

Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева
(ИСЭМ) СО РАН



**МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ
БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ**

Выпуск 74

Надежность систем энергетики
в условиях современных вызовов и угроз

Ответственный редактор:
академик РАН В.А. Стенников

г. Иркутск

2023 г.

УДК 621.311.1
М54

Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 74. Надёжность систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2023. 773 с.

ISSN 2413-8665

В сборнике рассматривается широкий круг вопросов, связанных с надёжностью энергоснабжения потребителей в условиях современных вызовов и угроз: методические вопросы исследования надёжности систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз; методы и модели анализа и обеспечения надёжности систем энергетики в условиях реализации единых информационных моделей систем энергетики; интеллектуальные информационные технологии в задачах надёжности систем энергетики, моделях и методах их решения.

Материалы сборника могут быть полезны для работников научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций, преподавателей, аспирантов и магистрантов вузов, занимающихся проблемами исследования и обеспечения надёжности систем энергетики.

Редакционная коллегия:	Бык Ф.Л.,	к.т.н.
	Илюшин П.В.,	д.т.н.
	Крупенев Д.С.,	к.т.н.
	Куликов А.Л.,	д.т.н.
	Мокеев А.В.,	д.т.н.
	Назарычев А.Н.,	д.т.н.
	Папков Б.В.,	д.т.н.
	Сендеров С.М.,	д.т.н.
	Чукреев Ю.Я.,	д.т.н.

Утверждено к печати Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН

Все статьи, включенные в сборник, прошли рецензирование и получили положительную оценку.

ISSN 2413-8665

© ИСЭМ СО РАН

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	12
Стенников В.А. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ	13
Рогалев Н.Д., Литвинов П.В., Прокофьев П.С., Молодюк В.В. НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	24
Михалевич А.А., Гребеньков А.Ж. РОЛЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСИЛЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	31
Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С. ВЛИЯНИЕ ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ОСНОВНОЙ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НЕСКОЛЬКИМ КРИТЕРИЯМ...	41
Юсифбейли Н.А., Насибов В.Х., Сулейманов К.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ РМУ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И МОНИТОРИНГА ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	49
Сендеров С.М., Рабчук В.И. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РОЛИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ РОССИИ ПЕРВИЧНЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ С ОЦЕНКОЙ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА	60
Сендеров С.М., Береснева Н.М. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КРУПНО-МАСШТАБНЫХ ЧС В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ВОЗМОЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ПОХОЛОДАНИЙ	71
Пяткова Н.И. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ УГРОЗ НАДЕЖНОМУ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ	82
Воробьев С.В., Еделев А.В. ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ СОЧЕТАНИЙ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	91

Смирнова Е.М. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НОРМИРОВАНИЯ В ОЦЕНКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ	101
Крупенёв Д.С. О ПЛАНОВОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	111
Крупенёв Д.С., Бояркин Д.А., Якубовский Д.В. ФОРМИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ РЕМОНТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАНОВОЙ НАДЁЖНОСТИ ПРИ ДОЛГОСРОЧНОМ ПЛАНИРОВАНИИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	117
Кашин М.А., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОСТИ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	125
Мирзаабдуллаев А.О. ГРАВИТАЦИОННОЕ ПОЛЕ ЗЕМЛИ И ПЛЯСКА ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	135
Мирзаабдуллаев А.О. ПУТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЕГО НАДЕЖНОСТИ	145
Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ИНФОРМАЦИОННОЕ НАПОЛНЕНИЕ	156
Чукреев Ю.Я. ВЛИЯНИЕ МОДЕЛЕЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ В ЗАДАЧЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ НА УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЭС	166
Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Койбагаров Т. Дж., Осмонова Р.Ч., Иманакунова Ж. С., Жаныбаев Т.О., Асиев А.Т. АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА КОММЕРЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	176
Пугачёв А.А. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-35 КВ НА ОСНОВЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР С САМОДИАГНОСТИРОВАНИЕМ	188

Галиаскаров И.М., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н., Шунтов А.В. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 220, 500 КВ ОСНОВНОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	196
Либерман А.Л. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ СИСТЕМНОЙ АВАРИИ	205
Коверникова Л.И. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ	215
Севостьянов А.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА ОЦЕНКИ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОГЕРЕНТНОСТИ ПРИ АНАЛИЗЕ ГАРМОНИЧЕСКИХ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	228
Андреев Д.А., Макаров Е.В., Фольварчук А.С. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ И УГРОЗ	239
Суворов А.А., Бай Ю.Д., Рубан Н.Ю., Суслов К.В. АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМ ИНВЕРТОРОМ В РЕЖИМЕ «ВЕДУЩИЙ» В УСЛОВИЯХ РАЗНОЙ ПЛОТНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	250
Аскаров А.Б., Рубан Н.Ю., Радько П.П. СИНТЕЗ АЛГОРИТМОВ АДАПТИВНОЙ ИНЕРЦИИ И ДЕМПФЕРНОЙ ОБМОТКИ ДЛЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА	260
Гринев Н.В. НОВОЕ КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ – РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО С ТОПОЛОГИЕЙ СХЕМЫ В ВИДЕ МНОГОГРАННИКА	270
Гринев Н. В. МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЕ СРАВНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 220 КВ С РАЗНЫМИ СХЕМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ	279

Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Коломацкий Д.А., Мельникова О.С. УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ	289
Дарьян Л.А., Образцов Р.М., Никитин О.А. ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ СКАНИРУЮЩЕЙ ЦИФРОВОЙ РЕНТГЕНОГРАФИИ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	299
Дарьян Л.А., Образцов Р.М., Максимченко А.В., Полищук В.П., Асосков С.М. МАРКЕРЫ СТАРЕНИЯ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ ИЗОЛЯЦИИ: СЕЗОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ	309
Рудник В.Е., Суворов А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННЫХ МОДЕЛЕЙ	319
Курбацкий В.Г., Чулюкова М.В. УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	329
Ахметова И.Г., Залялова А.Р., Нурисламова А.Р. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, КАК ФАКТОР УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ	341
Постников И.В., Медникова Е.Е. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НАДЕЖНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ	350
Бойко Е.Е., Мышкина Л.С. ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИКОВЫХ ИСТОЧНИКОВ НА НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	355
Ваньков Ю.В., Кузнецов П.А., Измайлова Е.В., Гарнышова Е.В., Валиев Р.Н. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ОТКАЗОВ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ГРАФИКАХ	365

Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. КОММУНАЛЬНЫЕ ЛОКАЛЬНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ПРОБЛЕМА ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ	375
Шевелева Г.И. ТРАНСФОРМАЦИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ	385
Домышев А.В. МУЛЬТИАГЕНТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ОЦЕНКИ ЕЕ НАДЕЖНОСТИ	395
Рахманов Н.Р., Курбацкий В.Г., Гулиев Г.Б., Томин Н.В., Якубов А.Ф. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНТЕГРИРОВАНИЯ ВОЗВНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ВЫРАБОТКОЙ МОЩНОСТИ ПРИ УЧЁТЕ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПРЕДЕЛ УСТОЙЧИВОСТИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ	403
Ахметбаев Д.С., Джандигулов А.Р., Ахметбаев А.Д. УПРОЩЕННЫЙ ТОПОЛОГИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	413
Ахметбаев Д.С., Джандигулов А.Р., Ахметбаев А.Д. О СХОДИМОСТИ НЕЛИНЕЙНЫХ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	421
Вуколов В.Ю., Колесников А.А., Обалин М.Д, Шарыгин М.В. ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ	431
Вуколов В.Ю. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ	441
Илюшин П.В., Вольный В.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ MICROGRID ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ	451
Илюшин П.В., Симонов А.В. ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТОЧКЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ	463

Куликов А.Л., Папков Б.В., Лоскутов А.А. ПРОЦЕДУРЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	473
Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Бездушный Д.И., Папков Б.В. АЛГОРИТМ ДЕРЕВА РЕШЕНИЙ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ СЛОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ...	484
Назарычев А.Н., Устинов Д.А., Бабурин С.В., Пугачев А.А., Бабанова И.С. МЕТОД СИНТЕЗА ТОПОЛОГИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК НА ОСНОВЕ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫХ ОЦЕНОК НАДЕЖНОСТИ	494
Коркина Е.С., Колосок И.Н. МЕТОД СИНТЕЗА И АНАЛИЗА ДЕРЕВЬЕВ ОТКАЗОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ АГРЕГАТОРА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ	503
Ванин А.С., Габдушев Д.М., Тульский В.Н. ОЦЕНКА ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЧАСТОТЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ	512
Сулыненков И.Н. О ПРИМЕНЕНИИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ СРАВНЕНИИ ВАРИАНТОВ	521
Попов А.И., Бутин К.П., Родионов А.В. РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ВИЗУАЛЬНОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	526
Голуб И.И., Болоев Е.В., Анфиногенов А.Ю., Бучинский А.Л., Масленников А.Н. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ВИНОВНИКОВ НЕУЧТЕННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ	536
Султанов М.М., Болдырев И.А., Иваницкий М.С., Шамигулов П.В. ОЦЕНКА УРОВНЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСОВ СБОРА, ОБРАБОТКИ И УПРАВЛЕНИЯ ДАННЫМИ	547

Гурина Л.А., Томин Н.В. РИСКИ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ СООБЩЕСТВАМИ МИКРОСЕТЕЙ	557
Сорокин Д.В. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	567
Осак А.Б., Бузина Е.Я. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ АВТОМАТИКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГИБКОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ – НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ И СПОСОБ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ	577
Осак А.Б., Бузина Е.Я. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ, ЖИВУЧЕСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ, ТРЕБОВАНИЯ К ВРЕМЕННЫМ РЕШЕНИЯМ	587
Чукреев М.Ю. ИНФОРМАЦИОННОЕ НАПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	595
Мокеев А.В., Пискунов С.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИНХРОВЕКТОРОВ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ	603
Пискунов С.А., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ WAMPACS ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ	613
Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Журавлева О.В. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СВИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО И СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	623
Говорун М.Н., Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Негреев А.П. ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ В ЕЭС РОССИИ	633

Курьянов В.Н. МЕТОД АНАЛИЗА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП ПО ИНДЕКСУ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ С УЧЕТОМ СТАТИСТИКИ ОТКАЗОВ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	642
Аксаева Е.С., Глазунова А.М. СОЗДАНИЕ ПЛАНИРОВЩИКА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СМЕЩЕНИЯ НАГРУЗКИ В ПРОГРАММЕ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ	652
Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.А., Снегирев Д.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ УСКОРЕНИЯ РАСЧЕТОВ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ ПО КРИТЕРИЮ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДЛЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ	663
Галиаскаров И.М., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н., Трегубов Е.Н., Шунтов А.В. СИНТЕЗ ЗАКОНОВ НАБЛЮДЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕНИЯ ФОРМУЛЫ АККЕРМАННА НА МИМО-СИСТЕМЫ	673
Астапов В.Ю., Ачитаев А.А., Домышев А.В. АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ВИРТУАЛЬНОЙ ИНЕРЦИЕЙ ВЕТРОУСТАНОВОК ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ	683
Ачитаев А.А. ДЕМПФИРОВАНИЕ СУБСИНХРОННЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ	693
Мельникова О.С., Леонтьев И.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ДЕФЕКТОВ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ	703
Хузяшев Р.Г., Тухфатуллин И.Р., Иркагалиева И.И. МОДЕЛЬНОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА В ИНТЕРЕСАХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ВОЛНОВОГО ОМП	713
Насиров Т.Х., Трофимов Г.Г., Хамидов Ш.В. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В УСЛОВИЯХ РОСТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ	723

Мамедов З.А. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЁННЫХ РАЙОНОВ АЗЕРБАЙДЖАНА НА ОСНОВЕ СОЗДАНИЯ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ	732
Иванова В.П., Цыпкина В.В. КАБЕЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, КАК СЛОЖНАЯ, МНОГОКОМПОНЕНТНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ	742
Исамухамедов Д.Н., Иванов А.А., Турабеков А.У., Ёкубжонова Д.У. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КРУТИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КАБЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	754
Короткевич М.А., Подгайский С.И. ВЫБОР ПЛОЩАДИ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ ТОКОПРОВОДЯЩИХ ЖИЛ КАБЕЛЯ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА	764
Решение 95-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики»	771

Предисловие

9 – 15 июля 2023 года в пос. Хужир (оз. Байкал) прошло 95-е заседание Международного научного семинара «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики», учрежденного при ИСЭМ СО РАН, на тему «Надёжность систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз».

Тематика заседания включала следующие направления: методические вопросы исследования надёжности систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз; методы и модели анализа и обеспечения надёжности систем энергетики в условиях реализации единых информационных моделей систем энергетики; интеллектуальные информационные технологии в задачах надёжности систем энергетики, моделях и методах их решения.

В заседании приняли участие 97 ведущих ученых и специалистов энергетических отраслей из 7 стран (Россия, Азербайджан, Беларусь, Израиль, Казахстан, Кыргызстан, Узбекистан). Среди участников заседания академик РАН, академик НАН Беларуси, академик АН РУз, член-корреспондент НАН Киргизской республики, 22 д.т.н., 52 к.т.н., 12 инженеров, 7 аспирантов.

Представители:

- научных организаций: НП «НТС ЕЭС», ИСЭМ СО РАН, ИСЭ и ЭПС ФИЦ «Коми НЦ УрО РАН», ИНЭИ РАН, АО «Атомэнергопроект», НИ «ТПУ», АзНИИПИИЭ, НАН Кыргызской Республики, ИМиА, Институт проблем энергетики АН РУз.;
- ВУЗов: НИУ «МЭИ», НГТУ, СПГУ, СПбПУ, Саяно-Шушенский филиал СФУ, БНТУ, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, ДПИ, КАТУ им. С. Сейфуллина, ЕНУ им. Л. Гумилева, ЕИТИ им. К. Сатпаева, ИГЭУ им. В.И. Ленина, БГУ, ИРНТУ, ПГУ, СГУ, НГИЭУ, КГЭУ, АзТУ, Иссык-Кульский ГУ, ТГТУ, БГАТУ;
- производственных энергетических компаний: ООО «РТСофт-СГ», «РЭА» Минэнерго России, РУП «Белэнергосетьпроект» (Беларусь), АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ФБУ «НТЦ Энергобезопасность», ПАО «Мосэнерго», АО «Электронмаш», ТОО «Казахтелеком», ООО «Газпром Инвест», АО «СО ЕЭС» РДУ, АО «ТИ ЕЭС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Россети, АО «СО ЕЭС», ООО «Перспективные технологии», ООО «НПП АЛИМП», ООО ИЦ «Энергосервис», ООО «АльтероПауэр Софт», Фирма Radon (Израиль), МННО КДЦ «Энергия», ООО «ТерраЦинк».

В рамках заседания было заслушано и обсуждено 79 докладов (8 онлайн и 71 очных), одна работа на соискание ученой степени д.т.н., одна работа на соискание ученой степени к.т.н. Принятые к публикации 78 докладов представлены в настоящем сборнике.

По итогам обсуждения научных докладов и дискуссий по соответствующим вопросам Семинаром было сформулировано Решение, основные положения и предложения которого были доведены до руководящих органов организаций ответственных за надёжное, эффективное функционирование и стратегическое развитие энергетических отраслей и топливно-энергетического комплекса страны в целом.

УДК 621.311

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ВЫЗОВЫ И УГРОЗЫ

Стенников В.А.*

Аннотация

Глобальные тенденции, происходящие в рамках смены технологического уклада, во многом обусловили современные преобразования, происходящие в энергетике. Эти трансформации стали результатом вызовов, проявившихся в последние годы, и которые уже во многом приобрели масштабный характер. Они связаны со стремительным развитием без углеродных природоподобных технологий генерации энергии на основе возобновляемых источников энергии, распределенной генерации энергии, ростом активности потребителей в участии регулирования своего спроса, интеллектуализацией, цифровизацией, декарбонизацией, интеграцией и другими процессами, протекающими в энергетике. Данные процессы являются объективными и не зависят от конъюнктурных, политических или других каких-либо предпочтений. В этих условиях важнейшей задачей настоящего и будущего развития и функционирования энергетических систем и топливно-энергетического комплекса в целом энергетики представляется сохранение устойчивости их функционирования и стабильной работы, обеспечивающих социально-экономический рост и энергетическую безопасность страны.

Ключевые слова: централизованно-распределенная системы, энергетические системы будущего, энергопереход, климатическая повестка, надежность, устойчивость, интеллектуализация, интеграция, кибербезопасность.

Введение

В настоящее время в энергетике происходит смена технологического уклада, предполагающего приоритет знаний, интеллекта, информационных и интернет технологий, наноэнергетики, микроэлектроники, биотехнологий, других наноразмерных производств. При этом возрастает роль потребителей, с централизованными источниками конкурирует распределенная генерация энергии, актуальными становятся компромиссные решения. Этому способствует растущий рынок доступных и современных технологий аппаратной аналитики, систем управления и учета электроэнергии, телекоммуникаций и информационного обеспечения, малой энергетики и др. Они предлагают потребителям электроэнергию и тепла

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: sva@isem.irk.ru

возможность активно действовать и организовывать собственное производство энергии. Взаимосвязь систем усиливается, объем обмениваемой информации увеличивается, управление системами становится все более сложным, а риск возникновения нештатных ситуаций возрастает. В последние годы значительно усиливаются требования по снижению негативного воздействия на окружающую среду. Нередко они связываются с климатической повесткой, являющейся дискуссионной по своей обоснованности.

Энергопереход

Климатическое направление в энергетике, с одной стороны, воспринимается как борьба с глобальным потеплением и предотвращением экологической катастрофы, с другой стороны, оно преподносится как инструмент передела мирового энергетического рынка ресурсов, технологий и пересмотра конкурентных энерготехнологических ниш. Это направление, получившее название безуглеродной энергетики в связи с отказом от использования углеводородного топлива, нередко связывают с энергопереходом. Вместе с тем, энергопереход это более масштабный и сложный процесс, охватывающий не только решение климатических проблем, но и обеспечивающий энергетическую независимость, основанную на энергоэффективных практиках, применении конвергентных природоподобных технологиях, сокращении парниковых выбросов и в целом снижении вредного воздействия на окружающую среду. Энергопереход представляет одно из средств трансформации человеческого общества, он затрагивает социальные, экономические, политические, экологические и другие сферы, поэтому его невозможно ассоциировать только с климатической повесткой. Трансформация систем энергетики и ТЭК в целом в аспекте энергетического перехода, в первую очередь, связана с проявлением активности потребителя в управлении своим энергоснабжением (как внутреннего фактора) и наличием доступного и развитого рынка технологий и оборудования (как внешнего фактора).

Здесь, по сути, следует выделять два самостоятельных направления, собственно энергопереход и безуглеродную экономику, включая энергетику. Первое направление, наиболее масштабное, обусловлено естественным процессом смены технологического уклада. Второе связывается с устранением негативного влияния антропогенного углеродного воздействия на окружающую среду и изменением климата. При этом важным представляется умение оперативно и правильно оценивать ситуацию, иметь опережающее предвидение будущего, выстраивать научно обоснованный перспективный план, предусматривающий постепенный переход от устаревших к новым технологиям, обеспечивая устойчивое надежное функционирование энергосистем.

Вызовы и угрозы

Каждый этап технологического развития порождает не только новые проблемы, решение которых приводит к очередному переходу, но и способствует прорывным преобразованиям. При этом данный процесс, как правило, связан со стратегическими изменениями, они могут активизировать, как открытие новых возможностей, так и вызывать появление рисков и угроз успешному развитию систем. Функциональные особенности энергосистем делают их критической инфраструктурой для экономики и социальной сферы.

Новые условия и вызовы, побуждающие энергосистемы к переходу на новый технологический уклад и в определенной степени, способствующие их глобальным переменам, в укрупненном виде приведены на рис.1.

Таблица 1. Вызовы нового времени

№ п/п	Вызовы энергетике	Стимулирующие аспекты
1	Конкуренция	Между видами и типами систем; за топливные ресурсы; за потребителя; за инвестиции
2	Успешное развитие распределенной генерации	Возобновляемые и нетрадиционные источники энергии; когенерация на базе ГТУ, ДГУ; топливные элементы
3	Активные потребители	Управление спросом; совмещение функций потребления и производства энергии; обмен энергией между потребителями
4	Интеллектуализация	Нейронные сети, машинное обучение; формирование решения и воздействие на исполнительные механизмы
5	Интернет технологии	Интернет-Энергия, межмашинное взаимодействие (M2M), блокчейн
6	Интеграция	Объединение в единую метасистему нескольких функциональных систем; информационных технологий; интеллектуальных и телекоммуникационных комплексов
7	Рост потребления	Передача и управление большими потоками энергии, электромобили
8	Информационная безопасность	Предотвращение кибератак; кибербезопасность
9	Доступный рынок новых технологий и оборудования	Системы управления, учета; аппаратные средства и др.

Вышеизложенные тенденции в энергетике ориентированы на широкое применение методов и подходов искусственного интеллекта, информационно-коммуникационных технологий. Их интеграция в технологический процесс сопровождается определенными рисками. С одной стороны, существует опасение, что искусственный интеллект может привести к неправильным и даже опасным решениям, с другой стороны, существует

мнение о том, что широкое вовлечение искусственного интеллекта в энергетику и экономику в целом повысит эффективность управления ими, надёжность и качество обеспечения их функционального назначения.

Вместе с тем, здесь возрастает угроза распространения вредоносного вируса, получения доступа и организации контроля над технологическими процессами. При этом последствия могут быть любыми, начиная от повреждения оборудования, остановки отдельных технологических процессов до техногенных катастроф с человеческими жертвами. Основные угрозы энергетике, дифференцированные на внутренние – российские и внешние – мировые, приведены на рис. 1.

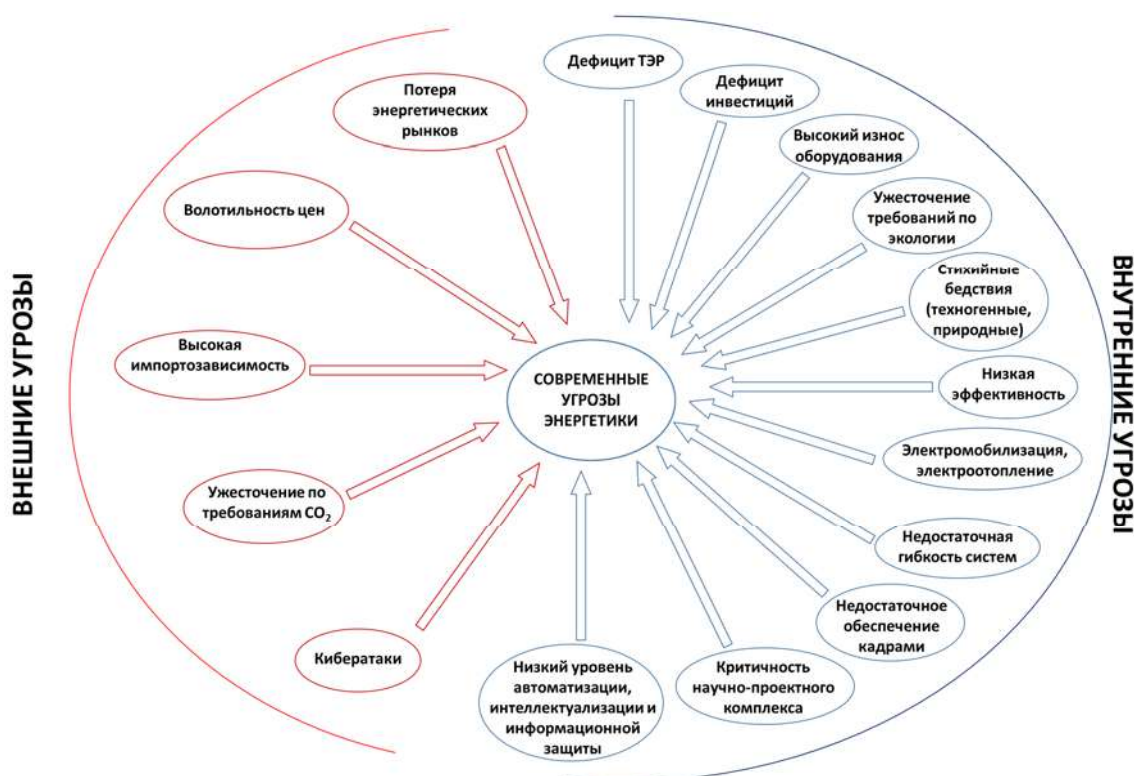


Рис. 1 – Угрозы устойчивому развитию энергетики.

Несмотря на то, что проблемам безопасности в энергетике уделяется большое внимание, она остается одной из самых уязвимых сфер, на которую направлены кибератаки. Во многом это обусловлено тем, что энергетическая отрасль отличается большой инерционностью в своем развитии, относительно медленно обновляет инфраструктуру и программное обеспечение, что делает ее уязвимым объектом для вредоносных атак.

Структурная трансформация энергетических систем в условиях энергоперехода

Трансформация энергетики, осуществляемая в рамках четвертого энергетического перехода [1], связана с кардинальными изменениями, в результате которых создается новая архитектура энергетических систем [2, 3]. Она охватывает большой комплекс вопросов, в том числе создание

соответствующей институциональной основы, определяющей регуляторные, технологические и экономические правила надёжного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях. Значительные преобразования будут претерпевать организационные модели, обеспечивающие технологическую координацию, инвестиционную деятельность, управление взаимодействием многочисленных субъектов, имеющих принадлежность к разным формам собственности и обладающих разнонаправленными интересами энергетического бизнес процесса [4-6].

Применительно к трансформации систем энергетики в условиях энергетического перехода нередко применяются конструкции в виде концепции 3Д (Декарбонизация, Децентрализация и Дигитализация), а в последнее время – 3С (Со-обеспечение, Со-организация, Со-развитие). Обе они имеют право на существование, тем более что построены на единых принципах, включающих: удовлетворение потребностей в энергии из окружающего пространства без ущерба для окружающей среды; развитие систем в виде распределенной архитектуры с коллективным участием в их управлении; интеллектуализация процессов функционирования на базе человеко-машинных систем с координированным управлением. Вместе с тем, они лишь в общих чертах представляют очертания контура будущего энергетики, участвуют в виде неких ограничений, формирующих область допустимых решений и объективно не могут дать полноценного видения будущих систем, которое гораздо сложнее и многообразнее, чем то, что вкладывается в понятие этих ограничений.

В рамках осуществляемой трансформации необходимо обеспечить **повышение их эффективности** в части управляемости, **надежности, безопасности, экономичности** и т.п., **снижение негативного воздействия** на окружающую среду, в том числе выбросов парниковых газов, и **доступность энергоснабжения** для всех потребителей. Решение этой триединой задачи невозможно без перехода к новой технологической парадигме, базирующейся на современных информационных достижениях, широкой интеллектуализации и интеграции энергетических систем (электро-, тепло, холодо-, газоснабжения) в единую метасистему [7].

Реализация интеграционного процесса предусматривает объединение технологических систем, их интеллектуализацию, использование традиционных, возобновляемых и вторичных энергоресурсов, создание централизованных энергохабов (узлов) с накопителями энергии, строительство «умных» зданий с аккумулярованием энергии для сглаживания пиковой нагрузки. Процессы интеграции энергетических систем в метасистему ведут к повышению уровня их целостности и организованности, при этом увеличивается объём и интенсивность взаимосвязей и взаимодействия между отдельными элементами. Интеграция при производстве и потреблении обуславливает необходимость совместного рассмотрения элек-

трических, тепловых, газовых сетей, режимов их работы, особенно в аварийных ситуациях, и управления ими, анализ надёжности энергоснабжения с учетом взаимосвязанности систем и т.д.

Возрастающая роль распределенной генерации электроэнергии и тепла, в том числе непосредственно у потребителей, предопределили создание централизованно-распределенных систем энергетики с формированием у них новых свойств и диверсификацией уже существующих. [8]. Эти факторы приводят к необходимости пересмотра принципов построения производственно-транспортных энергетических систем и систем энергоснабжения, в т. ч. на уровне потребителей, а также управления их режимами на основе интеграции этих систем. Стохастический характер работы ВИЭ и активность потребителей в управлении собственным энергопотреблением вызывает существенную неопределённость в режимах работы систем энергетики.

Нетиповой аспект энергетической безопасности связан с компьютерной безопасностью или кибербезопасностью. Это обусловлено тем, что оборудование и целый ряд устройств подключены к информационной системе передачи данных, что обеспечивает доступ в систему с целью нарушения ее работы. При этом кардинально возрастает значение защиты компьютерной инфраструктуры и надежного управления энергетической системой. С развитием цифровизации и интеллектуализации энергетики риски киберугроз значительно увеличиваются, при этом они могут быть связаны с любым элементом, даже с отдельными электросчетчиками и потребителями энергии. Управление кибербезопасностью становится ключевой задачей функционирования энергетической системы [9, 10].

Топологическая и структурная сложность энергетических систем, возросшая в связи с усилением внутри и межсистемных связей, увеличением разнообразия источников энергии по типам и мощности, их дискретностохастический характер функционирования предопределили глубокое проникновение цифровизации и интеллектуализации в энергетический процесс. Интеллектуальные энергетические системы представляют собой сбалансированное сочетание традиционных и новейших технологий, таких как интернет, мобильные сети 5G, облачные хранилища и вычисления, аналитика данных, искусственный интеллект, машинное обучение и т.п. Это, а также другие вышеотмеченные факторы, предопределяют необходимость рассматривать ЭЭС, ТСС и ГСС как сложные кибер-физические системы [11]. Технологическая трансформация энергетических систем разного уровня обеспечивает реализацию новых функциональных возможностей, способствует применению более совершенных технологий в эксплуатации и созданию интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе их энергоснабжения. Такие

системы имеют более развитый их функциональный потенциал относительно традиционных систем. Их основные особенности отражены на рис. 2.

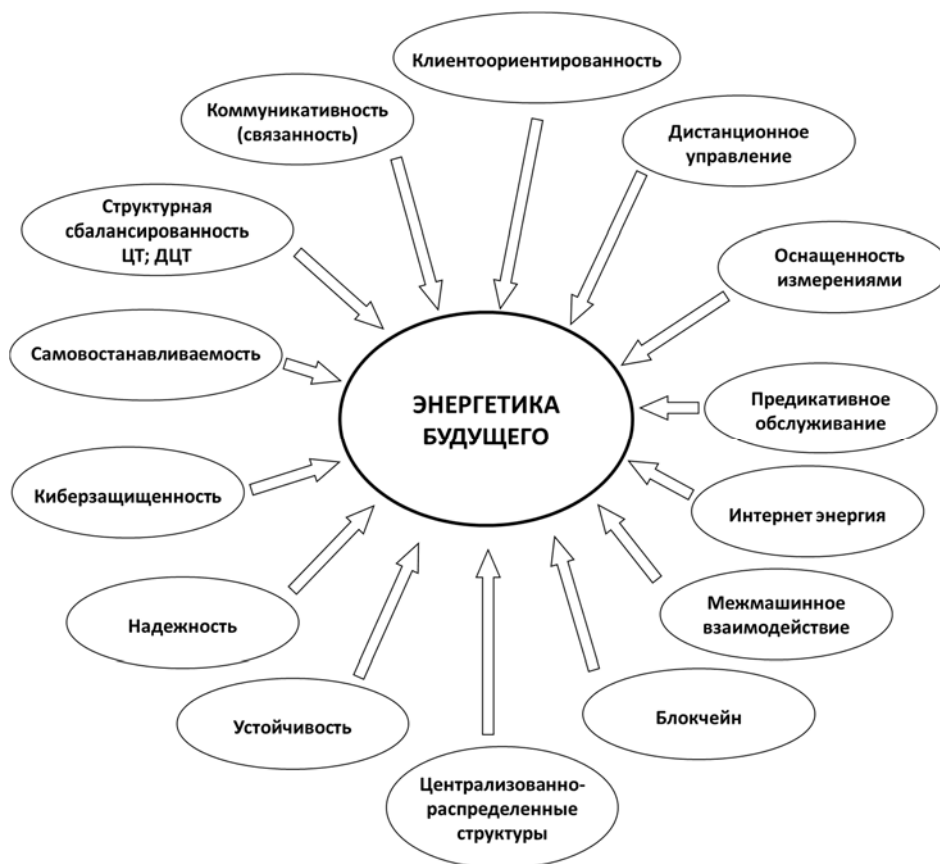


Рис. 2 – Характеристика энергосистем будущего.

В формировании технической политики в энергетике могут быть выделены два основополагающих обстоятельства. Первое из них представляет структурно-технологическое преобразование энергетических систем, связанное с изменением системных принципов их построения. Они должны быть ориентированы на создание клиентоориентированного энергоснабжения с последовательным формированием интегрированных систем, обеспечивающих комплексное снабжение потребителей разными видами энергии (электричеством, теплом, холодом и т.п.). Второе связано с инновационными энергоэффективными технологиями и оборудованием, с одной стороны, реализующими новые системные подходы построения энергетических систем, а с другой стороны, адекватно учитывающими разнотипную структуру нагрузок (электрических, тепловых и др.), их соотношение, а также активное поведение потребителя [4].

Методические принципы построения энергетических систем нового уровня

Объединение в единую платформу всех функциональных технологий обуславливает необходимость по-новому взглянуть на построение как отдельных систем, так и на их интеграцию, переходя от жесткой сложившейся структуры «генерация - сети - потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом (как потребителем, так и поставщиком энергии). Такая ИИЭС становится самонастраивающейся системой и в зависимости от внутренних и внешних условий в автоматическом режиме осуществляет реконфигурацию, обеспечивающую ей вписывание в изменившиеся условия функционирования. Она должна обладать тремя наиболее важными и взаимосвязанными между собой свойствами: клиентоориентированностью – качественным и своевременным энергоснабжением потребителей по доступной цене и их способностью принимать вырабатываемую ими энергию и мощность; активностью в участии управлением, как самих систем, так и потребителей; адаптивностью с высоким уровнем самоорганизации и киберзащищенности; экологичностью с минимальным негативным воздействием на окружающую среду [12-14]. Существенное развитие получают традиционные системы, появляются новые свойства, характеризующие энергетические системы, что наглядно представлено на рис. 3.

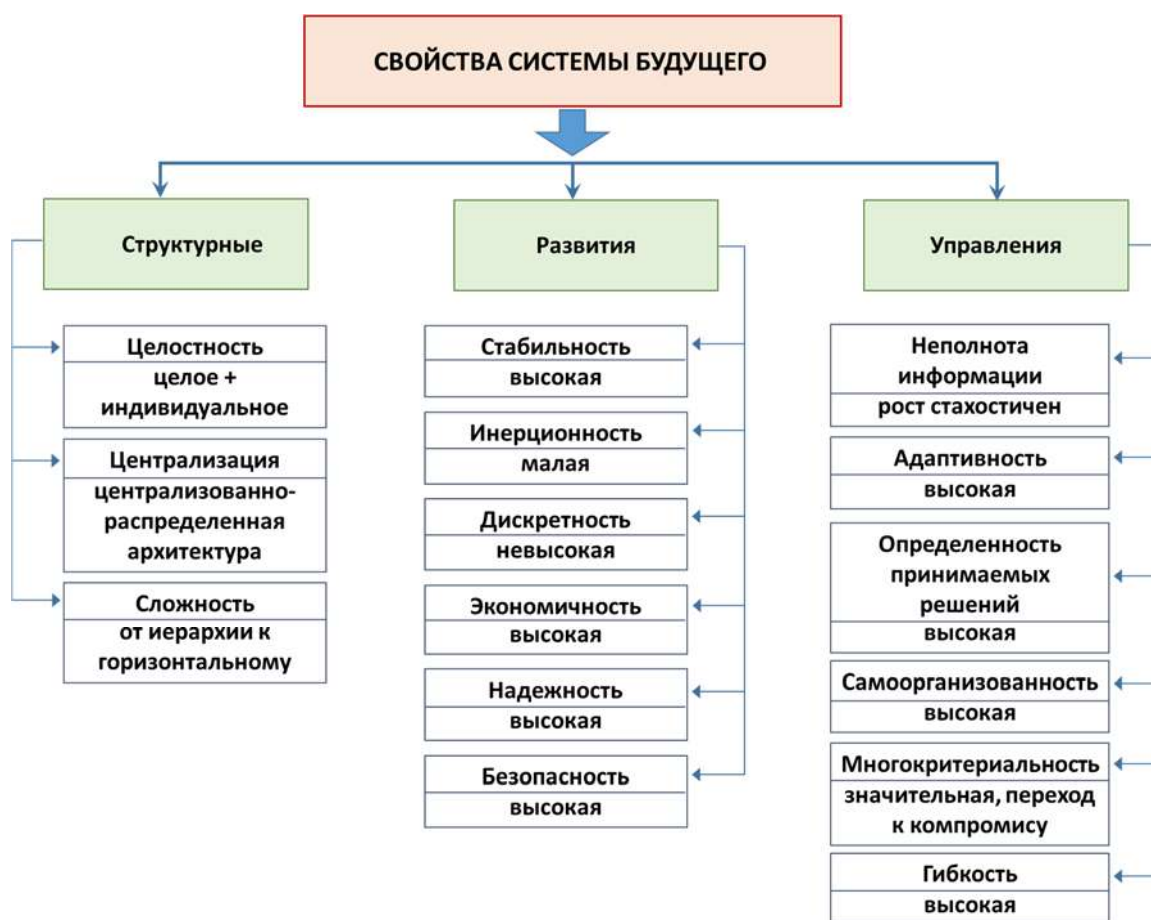


Рис. 3 – Основные свойства энергетических систем будущего.

Новой становится и технология функционирования такой метасистемы, так как в ней, как выше было отмечено, однонаправленное движение энергетических потоков (источник - потребитель) превращается в многонаправленное (не только от источника к потребителю, но и от потребителя к источнику). Формируемая системная конструкция должна сочетать определенную самостоятельность множества центров принятия решений и их скоординированность в обеспечении устойчивого энергоснабжения потребителей. Она должна строиться по принципу субсидиарности и саморегуляции, в соответствии с которыми управление осуществляется не путем воздействия на регулируемую систему извне, а формируется в ней самой. При этом системы имеют свое собственное управление, цели, задачи и работают независимо, координируясь с другими системами в рамках выполнения единых целевых установок посредством облака горизонтальных связей.

Неотъемлемой частью такой системы является ее «интеллектуальность», в основе которой лежит агентно-ориентированная парадигма, когда каждый потребитель, получая информацию через своих интеллектуальных агентов обо всех других участниках процесса энергоснабжения, оценивает свою роль в этом процессе и формирует свое поведение. Обладая необходимыми технологическими знаниями, он может обоснованно оптимизировать свой процесс энергопотребления. Процесс интеллектуализации систем активизировался в связи с появлением возобновляемых источников энергии со стохастическим режимом функционирования, расположенных у потребителей.

Эти основополагающие положения определяют сетевую модель отношений, в основе которой лежит принцип комплементарности, когда действия одного участника, связанные с решением следующих задач, одновременно способствуют решению определенных задач других участников. Сетевая организация является системой более высокого порядка относительно действующей иерархически подчиненной структурой российской энергетики. Она подразумевает ослабление вертикальных связей, де бюрократизацию и развитие горизонтальных связей. Сетевые организационные процессы высоко адаптивны, разнообразны, могут встраиваться в любые системы управления.

Многомерная структура ИИЭС, высокий уровень объединения и самоорганизации, интеллект, комплексное использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и активного потребителя значительно расширяют функциональные возможности формируемой энергетической метасистемы и обеспечивают ей появление новых свойств, обеспечивающих, прежде всего, осуществление качественного и своевременного обеспечения запросов потребителя.

Представленные концептуальные положения интегрированных интеллектуальных энергетических систем позволяют рассматривать проблему с разных позиций и более системно формулировать задачи иссле-

дований. Среди них наиболее сложными представляются задачи, связанные с моделированием знаний, включая разработку методов формализации знаний для ввода их в компьютерную память в качестве базы знаний, и моделирование рассуждений, т.е. создание компьютерных программ, имитирующих логику человеческого мышления при решении разнообразных задач управления.

Заключение

Основными факторами, побуждающими трансформацию энергетики, являются возрастающая активность потребителей, динамично развивающийся рынок технологий и оборудования, возрастание конкурентных преимуществ источников распределенной генерации энергии, проникновение в энергетику цифровых и интеллектуальных технологий, развитие скоростной облачной информационной инфраструктуры и др. Эти тенденции наряду с положительными трендами, связанными с формированием интеллектуальных интегрированных централизованно-распределенных систем с горизонтально распределенным управлением их режимами, развитыми функциональными возможностями приводят к возникновению разного рода угроз и рисков, которые могут сдерживать инновационное развитие энергетики. В этих условиях важнейшей задачей в энергетике представляется обеспечение устойчивого, надежного адаптивного функционирования энергетических систем.

Изложенные результаты систематизируют выполненные наработки, формируют основные концептуальные положения и отражают некоторые свойства будущих энергетических систем. Идеология, создание и управление такими системами является важнейшей проблемой, требующей проведения активных научно-практических исследований.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0002 (рег. номер AAAA-A21-121012090012-1).

Литература

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / Под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО. Москва, 2019, 210 с. SBN 978-5-91438-028-8
2. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные энергетические системы – будущее энергетики. М: Изд-во ИНП РАН, 2016, 52 с.
3. Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем. Электроэнергия. Передача и распределение. 2019, № 4, с. 134-141.
4. Valery Stennikov, Nikolai Voropai, Evgeny Barakhtenko, Dmitry Sokolov, Oleg Voitov, Bin Zhou. Application of Digital Technologies for Expansion Planning of Integrated Energy Systems. ENERGY-21: Sustainable Devel-

opment & Smart Management / Proceedings International conference, September 7-11, 2020, Irkutsk, Russia. Eds. V.A. Stennikov et al. E3S Web of Conferences, 2020, pp. 50-55.

5. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы. Известия РАН. Энергетика, 2014, № 1, с. 64–72.

6. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления. Монография. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2020, 354 с.

7. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем». Энергетическая политика, 2012, № 5, с. 3–15.

8. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. Изд-е 2-е, доп. М.: Наука, 1983, 455 с.

9. Khaitan S.K., McCalley J.D. Cyber physical system approach for design of power grids: A survey // 2013 IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21–25, 2013, 5 p.

10. Hull J., Khurana H., Markham T., Staggs K. Staying in control: Cybersecurity and the modern electric grid // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol. 10, No. 1, pp. 41–48.

11. Mehrdad S., Mousavian S., Madraki G. Cyber-physical resilience of electric power systems against malicious attacks: A review // Current Sustainable/Renewable Energy Reports, <https://doi.org/101007/s40518-018-0094-8>

12. Борталевич С.И. Сетецентрическая оптимизация схем управления технологическими и экономическими процессами в энергетике ЕАЭС Экономика и управление, 2015, № 3, с. 74–77.

13. Смородинская Н.В. Глобализация экономика: от иерархий к сетевому укладу. М.: ИЭ РАН, 2015, 344 с.

14. Логинов Е.Л., Логинов А.Е. Повышение качества и надежности управления сложными системами в ЕЭС России. Национальные интересы: приоритеты и безопасность, 2012, № 38, с. 30–37.

УДК 621.311.1

НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Рогалев Н.Д., Литвинов¹ П.В., Прокофьев П.С., Молодюк В.В.

Аннотация

Современные достижения в области интеллектуальных информационных технологий и государственная политика, закреплённая в программе «Цифровая экономика РФ», не только дают возможность, но и стимулируют развитие новых подходов к решению задачи обеспечения надёжности энергосистем.

Рассматриваются геополитические, экономические, санкционные вызовы и риски, связанные с применением интеллектуальных информационных технологий. Показана возможность более широкого их применения. Представлены базовые технологии цифровой трансформации, которые позволяют обеспечивать повышение надёжности ЭЭС с применением интеллектуальных информационных технологий.

Делается вывод о том, что полностью реализовать потенциал интеллектуальных информационных технологий можно только если изменить парадигму обеспечения надёжности: от обеспечения надёжности перейти к ее управлению на основе оптимизации совокупных расходов систем энергоснабжения и энергопотребления.

Ключевые слова: надёжность, энергетический переход, цифровая экономика, искусственный интеллект, электроэнергетическая система, имитационное моделирование, онтология, риски, цифровой двойник.

Введение

Энергетика России и мировая энергетика стоят перед непростым выбором траектории развития. Всего несколько лет назад казалось, что цели сформулированы, и пути их достижения определены.

В 2015 г. ООН предложила 17 глобальных целей [1] как план достижения устойчивого будущего, улучшения благосостояния и защиты планеты. Седьмая по списку цель — недорогая и чистая энергия — напрямую относится к отрасли.

В этом же списке под 13-ым номером идет такая важная цель, как борьба с изменением климата.

К сожалению, экологическую и климатическую повестку политики значительно упростили, назвав основной угрозой глобальное потепление, а

¹ Некоммерческое партнерство «Научно-технический совет ЭЭС», Москва, Россия, litvpv@yandex.ru

главной его причиной — выбросы углеводородов. Виновной без научных изысканий назначили традиционную тепловую энергетику. При этом за рамками рассмотрения остались значительно более мощные факторы, на которые человечество не может влиять, такие как колебания солнечной активности и выбросы метана тундрой и океанами, пара и пыли вулканами.

Прошло менее пяти лет и общие призывы к декарбонизации стали превращаться в инициативы по введению трансграничного углеродного регулирования, а по сути, — налога на экспорт ископаемого топлива. Евросоюз (ЕС), будучи крупным импортером углеводородов из России, активно продвигает все новые требования и расширяет их состав. При этом за скобками остается тот факт, что для достижения большинства глобальных и действительно гуманистических целей, которые провозгласила ООН, потребуется опережающее развитие электроэнергетики, поскольку экономический рост и индустриализация, доступ к чистой воде и ликвидация голода — чрезвычайно энергоемкие процессы. Углеродный след, который искусственно делают характеристикой товара и даже услуг, а также попытки придать ему рыночный статус, становятся элементом недобросовестной конкуренции.

Энергетический переход электроэнергетики к новым технологиям усложняет решение задач обеспечения надежности. И если для балансовой, режимной, элементной, структурной и надежности электроснабжения потребителей предложены эффективные методы решения [2–3], то для обеспечения надежности при использовании интеллектуальных информационных технологиях таких методов нет.

Риски и ограничения обеспечения надежности при использовании интеллектуальных информационных технологий

Потребуется колоссальный рост инвестиций в оборудование и строительство ВЭС и СЭС, а также в их подключение к существующим сетям. Поскольку возможности привлечения финансовых средств всегда ограничены, то неизбежно произойдет сокращение средств, выделяемых на ремонт, эксплуатацию и модернизацию существующего оборудования, что дополнительно усложнит ситуацию со снижением рентабельности отрасли.

При активном развитии цифровых коммуникаций и распределенного производства значительная часть компетенций переходит от вертикальных структур к участникам горизонтальных связей, способных быстро перестраиваться под новые проекты по совместному созданию продукта.

Изменится структура генерирующих мощностей и систем распределения, когда помимо традиционных генераторов в сети появится множество инверторов в составе солнечных и ветряных электростанций. Дополнительные трудности в обеспечении надежности возникают в условиях многочисленных локальных интеллектуальных энергосистем, создаваемых на базе объектов распределенной генерации [4]. Элементы

силовой электроники существенно повлияют на надёжность ЭЭС. Увеличится количество отказов, связанных с воздействием электромагнитных помех, перегрузок и коротких замыканий, а устройства управления дополнительно уязвимы перед кибератаками.

Качество обслуживания нового оборудования напрямую будет зависеть от уровня подготовки и опыта персонала. Готовых специалистов и программ обучения пока нет.

В настоящее время и в ближайшем будущем будет слишком мало данных о произошедших аварийных ситуациях и их причинах для обоснованного статистического анализа и интерпретации. С точки зрения статистики мы попадаем в неприятную ситуацию роста интенсивности отказов, когда существующее оборудование в значительной степени уже находится в периоде старения, а вновь введенное — в периоде разработки.

Энергетический переход потребует повышенного расхода металлов, включая цветные и редкоземельные, цены на которые постоянно растут, и доступа к критическим технологиям, серьезно ограниченного существующими санкциями.

Все перечисленное выше — далеко не полный набор факторов, которые будут осложнять решение главной задачи: *надёжное и бесперебойное снабжение электроэнергией в объемах и показателях надёжности и качества электроэнергии, которые необходимы потребителям сейчас и не будут ограничивать их экономический рост в перспективе.*

Как же современные информационные технологии и достижения в области искусственного интеллекта могут улучшить надёжность ЭЭС?

Новая парадигма обеспечения надёжности

Радикально улучшить ситуацию поможет смена парадигмы обеспечения надёжности: от обеспечения надёжности перейти к управлению надёжностью с учетом оптимизации совокупных расходов систем энергоснабжения и энергопотребления. Интеллектуальные информационные технологии должны стать при этом фундаментом новой парадигмы за счет создания новой инфраструктуры ЭЭС. Активное применение интеллектуальных информационных технологий вполне укладывается в цифровую трансформацию энергетики.

Однако расходы на достижение и поддержание более высоких уровней надёжности путем создания новой инфраструктуры растут быстро и нелинейно. *Экономически эффективным было бы решение, когда потребители принимают максимально активное участие в управлении нагрузкой и резервировании.* Надёжность необходимо превратить в «дорогу с двухсторонним движением». Разумеется, для этого потребуются изменить регуляторную базу, а также разработать экономические стимулы и соответствующие системы управления и контроля.

Современные достижения в области информационных и телекоммуникационных технологий и государственная политика, закреплённая в программе «Цифровая экономика РФ», не только дают возможность, но и

стимулируют развитие сетей нового поколения — интеллектуальных электрических сетей (ИЭС), представляющих современную концепцию электроснабжения. В этом случае традиционные электрические сети интегрируются с технологиями информационно-коммуникационных систем и автоматическими устройствами управления, что позволяет оптимизировать производство, распределение и потребление электроэнергии.

Прикладным уровнем такой сети можно считать набор технологий, объединенных под общим названием «умные сети» (smart grid), решающий задачи децентрализации, управления производством и потреблением в реальном времени, эффективного использования ВИЭ и накопителей.

Философия и способ организации новых отношений энергетиков-производителей и потребителей известны под названием Интернет энергии (ЭНЕРНЕТ). Участники сети могут совместно управлять производством и потреблением энергии для достижения более эффективного использования ресурсов, снижения затрат и воздействия на окружающую среду. В рамках ЭНЕРНЕТ используются технологии интернета вещей, умные счетчики потребления, системы мониторинга, распределенные источники энергии и накопители.

Базовые интеллектуальные информационные технологии

Таким образом, мы подошли к определению цифровой трансформации электроэнергетики как процесса *внедрения инновационных цифровых технологий с целью повышения надежности и эффективности работы энергосистем.*

Базовые технологии, на основе которых будет осуществляться цифровая трансформация, строиться умная сеть, создаваться устройства и программно-технические комплексы нового поколения, направления и ключевые преимущества от их применения представлены в таблице 1.

Использование перечисленных интеллектуальных технологий позволит не только быстрее и точнее обнаруживать неисправности, но и предсказывать место и вероятность их появления, снижая затраты на эксплуатацию и ремонт. Важно отметить и тот факт, что совместное применение интеллектуальных технологий дает синергетический эффект.

После того как целевое состояние описано и выглядит столь привлекательно, перейдем к описанию вектора перехода и конкретизации роли и места интеллектуальных информационных технологий в достижении поставленных целей повышения надежности.

Таблица 1 Базовые технологии цифровой трансформации

Технологии	Направления использования	Результаты использования новых технологий и их преимущества
Искусственный интеллект (AI)	Оптимизация	Разработка новых стратегий управления и энергосбережения
Машинное обучение (ML)	Диагностика	Выявление паттернов аномалий, предотвращение аварий
Интернет вещей (IoT)	Мониторинг	Сбор данных о состоянии энергосистем, оборудования. Ситуационная осведомленность в режиме реального времени. Умные счетчики
Цифровые двойники (Digital Twin)	Прогнозирование	Прогнозирование потребления электроэнергии. Анализ и оптимизация производственных процессов
Облачные вычисления (Cloud Computing)	Инфраструктура	Улучшенная гибкость и масштабируемость, быстрая адаптация к меняющимся требованиям ИТ инфраструктуры и программных средств
Виртуальная и дополненная реальность (VR/AR)	Обучение	Создание интерактивных симуляций, получение реалистичного опыта без потребности в фактическом доступе к оборудованию; визуализация
Большие данные (Big Data)	Аналитика	Оптимизация расходов, снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования. Определение причин сбоев в работе оборудования
Распределенный реестр (Blockchain)	Безопасность	Децентрализация данных; умные контракты. Прозрачные и безопасные операции для всех участников

Текущее состояние и возможности интеллектуальных информационных технологий

У России есть все предпосылки для эффективного развития энергетики и повышения надежности энергоснабжения на базе интеллектуальных информационных технологий.

Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р утверждена «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года». Этот факт хорошо демонстрирует растущую гибкость государственных органов и готовность реагировать на изменение ситуации, поскольку сроки действия Стратегии на период до 2030 года, утвержденной в 2009 г. еще на прошли.

Государственная политика, закрепленная в программе «Цифровая экономика РФ», стимулирует развитие новых подходов и позволяет эффективно использовать научные знания и новые технологические возможности для решения сложных социально-экономических задач и

проблем. Эффективность технократических методов, когда решения принимались и контролировались на основе научных данных и объективной информации, поступающей в реальном времени, наглядно проявилась во время эпидемии коронавируса.

5 марта 2018 г. Минэнерго России утвердило паспорт программы «Цифровая трансформация электроэнергетики России». В отличие от жестких производственных цепочек индустриальной экономики, цифровая экономика обладает свойствами самоорганизации, масштабируемости и повышенными требованиями к надежности.

Электроэнергетика как отрасль проявила высокую устойчивость к санкциям и ограничениям, связанным с поляризацией международных отношений. Достаточность ресурсов, высочайший уровень достижений в атомной энергетике, мероприятия по импортозамещению, сильная научная школа и ряд других факторов гарантируют возможность надежного удовлетворения спроса внутренних потребителей сейчас и на перспективу [5].

Министерство энергетики РФ приказом от 28.02.2023 № 108 утвердило «Схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС) на 2023–2028 годы». Многократно улучшена процедура планирования. Разрабатывавшиеся ранее отдельно схемы и программы развития ЭЭС России и электроэнергетики субъектов РФ теперь консолидируются в одном документе. Разработке и утверждению СиПР ЭЭС предшествовала большая работа по созданию Методических указаний, в которых приведены формулы для расчета всех показателей, включая и балансовую надежность энергосистем [6].

Постановление Правительства РФ от 30.02.2022 № 2557 утвердило «Правила формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики».

Принятие Федерального закона от 11.06.2022 № 174-ФЗ существенно расширило функции и полномочия Системного оператора в области информационного обмена между разнородной совокупностью средств автоматизации на базе стандартов МЭК 61970 и МЭК 61968, описывающих Общую информационную модель (Common Information Model, CIM). АО «СО ЕЭС» будет предоставлять информационную модель энергосистемы для разработки ТЭО и проектирования на безвозмездной основе.

Все вышеперечисленное говорит о том, что у России есть все предпосылки и возможности реализовать свой эффективный путь развития отрасли [7].

Единая отраслевая онтология

Катализатором перемен стал бы переход от ныне существующих, слабо связанных словарей, таксономий, тезаурусов и тематических карт к единой отраслевой онтологии.

Колоссальные объемы отраслевых знаний, опыта и идей, накоплен-

ные в научных статьях, диссертациях, результатах НИР и ОКР, материалах CIGRE, патентах не всегда эффективно используются. Зачастую разработки сходной тематики дублируются или ведутся параллельно. Семантическая строгость онтологии позволила бы эффективно применить самые современные технологии обработки и поиска информации и оперативно предоставлять результаты в формате максимально адаптированном для практического применения с учетом знаний, опыта и потребностей целевой аудитории.

Заключение

Сложившаяся политическая и экономическая ситуация — это серьезный вызов для нашей страны и одновременно колоссальные возможности для развития отрасли. После десяти уже введенных в действие пакетов санкций совершенно очевидно, что нужно проектировать свой путь развития, исходя только из национальных интересов.

Полностью реализовать потенциал интеллектуальных информационных технологий можно только если изменить парадигму обеспечения надежности: от *обеспечения надежности* перейти к *управлению надежностью*, оптимизируя при этом совокупные расходы производителей и потребителей энергии на компенсацию рисков, возникающих при переходе к цифровой энергетике.

Литература

1. Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года, резолюция, принятая ГА Ассамблеей ООН 25 сентября 2015 года, 70/1. Нью-Йорк: ООН, 2015, 44 с.
2. Надежность и эффективность современного электроснабжения: монография / Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI» век», 2021, 160 с.
3. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обоснование составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 72. Надежность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации. В 2-х книгах. / Книга 1 / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021, 440 с.
4. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020, 116 с.
5. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Изд-во МЭИ, 2019, 300 с.
6. Методические указания по проведению расчетов балансовой надежности, Стандарт СТО 59012820.27.010.005-2018. М.: СО «ЕЭС», 2018, 25 с.
7. Перспективы развития энергетики России до 2050 года: проблемы и пути их решения: сборник / под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Изд-во МЭИ, 2022, 400 с.

УДК 621.039

РОЛЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСИЛЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Михалевич*А.А., Гребеньков*А.Ж.

Аннотация

Рассматриваются и анализируются вопросы, связанные с ограниченностью собственных природных запасов ископаемого топлива в Республике Беларусь. Почти 80 процентов энергопотребления в экономике и социальной сфере обеспечиваются за счет импорта энергоресурсов. Показано, что в этих условиях одной из приоритетных задач развития энергетического комплекса Беларуси является постепенное замещение импортируемых нефти и природного газа местными топливно-энергетическими ресурсами, включая атомную энергетику. Уделяется внимание опыту развития этого направления в мире, дается анализ мер по достижению необходимых показателей энергообеспечения национальной экономики и развития энергетической отрасли, в структуре которой заметную роль начинает играть атомная станция. Показано, что идет постепенное устранение угроз и неопределенностей для устойчивого, надежного и эффективного развития энергетики и достижения углеродной нейтральности экономики Республики Беларусь в ближайшем будущем.

Ключевые слова: топливо, энергия, энергетика, атомная станция, устойчивое развитие, энергетическая безопасность.

Введение

Надежное и эффективное функционирование топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) является одной из наиболее актуальных и важных задач современной экономики Республики Беларусь [1]. Чтобы обеспечить ее решение требуется определить и устранить факторы, которые создают опасность для устойчивого и безопасного развития отрасли. Важнейшие угрозы, их источники, индикаторы уровня опасности, методы их оценки и нормы мониторинга, а также основные направления их устранения изложены в Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь [2].

Республика Беларусь обеспечивает около 77,5% внутреннего валового энергопотребления топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) за счет импорта сырой нефти и природного газа. Существенная зависимость экономики страны от импорта углеводородов и низкая степень

* Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь, e-mail: amikhal@bas-net.by

диверсификации первичных энергоносителей представляют собой элементы риска для устойчивого развития. С 2020 года перечень угроз энергетической безопасности, с которыми республика сталкивается ввиду объективных политических, ресурсных, географических и экономических ограничений и обстоятельств, дополнился высокой неопределенностью ключевых показателей развития мировых экономик, связанной с пандемией COVID-19 и обострением ряда международных и региональных конфликтов.

В этой связи к стратегическим задачам развития национального ТЭК следует отнести снижение зависимости экономики от импорта ТЭР путем увеличения доли местных видов топлива, наращивания мощностей низкоуглеродных и возобновляемых энергоисточников и сближения энергоёмкости валового внутреннего продукта (далее – ВВП) со среднемировым значением этого показателя. Здесь вырастает роль атомной энергетики, которая относится к местным видам низкоуглеродных ТЭР и вносит в структуру ТЭК определенную долю диверсификации, энергетической самостоятельности и надёжности.

Задачей данной работы является обзор и анализ состояния индикаторов и угроз энергетической безопасности Беларуси по итогам функционирования экономики страны за последние 5 лет с учетом ввода в эксплуатацию с июня 2021 года Белорусской атомной электростанции (далее – БелАЭС). Целью является выработка рекомендаций по дальнейшему укреплению энергетической безопасности страны с учетом тенденций в современной энергетической политике.

Особенности современного развития энергетики

Важной тенденцией в мировой энергетической политике становится сокращение углеродоемкости ВВП [3], что может быть подтверждено динамикой некоторых ключевых индексов [4] (см. рис.1). Крупнейшие энергетические компании реализуют современный глобальный энергопереход на низкоуглеродные ТЭР, к которым относят возобновляемые источники энергии (далее – ВИЭ), а также ядерную энергию. Доля последней в конечном энергопотреблении на протяжении десятилетия лет сохраняется на уровне около 4,4% за счет ввода новых атомных станций [5], которые рассматриваются как необходимый компонент переходного периода в сторону климатически нейтральной экономики. На конец 2021 года установленная мощность эксплуатируемых атомных блоков составляла 389,5 ГВт, а в стадии строительства находились 58,1 ГВт.

Валовое потребление первичных ТЭР на единицу мирового ВВП за последние 20 лет сокращалось ежегодно в среднем на 1,5% при росте ВВП на 3,1% в год [6]. При этом уровни, динамика и тенденции сокращения энергоёмкости заметно отличаются по странам и регионам (см. примеры на рис. 2).

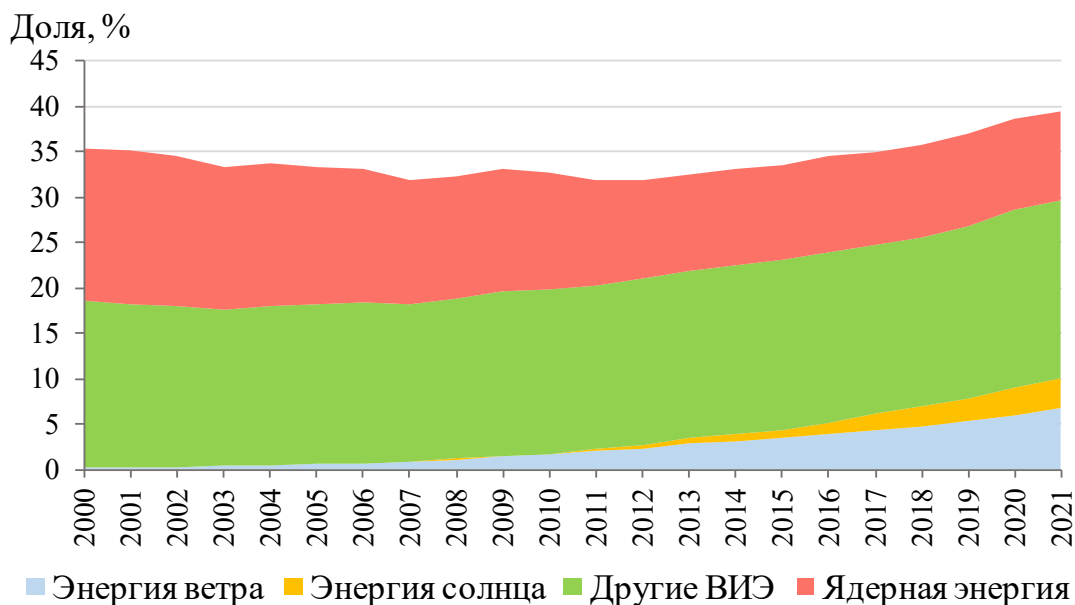


Рис. 1 – Потребление низкоуглеродных ТЭР в мировой электроэнергетике.

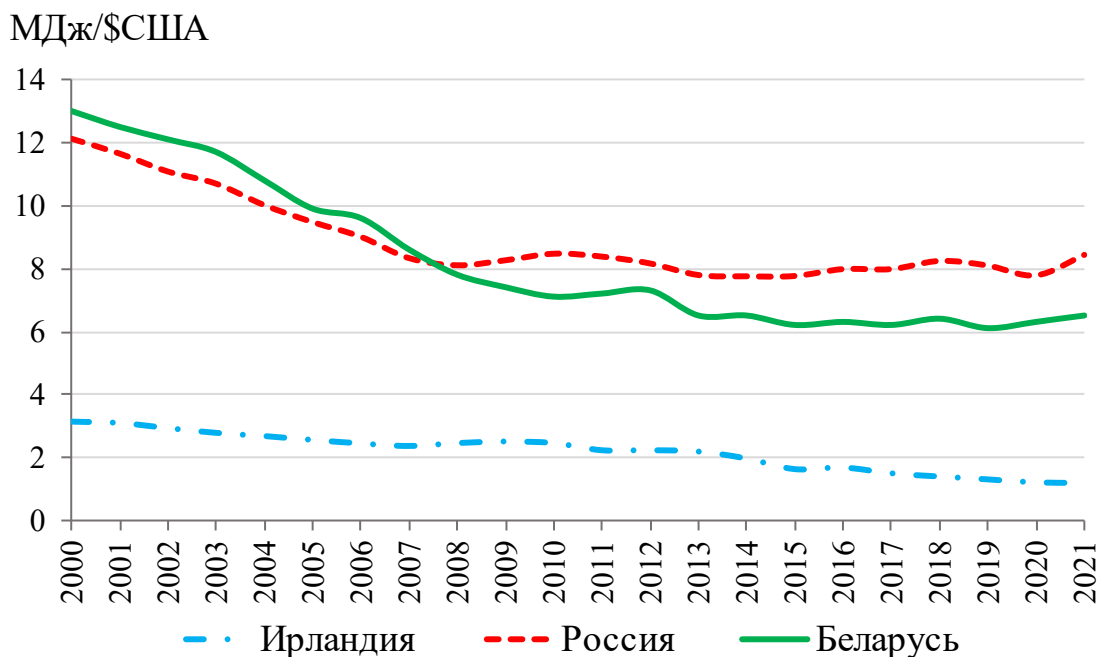


Рис. 2 – Примеры изменения энергоемкости ВВП.

Приведенные примеры отражают особенности соответствующих климатических зон и различия в экономическом и технологическом развитии, структуре экономики и национальной энергетической политике. Высокая энергоемкость и ее рост в некоторых странах объясняется наличием низкоэффективных производств, преобладанием сырьевой экспортной экономики и низкими ценами на природные ТЭР, не стимулирующими сокращение удельного энергопотребления.

В энергетике ведущих стран наблюдается постепенный переход от мер поддержки ископаемых видов топлива к конкурентным схемам в пользу ВИЭ – аукционам, системам зеленых сертификатов, прямым договорам поставки ТЭР между производителями и потребителями. Цель этих

решений – уменьшить зависимость экономики от производства и потребления ископаемого топлива, разнообразить баланс ТЭР, что вместе с растущей ролью выбора потребителя и расширением конкуренции между различными видами энергии и топлива приведет к большей устойчивости, предсказуемости и безопасности развития энергетики. При этом, сокращение удельного расхода ископаемого топлива на выпуск продукции станет прямым конкурентным преимуществом участников таких схем.

Параметры и приоритеты развития энергетики Беларуси

Важными приоритетами национальной экономики Беларуси являются обеспечение безопасности, надежности и эффективности работы энергетической отрасли при одновременном повышении ее финансовой устойчивости. Исходя из этих приоритетов, которые соответствуют мировым тенденциям, а также учитывая несбалансированную структуру валового потребления первичных ТЭР в национальном ТЭК (рис. 3), к стратегическим задачам развития отрасли отнесены снижение зависимости от импорта углеводородов, сближение энергоемкости ВВП со среднемировым значением этого показателя, сокращение валового потребления ископаемых ТЭР и наращивание мощностей низкоуглеродных энергоисточников, включая АЭС.

В стране всегда активно планировались и полностью выполнялись программы по повышению энергоэффективности, и к настоящему времени энергоемкость экономики страны сократилась в 3,5 раза по сравнению с уровнем 1990 года. В то же время, анализируя темпы снижения энергоемкости, следует отметить, что в последние 10 лет они существенно замедлились (см. рис. 2 выше). Отсюда следует вывод, что малозатратные меры по повышению энергоэффективности национальной экономики уже исчерпаны. Требуются новые политические и управленческие решения для мотивации субъектов ТЭК, как производителей, так и потребителей, сокращать удельное потребление ТЭР, включая ископаемые виды топлива.

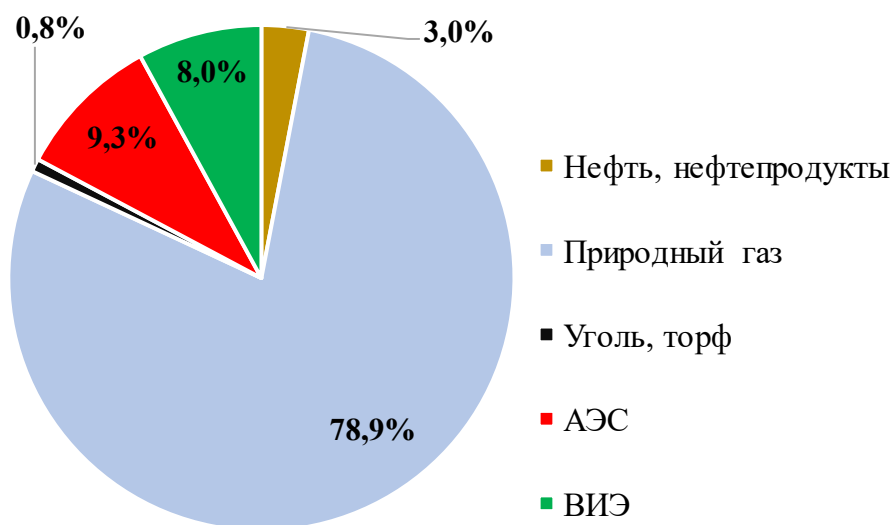


Рис. 3 – Валовое потребление первичных ТЭР в ТЭК Беларуси.

За последние 20 лет валовое потребление первичных ТЭР остается практически неизменным, однако анализ структуры нынешнего баланса первичных ТЭР и его сравнение с прошлогодними данными указывает на хорошую динамику сокращения импорта: импорт электроэнергии сократился почти в 15 раз, нефти – на 39%, природного газа – на 5,3%, угля – на 54%. В то же время 2022 год показал, что сохраняется критическая угроза для диверсификации импортных поставок энергоносителей – доля электроэнергии, сырой нефти и угля, поступающих из Российской Федерации, в общем объеме импорта в натуральном выражении продолжает расти, замещая поставки этих ресурсов из Литвы и Украины (электроэнергия), Азербайджана (сырая нефть) и Казахстана (уголь).

Рассматривая возможность диверсификации первичных ТЭР, правительство страны ориентируется на повышение энергетической самостоятельности за счет расширения атомных энергоисточников, местных ТЭР и ВИЭ и на снижение энергоемкости минимум на 7% до 2025 года. Сегодня, по данным Минэнерго, суммарная установленная мощность в организациях ТЭК составляет 11498 МВт. Основная часть (10202,5 МВт) включена в Объединенную энергосистему (далее – ОЭС). Остальное (1295,5 МВт) относится к установкам различных организаций. Большинство энергоисточников (9668,2 МВт) используют газообразные или жидкие углеводородные виды топлива, преобразованные из ископаемых первичных ТЭР. Суммарная мощность энергоустановок, использующих ВИЭ и вторичные энергоресурсы, составляет 659,9 МВт, что более чем в 10 раз превышает показатель пятилетней давности. Мощность каждого из двух блоков БелАЭС составляет 1170 МВт.

Развитие атомной энергетики в Республике Беларусь

Решение о строительстве БелАЭС было принято 15 января 2008 года на заседании Совета Безопасности Республики Беларусь. Реализация проекта позволит обеспечить около трети внутренних потребностей страны в электроэнергии, ежегодно замещать 4,5 млрд куб. метров импортируемого природного газа и уменьшать выбросы парниковых газов более чем на 7 млн тонн. Монтаж первого энергоблока был начат 27 января 2016 года на Островецкой площадке, 3 ноября 2020 года он был включен в ОЭС, а с 10 июня 2021 года был введен в эксплуатацию.

Начиная с даты коммерческой эксплуатации БелАЭС, ее совокупная выработка к концу апреля 2023 года составила около 14136 млн кВт-ч, что было ниже запланированной. Это было связано со срабатыванием автоматической защиты турбогенератора, проведением диагностики технологических систем и узлов, регламентных работ, первой частичной перегрузки ядерного топлива и дополнительных испытаний. Второй энергоблок БелАЭС к 27 декабря 2021 года был заправлен ядерным топливом и 26 апреля 2022 года был осуществлен физический пуск его реактора. Ввод в эксплуатацию будет осуществлен в конце 2023 года.

Для интеграции БелАЭС в энергосистему страны и поддержания работы ядерных блоков в базовом режиме необходимо обеспечить соответствующее значение и режимы электропотребления. За последние три года этому вопросу были посвящены ряд решений (табл. 1).

Таблица 1. Политика и меры по интеграции БелАЭС в энергосистему

Наименование постановления	Номер и дата. Краткое описание
Об одобрении Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года	Постановление Минэнерго №7 от 25.02.2020 Включает анализ текущего состояния энергетической системы, структуры и изменений установленной мощности генерирующих источников, эффективности систем передачи электроэнергии, нынешнего и планируемого энергобаланса, мер по дальнейшему развитию электрогенерирующих объектов и электросетей. Для организаций ГПО «Белэнерго» дает прогноз баланса производства-потребления электроэнергии и тепла, а также суммарной установленной мощности энергоисточников до 2030 года.
О Государственной программе «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2021–2025 годы	Постановление Совета Министров №50 от 28.01.2021 Включает мероприятия по созданию и дальнейшему развитию комфортной и безопасной среды проживания, сферы бытового обслуживания, по повышению доступности энергоснабжения в населенных пунктах, а также подпрограмму «Развитие электроэнергетики и газификации населенных пунктов», реализация которой увеличит электропотребление на 2,8 млрд кВт-ч в год.
Об утверждении Государственной программы «Энергосбережение» на 2021–2025 годы	Постановление Совета Министров №103 от 24.02.2021 Направлено на повышение эффективности национальной экономики и укрепление энергетической безопасности страны, включая снижение зависимости от импортируемых ТЭР, сближение энергоемкости ВВП со среднемировым значением этого показателя. Устанавливает целевые показатели по энергоемкости, соответствующие задачи и механизмы контроля по отраслям и регионам, а также принципы финансирования.
Об утверждении Программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021–2025 годы	Постановление Минэнерго №19 от 05.04.2021 Направлено на модернизацию электростанций и котельных, электрических и тепловых сетей организаций ГПО «Белэнерго» с учетом ввода АЭС. Представляет и обосновывает комплекс мероприятий для достижения показателей развития энергосистемы, реализация которых повысит доступность электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения как в существующем жилфонде, так и при строительстве нового электрифицированного жилья. В результате электропотребление для этих нужд увеличится на 900 млн кВт-ч в год.
Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода БелАЭС	Постановление Совета Министров №169 от 01.03.2016 Утверждает изменения (изменения: №714 от 20.10.2022), внесенные в Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода БелАЭС и Межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года. Изменения касаются сроков исполнения и списка исполнителей, которые откорректированы на основании результатов промышленной эксплуатации первого блока АЭС.

Эти решения были направлены на повышение электропотребления в различных областях – промышленности, жилищно-коммунальном хозяйстве, строительстве, транспорте, а также касались строительства и реконструкции сетей и подстанций различных классов напряжения. Увеличению электропотребления способствует также введение с 1 января 2021 года категории «энергоемкие потребители» с применением специального стимулирующего тарифного плана и системы скидок. В целом, с момента начала эксплуатации БелАЭС прямые и косвенные субсидии в поддержку низкоуглеродной энергетики составили 46,7 млн долларов США.

Важным и необходимым элементом в создающейся инфраструктуре электроснабжения, направленном на повышение стабильности и надежности работы оборудования БелАЭС и на выравнивание суточного графика нагрузки, является строительство пиково-резервных источников и электрокотлов. Запланированная к 2025 году суммарная установленная мощность электрокотлов составляет 1,12 ГВт, из них 0,76 ГВт будет установлено на электростанциях и 0,16 ГВт – на котельных. В настоящее время введено в эксплуатацию, соответственно, 170 МВт и 26 МВт. Предусмотрено также строительство и ввод в эксплуатацию дополнительного сетевого оборудования и новых подстанций.

Ускоренный переход к замещению основных объемов вторичных ТЭР на электроэнергию для достижения необходимой величины расхода этого ресурса стало важным приоритетом энергетической политики государства. Однако, как следует из анализа данных, положительный рост электропотребления, наметившийся в течение последних 5 лет, в 2022 году показал отрицательную динамику – сокращение на 6%. В то же время заметна тенденция в росте потребления электроэнергии населением – на 2,1% в 2022 году. Таким образом, электрификация жилищного сектора и сферы услуг может стать важным направлением повышения электроемкости экономики в условиях ввода в эксплуатацию БелАЭС. Планируется, что электродома и электротранспорт составят более 30% от введенных в эксплуатацию объектов электропотребления.

Энергетическая безопасность и атомная энергетика

В соответствии с положениями Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь, в марте 2023 года был завершен мониторинг функционирования ТЭК за 2022 год, определены основные риски для его устойчивого развития в целом и для отдельных отраслевых направлений, уточнены тенденции изменения соответствующих показателей в период 2015-2022 годы и подготовлены рекомендации по минимизации угроз и обеспечению энергобезопасности страны в 2023 году.

Индикаторы энергетической безопасности Республики Беларусь охватывают ряд характеристик и показателей развития отрасли, приведенных ниже в табл. 2.

Таблица 2. Индикаторы энергетической безопасности Республики Беларусь

Наименование индикатора и его характеристика	Показатель уровня безопасности		
	нормальный	критический	2022 год
Энергетическая самостоятельность			
1. Отношение объема производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР, %	30	16	22,5
2. Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников к валовому потреблению ТЭР, %	14	5	8,0
Диверсификация поставщиков и видов энергоресурсов			
3. Доля доминирующего поставщика энергоресурсов в общем импорте ТЭР, %	65	85	98,6
4. Доля доминирующего вида топлива в валовом потреблении ТЭР, %	50	70	59,5
Надежность поставок, резервирование, переработка и распределение ТЭР			
5. Отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме (резервирование), %	140	95	180,4
6. Удельный вес накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ТЭК, %	45	75	43,4
7. Отношение объема инвестиций в основной капитал, вложенных в развитие ТЭК, к первоначальной стоимости основных средств организаций ТЭК, %	6	4	4,7
8. Доля доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии, %	50	80	84,2
9. Отношение среднесуточного количества нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему количеству населенных пунктов, %	0,5	2	0,3
Энергетическая эффективность конечного потребления ТЭР и экономическая устойчивость ТЭК			
10. Энергоемкость ВВП, кг у.т./млн руб.	160	485	361
11. Отношение стоимости импорта энергетических товаров к ВВП, %	15	30	10,4

Один из двух индикаторов, характеризующих энергетическую самостоятельность страны (индикатор №1), показывает, что объем собственного производства (добычи) первичной энергии в 2022 году с учетом энергии, генерируемой БелАЭС, составил 8213 тыс. тонн условного топлива. Это удовлетворяет 22,5% национальных потребностей (валового потребления ТЭР), которые составили 36559 тыс. тонн условного топлива. Анализ изменения значений этого показателя за период 2015-2022 годы (рис. 4) указывает на его существенный рост после начала промышленной эксплуатации БелАЭС в 2021 году. Этот индикатор приблизился к нормальному уровню и был заметно лучше значения, достигнуть который планировалось только к 2030 году. Тем не менее необходимо учесть, что он все еще остается в пределах значений предкритической области.

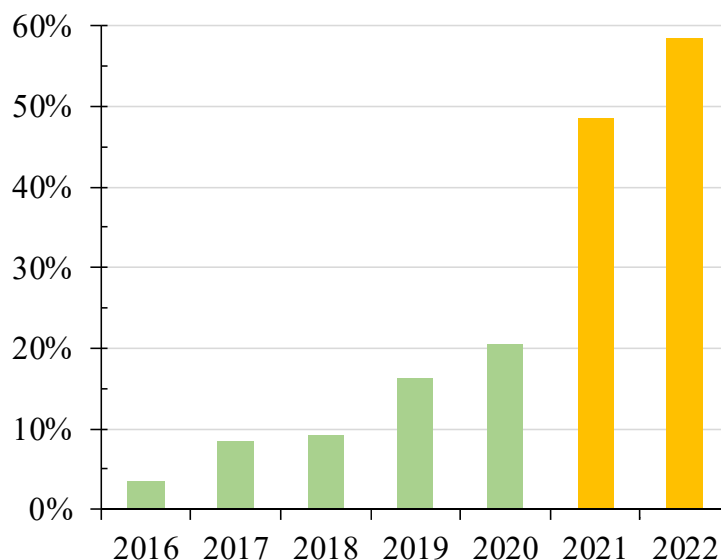


Рис. 4 – Изменение индикатора «Отношение производства (добычи) первичной энергии к валовому потреблению ТЭР», в процентах к показателю 2015 года.

Введение в эксплуатацию первого блока БелАЭС значительно улучшило показатель резервирования (индикатор №5), который находится уверенно в диапазоне нормального порогового уровня. Это позволяет постепенно выводить из эксплуатации устаревшие энергоблоки ТЭС, предоставляет возможность расширения области использования ВИЭ и увеличивает экспортный потенциал страны в области электроэнергетики.

Также, с учетом стоимости основных средств введенной в эксплуатацию БелАЭС и обновления технических средств на некоторых предприятиях ГПО «Белэнерго», оценки удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств (43,4%) позволяют отнести соответствующий показатель (индикатор №6) в область нормального порогового уровня.

Природный газ все еще представляет собой доминирующий первичный энергоресурс. Его доля в производстве энергии составляет 84,2%. По сравнению с этим показателем в 2015 году эта доля несколько уменьшилась – на 7,1%, что стало результатом ввода в эксплуатацию и постепенного повышения нагрузки БелАЭС и развития ВИЭ. Однако этот показатель (индикатор №8) все еще остается на критическом уровне.

Заключение

В дальнейшем запуск обеих энергоблоков БелАЭС на полную мощность, который ожидается к концу 2023 года, а также расширение области использования ВИЭ позволит улучшить индикаторы энергетической безопасности к 2035 году следующим образом: (а) объем собственного производства первичной энергии в объеме валового потребления ТЭР будет повышен с нынешних 22,5% до 70%; (б) доля природного газа в валовом потреблении ТЭР будет снижена с нынешних 59,5% до 40%; (в) отношение суммарной установленной мощности электростанций к максимальной фактической нагрузке вырастет с нынешних 180,4% до 200%.

Включение БелАЭС в Объединенную электросеть национального ТЭК существенно улучшило показатели энергетической безопасности страны, гарантируя совместно с ВИЭ устойчивый и последовательный рост энергетической самостоятельности национальной экономики.

Эксплуатация БелАЭС содействует диверсификации структуры баланса первичных ТЭР и конечного потребления ТЭР с сокращением доли ископаемых видов топлива, что способствует выполнению принятых страной международных обязательств в рамках Парижского соглашения, а также соответствует современным трендам и программам развития мировых экономик.

С вводом БелАЭС растет доступность электроэнергии для конечного потребителя, что, в свою очередь, будет способствовать соответствующему спросу на электроэнергию и инициировать повышение доли ВИЭ и других низкоуглеродных источников в конечном энергопотреблении, ускорять развитие децентрализованной генерации электроэнергии, включая поиск решений в области ее накопления, мотивировать участие национального ТЭК в международных и региональных энергетических рынках и объединенных энергосистемах.

Наличие БелАЭС в составе ТЭК делает более надежной, устойчивой и эффективной инфраструктуру производства, преобразования, передачи и потребления ТЭР, снижает энергоемкость и углеродоемкость национального ВВП, привлекает инвестиции в дальнейшее развитие инфраструктуры отрасли.

Учитывая роль БелАЭС в повышении энергетической безопасности Республики Беларусь, следует в ближайшее время выполнить технико-экономическую оценку целесообразности дальнейшего развития этого направления, включающую прогноз долгосрочного спроса на электроэнергию в стране и последующий расчет уровня энергетической безопасности по соответствующим индикаторам.

Литература

1. Концепция национальной безопасности Республики Беларусь. Указ Президента Республики Беларусь от 09.11.2010, №575.
2. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015, №1084.
3. А.А. Михалевич, А.Ж. Гребеньков. Современная энергетическая политика: глобальные и региональные аспекты. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2022, № 3, с. 28-53.
4. Statistical Review of World Energy 2022, 71st edition. BP p.l.c.: Centre for Energy Economics Research and Policy, June 2022.
5. Nuclear Power Reactor in the World. International Atomic Energy Agency, IAEA-RDS-2/42, June 2022.
6. World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2022. Energy intensity. Energdata e.o.: 05.07.2022.

УДК 621.311.11

ВЛИЯНИЕ ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИИ ОСНОВНОЙ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НЕСКОЛЬКИМ КРИТЕРИЯМ

Беляев¹ Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С.

Аннотация

Статья подготовлена в развитие работ, представленных на 91-м – 94-м заседаниях Семинара, по теме многокритериальной оптимизации структуры энергосистем при планировании их развития на долгосрочную перспективу.

С использованием ранее разработанного алгоритма многокритериальной оптимизации основной структуры энергосистем выполнено решение задачи оптимизации перспективной структуры энергосистемы, представляющей собой обобщенный 8-узловой эквивалент ЕЭС России. Проанализирована зависимость получаемых решений от количества критериев оптимизации. Рассмотрены результаты оптимизации по двум, четырем и шести критериям, содержащим показатели надежности, безопасности, экономической эффективности и экологического воздействия энергосистем.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, планирование развития энергосистем, многокритериальная оптимизация, критерии оптимизации энергосистем.

Введение

Задачи долгосрочного планирования развития энергосистем, рассматриваемые в рамках данной работы, представляют актуальность как при планировании развития и размещения генерирующих мощностей с длительным инвестиционным циклом (атомные и гидравлические электростанции большой мощности), так и в рамках территориального планирования в целом с учетом долгосрочных планов по освоению ресурсной базы и производственного потенциала отдельных регионов. Основной решаемой в рамках долгосрочного планирования развития энергосистем задачей является выбор рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей [1] или, с учетом сетевой составляющей, выбор основной перспективной структуры энергосистемы.

В настоящее время указанная задача решается в рамках разработки Энергетической стратегии России [2] и формирования генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики [3].

¹ АО «НТЦ ЕЭС», Санкт-Петербург, Россия
e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

С учетом неопределенности внешних условий и целей при долгосрочном (на 15–20 лет и более) планировании развития энергосистем рассматриваемая задача обоснования основной перспективной структуры энергосистемы является, в общем случае, оптимизационной задачей со многими критериями [4]. Ранее был разработан и представлен алгоритм многокритериальной оптимизации основной структуры энергосистем по четырем критериям [5]. В рамках этой статьи рассматривается решение данной задачи при изменении числа критериев от двух до шести. В начале статьи кратко представлена постановка задачи, затем последовательно приведены результаты ее решения при увеличении числа критериев. В заключении выполнен сравнительный анализ полученных результатов.

Постановка задачи

Рассматриваемая в статье задача обоснования перспективной структуры энергосистемы может быть представлена в следующем виде:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_K(\mathbf{x})\} \xrightarrow{\mathbf{x}} \min, \quad (1)$$

$$\mathbf{x} \in \mathbf{D}$$

где $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ – векторная целевая функция, состоящая в общем случае из K скалярных функционалов, $\mathbf{x}$ – вектор переменных, $\mathbf{D}$ – область допустимых значений переменных.

Под переменными в рассматриваемой задаче понимаются технические решения по развитию основной структуры энергосистемы. Каждый элемент x_i вектора $\mathbf{x}$ соответствует количеству элементов вида i основной структуры энергосистемы. Под видами элементов в рамках задачи понимаются электростанции или их отдельные агрегаты (энергоблоки) различного типа в каждом узле энергосистемы, а также линии электропередачи, соединяющие узлы. Очевидно, что значения $x_i \in \mathbf{x}$ могут принимать целые неотрицательные значения. Таким образом, рассматриваемая задача решается на дискретном множестве, причем весьма представительном для реальных энергосистем.

Векторная целевая функция $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ в общем случае может содержать произвольное количество скалярных функций, которые отражают те или иные свойства энергосистемы и задаются проектировщиком как цели развития энергосистемы. К таковым относятся, в первую очередь, функции надежности и экономической эффективности. Также в последние годы повышенный интерес проявляется к целям энергетической безопасности [6] и снижения экологического воздействия [7].

Границы области $\mathbf{D}$ допустимых значений «снизу» определяются сложившейся структурой энергосистемы и составом ее элементов, сохраняющихся в эксплуатации на рассматриваемый период планирования, «сверху» определяются возможностями по развитию и размещению новых генерирующих мощностей различных видов, в том числе с учетом

производственных мощностей смежных отраслей. Иными словами, область **D** представляет собой пространство проектирования и описывает все теоретически возможные варианты развития энергосистемы.

Решением задачи (1) является множество Парето-оптимальных (неулучшаемых) решений **x**. Из указанного множества могут выделены так называемые базовые решения, которые отражают ключевые альтернативы развития энергосистемы [8].

Далее приводятся результаты решения (1) с использованием разработанного алгоритма [5] при различном составе **F(x)**. Решение задачи (1) выполнено для схемы, представленной в [5], являющейся обобщенным 8-узловым эквивалентом ЕЭС России. Область **D** допустимых значений для всех вариантов решений принята одинаковой. Полученные Парето-оптимальные решения объединены в базовые решения в соответствии с подходом, представленным в [8].

2 критерия

Рассмотрим задачу (1), в которой заданы критерии надежности и экономической эффективности энергосистемы. Критерий надежности задан как минимум относительного недоотпуска электроэнергии Δ потребителям вследствие недостаточной надежности энергосистемы:

$$\Delta = \lg \left(\frac{W_L}{W_R} \right) \rightarrow \min_x, \quad (2)$$

где W_L – объем электроэнергии, не отпущенной потребителям в течение календарного года вследствие дефицита мощности в узлах энергосистемы, возникающего в отдельных режимах (состояниях) энергосистемы, W_R – годовой объем спроса на электроэнергию в энергосистеме, $\lg(\bullet)$ – функция десятичного логарифма.

Критерий экономической эффективности выражается минимумом удельной приведенной стоимости C электрической энергии, которая определяется в соответствии с выражением:

$$C = \frac{\sum_{t=1}^T (C_t^{cap} + C_t^{op}) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^T W_t \cdot (1+d)^{-t}} \rightarrow \min_x, \quad (3)$$

где C_t^{cap} , C_t^{op} – капитальные и операционные затраты в году t соответственно, W_t – годовое потребление электроэнергии в году t , d – ставка дисконтирования (принимается в расчетах равной 0,08), T – продолжительность расчетного периода (принимается в расчетах равной 30 годам).

По результатам расчетов определены два базовых решения:

1. $\Delta = -2,7$; $C = 28,4$ \$/МВт·ч;
2. $\Delta = -5$; $C = 30,5$ \$/МВт·ч.

Первое базовое решение предполагает минимальные затраты на развитие энергосистемы при минимально приемлемом уровне надежности, второе – максимальный уровень надежности при повышенных затратах. Очевидно, что в классической однокритериальной постановке задачи обоснования основной структуры энергосистемы, при использовании только критерия (3) и переводе (2) в ограничения, будет получено только

первое решение.

Суммарная располагаемая мощность для указанных решений составила 190,2 ГВт и 209,7 ГВт соответственно при совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы, равном 172 ГВт. На рис. 1 представлен диапазон изменения мощностей по отдельным видам генерации. Синим цветом выделена постоянная часть, присутствующая в обоих полученных решениях, голубым – вариативная часть, предусмотренная только вторым, более затратным решением. При этом можно отметить, что для обоих решений получена структура генерирующих мощностей с преобладанием ТЭС и АЭС и небольшой долей ВИЭ. ГЭС в полученных решениях практически отсутствуют. Повышение надежности во втором решении обеспечивается в основном за счет увеличения мощности замыкающих ТЭС.

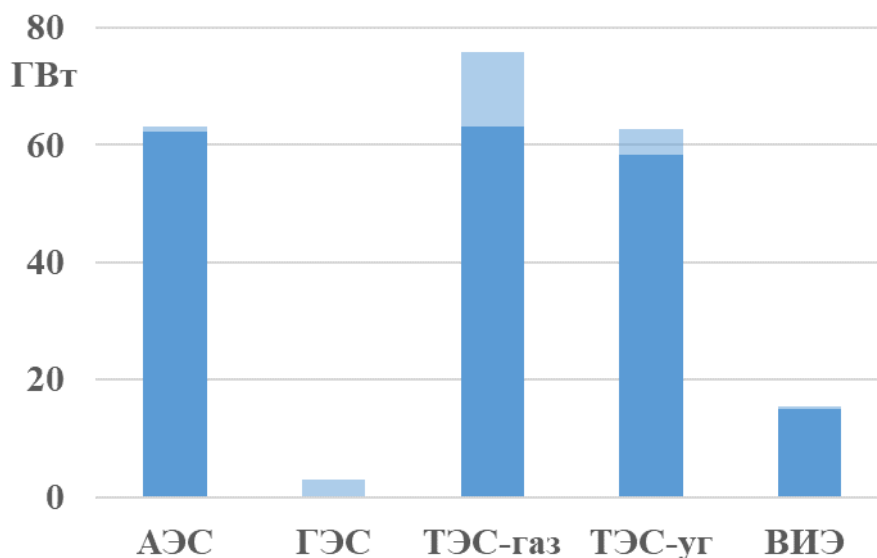


Рис. 1 – Постоянная и вариативная части установленной мощности. Решение для двух критериев.

4 критерия

Рассмотрим задачу (1), в которой помимо критериев (2) и (3) также заданы критерии экологичности и энергетической безопасности. Критерий экологичности выражен минимумом доли φ производства электроэнергии на тепловых станциях:

$$\varphi = \frac{W_F}{W} \rightarrow \min, \quad (4)$$

где W_F и W – объем производства электроэнергии на ТЭС и совокупный объем производства электроэнергии соответственно на последний год расчетного периода (периода планирования).

Критерий энергетической безопасности задан как минимум доли ψ генерирующих мощностей одного вида в структуре установленной мощности:

$$\psi = \max_r \left(\frac{P_r}{P} \right) \rightarrow \min, \quad (5)$$

где P_r и P – установленная мощность электростанций вида r и суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы соответственно

на последний год расчетного периода.

По результатам расчетов получено 25 решений, которые представлены на рис. 2. На данном рисунке по оси абсцисс отложены значения критерия (3), по основной оси ординат – значения критериев (4) и (5), по вспомогательной оси ординат – значения критерия (2). Значения критериев (2), (4) и (5) даны в зависимости от значений критерия (3) и обозначены маркерами в соответствии с легендой. Представленные результаты свидетельствуют, что все четыре учтенные критерия являются конфликтными, но конфликты между отдельными парами критериев проявляются в разных областях полученных решений. Например, конфликт между критериями (2), (3) и (4) проявляется в области решений с низкими затратами (ниже 32 \$/МВт·ч), а конфликт критериев (4) и (5) имеет место в области решений с максимальными затратами. Это объясняется тем, что для «дешевых» решений в структуре генерирующих мощностей преобладают ТЭС и повышение надежности за счет дополнительных ТЭС дает минимум прироста затрат, но ухудшает значения (4) и (5), а для «дорогих» решений в структуре установленной мощности начинает преобладать нетопливная генерация, и дальнейшее улучшение значений (4) приводит к ухудшению значений (5).

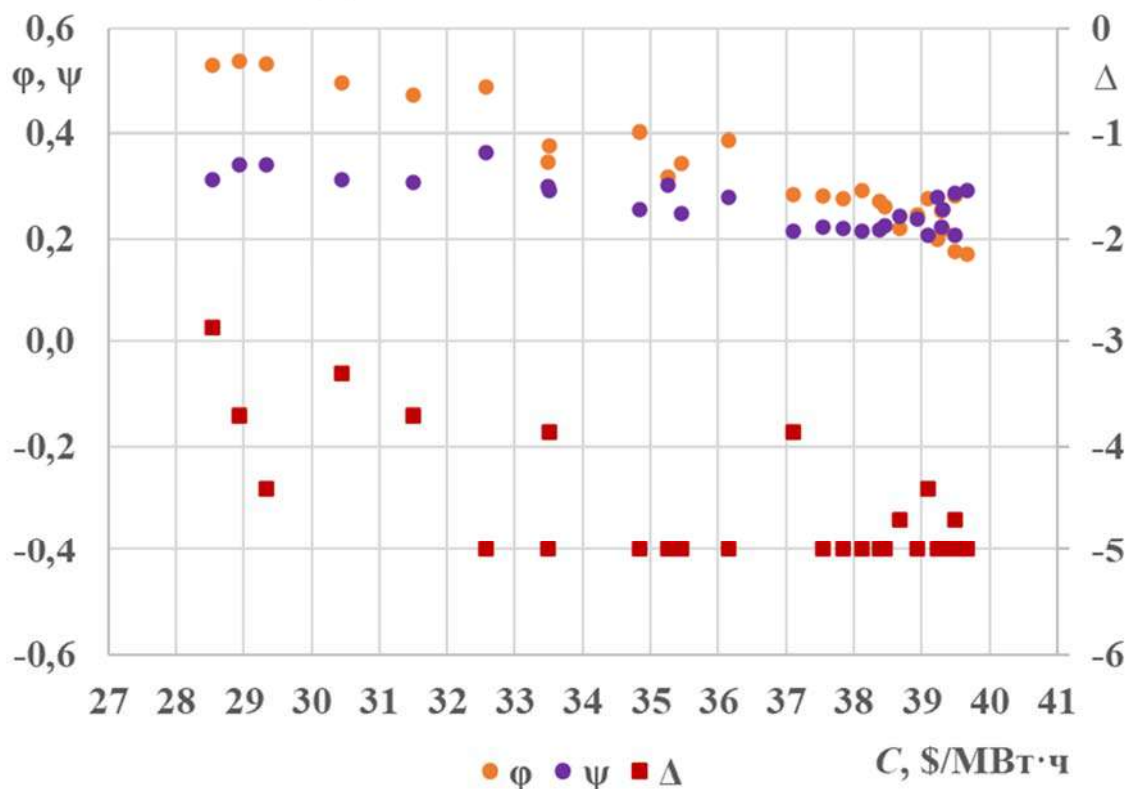


Рис. 2 – Полученные решения для четырех критериев.

На рис. 3 представлены постоянная и вариативная части полученных решений по типам генерирующих мощностей. Как видно, по сравнению с решением для двух критериев вариативная часть значительно расширилась и затронула все виды мощностей за исключением АЭС, которые оказываются предпочтительными для всех четырех заданных критериев. В

области решений с низкими затратами для повышения надежности, как и в случае с двумя критериями, используется увеличение мощности ТЭС. По мере снижения значений (4) и (5) и соответствующего увеличения затрат, мощности ГЭС и ВИЭ увеличиваются и замещают мощности ТЭС. Диапазон значений располагаемой мощности по всем полученным решениям составил от 190,5 ГВт до 237,3 ГВт.

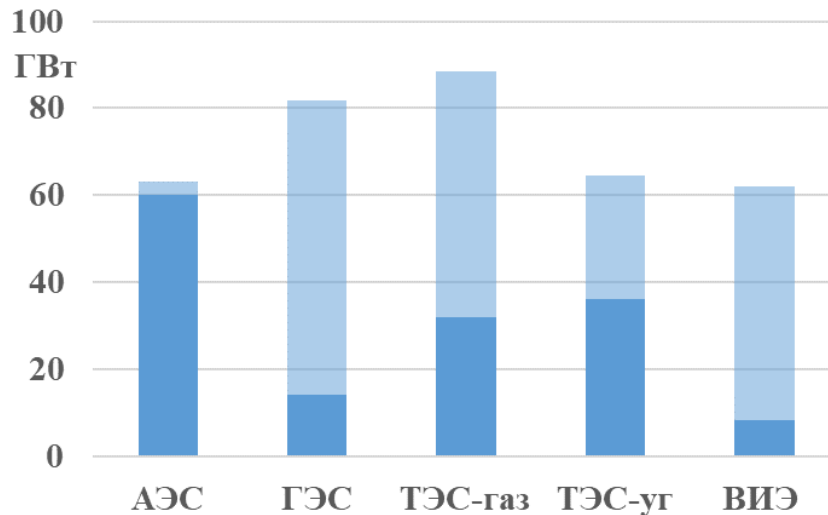


Рис. 3 – Постоянная и вариативная части установленной мощности. Решение для четырех критериев.

6 критериев

В данном случае в задаче (1) сохраняются критерии (2), (3) и (5). Критерий (4) предлагается разделить на два критерия, выделив отдельно долю производства электрической энергии на угольных и газовых ТЭС в связи с тем, что они оказывают различное воздействие на окружающую среду:

$$\varphi_c = \frac{W_c}{W_x} \rightarrow \min, \quad (6)$$

$$\varphi_g = \frac{W_g}{W_x} \rightarrow \min, \quad (7)$$

где W_c и W_g – объем производства электроэнергии на угольных и газовых ТЭС соответственно.

Дополнительно вводится критерий минимального уровня резервирования генерирующих мощностей в узлах энергосистемы, который представляется в виде:

$$\omega = \min_i \left(\frac{P_i}{N_{\max i}} \right)_x \rightarrow \max \quad (8)$$

где P_i и $N_{\max i}$ – суммарная располагаемая мощность и собственный максимум нагрузки узла i соответственно. Следует отметить, что (8) может принимать любые неотрицательные значения, поскольку отдельные узлы, работающие в составе энергосистемы, могут характеризоваться превышением максимума нагрузки над располагаемой мощностью, получая недостающую мощность по линиям электропередачи от других узлов энергосистемы.

По результатам расчетов получено 140 решений с диапазоном значений располагаемой мощности от 194,3 ГВт до 300 ГВт. Как видно из данных рис. 4, значительно расширилась вариативная часть решений по ТЭС. Это непосредственно связано с вновь введенными критериями. Введение критериев (6) и (7) привело к возникновению межтопливной конкуренции среди Парето-оптимальных решений, увеличив вариативную часть для обоих видов ТЭС. Для обеспечения критерия (8) привлекаются, главным образом, наименее капиталоемкие ТЭС, что также ведет к увеличению вариативной части для ТЭС.

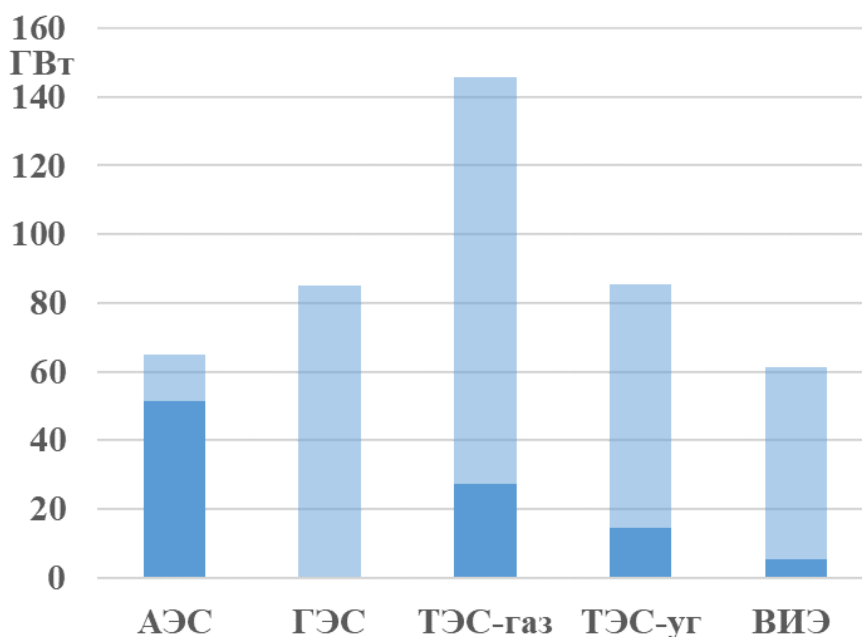


Рис. 4 – Постоянная и вариативная части установленной мощности. Решение для шести критериев.

Заключение

В данной статье рассмотрены результаты решения задачи обоснования основной перспективной структуры энергосистемы в многокритериальной постановке при изменении количества заданных критериев от двух до шести. По результатам выполненных расчетов можно отметить следующее.

Увеличение количества конфликтующих критериев расширяет область Парето-оптимальных решений. При этом решение многокритериальной задачи позволяет конкретно установить области конфликта отдельных критериев и связанную с ним вариативную часть решений из множества Парето. Таким образом, решение задачи (1) с использованием предложенных подходов при учете всех представляющих интерес для проектировщика критериев развития энергосистемы позволит выполнить формальное описание всего поля принятия решений в пространстве проектирования.

Литература

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.
2. Энергетическая стратегия Российской Федерации. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р.
3. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556.
4. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.
5. Беляев Н.А., Егоров А.Е., Коровкин Н.В., Чудный В.С. Алгоритм оптимизации основной структуры энергосистем по нескольким критериям // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 72. Надёжность систем энергетики в условиях их цифровой трансформации, книга 1 / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021. с. 353–362.
6. Сендеров С.М., Крупенёв Д.С., Воробьев С.В., Береснева Н.М., Бояркин Д.А. Методология ранжирования критически важных объектов энергетики на примере отдельных ЧС в газовой отрасли // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 73. Надёжность систем энергетики в условиях энергетического перехода / Отв. ред. В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. с. 19–30.
7. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р.
8. Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С. Анализ множества Парето-оптимальных решений при оптимизации основной структуры энергосистем по нескольким критериям // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 73. Надёжность систем энергетики в условиях энергетического перехода / Отв. ред. В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. с. 71–80.

УДК 621.311.1

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ РМУ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И МОНИТОРИНГА ЗАПАСА УСТОЙЧИВОСТИ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Юсифбейли Н.А., Насибов¹ В.Х., Сулейманов К.А.

Аннотация

Для решения задачи оптимального размещения устройств синхрофазорных измерений (РМУ), сравниваются методы целочисленного линейного программирования и метод, основанный на оценке скорости изменения режимных параметров при утяжелении режима или возмущениях. В первом методе решается задача оптимального размещения РМУ в Азербайджанской энергосистеме на основе критерия в виде обеспечения полной наблюдаемости. Во втором методе исследуются скорость изменения относительных углов синхронных генераторов при больших возмущениях и скорость изменения напряжения и его фазы по ответственным сечениям в условиях утяжеления режима. Наибольшие скорости изменения режимных параметров выявляют слабые узлы, где необходимо устанавливать устройства РМУ.

Введение

Борьба с изменением климата, задачи уменьшения выбросов парниковых газов, выполнения обязательств по Парижскому Соглашению выдвигают масштабные задачи перед энергетикой, как наиболее ответственной отраслью за изменение климата.

В рамках выполнения обязательств по Парижскому соглашению Азербайджан взял на себя обязательства, по уменьшению доли CO₂ к 2030 году по сравнению с 1990 годом на 35% и доведения доли зеленой электроэнергии до 30% установкой 1500 МВт мощности возобновляемых источников энергии.

По подписанному между правительствами Азербайджанской Республики, Грузии, Румынии и Венгрии соглашению о стратегическом партнерстве в области развития и передачи зеленой энергии, предусматривается передача 4 ГВт ветровой мощности из азербайджанского сектора Каспийского моря в страны Европейского Союза в ближайшие пять лет.

Самый длинный в мире электрический кабель соединит Азербайджан и Европу, проложив зеленый энергетический мост между Каспийским регионом и ЕС.

¹Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики, Баку, Азербайджан, e-mail: nvaleh@mail.ru

Предусматривается передаваемую зеленую мощность из Каспийского моря в страны ЕС довести до 25 ГВт к 2037 году. При этом анализируются различные схемы передачи: с интеграцией в энергосистему, без интеграции с энергосистемой и асинхронная интеграция в энергосистему Азербайджана. Во всех случаях большой объем передаваемой мощности на большие расстояния выдвигают жесткие требования к надежности, устойчивости и живучести Азербайджанской энергосистемы.

Высокий уровень требований к обеспечению надежности и живучести Азербайджанской энергосистемы, как центрального субъекта в схемах Азербайджан–Грузия–Румыния–Венгрия, Азербайджан–Турция–Греция и Российская Федерация–Азербайджан–Иран обуславливает необходимость процесса ее интеллектуализации [1-3].

Инновационная информационно-измерительная система WAMS

Одной из важнейших составляющих концепции интеллектуализации является инновационная информационно-измерительная система на основе синхрофазорной (векторной) технологии измерения в реальном времени. Такой системой является система WAMS, в структуре которой, наряду с системами WACS, WAPS и PDC, действует устройство PMU [4-6]. В целом система WAMS дает информацию о состоянии энергосистемы с точностью по измерению напряжения $\pm 0,1\%$, по фазовому углу $\pm 0,2$ град, по току $\pm 0,2\%$, по частоте $\pm 0,01$ Гц, по углу между током ветви и напряжением узла $\pm 0,2^\circ$ с периодичностью 20 мс.

Вектор измерений, осуществляемых устройством PMU представляется, как:

$$Y = [U_i \ b_i \ I_{ij} \ \Psi_{ij}] \quad (1)$$

где U_i – модуль напряжений i - го узла;

b_i – фаза напряжений i - го узла;

I_{ij} – ток, вытекающий из i – го, втекающий в j – й узел;

Ψ_{ij} – сдвиг фазы между током и напряжением.

В Азербайджанской энергосистеме уже установлена и действует система SCADA/EMS.

При огромных функциональных возможностях система SCADA/EMS уступает системе WAMS в целом ряде показателей, такие как, синхронность измерений, объем, скорость и точность передачи информации. Такие задачи, как мониторинг колебательной устойчивости, обнаружения возмущений, фиксация событий, послеаварийный анализ и другие задачи, для решений которых требуется миллисекундные синхронные фазовые измерения, в рамках SCADA/EMS трудно решать. В этих условиях наибольшая эффективность достигается при объединении возможностей обеих систем SCADA/EMS и WAMS.

Как было указано выше, система SCADA/EMS уже действует в азербайджанской энергосистеме, поэтому основное внимание нужно уделить задаче размещения PMU [7-8].

Как правило, одним из главных критериев оптимального размещения в энергосистеме PMU является обеспечение полной наблюдаемости электроэнергетической системы, что означает достаточность количества и состава измерений для управления режимами энергосистем во всех режимах (до возникновения аварии, вовремя и после аварии). Естественно, этот критерий (критерий наблюдаемости) можно реализовать, если PMU установить во всех узлах.

Однако, высокая стоимость самих устройств PMU с их токовыми каналами и каналами напряжений, необходимость связи этих каналов с центрами данных (PDC) в местах размещения последних и др. требует предварительного исследования.

Полную наблюдаемость можно обеспечить, если использовать измерения напряжения в узлах установки PMU и токов от этих узлов и расчетным путем определить напряжения и токи в смежных узлах. Точность при этом сохраняется.

Применительно к задаче оценки состояния энергосистемы, где во главе ставится вопрос об идентификации схемы энергосистемы, важен топологический аспект наблюдаемости, который основывается на линейной системе уравнений.

Решение задачи оптимального размещения PMU в Азербайджанской энергосистеме осуществляется методом целочисленного линейного программирования (ЦЛП), где находится экстремальное значение линейной функции многих переменных при наличии линейных ограничений, связывающих эти переменные. При этом на переменные накладывается требование целочисленности. Исходная минимизируемая функция представляется как:

$$\min \sum_{k=1}^N x_k$$

$$|A| \times |X| \geq b \quad (2)$$

где:

N – число узлов в системе;

X – бинарный вектор решения;

A – целочисленная матрица, структура, которой зависит от схемы сети;

b – целочисленный вектор.

В (2) элементы матрицы A принимают значения

$$A_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{если } i = j \\ 1 & \text{если } i \text{ и } j \text{ соединены} \\ 0 & \text{если не соединены} \end{cases}$$

$|X|$ - бинарный вектор

$$|X| = |X_1 X_2 X_3 \dots X_N|^T$$

$$X \in |0,1|$$

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{если РМУ установлен в узле } i \\ 0 & \text{отсутствует} \end{cases}$$

$$|b| = |1, 1, 1 \dots 1|_{1 \times N}^T$$

Метод ЦЛП применен к перспективной схеме электрической сети 500–330–220 кВ Азербайджанской энергосистемы, в которой 53 узла, в т.ч. 24 узла сети 500–330 кВ и 29 узлов в сети 220 кВ (рис. 1). Декомпозиция произведена по межсистемным связям с энергосистемой России (ВЛ-330 кВ Хачмаз–Дербент), энергосистемой Грузии (ВЛ-500 кВ Самух–Гардабани, ВЛ-330 кВ Акстафа–Гардабани), энергосистемой Ирана (ВЛ-230 кВ Имишли–Парсабад, ВЛ-330 кВ Имишли–Таги–Дизе).

Расчет по программе Matlab представил следующие размещение РМУ по узлам:

$$|X| = (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1)$$

Т.е. РМУ для обеспечения полной наблюдаемости должны быть установлены в 14 узлах (26% общего числа узлов) ЭС, а именно:

2–Яшма п/с 330 кВ	30–Шимал ЭС 220 кВ
5– Яшма ЭС 220 кВ	34–Мин ГЭС 220 кВ
9–Бэюк-Шор 220 кВ	37– Аз ТЭС 500 кВ
13–Апшерон 220 кВ	40–Самух 330 кВ
16–Гобу ЭС 220 кВ	42– Газах 330 кВ
20–Джануб ЭС 220 кВ	50–Имишли 330 кВ
26–Аляты СЭС 330 кВ	52– Джебраил 330 кВ

В смежных с этими узлами наблюдаемость обеспечивается расчетным путем по измерениям напряжений и перетоков от узлов, где установлены РМУ.

Анализ полученных расчетных результатов показывает следующее.

Каждое РМУ имеет по одному каналу напряжения. Наибольшее число токовых каналов (9 каналов) имеет РМУ на подстанции Апшерон 220 кВ (узел 13). Узел практически является граничным для двух декомпозиционных подсистем: 500–330 кВ (передающая часть) и 220 кВ (приемная часть) Азербайджанской энергосистемы.

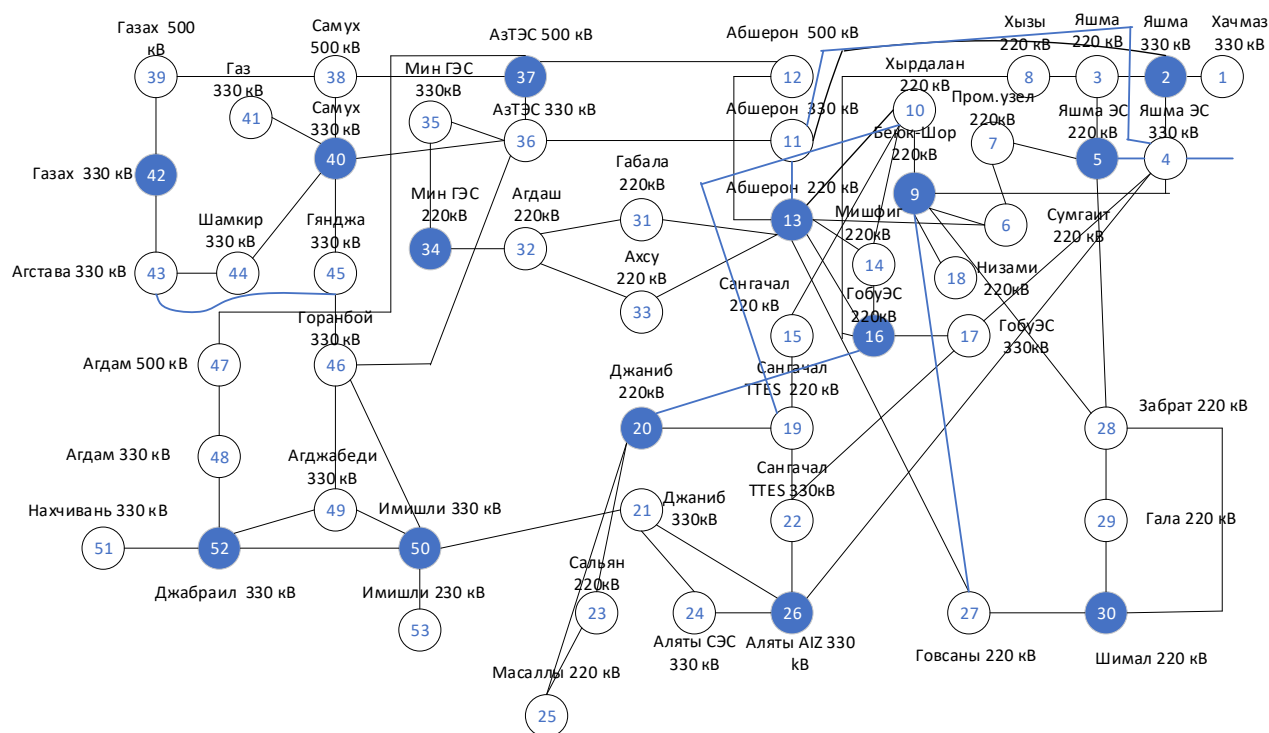


Рис. 1 – Схема электрической сети 500-330-220 кВ Азербайджанской ЭС (отмечены места установки PMU).

На подстанции Имишли 330 кВ (узел 50), являющейся граничной на межсистемной связи с энергосистемой Ирана со стороны Азербайджанской энергосистемой устанавливается PMU с 5 токовыми каналами.

Еще 3 PMU устанавливается с 5-ю, 6 PMU с 4-мя, 1 PMU с 3-мя и 2 PMU с 2-мя токовыми каналами.

Если стоимость одного канала 1 у.е., тогда затраты на PMU потребуются 60 у.е.

Наблюдаемость в узлах межсистемных связей с энергосистемой Грузии (узлы 39, 42 и 43) и энергосистемой России (узел 1) обеспечивается расчетным путем (либо по ветвям со стороны PMU в соседних узлах Азербайджанской энергосистемы, либо соответствующих соседних энергосистем).

Измерения фаз напряжений по концам линий основных сечений передающей части (к примеру, 37–12, 36–11, 34–13, 50–21) позволяет осуществлять мониторинг пропускной способности и запасов статической устойчивости в режиме реального времени.

Интеграция данных измерений PMU, установленных на шинах напряжений станции Азербайджанская ТЭС – 500 кВ (узел 37), Джануб – 220 кВ (узел 20), Шимал – 220 кВ (узел 30), а также данных, полученных расчетным путем на шинах напряжений станции Азербайджанской ТЭС – 330 кВ (узел 36) и Сумгаит – 220 кВ (узел 6) с информацией от систем SCADA/EMS в этих же узлах дает возможность мониторинга динамических процессов при больших возмущениях.

Определение мест установки РМУ в «слабых» элементах энергосистемы

Выше определены места установки РМУ в сети 500–330–220 кВ Азербайджанской ЭС на основе топологических правил, обеспечивающих полную наблюдаемость энергосистемы. При этом использовалась методика целочисленного линейного программирования. В 53-х узловой схеме сеть 500–330–220 кВ (76 ветвей) рекомендовано установить РМУ в 14 узлах ($\leq 27\%$). В остальных узлах и смежных ветвях динамика режимных параметров определяется «расчетно» по измерениям установленных РМУ.

Другой подход к решению задач определения мест установки может быть основан на физическом содержании процессов, происходящих в системе, при возмущениях. Он основан на таких понятиях, как неоднородность, чувствительность, сенсорность, слабость элементов топологической структуры энергосистемы.

Акцентируем внимание на двух последних понятиях сенсорность и «слабость» элементов, которые могут оказаться достаточным для решения поставленной задачи.

Сенсорами называются элементы энергосистемы, параметры режима которых в большой степени изменяются при случайных изменениях в элементах энергосистемы: генерации, сети, нагрузки.

Слабыми элементами энергосистемы называются такие элементы энергосистемы, изменение параметров которых в наибольшей степени влияет на величину реакции энергосистемы на возмущения [9-11].

Неоднозначность структуры энергосистемы, их режимов, возмущений, характера динамических процессов при возмущениях обусловило различие подходов к выявлению слабых мест в энергосистеме.

Одним из таких подходов является метод, основанный на сравнении скорости изменения режимных параметров U , P , δ при утяжелении режима или возмущениях. Ниже приводятся примеры реализации такого подхода.

За основу принята одна из действующих схем и режим, характеризующийся следующими данными:

$P_G = 4459$ МВт	$P_H = 4330$ МВт
Передача мощности на ЭС Ирана	- 500 МВт
в т.ч. от ЭС России	- 300 МВт
от Азербайджанской ЭС	-200 МВт

Скорость изменения относительных углов синхронных генераторов при больших возмущениях

В качестве возмущения принято отключение 2-ой Апшеронской ВЛ 500 кВ в режиме перетока мощности – 464 МВт без АПВ.

В таблице 1 для сопоставления интенсивности динамики изменения углов приведены скорости изменения относительных углов между основными синхронными генераторами энергосистемы в первом цикле качаний после возмущений, рассчитанных по формуле:

$$V_{\delta} = \frac{\delta_{\max} - \delta_{\min}}{360(t_{\max} - t_{\min})}$$

Анализ показывает, что наибольшая скорость изменения относительных углов имеет место между синхронными генераторами:

Азербайджанская ТЭС – 500 кВ - Бакинская ТЭЦ.

Азербайджанская ТЭС – 500 кВ - Шимал ТЭС.

Азербайджанская ТЭС – 500 кВ - Сумгаит ТЭС.

Азербайджанская ТЭС – 330 кВ - Бакинская ТЭЦ.

Азербайджанская ТЭС – 330 кВ - Шимал ТЭС.

Таблица 1. Скорости их изменения в первом цикле качаний после возмущений

	№	δ_0	$\delta_{\max}$	t_0	$t_{\max}$	V
Аз ТЭС 330 кВ-Шимал ЭС	152-170	19	36,1	1,1	1,68	0,081
Аз ТЭС 500 кВ – Шимал ЭС	157-170	18,48	40,63	1,1	1,64	0,114
Джануб ЭС – Шимал ЭС	170-211	10	-0,2	1,1	1,8	0,042
Аз ТЭС 330 кВ – Джануб ЭС 110 кВ	152-211	29	36,49	1,1	1,56	0,045
Аз ТЭС 330 кВ – Сумгаит ЭС 220 кВ	152-181	28,2	41,39	1,1	1,58	0,076
Аз ТЭС 500 кВ – Сумгаит ЭС 220 кВ	157-181	27,69	46,33	1,1	1,56	0,113
Аз ТЭС 330 кВ – Баки ТЭЦ	152-43	21,98	41,31	1,1	1,62	0,103
Аз ТЭС 500 кВ – Баки ТЭЦ	157-43	21,46	46,08	1,1	1,6	0,138
Джануб ЭС 110 кВ - Сумгаит ЭС 220 кВ	211-181	-0,8	4,93	1,1	1,6	0,116
Джануб ЭС 110 кВ - Баки ТЭЦ	211-43	-7,02	5,17	1,1	1,66	0,060
Шимал ЭС – Баки ТЭЦ	170-43	2,98	6,44	1,1	1,46	0,027
Шимал ЭС – Сумгаит ЭС 220 кВ	170-181	9,2	3,7	1,1	1,78	0,023

Следовательно, для мониторинга взаимных углов на шинах напряжения синронных генераторов рекомендуется установить РМУ на станции Азербайджанская ТЭС 500 кВ и Азербайджанская ТЭС 330 кВ в избыточной и основных станциях дефицитной части (Шимал ТЭС, Сумгаит ЭС, Бакинская ТЭЦ).

Скорость изменения напряжения и его фазы в сечении 2 в условиях утяжеления режима

В том же исходном режиме начат процесс утяжеления режима в энергосистеме и рассматривается динамика изменения режима линии сечения 2 (500–330 кВ) по тракту: исходный (1378 МВт), допустимый (1515 МВт = 0,8 Рпр - 43) и предельный (1948 МВт) режимы. Значения мощностей по линиям сечения, напряжения по концам линий и их фазы в рассматриваемых режимах приведены в таблице 2.

В таблице 3 и 4 приведены значения скоростей изменения напряжения по концам линий сечения и разности фаз по концам этих линий при переходе по этапам от исходного до предельного режима в процессе утяжеления.

Скорость изменения напряжения определяется по формуле:

$$V_U = \frac{\Delta U_i}{\Delta P_i} \cdot \frac{P_{mi}}{U_{Hi}}$$

где

ΔU_i , ΔP_i – изменение напряжения на конце i -той линии перетока мощности;

U_{Hi} – номинальное значение напряжения;

P_{mi} – значение мощности на i -той линии в предельном режиме.

Скорость изменения разности фазы напряжения по концам линий определяется по формуле:

$$V_\delta = \frac{2\pi}{360} \cdot \frac{\Delta \delta_{ij}}{\Delta P_i} P_{mi}$$

где

$\Delta \delta_{ij}$ – разность фаз напряжения по концам рассматриваемой линии;

ΔP_i – изменение мощности на i -той линии в предельном режиме.

P_{mi} – значение мощности на i -той линии в предельном режиме.

Таблица 2. Значения мощностей по линиям сечения, напряжения по концам линий и их фазы

	Исходный режим				Допустимый режим				Пределный режим			
	P, МВт	U, кВ		δ^0	P, МВт	U, кВ		δ^0	P, МВт	U, кВ		δ^0
		U _Н	U _к			U _Н	U _к			U _Н	U _к	
ВЛ - 500 кВ Аз ТЭС-Абшерон	433	504	463,3	7,8	468,4	504	460,3	8,5	581	493,4	431,8	11,4
ВЛ - 330 кВ Аз ТЭС-Абшерон	193	335,45	305,9	7,6	219	335	304	8,7	300	326,7	284,3	13,3
ВЛ - 330 кВ Геранбой-Имишлы	206,9	330,38	314,5	5,9	229,5	329,3	313	-6,6	305,3	318,3	294,6	9,7
ВЛ - 330 кВ Геранбой-Агдаш	317,1	330,38	316,2	4,4	351,3	329,3	314,4	5	458,8	318,3	296,1	7,1
ВЛ - 220 кВ Мин ГЭС-Агдаш (1)	113,9	231,41	228,2	2,2	123,3	231	227	2,3	151,6	221,4	216,1	3,1
ВЛ - 220 кВ Мин ГЭС-Агдаш (2)	113,9	231,41	228,2	2,2	123,3	231	227	2,3	151,6	221,4	216,1	3,1

Таблица 3. Скорость изменения напряжения по концам линий сечения 2 при утяжелении режимов

Линия сечения	$P_o \rightarrow P_{доп}$	$P_{доп} \rightarrow P_{пр}$
ВЛ-500 кВ 2-ая Апшеронская	0,1	0,294
ВЛ-330 кВ 1-ая Апшеронская	0,0654	0,221
ВЛ-330 кВ Геранбой-Имишли	0,053	0,229
ВЛ-330 кВ Геранбой-Агдаш	0,071	0,266
ВЛ-220 кВ МинГЭС-Агдаш	0,089	0,226

Таблица 4. Скорость изменения разности фазы напряжения по концам линий сечения 2 при утяжелении режимов

Линия сечения	$P_o \rightarrow P_{доп}$	$P_{доп} \rightarrow P_{пр}$
ВЛ-500 кВ 2-ая Апшеронская	0,198	0,26
ВЛ-330 кВ 1-ая Апшеронская	0,221	0,296
ВЛ-330 кВ Геранбой-Имишли	0,167	0,217
ВЛ-330 кВ Геранбой-Агдаш	0,140	0,156
ВЛ-220 кВ МинГЭС-Агдаш	0,0284	0,0738

Примечание: 0,8 $P_{пр} = P_{доп}$.

Анализ данных таблицы показывает:

1. Скорость снижения напряжения по мере приближения к предельному режиму увеличивается, причем в наибольшей мере это происходит на конце ВЛ-500 кВ 2-ой Апшеронской, т.е. на п/ст 500 кВ Апшерон.

2. Скорость увеличения разности фаз напряжения по концам линий сечения так же увеличивается, причем более интенсивно это происходит по ВЛ-330 кВ 1-ой Апшеронской.

Согласно этим результатам контроль напряжения и его фазы в режиме малых возмущений по сечению 2 следует осуществлять на п/ст Апшерон 500 кВ, Апшерон 330 кВ.

Полученные результаты дополняют выводы по установке РМУ в энергосистеме применением метода целочисленного линейного программирования.

Согласно рис. 1 синхрофазорные измерения на Азербайджанской ТЭС-500 кВ осуществляется установкой РМУ, а на Азербайджанской ТЭС-330 кВ, Апшерон 500 и Апшерон 330 расчетным путем по данным измерений на противоположных концах смежных ветвей.

Обосновывается необходимость дополнительной установки РМУ на станциях дефицитной части сети: Сумгаитская ЭС, Бакинская ТЭЦ.

Заключение

Полученное на основе ЦЛП размещение устройств РМУ в Азербайджанской энергосистеме и их число строго отвечают критерию топологической наблюдаемости. Однако высокая их стоимость, определяемая не только их численностью, но и количеством токовых каналов, требует коррекции полученных результатов исходя из режимных особенностей энергосистемы. Наличие в Азербайджанской энергосистеме межсистемных

связей транзитной функции, наличие критических сечений, предопределяет необходимость размещения в «слабых» местах PMU, где необходим мониторинг уровней устойчивости и напряжений, демпферных свойств и низкочастотных колебаний и др. на основе измерений.

Для перспективной схемы Азербайджанской энергосистемы в дополнение к реализации критерия наблюдаемости для учета режимных особенностей нужно устанавливать PMU на шинах электростанций в дефицитной части энергосистемы.

Литература

1. Hector J., Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer III. Modern Solutions for Protection. Control and Monitoring of Electric Power Systems. 2010 Schweitzer Engineering Laboratories. USA.
2. Гамм А.А., Колосок И.Н., Глазунова А.М. и др. Развитие методов оценки состояния ЭЭС на основе новых источников данных, технологий распределенных вычислений и методов искусственного интеллекта. Журнал Оперативное управление в электроэнергетике. 2011 №2, с. 41-47
3. N. Yusifbayli, V. Nasibov, A. Huseynov, R. Alizade, A. Garadagi Analysis of the state of regime reliability of the Azerbaijan power system in the conditions of development and expansion of intersystem communications Rudenko International Conference "Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems" (RSES 2021), AIP Conference Proceedings 2552, 030002 (2023) p. 030002-1-030002-7.
4. Nadia H.A., Rahman and Ahmad F. Optimal PMU placement using topology transformation method in power systems Journal of Advanced Research p. 625-634.
5. Gou B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming // Power Systems, IEEE Transactions, 2008, V. 23, p. 1525-1526.
6. N. Yusifbayli, V. Nasibov, A. Huseynov, R. Alizade, K. Suleymanov Strategy of provision of energy security of Azerbaijan under conditions of peculiarities and intensive development of the electric power system Rudenko International Conference "Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems" (RSES 2021), AIP Conference Proceedings 2552, 020001 (2023) p. 020001-1-020001-8.
7. Осак А.Б., Домышев А.В., Сорокин И.В. Автоматизация систем диспетчерского управления электроэнергетическими объектами на основе SCADA-АНАРЭС. Современные программные средства для расчётов нормальных и аварийных режимов, надёжности, оценивания состояния, проектирования электроэнергетических систем: Сб. докл. VI науч.-практ. семинара. Новосибирск: ИДУЭС, 2006.
8. DF 800 SCADA/EMS for Power Dispatch Center, 6 с.
<http://www.cetrex.se/Documentation/DF8000ScadaEms.pdf>
9. Гамм А.А., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем Академия Наук СССР, Москва 1990, с.198.
10. Аоки М. Оптимизация стохастических систем М. Наука 1971. 424 с.
11. Голуб И.И., Хохлов М.В. Алгоритм синтеза наблюдаемости электроэнергетических систем на основе синхрофазорных векторных измерений Электричество, 2015, №1, с. 26-33.

УДК 338.24:621.3

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОЙ РОЛИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ РОССИИ ПЕРВИЧНЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ С ОЦЕНКОЙ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА

Сендеров* С.М., Рабчук В.И.

Аннотация

В статье прогнозируются возможности газовой отрасли России в обеспечении внутренних потребностей страны первичными ТЭР на фоне потенциального участия в таком обеспечении нефтяной и угольной отраслей, а также всех остальных источников (ГЭС, АЭС, энергия солнца, ветра, дрова и т.д.) в период до 2035 г. с учетом действия складывающихся негативных факторов. Здесь же, при условии полного обеспечения внутренних её потребностей в газе, оцениваются перспективы экспорта российского газа, возможные как с позиций реализации факторов внешнеполитического и внешнеэкономического характера (санкционные ограничения и их последствия), так и с учетом складывающихся производственных возможностей по добыче газа в стране.

Ключевые слова: первичные ТЭР, газовая отрасль, негативные факторы, потенциальный экспорт российского газа.

Введение

В статье оценивается потенциальная ситуация с выполнением важнейшего требования энергетической безопасности (ЭБ) России, касающегося надежного обеспечения внутреннего потребительского спроса на первичные топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) [1] с учетом возможностей по экспортным поставкам российского газа до 2035 г. При этом, что касается экспорта газа в условиях существующих санкций, приходится отвечать на два основных вопроса: каковы могут быть принципиально возможные объемы экспорта российского газа и будет ли соответствовать им перспективный технический потенциал российской газовой отрасли?

Вопросы относительно перечисленных требований (удовлетворение перспективных внутреннего спроса России на первичные ТЭР и потребностей экспорта российского газа) рассмотрим по следующим опорным годам: 2025, 2030 и 2035 гг. При этом, будем учитывать:

- фактические показатели энергетических отраслей России по производству первичных ТЭР, а также объемы экспорта российского газа;

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, Россия, e-mail: ssm@isem.irk.ru

- результаты качественного анализа факторов влияющих на реализацию угроз ЭБ России, в т.ч. с учетом действия антироссийских санкций;
- требования по увеличению доли чистой энергетики.

Наиболее значимые для рассматриваемой перспективы, среди факторов влияющих на реализацию угроз ЭБ России, следующие:

1. Дефицит инвестиций, в т.ч. связанный с заметным ухудшением ситуации с получением бизнесом «длинных» дешевых заемных средств.
2. Рост трудностей с внедрением наилучших доступных технологий (НДТ), в т.ч. на предприятиях газовой отрасли.
3. Уменьшение возможностей увеличения в балансах регионов и страны в целом доли ВИЭ и водородной энергетики, прежде всего из-за трудностей с инвестициями.
4. Сокращение возможностей по освоению новых месторождений газа и нефти в России (особенно, в труднодоступных дорогах районах) из-за усугубления проблемы инвестиций и уменьшения возможностей внедрения НДТ.
5. Резкое уменьшение возможностей импорта: современного оборудования для газодобычи и магистрального транспорта газа; средств интеллектуализации систем управления функционированием основных производственных объектов энергетических отраслей; современных машин и средств механизации для обустройства новых газовых месторождений и прокладки газопроводов (особенно, в труднодоступных районах) и т.д.
6. Замедление развития в стране газохимической промышленности (из-за трудностей с внедрением НДТ, нехватки инвестиций).

Сегодня, важнейшая угроза ЭБ – недостаток инвестиций в энергетике. Ситуация здесь в значительной степени усугубилась масштабными изменениями условий экспорта российских углеводородов, начавшимися в 2022 г. Угроза значительного снижения их экспорта на европейские рынки начала реализовываться с природного газа. Следует признать, что сформировавшиеся тенденции, в энергозависимых промышленно развитых странах подкреплены активным стимулированием научно-технического прогресса в области энергетики, в т.ч. в развитии атомной энергетики, в использовании нетрадиционных видов ТЭР и ВИЭ. Вполне реально развитие ситуации с существенным снижением возможностей экспорта российских углеводородов в рассматриваемой перспективе. Реализация данных вызовов неминуемо приведет к сокращению валютных поступлений от экспорта российских ТЭР и тем самым к сокращению инвестиций для обеспечения устойчивого функционирования и развития отраслей российского ТЭК. В первую очередь, это коснется освоения новых дорогостоящих нефтегазоносных районов.

В сложившейся ситуации, включая установление потолка цен на российскую нефть с декабря 2022 г. [2] и на российские нефтепродукты с февраля 2023 г. [3] ниша для выгодного экспорта российских ТЭР значительно сузилась. Есть серьезные опасения по существенному снижению

доходности альтернативных направлений экспорта, к примеру, потенциальное перенаправление потоков природного газа в Китай. С переориентацией «освобождающихся» объемов нефти и газа на производство продукции глубокой переработки (нефте- и газохимия) также есть вопрос. Связан он с необходимостью значительных инвестиций в создание и развитие этих производств, а также с отсутствием ниши на мировых рынках для широкомасштабного экспорта этой продукции глубокой переработки.

На фоне этих тенденций приходится ожидать значительного снижения инвестиций в энергетику России с соответствующим снижением ее перспективных производственных возможностей. Уже за пределами 2025 г. в России может наблюдаться некоторое уменьшение потенциала для обеспечения даже «усеченных» (из-за санкций) экспортных поставок ТЭР, в особенности – природного газа. Казалось бы, что при ограничениях экспорта углеводородов имеющиеся в недрах запасы ТЭР тратятся медленней. В то же время, уменьшение инвестирования энергетических отраслей отодвигает сроки освоения новых районов их добычи, сокращая тем самым их перспективные производственные возможности. При определенных условиях может встать вопрос не только об обеспечении природным газом экспортных обязательств, но и об удовлетворении внутренних потребностей.

Отрицательные действия указанных выше факторов будут особенно заметны до 2025 г. Далее, до 2035 г., по мнению авторов, ситуация должна каким-то образом стабилизироваться с уменьшением санкционного давления в части экспорта российских ТЭР, внедрения НДТ в отраслях энергетики и хотя бы частичного возвращения возможностей получения длинных дешевых заемных средств. Такие изменения должны сопровождаться соответствующим ростом ВВП и снижением его энергоемкости, связанным с диверсификацией структуры экономики в направлении развития производства наукоемкой продукции и сферы услуг.

Говоря об учете факторов «изменения климата» при решении проблем обеспечения ЭБ России сегодня, следует отметить, что для России значимость данных климатических факторов пока существенно меньше значимости имеющих место сегодня негативных факторов. В определенной степени снижение углеродного следа в России будет связано с вытеснением некоторых объемов угля из структуры потребления ТЭР за счет сократившихся объемов экспорта природного газа.

В статье представлен количественный прогноз относительно ожидаемой роли газовой отрасли в обеспечении России первичными ТЭР и ожидаемых уровней экспорта российского газа. В условиях разной степени неопределенности ситуации, прежде всего с экспортом российского газа, такой прогноз целесообразно делать по двум временным отрезкам. Первый - 2023-2025 гг., второй - 2026-2035 гг.

Прогноз ситуации с первичными ТЭР в России и с экспортом российского газа в период с 2023 по 2025 гг.

С учетом современной ситуации в России и в мире можно считать, что сегодня делать обоснованный прогноз значений годового производства нефти, нефтепродуктов и угля достаточно сложно, во всяком случае, пока ситуация с их экспортом не стабилизируется. Что касается газа, то уже в 2022 г. объем его экспорта из-за действующих санкций сократился по сравнению с 2021 г. с 244 до 184 млрд м³ [4]. Здесь стоит вспомнить о том, что весь первый квартал 2022 г. экспорт газа был полным согласно заключенным контрактам. В каждом последующем квартале экспорт был снижен по сравнению с аналогичным кварталом 2021 г. на 20 млрд м³. Таким образом, скорее всего, отправной точкой для исчисления начальной величины возможного экспорта газа в 2023 г. будет примерно 165 млрд м³. Представляется маловероятным дальнейшее сокращение экспорта российского газа с учетом ожидаемого увеличения его поставок в Китай (только по магистральному газопроводу «Сила Сибири» поставки должны увеличиться с 15 млрд м³ в 2022 г. до 38 млрд м³ в 2030 г. Это позволит компенсировать указанное выше сокращение и может привести к некоторому росту суммарного объема экспорта газа по отношению к 2022 г. Отсюда, можно считать, что в 2023 г. объем экспорта российского газа может составить порядка 170 млрд м³ с некоторым ростом в 2024 и 2025 гг. до 180-190 млрд м³/год.

Внутреннее потребление газа до 2025 г. может расти из-за некоторого вытеснения угля высвободившимся от экспорта газом (избыток газа на внутреннем рынке). В 2023 г. объем внутреннего потребления газа можно ожидать на уровне 480-490 млрд м³ (484 млрд м³ в 2022 г. [5]). Вполне допустимо ожидать в 2024-2025 гг. небольшого (1,0-1,5% в год) роста ВВП России. Отсюда и из-за наличия избытка мощностей по добыче газа (ограниченный экспорт), а также реализации программ газификации регионов страны нужно ожидать некоторого роста внутреннего потребления газа: в 2024 г. - 490-500 млрд м³, в 2025 году – 490-510 млрд м³.

Зная возможные объемы экспорта газа и объемы его внутреннего потребления, можно говорить о требуемых в данном случае объемах производства газа в стране: в 2023 г. – 650-660, в 2024 г. – 670-690 и в 2025 г. – 680-700 млрд м³.

В данном анализе авторы не принимали во внимание возможности импорта газа в Россию, т.к. этот импорт был в последние годы не очень заметным (на уровне 6-8 млрд м³ в год). Вряд ли этот импорт при существующем избытке своего газа на внутреннем рынке может увеличиться, а вот сокращение или прекращение этого импорта вполне возможно.

Внутреннее суммарное потребление нефти (прямое потребление) и нефтепродуктов в 2021 и 2022 гг. составляло (соответственно) 225 и 224 млн т у.т. [6] До 2025 г. годовое потребление этих ТЭР вряд ли заметно изменится. Оно может чуть вырасти (рост потребностей в мотор-

ном топливе со стороны военных) или чуть сократится (рост доли электромобилей). Будем считать, что потребление нефти и нефтепродуктов в рассматриваемый прогнозный период до 2025 г. останется в тех же пределах и составит 220-230 млн т у.т./год.

Оценивая объёмы *внутреннего потребления угля* на период до 2025 г., следует учитывать, что неминуемое вытеснение угля газом из балансов ТЭР (газ высвободившийся при сокращении его экспорта) будет сдерживаться трудностями быстрой замены газа углем (из-за инерционности). В связи со сказанным, скорее всего, в 2023 г. потребление угля сохранится на уровне 2022 г. (173 млн т у.т. [7]) и составит 170-180 млн т при дальнейшем уменьшении этого значения до 160-170 млн т в 2024 г. и до 150-160 млн т в 2025 г.

Степень участия ГЭС, АЭС и прочих ТЭР (энергия ветра, дрова, торф и т.д.) в покрытии внутренних потребностей страны в первичных ТЭР фактически не менялась за последние 5-7 лет и составляла 156 и 157 млн т у.т. соответственно в 2021 и 2022 гг. [8]. Следует ожидать, что до 2025 г. он так и останется в пределах 150-160 млн т у.т.

Основывающиеся на приведенных выше рассуждениях показатели по объемам суммарного внутреннего потребления в стране первичных ТЭР, а также значения объемов экспорта российского газа на период до 2025 г., а также фактические значения этих показателей за последние годы приведены в табл. 1. При этом внутреннее суммарное потребление первичных ТЭР в стране рассчитано как сумма соответствующих составляющих. Эта величина для перспективы представлена как среднее значение соответствующего возможного диапазона.

Таблица 1. Фактические и прогнозируемые до 2025 г. показатели потребления первичных ТЭР внутри России, объёмы экспорта и производства газа

Показатели	Годы				
	факт		прогноз		
	2021	2022	2023	2024	2025
Внутреннее потребление первичных ТЭР, всего, млн т у.т., в т.ч.	1051	1071	1060	1070	1070
- природный и попутный газ*, млрд м ³	470	484	480-490	490-500	490-510
- нефть, нефтепродукты, млн т у.т.	225	224	220-230	220-230	220-230
- уголь, млн т	155	173	170-180	160-170	150-160
- э/энергия ГЭС, АЭС, проч. ТЭР, млн т у.т.	156	157	150-160	150-160	150-160
Экспорт российского газа, млрд м ³	244	184	170-180	180-190	180-190
Производство природного и попутного газа, всего, млрд м ³	764	674	650-670	670-690	680-700

* Не включает сверхнормативную закачку газа в ПХГ и потери.

Прогноз ситуации с первичными ТЭР в России и с экспортом российского газа в период с 2026 по 2035 гг.

Прогноз делается с учетом данных табл. 1 считая при этом, что:

- до 2035 г. ситуация с последствиями для ТЭК России должна все более стабилизироваться с уменьшением санкционного давления;
- в этот период экономика страны должна устойчиво расти хотя бы со среднегодовым увеличением ВВП в 2-3% в 2026-2030 гг. и в 2,5-3,5% в 2031-2035 гг. Увеличение темпов роста во втором пятилетии связано с ожиданиями по снижению санкционного давления;
- при устойчивом росте экономики появляется возможность дальнейшего снижения энергоемкости ВВП в годовых темпах 1,5-2% в 2026-2030 гг. и 2-3% в 2031-2035 гг.

Все рассматриваемые показатели касаются опорных 2030 и 2035 гг. Перспективные суммарные годовые внутренние потребности страны в первичных ТЭР определяются с учетом существующего положения и ожидаемых темпов роста ВВП и снижения удельной энергоемкости экономики:

$$Q_t = Q_{t-1} (1 + K_{ВВП}^t - K_{юз}^t), \quad (1)$$

где Q_{t-1} – объем потребления этих ТЭР в $t-1$ -м году, а $K_{ВВП}^t$ и $K_{юз}^t$ – коэффициенты изменения ВВП России и удельной энергоемкости ВВП в t -м году относительно $t-1$ -го года. При определении внутренних потребностей в первичных ТЭР были приняты следующие среднегодовые значения $K_{ВВП}^t$ и $K_{юз}^t$, табл. 2.

Таблица 2. Годовые коэффициенты изменения ВВП России и удельной энергоемкости ВВП по периодам перспективы до 2035 г.

Период	$K_{ВВП}^t$	$K_{юз}^t$
2026–2030	0,020–0,030	0,015–0,020
2031–2035	0,025–0,035	0,020–0,030

Используя выражение (1), данные табл. 2 и примерный объем суммарного потребления первичных ТЭР в России в 2025 г. (1070 млн т у.т.) получим для 2030 и 2035 гг. эти объемы в пределах 1110 млн т у.т. и 1140 млн т у.т. соответственно.

При определении перспективного участия в структуре потребления первичных ТЭР для опорных 2030 и 2035 гг., в первую очередь, определимся с возможностями поставки всех остальных ТЭР, кроме газа. Затем, примем газ в качестве замыкающего ресурса и определим требования по необходимым объемам поставки газа. Эти объемы вместе с возможными объемами экспорта газа и будут требуемыми объемами производства газа в стране по соответствующим годам.

Нефтяная отрасль. В 2023-2025 гг. ожидаемое участие нефтяной отрасли в обеспечении страны первичными ТЭР предполагается на

уровне 220-230 млн т у.т. (табл. 1). Начиная с 2026 года и до 2035 года внутренние потребности в нефтепродуктах если и будут расти, то не более, чем на 0,5-1 % в год. С одной стороны, работает некоторое вытеснение электротранспортом транспорта на моторном топливе, с другой – необходимость увеличения объемов потребления нефти, как сырья для нефтехимии, хотя из-за трудностей с инвестициями это увеличение не будет значительным. В этом случае можно ожидать возможного участия нефтяной отрасли в обеспечении страны первичными ТЭР в пределах к 2030 г. - 225-235 млн т у.т., а к 2035 г. – 235-245 млн т у.т.

Угольная отрасль. Возможное участие угольной отрасли до 2030 г. продолжит тенденцию к уменьшению (до 140-160 млн т при ожидаемых в 2025 году – 150-160 млн т). Затем до 2035 г. эти уровни меняться не должны (в т.ч. и из-за трудностей с инвестициями в газовой отрасли).

Суммарные объемы производства первичных ТЭР в России на ГЭС, АЭС и за счет прочих ТЭР в 2023-2025 гг. составят, как предполагается, 150-160 млн т у.т. в год. В условиях имеющихся санкций можно предположить, что такое положение сохранится до 2030 г. Далее в количественном плане степень участия этих энергоресурсов в обеспечении страны первичными ТЭР должна несколько расти прежде всего, за счет ВИЭ (смягчение ситуации с инвестициями). В 2035 г. производство ТЭР на ГЭС, АЭС и за счет прочих источников может увеличиться до 160-180 млн т у.т.

Требования к газовой отрасли. Полученные выше суммарные потребности России в первичных ТЭР, а также объемы возможного участия в покрытии этих суммарных потребностей со стороны нефтяной, угольной отраслей, а также ГЭС, АЭС и прочих ТЭР позволяют определить требования к газовой отрасли по её участию в покрытии указанных потребностей. В 2030 г. эти объемы должны составить порядка 530-560, а в 2035 г. – 530-570 млрд м³. Данные объемы вместе с объемами экспорта газа, ограниченными условиями мирового рынка газа, определяют требуемые объемы добычи газа в стране по опорным годам.

Исходя из факторов внешнеполитического и внешнеэкономического характера, можно говорить о возможностях незначительного увеличения ниши для экспорта российского газа в пределах со 180-190 млрд м³ в 2025 г. до 180-200 млрд м³ в 2030 г. Далее роста его экспорта ожидать сложно из-за части потерянных рынков сбыта, из-за увеличения объемов использования возобновляемых источников энергии и т.д. Объем экспорта российского газа может и сократиться в случае, если физические возможности по добыче газа будут недостаточны для выполнения обязательств по экспортным поставкам (при полном покрытии внутренних потребностей). При указанных выше уровнях экспорта требуемые объемы производства газа в стране должны быть на уровне 710-760 млрд м³ в 2030 г. и 710-770 млрд м³ в 2035 г.

Все количественные показатели, полученные выше для 2030 и 2035 гг., представлены в табл. 3. Здесь же показаны фактические показатели для 2022 г. и ожидаемые показатели для 2025 г. (табл. 1).

Таблица 3. Фактические и прогнозируемые до 2035 г. показатели потребления первичных ТЭР внутри России, объёмы экспорта и требуемые объёмы производства газа

Показатели	Годы			
	2022	2025	2030	2035
	факт	прогноз		
Внутреннее потребление первичных ТЭР в России, всего, млн т у.т., в т.ч.	1071	1070	1110	1140
<i>Нефть и нефтепродукты, всего, млн т у.т.</i>	224	220-230	225-235	235-245
<i>Уголь, млн т</i>	173	150-160	140-160	140-160
<i>Электроэнергия ГЭС, АЭС и прочие ТЭР, всего, млн т у.т.</i>	157	150-160	150-160	160-180
Требования к газовой отрасли по её участию в обеспечении потребностей страны в первичных ТЭР, млрд м ³	484	500-520	530-560	530-570
Возможный* экспорт российского газа, млрд м ³	184	180-190	180-200	180-200
Требуемый объём производства газа в стране, млрд м ³	668	680-710	710-760	710-770

* Объём экспорта, ограниченный внешнеэкономическими условиями.

Итак, в табл. 3 представлены требуемые объёмы производства газа в стране для обеспечения ее внутренних потребностей, а также предполагаемых объёмов экспорта. Теперь необходимо определиться с прогнозными возможностями по добыче этого газа. Для этого необходимо рассмотреть основные условия развития и функционирования газовой отрасли России (объективные факторы и принятые предпосылки), а затем провести анализ ситуации по основным газодобывающим регионам страны.

Основные условия развития и функционирования газовой отрасли России на анализируемый период, следующие:

1. Реализация всех негативных факторов, о которых говорилось выше (дефицит инвестиций, трудности с внедрением НДТ, трудности с получением заемных средств и т.д.).
2. Наличие сегодня (2023 г.) излишков мощностей по добыче природного газа, которые появились после 2022 года в объеме порядка 100 млрд м³/год (см. табл. 1). Эти излишки должны быть использованы для обеспечения необходимых объемов дальнейшего производства газа.
3. После использования указанных излишков целесообразно наращивание добычи газа на Ямале (действующие месторождения и освоение Харасавейского месторождения с доведением на нем годового уровня добычи до 30-40 млрд м³ в год к 2035 г.).
4. Снижение годового уровня добычи на месторождениях НПТР в 6-8 млрд м³/год [9]. Такое снижение может иметь место, главным образом, после 2030 г., когда иссякнут излишки мощностей по добыче.

5. Снижение уровней производства нефтяного газа в связи с предполагаемым уменьшением экспорта российской нефти и нефтепродуктов (а значит – в связи с сокращением уровней добычи нефти в стране). По оценке авторов, снижение добычи нефти в анализируемый период составит, примерно, 20-25% от уровня 2022 г. (534 млн т [10]). Соответственно в тех же пропорциях снизится и уровень производства нефтяного газа. Тогда можно ожидать, что уровень ежегодной суммарной добычи этого газа в период до 2035 г. составит 70-80 млрд м³.
6. Задержка с освоением газовых месторождений – триллионников на шельфе: Штокмановское (Баренцево море), Ленинградское и Русановское (Карское море) за пределы 2035 г. из-за инвестиционных проблем.
7. Отсутствие роста уровней добычи газа на Дальнем Востоке, как минимум до 2035 г. из-за сложностей с инвестициями.
8. Продолжение освоения Чаяндинского и Ковыктинского месторождений с доведением уровня ежегодной добычи газа до 40-50 млрд м³ к 2035 г. (из-за необходимости выполнения соглашения о поставке газа в Китай).

Результаты анализа возможностей по производству газа представлены в табл. 4.

Таблица 4. Оценка возможностей по производству газа в России на период до 2035 г., млрд м³

Показатель	Годы			
	2022	2025	2030	2035
	факт	прогноз		
Суммарные возможности (природный и нефтяной газ), в т.ч.	674	680-730	670-740	610-680
Добыча природного (метанового) газа, в т.ч. по регионам	574	600-640	600-660	540-600
<i>Ямал</i>	<i>100</i>	<i>120-130</i>	<i>130-150</i>	<i>150-170</i>
<i>Надым–Пур–Тазовский район</i>	<i>389</i>	<i>390-400</i>	<i>370-390</i>	<i>300-320</i>
<i>Европейская зона</i>	<i>27</i>	<i>25-30</i>	<i>25-30</i>	<i>20-25</i>
<i>Западная Сибирь (включая Ханты-Мансийский АО)</i>	<i>20</i>	<i>15-20</i>	<i>15-20</i>	<i>10-15</i>
<i>Восточная Сибирь</i>	<i>6</i>	<i>25-30</i>	<i>25-30</i>	<i>25-30</i>
<i>Дальневосточный ФО</i>	<i>32</i>	<i>35-40</i>	<i>35-40</i>	<i>35-40</i>
Производство нефтяного газа	100	70-80	70-80	70-80

Теперь, понимая возможные ориентиры с производством газа в России, а также возможные объемы его внутреннего потребления на перспективу до 2035 г. (данные табл. 3), определим производственные возможности отрасли по экспорту российского газа без учета ситуации на мировых рынках газа и внешнеэкономических условий, табл. 5. Здесь же приведем объемы возможного экспорта газа с позиций ожидаемых внешнеэкономических условий.

Таблица 5. Анализ производственных возможностей по экспорту российского газа, млрд м³

Показатели	Годы			
	2022	2025	2030	2035
	факт	прогноз		
Суммарные возможности по производству газа	674	680-730	670-740	610-680
Объемы внутреннего потребления газа	484	500-520	530-560	530-570
Производственные возможности по экспорту российского газа	190	180-210	140-180	80-110
Возможный экспорт российского газа с позиций внешнеэкономических условий	184	180-190	180-200	180-200
Запас производственных возможностей в отношении возможного экспорта	6	10	- 30	- 100

В последней строке табл. 5 представлена невязка между производственными возможностями экспорта российского газа и его возможными объемами с позиций внешнеэкономических условий. Для удобства восприятия данная невязка представлена разницей средних значений приведенных диапазонов. Из таблицы видно, что для 2025 г. ожидаемый уровень производства газа может с определенным запасом обеспечить его потенциальный экспорт (при полном удовлетворении внутренних потребностей). Но, в условиях рассмотренных в статье негативных факторов и угроз уже ориентировочно с 2030 г. производственных возможностей газовой отрасли может оказаться недостаточно для обеспечения экспорта российского газа в объемах возможных в условиях реализации внешних санкций и их последствий в виде сокращения ниши для российских ТЭР на европейском рынке. К 2035 г. такая невязка может составить уже половину теоретически возможного экспорта.

Заключение

Анализ перспективных возможностей отраслей российского ТЭК в период до 2035 г. в условиях, имеющих место негативных факторов и их потенциальных последствий, позволил сформулировать следующие выводы:

- несмотря на мощное санкционное давление, уровень производства российских ТЭР будет полностью обеспечивать внутренние потребности в первичных ТЭР в течение всего рассматриваемого периода (до 2035 г.);
- доля газа в обеспечении внутренних потребностей страны в первичных ТЭР будет незначительно расти за счет уменьшения доли угля (в начале рассматриваемого периода наличие избытков газа на внутреннем рынке и необходимость выполнения требований по увеличению доли чистой энергии);

- фактические объёмы добычи газа и его экспорта ориентировочно до 2028-2029 гг. будут определяться суммой внутренних потребностей в газе и возможных объёмов его экспорта, ограниченных санкциями и их последствиями в виде утери части европейских рынков, но уже примерно с 2030 г. объёмы экспорта российского газа могут оказаться ниже потенциально возможных в силу ограничения производственных возможностей нефтегазового комплекса страны.

Литература

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201905140010?index=0&rangeSize=1> (16.03.2023).
2. ЕС опубликовал решение о введении потолка цен на нефть из России в \$60 <https://tass.ru/ekonomika/16495575> (16.05.2023)
3. Совет ЕС утвердил потолок цен на российские нефтепродукты <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/16962183> (16.05.2023)
4. Экспорт газа из России в 2022 году сократился на четверть <https://newprospect.ru/news/aktualno-segodnya/eksport-gaza-iz-rossii-v-2022-godu-sokratilsya-na-chetvert/> (18.05.2023)
5. Россия в 2022 году увеличила потребление газа на 3%, экспорт СПГ на 8% <https://www.interfax.ru/business/880885>
6. Нефтегаз России в 2023 году https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/1118/ (22.05.2023)
7. Добыча угля в РФ в 2022 составила 443,6 млн т, экспорт - 210,9 млн т – Новак <https://www.interfax-russia.ru/main/dobycha-uglya-v-rf-v-2022-sostavila-443-6-mln-t-eksport-210-9-mln-t-novak> (22.05.2023)
8. Объем электрической генерации в России в 2022 году вырос на 0.6%: https://www.akm.ru/news/obem_elektricheskoy_generatsii_v_rossii_v_2022_godu_vyros_na_0_6/ (22.05.2023)
9. Ямала покажется: в Минэнерго увидели риск снижения добычи газа на треть через 17 лет. Почему это может произойти и что предлагают власти <https://iz.ru/1489778/valerii-voronov/iamala-pokazhetsia-v-minenergo-uviteli-risk-snizheniia-dobychi-gaza-na-tret-cherez-17-let> (26.05.2023)
10. Добыча нефти и газового конденсата в России в 2022 г. выросла на 2,1%, газа - упала на 13,4% <https://neftegaz.ru/news/dobycha/768736-dobycha-nefti-i-gazovogo-kondensata-v-rossii-v-2022-g-vyrosla-na-2-1-gaza-upala-na-13-4/> (26.05.2023)

УДК 338.24:621.3

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КРУПНОМАСШТАБНЫХ ЧС В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ВОЗМОЖНОСТИ ТОПЛИВО- И ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ПОХОЛОДАНИЙ

Сендеров* С.М., Береснева Н.М.

Аннотация

В статье представлены основные составляющие методического подхода к анализу возможностей поставки конечных видов энергии потребителям при потере работоспособности критически важных объектов газовой отрасли России в условиях похолоданий на территориях федеральных округов. Выявляются наиболее уязвимые в анализируемых условиях регионы и делается вывод о необходимости взвешенного подхода к определению оптимальной степени доминирования природного газа в топливно-энергетическом балансе регионов с учетом имеющихся возможностей осуществления его поставок в условиях крупномасштабных чрезвычайных ситуаций в газовой отрасли.

Ключевые слова: критически важные объекты, надёжность топливно- и энергоснабжения; недоотпуск электрической и тепловой энергии.

Введение

Исследования, касающиеся анализа последствий возможной реализации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций (ЧС) в энергетике, сопровождающейся снижением, вплоть до полной потери, работоспособности отдельных энергетических объектов ведутся уже достаточно длительный период [1, 2]. За это время были разработаны подходы к выявлению критически важных объектов (КВО) энергетики и сформулированы соответствующие алгоритмы [3-5]. В данных исследованиях было показано, что далеко не всегда в условиях потери работоспособности тех или иных объектов энергетики, возможно обеспечить бездефицитное энергоснабжение потребителей. Наибольшую опасность для такого бездефицитного топливно- и энергоснабжения потребителей представляют преднамеренные воздействия, ограничивающие производственные возможности указанных КВО систем энергетики (СЭ). При этом, наиболее неприятных последствий для потребителей следует ожидать в периоды повышенного спроса на соответствующие виды энергии. Для России это конечно наиболее холодные периоды зимних месяцев. Аппарат использования коэффициентов сезонной неравномерности потребления конечных видов энер-

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, Россия, e-mail: ssm@isem.irk.ru

гии позволяет оценивать потребности в ТЭР в усредненные наиболее холодные сутки в том или ином регионе. Однако достаточно сложно оценить возможности удовлетворения спроса на конечные виды энергии в условиях его пикового повышения, к примеру, при значительных похолоданиях. Здесь требуется решение двух вопросов: хватит ли производственных возможностей ТЭК страны по обеспечению такого пиково возрастающего спроса и что будет, если именно в этот период придется иметь дело с потерей работоспособности отдельных КВО энергетики? В данной статье предлагается подход, позволяющий ответить на данные вопросы на примере КВО газовой отрасли России.

Выбор территории для анализа ситуации с одновременным повышением спроса на ТЭР

При проведении заявленного выше анализа возникает вопрос: корректно ли рассматривать ситуацию с похолоданием на территории лишь одного региона? Особенно актуален этот вопрос для регионов европейской части страны с их относительно небольшими территориями при относительно высокой плотности населения. Вероятнее всего похолодание со схожими признаками может проявиться одновременно в нескольких соседних регионах. Тогда, на территории нескольких регионов, будет увеличена потребность в конечных видах энергии. При этом и нагрузка на федеральные системы энергетики будет больше, чем при похолодании в одном регионе. Если уголь с необходимым нормированным запасом находится на угольных ТЭС, то с газом – другая ситуация. В силу ограниченности пропускных способностей отдельных участков газотранспортной сети, в значительной степени обостряются вопросы с обеспечением увеличенного спроса на природный газ. При недостатке таких пропускных способностей могут сформироваться недопоставки природного газа потребителям, в частности газопотребляющим тепло- и электрогенерирующим мощностям, что в свою очередь способно привести к недоотпуску соответствующих видов ТЭР.

На каком уровне территорий, объединяющих разные регионы, целесообразно остановиться для моделирования одновременного похолодания? Существует устоявшееся понятие климатической зоны. В [6] указано, что климатическая зона – это широкая область земной поверхности, внутри которой создаётся приблизительно однородный климат по всей протяжённости такой области. На рис. 1 на территории России выделены 5 поясов от тропического к полярному: 1-й, 2-й, 3-й, 4-й и особый. Весь север России и острова Северного Ледовитого океана расположены в арктическом и субарктическом поясах. Средняя полоса РФ имеет умеренный климатический пояс. Юг находится в субтропиках, но площадь его весьма незначительна – даже 5% территории РФ не входят в эту зону.

Из рис. 1 видно, что выделенные климатические зоны очень велики по протяженности и одновременное похолодание со значительным увеличением потребности в КПТ по всей такой зоне вряд ли может наступить.

С другой стороны, территория России достаточно обоснованно административно поделена на федеральные округа, рис. 2.



Рис. 1 - Климатическое зонирование России.



Рис. 2 - Деление России на федеральные округа.

Чаще всего, округа характеризуются более компактной (по сравнению с климатическими зонами) территорией. По-видимому, логичнее моделировать одновременное похолодание на территории федерального округа в целом, если анализ касается европейской части России. Собственно, именно эти округа и небольшая часть регионов Сибирского федерального округа и располагаются в зоне действия ЕСГ России. В качестве допущения, предлагается так и рассматривать ситуацию с периодами пикового повышения спроса на конечные виды энергии – по территориям федеральных округов, располагающихся в зоне действия ЕСГ.

Порядок проведения исследований

Предлагаемый порядок исследования следующий:

- моделирование работы ТЭК страны в период средних суток января в условиях пиково возрастающего спроса на тепловую энергию на территории федерального округа (похолодание моделируется поочередно по каждому из федеральных округов в зоне действия ЕСГ); анализ возможностей удовлетворения потребностей в конечных видах энергии по субъектам РФ по всем рассматриваемым сценариям;
- моделирование потери работоспособности ранее выявленных КВО газовой отрасли (по одному) при каждом сценарии похолодания в федеральных округах с учетом возможностей минимизации недопоставок ТЭР потребителям в рамках работы единого ТЭК; анализ возможных

объемов недопоставок тепловой, электрической энергии и газа для прямого потребления по субъектам РФ;

- выявление федеральных округов, наиболее подверженных недопоставкам конечных видов энергии в анализируемых условиях с характеристикой ситуации в регионах, входящих в эти округа.

Порядок исследований представлен на рис. 3 в виде соответствующего алгоритма.



Рис. 3 - Алгоритм проведения исследований.

ЕСГ России

Сложившаяся территориальная структура ЕСГ России обладает рядом существенных недостатков. Сегодня более 85% всего российского газа добывается в северных районах Тюменской области. Основные потребители газа внутри страны – ее европейские регионы и пункты экспортной сдачи газа – расположены в 2-2,5 тыс. км от мест его добычи. Весь этот газ транспортируется на дальние расстояния с помощью газотранспортных многониточных коридоров со значительной концентрацией газовых потоков в одном коридоре. Эти коридоры имеют большое число взаимных пересечений и перемычек. В настоящее время в ГТС России имеется несколько потенциально опасных для функционирования

ЕСГ пересечений МГ. Нарушение работы некоторых из них может привести к значительным ограничениям поставок газа потребителям. Значительная часть таких пересечений представляет собой КВО ЕСГ с позиций обеспечения требуемой работоспособности ГТС.

Ранее, в исследованиях на базе моделирования газотранспортной сети России были выявлены КВО ЕСГ России, т.е. те объекты газовой отрасли, потеря работоспособности которых может привести к существенным дефицитам газа у потребителей (в относительных объемах 5% и более от суммарной потребности в газе по системе).

Исходные условия для расчетов были следующие: средние сутки максимального потребления газа в сети (январь 2021 г.). В такие сутки работу сети можно считать наиболее напряженной. Суммарный поток газа по сети в эти сутки, учитывая экспорт, составил округленно 2180 млн м³, при величине потребления газа внутри страны порядка 1550 млн м³/сут. Исследования показали, что потенциальный дефицит газа у потребителей может наблюдаться при прекращении работы 449 объектов ЕСГ (242 узла, 199 дуг и 8 пересечений МГ расчетного графа) из общего количества рассматриваемых в модели объектов (1010 (382 узла и 628 дуг)). Из этого количества объектов ранее [7, 8] был выделен 61 объект, единичные прекращения работы которых способны привести к относительному дефициту газа в 5% и более от суммарной потребности в газе по ЕСГ. Среди этих объектов 22 дуги МГ между узловыми КС, 36 узлов (30 узловых КС, 5 головных КС на выходах с месторождений, 1 КС на выходе с ПХГ) и 3 пересечения МГ между КС. Эти объекты составляют современный перечень КВО ЕСГ.

Моделирование ситуации с поставкой конечных видов энергии потребителям

В результате соответствующих расчетов с использованием модели газовой отрасли [1, 2] с отключением каждого из выявленных КВО были определены возможные в этих случаях дефициты газа по регионам РФ. Далее уже на модели ТЭК [9] решалась задача минимизации указанных негативных последствий для потребителей конечных видов энергии с учетом возможностей взаимозаменяемости разных видов ТЭР и возможностей диверсификации источников конечных видов энергии. При этом потребности каждого региона в конечных видах энергии были агрегированы следующим образом: электроэнергия, тепловая энергия и прямое потребление газа прочими потребителями.

Задача моделирования ТЭК в целом подробно описана в [9] и математически представляет собой классическую задачу линейного программирования. Постановка и ограничения этой задачи записываются следующим образом:

$$AX - \sum_{t=1}^T Y^t = 0 \quad (1)$$

$$0 \leq X \leq D \quad (2)$$

$$0 \leq Y^t \leq R^t \quad (3)$$

где t – категории потребителей; A – матрица технологических коэффициентов производства (добычи, переработки, преобразования) и транспорта отдельных видов топлива и энергии; X – искомый вектор, компоненты которого характеризуют интенсивность использования технологических способов функционирования энергетических объектов (добычи, переработки, преобразования и транспорта энергоресурсов, запасов топлива); Y^t – искомый вектор, компоненты которого характеризуют объемы потребления отдельных видов топлива и энергии отдельными категориями потребителей (t); D – вектор, определяющий технически возможные интенсивности использования отдельных технологических и производственных способов; R^t – вектор с компонентами, равными объемам заданного потребления отдельных видов топлива и энергии отдельными категориями потребителей.

Целевая функция при этом имеет следующий вид:

$$(C, X) + \sum_{t=1}^T (r^t, g^t) \rightarrow \min \quad (4)$$

где, первая составляющая отражает издержки, связанные с функционированием отраслей ТЭК. Здесь C – вектор удельных затрат по отдельным технологическим способам функционирования энергетических объектов; вторая составляющая – ущербы от дефицита по каждому виду топлива и энергии у каждой из выделенных категорий потребителей. Величины дефицита энергоресурсов g^t у потребителей определяются выражением $(R^t - Y^t)$. Вектор r^t условно обозначает «удельный ущерб» у потребителя.

Данная модель реализована в рамках ПВК «Корректива +» [10]. В результате расчетов определяются: возможные объемы суточного недоотпуска тепловой и электрической энергии потребителям, а также объемы недопоставок газа для его прямого потребления в регионах страны при отключении соответствующих КВО ЕСГ с учетом взаимосвязанной работы всех отраслей ТЭК, запасов ТЭР, возможностей взаимозаменяемости различных видов ТЭР и диверсификации энергоисточников.

Результаты исследований

Основой для дальнейших исследований послужили величины расчетных недопоставок газа, которые могут сформироваться в условиях реализации соответствующих сценариев. На рис. 4 представлены усредненные относительные недопоставки газа за время указанных нештатных ситуаций по федеральным округам в зоне действия ЕСГ. Из данных рис.4 видно, что наибольшим образом при реализации вышеуказанных расчетных условий в среднем от недопоставок газа могут пострадать потребители Северо-Западного федерального округа (СЗФО). Дело в том, что в

этом округе находятся крупные промышленные потребители газа, полностью зависимые от газотранспортной инфраструктуры. В то же время в этом округе достаточно много крупных пересечений магистральных газопроводов и других критически важных объектов газовой отрасли, выход из строя которых способен в значительной степени ограничить поставки газа потребителям.



Рис. 4 - Усредненные по рассматриваемым сценариям расчетные относительные недопоставки газа по федеральным округам в зоне действия ЕСГ, %.

Следующим шагом поочередно в каждом из федеральных округов в зоне действия ЕСГ были исследованы возможности удовлетворения потребностей в электрической и тепловой энергии при пиковом увеличении спроса на тепловую энергию с учетом возможных отключений КВО ЕСГ. При этом в рассматриваемых условиях наиболее холодных суток, были приняты следующие приоритеты распределения дефицитов газа: в первую очередь в регионах удовлетворяется потребность на производство тепловой энергии, затем потребности прямого потребления газа и в последнюю очередь – потребности на производство электроэнергии. Такое отношение к потребностям в электроэнергии в исследовании было принято с целью активизации использования в модели электрогенерирующих источников не потребляющих природный газ. В табл. 1 приведены усредненные относительные величины суммарного дефицита конечных видов энергии при единичных отключениях КВО ЕСГ.

Данные, полученные при моделировании взаимосвязанной работы всех энергетических отраслей показали, что наибольшим образом от недопоставок конечных видов энергии могут пострадать опять же потребители СЗФО. Средний относительный дефицит газа на прямое потребление (без нужд электро- и теплогенерирующих мощностей) в данном округе самый большой, достаточно велики усредненные относительные недоотпуски электроэнергии и даже присутствуют возможные относительные

недоотпуски тепловой энергии, несмотря на вышеуказанную ее приоритетность. Те же проблемы, но в меньшем масштабе, можно отметить в Уральском и Приволжском федеральных округах. В остальных рассматриваемых округах во всех сценариях с отключением КВО ЕСГ по одному не проявляются возможные дефициты тепловой энергии, а в Южном и в Северо-Кавказском округах полностью удовлетворяется и спрос на газ для его прямого потребления.

Таблица 1. Усредненные относительные величины суммарного дефицита конечных видов энергии по федеральным округам при единичных отключениях КВО ЕСГ, %

Федеральный округ, вид ТЭР	Похолодание в федеральных округах					
	Приволж- ский	Северо- Западный	Северо- Кавказский	Ураль- ский	Цен- тральный	Юж- ный
Приволжский						
Газ (прямое потр.)	1,0	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0
Электроэнергия	6,6	6,0	5,6	5,8	6,5	5,8
Тепловая энергия	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Северо-Западный						
Газ (прямое потр.)	12,4	13,8	14,9	12,4	12,4	12,4
Электроэнергия	5,0	4,9	5,0	4,7	5,0	4,6
Тепловая энергия	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Северо-Кавказский						
Газ (прямое потр.)	0	0	0	0	0	0
Электроэнергия	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Тепловая энергия	0	0	0	0	0	0
Уральский						
Газ (прямое потр.)	1,8	1,8	1,8	2,0	1,8	1,8
Электроэнергия	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,3
Тепловая энергия	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Центральный						
Газ (прямое потр.)	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
Электроэнергия	1,8	1,7	1,6	1,6	1,7	1,6
Тепловая энергия	0	0	0	0	0	0
Южный						
Газ (прямое потр.)	0	0	0	0	0	0
Электроэнергия	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Тепловая энергия	0	0	0	0	0	0

Ситуацию, которая могла бы сложиться при реализации анализируемых сценариев в наиболее подверженном недопоставкам конечных видов ТЭР Северо-Западном федеральном округе рассмотрим подробнее по каждому сценарию отключения КВО ЕСГ. На рис. 5 приведена диаграмма, представляющая возможные относительные дефициты электрической и тепловой энергии, а также газа на прямое потребление в СЗФО при отключении отдельных КВО газовой отрасли. Из рисунка видно, что в ряде случаев (отключение КВО ЕСГ №№ 25, 49, 50, 51 по одному) газ на прямое потребление при принятых приоритетах его распределения в принципе не может быть поставлен. Практически при всех отключениях,

представленных на рисунке КВО ЕСГ, можно ожидать недоотпуски электроэнергии, а при отключении каждого из пяти КВО ЕСГ (№№ 17, 22, 25, 34, 35) – даже относительные недоотпуски тепловой энергии.

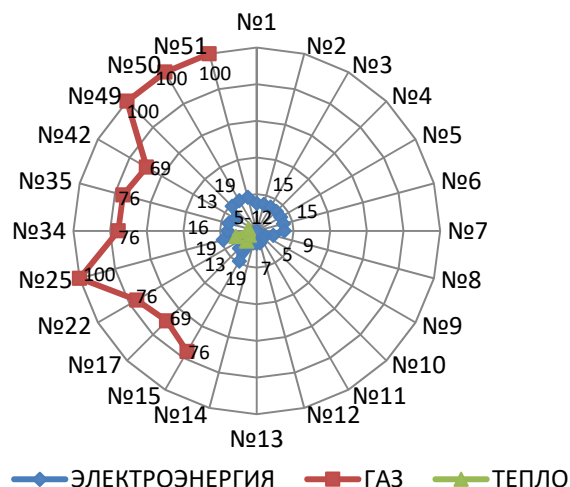


Рис. 5 – Расчетный относительный дефицит конечных видов ТЭР в СЗФО в условиях похолодания при отключении КВО ЕСГ, %.

Ниже, в табл. 2-4 представлены расчетные дефициты конечных видов ТЭР по субъектам РФ на территории СЗФО при отключении конкретных КВО ЕСГ в условиях похолодания на территории округа.

Таблица 2. Относительные расчетные недоотпуски электроэнергии в регионах СЗФО

Субъект РФ	Диапазон относительных недоотпусков, %	Количество влияющих КВО ЕСГ, шт.
Республика Карелия	10-43	17
Республика Коми	38-40	19
Архангельская область (с НАО)	13-40	24
Калининградская область	76-85	10
Ленинградская область (с СПб)	9-10	10
Новгородская область	15-17	10
Псковская область	27-97	17
Вологодская область	21-58	8

Из данных табл. 2 видно, что наибольшие недоотпуски электроэнергии потребителям могут иметь место в Псковской и Калининградской областях. Так, в случаях потери работоспособности по одному 9 КВО ЕСГ в Псковской области можно ожидать практически полного прекращения отпуски электроэнергии. Это объясняется тем, что вся собственная электроэнергия производится здесь на газе, электроэнергия которая может быть поставлена в область по имеющимся межрайонным связям также вырабатывается в основном на газе, уровень дефицита которого по субъектам в анализируемой ситуации отчасти демонстрирует табл. 3.

В случае Калининградской области дефицит электроэнергии объясняется также слишком высоким доминированием природного газа (более 95% в балансе КПТ), при том, что область снабжается газом только из

одного тупикового магистрального газопровода. В области используется Калининградское ПХГ, но величина максимального отбора газа из него составляет 4,8 млн м³/сут. при потребности области в анализируемых условиях – 8,9 млн м³/сут. В область, при необходимости, может доставляться СПГ плавучей регазификационной установкой «Маршал Василевский» [11], но инфраструктура системы газоснабжения такова, что газ с этой установки подается непосредственно в ПХГ.

Приоритет в распределении поставленного природного газа со стороны производства тепловой энергии сформировал ситуацию полного прекращения подачи газа на его прямое потребление (в условиях отключения соответствующих КВО ЕСГ) в следующих субъектах, табл. 3.

Таблица 3. Относительные расчетные недопоставки газа на прямое потребление по регионам СЗФО

Субъект РФ	Относительный недоотпуск, %	Количество влияющих КВО ЕСГ, шт.
Республика Карелия	100	10
Республика Коми	100	4
Архангельская область (с НАО)	100	8
Калининградская область	100	10
Ленинградская область (с СПб)	100	10
Новгородская область	100	10
Псковская область	100	10
Вологодская область	100	10

Несмотря на приоритет, отданный производству тепловой энергии при дефиците газа в случаях отключений отдельных КВО, потребители нескольких субъектов будут испытывать проблемы с поставкой тепловой энергии, что видно из табл. 4.

Таблица 4. Относительные расчетные недоотпуски тепловой энергии по регионам СЗФО

Субъект РФ	Относительный недоотпуск, %	Количество влияющих КВО ЕСГ, шт.
Республика Карелия	43	1
Республика Коми	45	1
Архангельская область (с НАО)	35-37	4
Вологодская область	55	1

Заключение

Представленный в данной статье подход с использованием соответствующего инструментария позволяет анализировать возможности снабжения потребителей конечными видами энергии в условиях пикового возрастания спроса на тепловую энергию при похолоданиях на территориях федеральных округов при потере работоспособности отдельных КВО ЕСГ. Исследования показали, что особенно уязвимыми к ограничениям

работоспособности важнейших объектов газовой отрасли являются регионы со значительной долей доминирования природного газа, находящиеся на периферии газотранспортной сети. Этот факт необходимо принимать во внимание при планировании дальнейшего развития газификации российских регионов.

Литература

1. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах // Известия РАН. Энергетика, 2016, № 1, с. 70-78.
2. Senderov S., Edelev A. Formation of a list of critical facilities in the gas transportation system of Russia in terms of energy security. Energy, 2017, doi:10.1016/j.energy.2017.11.063.
3. Сендеров С.М., Смирнова Е.М., Воробьев С.В. Подходы к оценке уязвимости систем топливоснабжения газопотребляющих регионов России в условиях прекращения работы особо значимых объектов газовой отрасли // Известия РАН. Энергетика, 2020, № 1, С. 82–91.
4. Senderov S., Smirnova E., Vorobev S. Analysis of vulnerability of fuel supply systems in gas-consuming regions due to failure of critical gas industry facilities // Energy, Volume 212, 1 December 2020, 118785. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118785>.
5. Сендеров С.М., Крупенёв Д.С., Воробьев С.В., Береснева Н.М., Бояркин Д.А. Методический подход к оценке уровня значимости критически важных объектов энергетики при взаимосвязанной работе энергетических отраслей // Известия РАН. Энергетика, 2023, № 2, С. 31–45.
6. Климатические зоны России. <https://wearpro.ru/biblioteka/klimaticheskie-zony-rossii.html>
7. Сендеров С.М., Воробьев С.В. Формирование перечней критически важных объектов газовой отрасли и их сочетаний с позиций энергетической безопасности страны / Известия РАН. Энергетика, 2019, № 1, с. 59–69.
8. Sergey M. Senderov, Sergey V. Vorobev. Approaches to the identification of critical facilities and critical combinations of facilities in the gas industry in terms of its operability / Reliability Engineering and System Safety, Volume 203, November 2020, 107046. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107046>
9. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И. Методический подход для исследования надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях негативных возмущений в энергетике / Известия РАН. Энергетика, 2022, № 3, С. 3–11.
10. Еделев А.В., Сендеров С.М., Пяткова Н.И. Применение геоинформационных технологий для исследования проблем энергетической безопасности / Проблемы управления, 2015, № 2, С. 68-74.
11. ПРГУ «Маршал Василевский»: <https://flot.gazprom.ru/fleet/prgu-marshal-vasilevskij/>

УДК 620.9.002.5

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ УГРОЗ НАДЕЖНОМУ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Пяткова¹ Н.И.

Аннотация

В статье приводится анализ влияния внешних факторов на надежное энергоснабжение потребителей, показана необходимость комплексных исследований проблем надежности топливо- и энергоснабжения при возникновении чрезвычайных ситуаций в работе одной или нескольких отраслей одновременно и определения последствий от этих ситуаций для потребителей энергоресурсов.

Ключевые слова: энергетическая безопасность; угрозы; критические ситуации; надежность топливо- и энергоснабжения.

Введение

В современных условиях планирования работы и развития энергосистем возрастает актуальность и значимость исследований проблем энергетической безопасности, а именно главной задачи – обеспечение надежного энергоснабжения. Это связано с высоким ущербом, а иногда с катастрофическими последствиями в случаях прерывания поставки энергоресурсов потребителям. При этом энергетическая безопасность в плане надежного энергоснабжения касается двух аспектов:

- необходимость долгосрочного бездефицитного обеспечения потребителей требуемыми видами энергоресурсов при функционировании энергетики в нормальных условиях;
- необходимость создания условий для обеспечения энергоресурсами потребителей в условиях реализации угроз энергетической безопасности.

На основе анализа состояния энергетического сектора страны и условий его развития были выделены основные угрозы энергетической безопасности [1-3].

На фоне происходящих изменений на мировых энергетических рынках в 2022-2023 гг. угрозы энергетической безопасности усиливаются негативными влияниями санкций и изменениями на экспортных рынках для российских энергоресурсов:

1. Ограничение экспорта нефти, природного газа, угля в европейские страны (рис.1,2).

¹ ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, E-mail: nata@isem.irk.ru

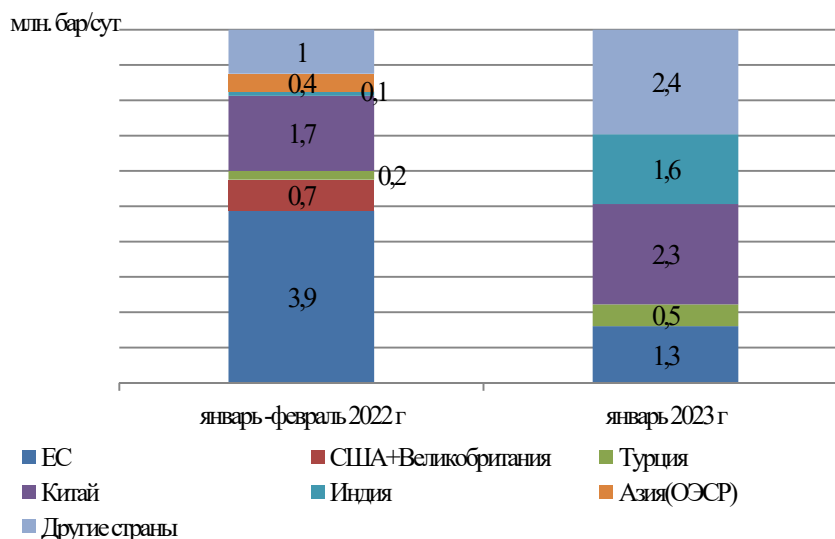


Рис. 1 – Изменения в структуре стран-экспортеров российских нефти и нефтепродуктов [4].

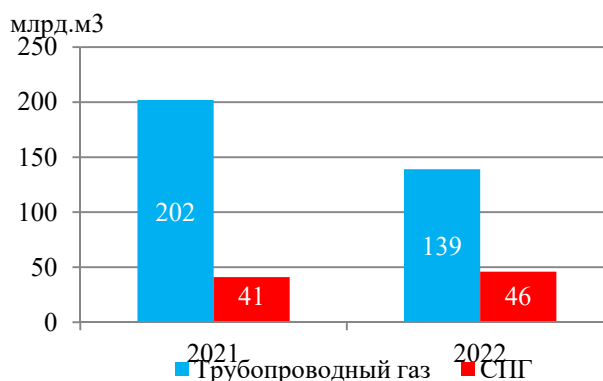


Рис. 2 – Сокращение экспорта природного газа из России [5].

В 2022 г. экспорт природного газа сократился на 24% до 184 млрд м.

Экспорт угля сократился на 7,5% до 210, млн т, при этом увеличились поставки угля на внутренний рынок на 12, 2%. Увеличились поставки угля в Китай (на 11,2% по сравнению с 2021 г.) и Индию (+147% к 2021 г.).

2. Ограничения на импорт оборудования в отраслях по добыче-переработке энергоресурсов, производству электро- и теплоэнергии.

3. Усиление перехода мировой энергетики на возобновляемые источники энергии.

Эти негативные факторы могут привести к возможным последствиям, которые усилят стратегические угрозы энергетической безопасности:

- переориентацию экспортных потоков энергоресурсов;
- снижение доходов в бюджет страны. По итогам пяти месяцев 2023г. бюджет страны недополучил нефтегазовых доходов в 2 раза меньше, чем за тот же период 2022 года;
- снижению инвестиционных возможностей отраслей энергетики;
- замедлению ввода новых месторождений и перерабатывающих мощностей;
- новых технологий производства электро- и теплоэнергии;
- неопределенность спроса на уголь.

Актуальность исследования угроз энергетической безопасности в этих новых условиях возрастает и предъявляет новые требования к модельному инструментарию для проведения исследований по анализу влияния угроз нормальному функционированию и развитию отраслей энергетики и обеспечению надежного энергоснабжения потребителей.

Данная работа является составной частью исследований энергетической безопасности. Аналогичные исследования и разработки и модели по этим исследованиям ориентированы в основном на решение задач перспективного планирования работы энергетики в нормальных условиях функционирования с горизонтом до 15-20 лет. Подобные работы, проводимые в других коллективах, носят локальный или региональный характер с исследованием отдельных аспектов проблемы [6-9].

Исследования подобные проводимыми в ИСЭМ СО РАН отличаются нацеленностью на решение задач оценки поведения систем энергетики в условиях реализации угроз энергетической безопасности, оптимизации режимов взаимосвязанной работы систем энергетики в условиях нештатных ситуаций для надежного энергоснабжения потребителей

Методология моделирования взаимосвязанной работы систем энергетики для решения задач исследования надежного энергоснабжения

Для проведения исследований по обеспечению надежного энергоснабжения в современных условиях предлагается разработать новые и усовершенствовать (адаптировать) имеющиеся математические модели и методы взаимосвязанной работы больших систем энергетики в рамках единого топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в различных условиях функционирования. Использование нового модельно-инструментального комплекса позволит проводить исследования по оценке возможностей обеспечения потребителей энергоресурсами в условиях реализации угроз различного характера.

Общая схема решаемых задач при оценке действия угроз ЭБ на надежное энергоснабжение приведена на рис. 3.

Исходной базой для проведения исследований являются технико-экономические характеристики энергетических объектов и отчетные данные о состоянии систем энергетики, результаты исследований развития ТЭК, обосновывающие выбор долгосрочной стратегии и формирование энергетической политики.

На основе вышеперечисленных характеристик и анализа угроз ЭБ формируются расчетные условия для вычислительного эксперимента, который проводится с использованием моделей систем энергетики.

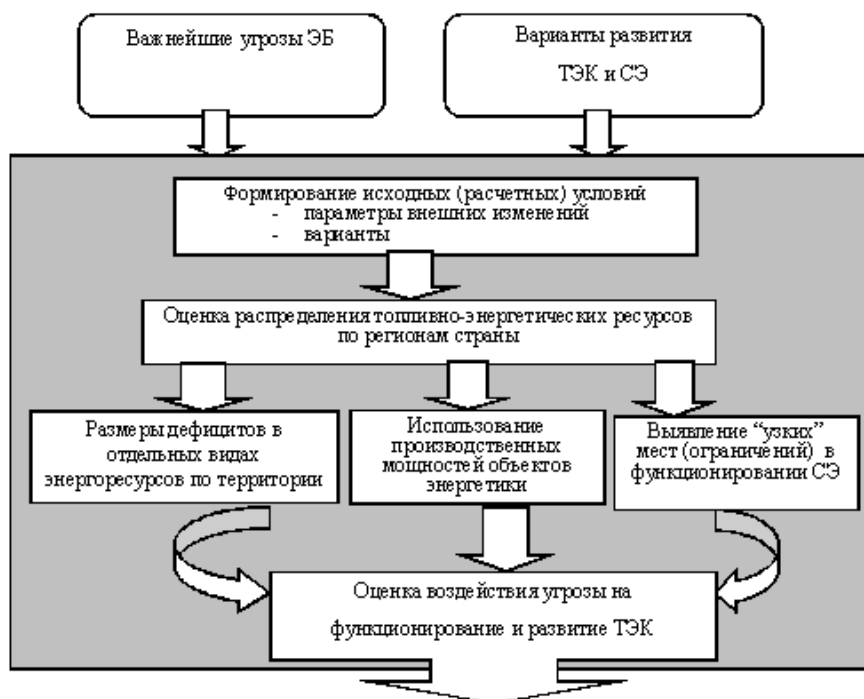


Рис. 3 – Схема исследований влияния угроз на функционирование и развитие ТЭК.

Модели систем энергетики представляют **систему экономико-математических моделей оценки территориально-производственной структуры ТЭК с учетом фактора ЭБ** [1-3]. Эти модели могут использоваться в двух режимах:

- в режиме определения оптимального развития энергетических технологий (с учетом структурной избыточности в виде резервов мощностей, запасов топлива, взаимозаменяемости энергоресурсов) и оптимального распределения потребляемых энергоресурсов,
- в режиме определения недопоставок энергоресурсов (дефицитов ТЭР) в целом по стране и по отдельным регионам.

Структура моделей ТЭК представлена на рис. 4. Технологически она состоит из отраслевых подсистем энергетического комплекса (газовой, угольной, нефтеперерабатывающей (в части мазутоснабжения) отраслями, электро- и теплоэнергетикой) и блока потребителей (потребление энергоресурсов на различных типах электростанций и котельных для выработки электроэнергии и тепла, прочих потребителей, отдельно выделены экспортные потребители). В конечной реализации включен финансовый блок, описывающий инвестиционные затраты на реконструкцию, модернизацию действующих мощностей, вывод устаревшего оборудования, ввод новых мощностей на объектах энергетических отраслей.

Также реализован учет динамики развития, позволивший отследить такие особенности многошагового процесса развития ТЭК, как:

- ввод новых производственных мощностей,
- демонтаж и консервацию старых объектов,
- реконструкцию объектов с изменением технологической схемы.

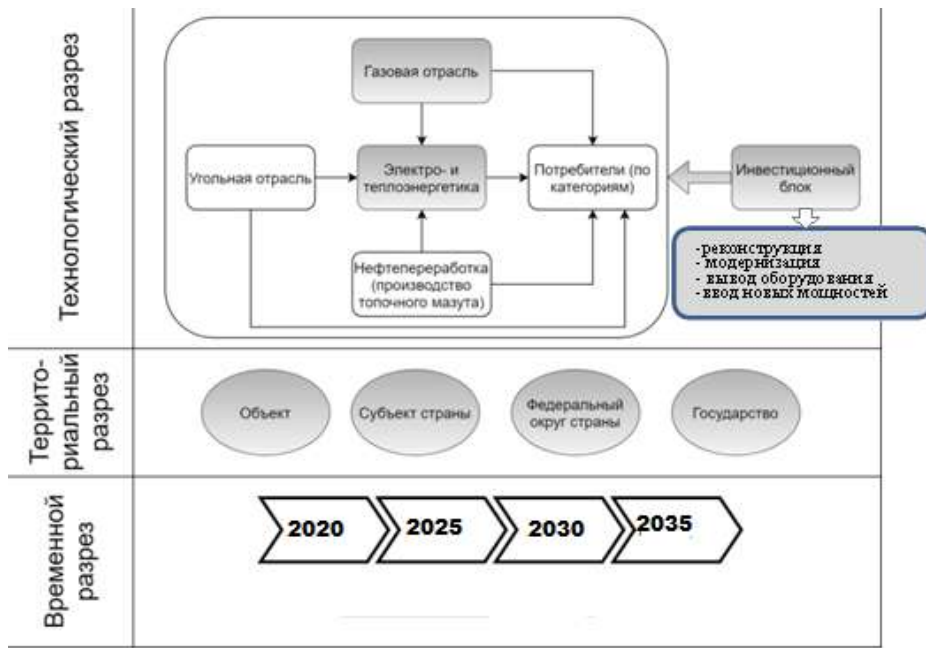


Рис. 4 – Территориальная, временная и технологическая структура моделей.

Реализован учет динамики в виде T самостоятельных статических блоков, каждый из которых описывает все территориальные и технологические связи ТЭК применительно к этапу t расчетного периода. Динамические связи между блоками строятся с помощью уравнений, формулирующих для всех x_i объектов ТЭК условие преемственности их производительностей на различных этапах расчетного периода. Для первого этапа это условие записывается как:

$$x_{i1}^o + x_{i1}^c + x_{i1}^d = P_{i0}, \quad (1)$$

а для последующих этапов в виде уравнений:

$$x_{it-1}^o + x_{it-1}^c + x_{it-1}^n = x_{it}^o + x_{it}^c + x_{it}^d, \quad (2)$$

где P_{i0} – производительность технологии (объекта i) к началу расчетного периода,

x_{it-1}^n – производительность новой части технологии (объекта i) на этапе $t-1$,

x_{it}^o – производительность действующей части технологии (объекта i) на этапе t ,

x_{it}^c – консервация части объекта i на этапе t ,

x_{it}^d – ликвидация части объекта i на этапе t .

Для удобства формирования связей уравнение (2) разбито на две части:

$$\begin{aligned} -x_{it-1}^o - x_{it-1}^c - x_{it-1}^n + Z_{it-1} &= 0, \\ -Z_{it-1} + x_{it}^o + x_{it}^c + x_{it}^d &= 0, \end{aligned}$$

где Z_{it-1} – промежуточная переменная, характеризующая полную производительность объекта i в начале этапа t . Она учитывает выбытие мощностей на этапе t и ввод новых мощностей на временном этапе $t+1$.

В целом эти модели используются для определения следующих характеристик (показателей):

- размеров недопоставок (дефицита) в отдельных видах энергоресурсов по рассматриваемым категориям потребителей, выделенным территориальным объединениям и в целом по стране, как величина невязки между заданной потребностью и возможностью производства данного вида энергоресурса (с учетом запасов, возможностей замещения этого вида энергоресурса у других потребителей и др.);
- изменений пропускных способностей транспортных связей, определяемых путем сравнения соответствующих показателей рассматриваемого варианта с исходным;
- рационального использования производственных мощностей энергетических объектов, а также распределение отдельных видов энергоресурсов по выделяемым категориям потребителей.

Отладка модифицированной модели и проведение оптимизационных расчетов осуществляется с использованием модифицированного программного комплекса «ИНТЭК-А».

Иллюстративный пример. Оценка дефицита при критических ситуациях в системах энергетики

Возникновение критических ситуаций в топливо- и энергоснабжении в значительной мере связано с возможным охватом экстремальными условиями (резкое похолодание) значительной территории в европейской части России. Для проведения расчетов было принято: снижение средней температуры наружного воздуха в течение одного квартала отопительного сезона на территории Европейской части России на 2°C относительно среднемноголетней приведет к увеличению потребности в котельно-печном топливе примерно на 8% (критическая ситуация 1).

В системе газоснабжения одним из наиболее опасных (по последствиям) является возможность повреждения трансконтинентальных газопроводов, идущих в европейскую часть России. В качестве расчетных условий критической ситуации в системе газоснабжения была рассмотрена возможность выхода из строя участка магистральных газопроводов (северная нитка) (КС 2).

В системе нефтеснабжения важно оценить влияние снижения поставок топочного мазута из регионов, где сконцентрированы крупные мощности по переработке нефти. При этом в модели вводились возмущения в виде снижения поставок топочного мазута на 8% от суммарного его производства в течение рассматриваемого периода (КС 3).

В углеснабжении российских регионов потенциально опасным является высокая доля поступающего из Казахстана экибастузского угля. Расчетные условия предусматривают уменьшение на 30% поставок экибастузского угля на электростанции Уральского ФО (КС 4).

Одним из опасных факторов для надежного топливо- и энергоснаб-

жения является несбалансированность некоторых региональных электроэнергетических систем. Поэтому в системе электроэнергетики рассматривались последствия из-за разрыва связей ОЭЭС Урала и Волги. В дополнение к этому было введено возможное снижение мощностей АЭС в ОЭЭС Центра и Северо-Запада на 30% (КС 5).

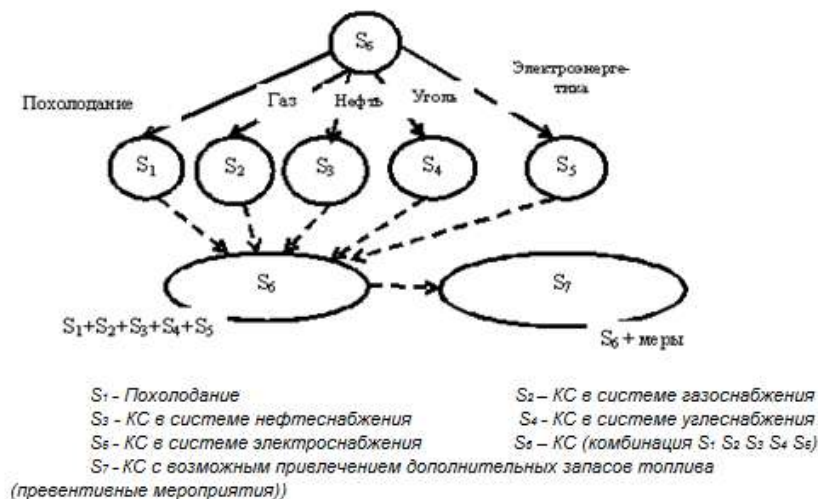


Рис. 5 – Схема формирования нештатных ситуаций.

Кроме этого, оценивалась ситуация с возможным наложением всех возмущений (КС 6) и эта же ситуация с возможным привлечением дополнительных запасов топочного мазута и угля в размере 10-суточной потребности (КС 7). Наложение всех КС практически маловероятно, но оно позволяет оценить предельные возможности ТЭК по снабжению потребителей топливом и энергией и взаиморезервирование СЭ и регионов при глобальном ухудшении условий в энергетике. Схема формирования критических ситуаций приведена на рис.5.

Анализ расчетов по сформированным сценариям критических ситуаций показал, что самыми значительными по своим последствиям для потребителей энергоресурсов оказались условия с похолоданием (КС1) и взаимным наложением критических ситуаций (КС6) (рис. 6).

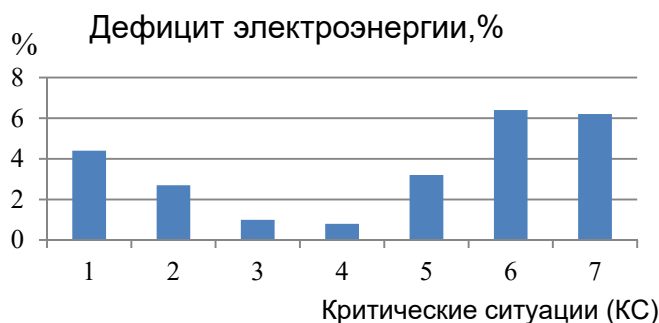


Рис. 6 – Дефицит электроэнергии при различных критических ситуациях, % от потребности.

Возмущающие воздействия, вызванные совокупностью критических ситуаций (КС6), в большей степени оказали влияние на систему углеснабжения, электро- и теплоснабжения. Дефицит угля составил в целом по

стране около 25% от общего его потребления, электроэнергии и теплоэнергии около 6% (рис.7).

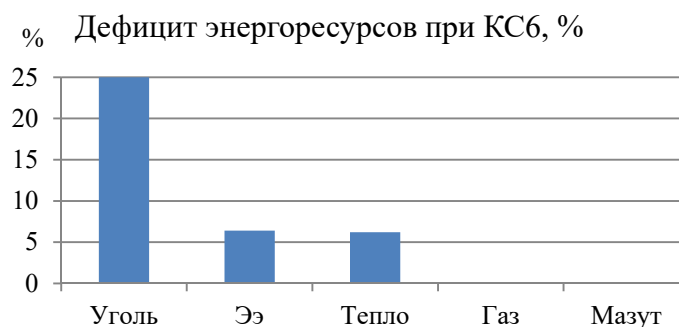


Рис. 7 – Дефицит энергоресурсов при КС6, % от потребности.

В системах газо- и мазутоснабжения общего дефицита нет, но произошло уменьшение расхода газа и топочного мазута на электростанциях и котельных. Это привело к большему расходу угля на производство тепла и электроэнергии, следствием чего явился значительный дефицит этого топлива. Объясняется это тем, что замыкающим видом топлива в данной реализации модели является уголь.

Похолодание и разрыв межсистемных связей по электроэнергии и снижение мощности атомных электростанций, принятое в расчетах (КС5), привело к дефициту электроэнергии в целом по стране на величину около 7% (при полном использовании имеющихся резервов генерирующих мощностей тепловых электростанций).

Введение в модель дополнительных запасов топлива (угля и топочного мазута) в размере 10-суточной потребности (КС7) позволило сократить дефицит угля до 10%. Произошло это за счет перераспределения выработки электроэнергии между газомазутными и угольными ТЭС: дополнительные ресурсы топочного мазута были использованы на ТЭС, что высвободило уголь для частичной компенсации дефицита в нем у потребителей неэнергетических отраслей.

В снабжении электро- и теплоэнергии привлечение дополнительных запасов топлива не вызвало изменений и дефицит составил ту же величину. Это объясняется тем, что для компенсации роста спроса на энергоресурсы и снижения мощности АЭС были использованы все резервы мощностей тепловых электростанций. И увеличение топливных ресурсов без дополнительного ввода генерирующих мощностей электростанций не привело к дополнительной генерации электрической и тепловой энергии.

В рассматриваемых условиях критической ситуации 6 (КС 6) дефицит угля наблюдался почти во всех регионах России, кроме Уральского, Сибирского ФО. Однако, после создания 10-суточных запасов топлива этот дефицит во многих районах сократился, но наиболее дефицитными по углю остались Центральный, Северо-Западный ФО, а по электроэнергии - ОЭЭС Центра, Северного Кавказа, Дальнего Востока и Урала.

Выполненные экспериментальные расчеты показали работоспособ-

ность экономико-математической модели. Предварительная оценка топливо- и энергоснабжения потребителей России в условиях критических ситуаций показала достаточно высокую степень чувствительности модели к изменениям параметров и возможность ее эффективного использования для подобного рода исследований.

Заключение

В работе представлены методические особенности моделирования взаимосвязанной работы отраслей в современных условиях и подход по созданию специализированного программно-инструментального комплекса, объединяющего модели отраслевых систем энергетики и интегрирующую их модель ТЭК. Разрабатываемый комплекс предназначен для проведения экспериментальных исследований по поиску путей бездефицитного обеспечения потребителей энергоресурсами при функционировании в нормальных условиях и условиях нештатных ситуаций. Более детализированное представление объектов энергетики в моделях позволит повысить корректность и адекватность моделируемых систем.

Предлагаемый комплекс моделей систем энергетики позволит максимально учитывать интеллектуальный характер современных систем и позволит проводить исследования по обеспечению надежного энергоснабжения потребителей страны и регионов на новом качественном уровне.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) Программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Литература

1. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения /Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров и др. Новосибирск: Наука, 2011. 211 с.
2. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов/С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, Н.И. Пяткова, С.В. Воробьев; отв. ред. С.М. Сендеров. ИСЭМ СО РАН. Новосибирск: 2017. 116 с.
3. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической безопасности/С.М. Сендеров и др.; ИСЭМ СО РАН. Новосибирск: СО РАН, 2022. 132 с.
4. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/russian-total-oil-exports-january-2022-january-2023>
5. Новак А. Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы. Энергетическая политика №2. 2023. С. 4-11.
6. Козлов М.В., Малашенко Ю. Е., Назарова И. А., Новикова Н.М. Управление топливно-энергетической системой при крупномасштабных повреждениях. Сетевая модель и программная реализация. Изв. РАН. Теория и системы управления, 2017, № 6, с. 50-73.
7. Малашенко Ю. Е., Назарова И. А., Новикова Н.М. Управление топливно-энергетической системой при крупномасштабных повреждениях. II. Постановки задач оптимизации. Изв. РАН. Теория и системы управления, 2018, № 2, с. 39-51.
8. Гребенюк Г.Г., Никишов С.М. Блокирование энерго- и ресурсоснабжения целевых объектов в сетевых инфраструктурах. Control sciences, 2016, № 4, с. 52-57.
9. Институту энергетических исследований РАН – 25 лет. Под редакцией А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2010, 160 с.

УДК 622.691.019 (470)

ПРОБЛЕМЫ ПОИСКА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ СОЧЕТАНИЙ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Воробьев* С.В., Еделев А.В.

Аннотация

Статья посвящена проблеме поиска критически важных сочетаний объектов газовой отрасли с позиций обеспечения энергетической безопасности. Критически важным является объект частичный или полный выход из строя, которого может нанести стране значительный ущерб со стороны топливно-энергетического комплекса в целом или в рамках отдельной системы энергетики. Газотранспортные сети в России и Европе очень обширны, разветвлены, имеют множество пересечений и резервных газопроводов. Поэтому возможны случаи одновременного выхода из строя нескольких объектов системы. В статье представлены результаты расчетов, в которых авторы выявляют наиболее значимые сочетания объектов газотранспортной сети с точки зрения обеспечения потребителей газом. Показана значимость и влияние этих сочетаний на работоспособность газовой отрасли России. Сделаны выводы о целесообразности поиска критически важных сочетаний объектов газовой отрасли.

Ключевые слова: газовая отрасль, критически важные объекты, дефициты газа.

Введение

Большие территориально-распределенные системы энергетики подвержены значительному количеству внешних угроз. Среди которых основными можно выделить как старение и износ линейной части основных производственных фондов, так и угрозу преднамеренных воздействий различного негативного характера. Крупномасштабные аварии в системах энергетики [1, 2], возникшие вследствие выхода из строя различных критически важных объектов этих систем, влекут за собой ущерб для потребителей в виде недопоставок топливно-энергетических ресурсов. Поэтому поиск и определение критических элементов и их сочетаний в системах энергетики являются важными актуальными задачами.

*ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, seregavorobev@isem.irk.ru

1. Текущее состояние исследуемой проблемы

В мировой практике исследования важнейших объектов и их сочетаний в системах энергетики можно отметить следующие моменты.

В [3, 4] авторы проанализировали газотранспортную сеть, для определения ее наиболее важных компонентов. Применяемые методологические подходы основаны на топологическом сетевом анализе с акцентом на изучение вопросов надежности и управляемости. Данный анализ позволяет количественно оценить надежность газотранспортной сети и определить роль каждого компонента сети в различные интервалы времени. В качестве примера, авторы рассматривают реальную объединенную газотранспортную сеть нескольких стран ЕС. В статье представлены результаты анализа такой критически важной инфраструктуры, показана необходимость учета физических характеристик, таких как ограничения пропускной способности газопроводов. Для оценки влияния отрицательных внешних воздействий на нормальное снабжение потребителей газом была разработана специальная потоковая модель. Анализ уязвимости проводился с трех точек зрения: глобальный анализ уязвимости, анализ надежности спроса и критический анализ магистральных газопроводов. Был проведен глобальный анализ уязвимости с учетом возможных нарушений в работе источников газа и магистральных газопроводов.

В [5] представлен метод обнаружения и ранжирования критических компонентов и наборов компонентов в технических инфраструктурах. Критичность компонента или набора компонентов определяется как уязвимость системы к сбоям, когда определенный компонент или набор таких выходит из строя. Эта проблема также касается проблемы многочисленных одновременных сбоев с синергетическими последствиями, которые усложняют проблему. Предложенный способ решает эту проблему. В качестве тематического исследования был представлен метод анализа системы газораспределения в муниципалитете Швеции.

В [6] авторы предлагают комплексную модель для оценки влияния взаимозависимости между электрическими и газовыми системами на надежность электроснабжения потребителей. Режим работы газовой сети был смоделирован с использованием ряда ограничений. Ограничения на поставки газа могут повлиять на изменение режима работы электроэнергетики. Тематические исследования, рассмотренные авторами, доказали это.

В [7] представлен анализ возможных воздействий в интегрированной газоэнергетической сети. Отказы системы газоснабжения, как было показано, считаются более определяющими для интегрированной системы энергоснабжения, чем сбои в самой подсистеме энергоснабжения. Соответственно, авторы обратили внимание на возможные контрольные действия, направленные на минимизацию негативного воздействия отказов в системе газоснабжения.

Исследования [8, 9] посвящены различным вопросам моделирования энергетических систем как критических инфраструктур. В [6] авторы предлагают агентную модель типичной региональной энергосистемы, которая включает в себя характеристики конкретных типов установок и их систем охлаждения, которые зависят от адекватного водоснабжения при соответствующих температурах для поддержки работы на полной мощности. В исследовании [9] представлен новый подход к оценке уязвимости внутригородских распределительных газопроводно-дорожных сетей, вызванной авариями на газопроводе. Воздействия отказов трубопровода количественно оцениваются на основе областей газоснабжения, на которые они непосредственно влияют, и снижения эффективности движения, вызванного остановками на дорогах. Этот подход позволяет идентифицировать уязвимые звенья сети трубопроводов, которые могут не только оказать значительное влияние на сеть трубопроводов, но также могут оказать существенное влияние на дорожную сеть.

В исследовании [10] рассмотрена и проанализирована проблема уязвимости критических энергетических инфраструктур к террористическим актам на них. Исследование [11] предлагает методологию анализа рисков для систем взаимозависимых критических инфраструктур в условиях различных экстремальных погодных явлений.

Исследование [12] представляет вероятностный подход для выявления и ранжирования важных компонентов газовой сети с точки зрения безопасности поставок. Авторы проводят вероятностный анализ рисков региональной европейской газотранспортной сети при выбранных сценариях атак. Результаты 1 миллиона симуляций Монте-Карло в сценариях атак ясно указывают на различные последствия для подачи газа. Таким образом, авторами получен список наиболее важных компонентов инфраструктуры.

В данных статьях авторы наиболее близко подходят к определению критически важных объектов энергетической системы, в данном случае газотранспортной сети. При этом разным объектам системы они присваивают различные индексы, в комплексе определяющие уязвимость системы при нарушении работы данного объекта.

В ИСЭМ СО РАН был проведен ряд исследований посвященных выявлению критически важных объектов (КВО) в газотранспортной сети. Определен перечень пересечений магистральных газопроводов в Единой системе газоснабжения (ЕСГ) России, нарушение работы которых приведет к относительному дефициту суточных поставок газа по системе в целом в размере 5% и более [13, 14]. Были проведены исследования по поиску и определению сочетаний отдельных участков магистральных газопроводов, одновременное нарушение функционирования которых может привести к существенному дефициту суточных поставок газа по системе (5% и более) [15, 16]. Вопросам анализа критически важных объектов в электроэнергетических системах посвящены работы [17 - 19].

Также проведены исследования, в результате которых определены критически важные сочетания объектов газовой отрасли. Найдены такие объекты, выход из строя которых в паре с одним из КВО приведет к возникновению намного большего дефицита газа у потребителей, чем при выходе из строя этих объектов по отдельности [20]. После определения возможных критически важных сочетаний объектов в каждом конкретном случае проанализированы возможности обхода узких мест путем кратковременного увеличения пропускных способностей отдельных участков магистральных газопроводов. Данная технологическая мера применялась с целью минимизации дефицитов газа у потребителей. В результате проведения таких мер значимость ряда потенциальных критически важных сочетаний объектов была снижена. Так определены все возможные критически важные сочетания объектов газовой отрасли и сформирован их ранжированный по степени значимости перечень.

На данном этапе исследований предлагается найти и проанализировать сочетания объектов газовой отрасли по три элемента. То есть в рамках данного исследования рассматриваются такие тройки несвязанных, независимых объектов выход из строя которых может привести к возникновению существенного дефицита газа у потребителей.

2. Определение критических элементов в газовой отрасли

В проводимом исследовании как для определения самих КВО, так и для поиска критически важных сочетаний объектов была использована потоковая модель, являющаяся ядром программно – вычислительного комплекса (ПВК) «Нефть и газ России» [21, 22]. Применение этого ПВК позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок. Кроме того, ПВК «Нефть и газ России» позволяет определить «узкие» места - участки газотранспортной сети, ограничивающие в некоторых случаях производственные возможности системы.

Модель потокораспределения в ЕСГ, заложенная в ПВК «Нефть и газ России», предназначена для оценки производственных возможностей ЕСГ в условиях различного рода возмущений. Цель таких исследований - минимизация дефицитов газа по узлам потребления. ЕСГ в модели представлена, как совокупность трех подсистем: источники газа, сеть магистрального транспорта и потребители.

При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита газа у потребителя при минимальных затратах на доставку газа потребителям. Эта задача может быть решена путем нахождения максимального потока по сети, с последующей минимизацией затрат на доставку газа потребителям [23]. Математическая постановка данной задачи описана в [24].

В модели потоко-распределения в ЕСГ, как уже упоминалось, для расчета максимального потока минимальной стоимости используется алгоритм Басакера-Гоуэна, который в результате позволяет определить возможный уровень удовлетворения потребителей газом. Как результат реализации различных нештатных ситуаций возможно возникновение дефицита газа у потребителей, вызванного нехваткой пропускных способностей определенных участков газопроводов. Обход таких узких или ограничивающих производственные возможности мест системы, в допустимых объемах, позволит сократить возникший в рассматриваемой ситуации дефицит газа у потребителей.

При возникновении дефицита газа у потребителей, вызванного нехваткой пропускных возможностей соответствующих газопроводов, другие ветки магистральных газопроводов, не затронутые рассматриваемым нарушением, принимают на себя увеличенные объемы газа. В такой ситуации меняется загруженность сети и возможно проявление недостатка пропускных возможностей на других участках магистральных газопроводов.

Последующая расшивка узких мест в газотранспортной сети позволит минимизировать дефициты газа у потребителей и делает оценку и определение возможных критически важных сочетаний объектов газовой отрасли максимально адекватной.

Для решения задачи обхода найденных узких мест в модель потоко-распределения была заложена возможность приращения потока газа по дугам в пределах 10% от величины их пропускной способности. Такое кратковременное увеличение пропускной способности участка магистрального газопровода возможно при увеличении рабочей мощности компрессоров на крупных магистральных компрессорных станциях [25]. В итоге повышения рабочего давления в газопроводе достигается увеличение пропускной способности участка магистрального газопровода в пределах до 10%. В результате (посредством использования технических возможностей газотранспортной сети) решается задача минимизации дефицитов газа у потребителей.

3. Результаты расчетов

Расчетная схема ЕСГ, используемая для моделирования работы ЕСГ в данной работе учитывает все основные особенности функционирования ЕСГ России и содержит:

- 378 узлов, в том числе: 28 источников газа; 64 потребителя газа (субъекты РФ); 24 подземных хранилищ газа; 266 узловых компрессорных станций;
- 486 дуг, представляющих магистральные газопроводы и отводы на распределительные газовые сети.

Исходные данные, такие как суточные объемы потребления, добычи, экспорта и импорта газа, пропускные способности действующих газопроводов приняты в соответствии с официальной статистикой [26-28]

за 2019 год. В специально проведенном исследовании [29] был проведен соответствующий анализ, в результате которого 61 объект газовой отрасли был отнесен к КВО ЕСГ. Среди этих объектов: 25 дуг между узловыми компрессорными станциями и 36 узлов, в числе которых 30 узловых компрессорных станций, 5 головных компрессорных станций на выходах с крупных газовых месторождений и компрессорная станция на одном подземном хранилище газа.

Проведен расчет по одновременному отключению трех несвязанных между собой элементов расчетной схемы. Данные расчеты были проведены с использованием программного комплекса [30] детально отражающего функционирование газотранспортной сети России и позволяющего имитировать различные условия функционирования ее объектов, включая полное отключение. Расчеты проводились с использованием технологий параллельных и распределенных вычислений [31].

В результате получены 17808318 сочетаний по три элемента, выход из строя которых может привести к дефициту газа в 5% и более по системе в целом. Как предполагалось ранее [32] такой объем выходной информации сложно анализировать дальше, поэтому к дальнейшему рассмотрению были приняты сочетания элементов с суммарным дефицитом от 15% по всей системе в целом. Таких сочетаний получилось 3655963. Полученные количественные результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Результаты определения важнейших сочетаний объектов ЕСГ

Количество сочетаний	Дефицит газа, %
102	> 50 %
2421	40-50 %
3655963	> 15 %
17808318	> 5 %

Как показано в таблице 1, в текущей конфигурации ЕСГ есть 102 тройки несвязанных между собой объектов, выход из строя которых может привести к возникновению дефицита газа в объеме более 50% по системе в целом. Наиболее тяжелыми с позиции нарушения поставок газа потребителям являются 17 сочетаний, выход из строя которых может привести к дефициту газа в 52,8%. Следует отметить, что указанные сочетания состоят из наиболее значимых критически важных объектов газовой отрасли.

В результатах расчетов прослеживается синергетический эффект от таких нарушений поставок газа потребителям. Подробный анализ сочетания приводящего к возникновению максимального дефицита газа показал следующее. Оно состоит из трех критически важных объектов. По отдельности выход из строя этих объектов на той же самой расчетной схеме приводит к следующим дефицитам газа: 21,2%, 16% и 10%.

Указанные дефициты газа в сумме дают 47,2%, что меньше чем 52,8% при совместном выходе их из строя.

В целом, из результатов исследования необходимо отметить, что нарушение функционирования сочетания объектов из трех элементов может привести к возникновению существенного дефицита газа у потребителей (> 50%).

Заключение

В данном исследовании рассмотрены вопросы поиска важнейших сочетаний объектов газовой отрасли. Проведено определение таких сочетаний объектов газовой отрасли, выход из строя которых может привести к дефициту газа по системе в целом сопоставимому с дефицитом, возникшим вследствие выхода из строя отдельных КВО. Подробно проанализированы полученные основные важнейшие сочетания объектов газовой отрасли.

Проведенные исследования показали, что в современной конфигурации ЕСГ возможны ситуации, когда при выходе из строя тройки объектов сети, суммарный дефицит газа у потребителей может превышать 50% от общей потребности в газе. Определение и учет таких сочетаний объектов необходимы для повышения надежности ЕСГ при ее развитии и работах по реконструкции. Основные усилия при этом должны быть направлены на снижение условной значимости выявленных конкретных важнейших сочетаний объектов для работоспособности всей системы.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0003 (рег. номер. AAAA-A21-121012090014-5) фундаментальных исследований СО РАН, с использованием ресурсов ЦКП Сибирский Суперкомпьютерный Центр ИВМиМГ СО РАН.

Авторы выражают благодарность Иркутскому суперкомпьютерному центру СО РАН за предоставление доступа к высокопроизводительному кластеру «Академик В.М. Матросов» (Иркутский суперкомпьютерный центр СО РАН, Иркутск: ИДСТУ СО РАН; <http://hpc.icc.ru>).

Литература

1. Аварии на магистральных газопроводах в России в 2018-2019 годах. <https://ria.ru/20190728/1556953028.html>.
2. Топ-5 самых крупных и разрушительных аварий на газопроводах. <https://sila-sibiri-rabota.ru/avarii-na-gazoprovodax>.
3. Han F., Zio E., Kopustinskas V., Praks P. Quantifying the importance of elements of a gas transmission network from topological, reliability and controllability perspectives, considering capacity constraints. In book: Risk, Reliability and Safety: Innovating Theory and Practice, 2016, pp. 2565-2571. DOI: 10.1201/9781315374987-389.
4. Su H., Zio E., Zhang J. Li X. A systematic framework of vulnerability analysis of a natural gas pipeline network. Reliability Engineering & System

Safety, Volume 175, July 2018, Pages 79-91. DOI: 10.1016/j.ress.2018.03.006.

5. Jonsson H., Johansson J., Johansson H. Identifying critical components in technical infrastructure networks. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability*. 2008. Vol. 222. No. 2. P. 235-243. DOI: <https://doi.org/10.1243%2F1748006XJRR138>.

6. Li T., Eremia M., Shahidehpour M., Interdependency of natural gas network and power system security, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, vol. 23, 1817-1824. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.2004739.

7. Dokic S.B., Rajakovic N.Lj. Security Modeling of Integrated Gas and Electrical Power Systems by Analyzing Critical Situations and Potentials for Performance Optimization. *Energy* (2018), DOI: 10.1016/j.energy.2018.04.165

8. Thompson, J. R., Frezza, D., Necioglu, B., Cohen, M. L., Hoffman, K., Rosfjord, K. (2019). "Interdependent Critical Infrastructure Model (ICIM): An agent-based model of power and water infrastructure". *International Journal of Critical Infrastructure Protection Volume 24*, p. 144-165.

9. Kai L., Ming W., Weihua Z., Jinshan W., Xiaoyong Y. (2018). "Vulnerability analysis of an urban gas pipeline network considering pipeline-road dependency". *International Journal of Critical Infrastructure Protection Volume 23*, p. 79-89.

10. Tichy L. (2019). "Energy Infrastructure as a Target of Terrorist Attacks from the Islamic State in Iraq and Syria". *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, DOI: 10.1016/j.ijcip.2019.01.003.

11. Tsavdaroglou M., Al-Jibouri S. H.S., Bles T., Halman J. I.M. (2018). "Proposed methodology for risk analysis of interdependent critical infrastructures to extreme weather events". *International Journal of Critical Infrastructure Protection Volume 21*, p. 57-71.

12. Praks P., and Kopustinskas V. (2019). "Node Importance Analysis of a Gas Transmission Network with Evaluation of a New Infrastructure by ProGasNet". *CRITIS 2018, LNCS 11260*, pp. 3–16. DOI: 10.1007/978-3-030-05849-4_1

13. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах / *Известия Российской академии наук. Энергетика*, 2016, № 1, С. 70-78.

14. Senderov S., Edelev A. Formation of a List of Critical Facilities in the Gas Transportation System of Russia in Terms of Energy Security / *Energy*, 2017. DOI:10.1016/J.ENERGY.2017.11.063.

15. Vorobev S., Edelev A. Analysis of the importance of critical objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures / *Management of Large-Scale System Development (MLSD)*, 2017 Tenth International Conference. IEEE, 2017. DOI:

10.1109/MLSD.2017.8109707.

16. Vorobev S., Edelev A., Smirnova E. Search of critically important objects of the gas industry with the method of determining critical elements in networks of technical infrastructures / Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES 2017). E3S Web Conf. Volume 25, 2017. DOI: 10.1051/e3sconf/20172501004.

17. Senderov S., Krupenev D. Energy security and critical facilities of energy systems: methodology and practice of their identification on the example of Russia's gas and electric power industries, Energy Systems Research. 2019. Т. 2. № 2 (6). p. 41-50.

18. Крупенёв Д.С. Принципы определения критически важных объектов электроэнергетических систем / Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко: В 2-х книгах. Отв. редактор Воропай Н.И., 2018. С. 329-337.

19. Krupenev D., Boyarkin D., Iakubovskii D. Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method, Reliability Engineering & System Safety. 2020. Т. 204.

20. Senderov S., Vorobev S., Edelev A. Search of critically important combinations of objects of the gas industry from the positions of the system operability / Rudenko International Conference "Methodological problems in reliability study of large energy systems" (RSES 2018). E3S Web Conf. Volume 58, 2018. DOI: 10.1051/e3sconf/20185803002.

21. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем / Вычислительные технологии, 1999, Том 4, № 5, С. 30 – 35.

22. Воробьев С.В., Еделев А.В. Методика определения узких мест в работе больших трубопроводных систем / Программные продукты и системы, 2014, № 3, С. 174 – 177.

23. Ford L.R., Fulkerson D.R. Flows in networks. Princeton university press, Princeton, New Jersey, 1962. 276 p.

24. Воробьев С.В., Еделев А.В. Особенности математического моделирования при распределении излишков газа в Единой системе газоснабжения России / Научный вестник НГТУ том 62, №1, 2016. с. 181-194.

25. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том II / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. М.: Недра, 1984. 288 с.

26. Экспорт Российской Федерации важнейших товаров в 2012 - 2020 году (по данным ФТС России) http://customs.ru/index.php?option=com_newsfts&view=category&id=52&Itemid=1978&limitstart=60.

27. ИнфоТЭК Ежемесячный нефтегазовый журнал. №1, 2020 г., С. 150.

28. Министерство энергетики Российской Федерации. Статистика. <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.
29. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Воробьев С.В. Формирование перечня критически важных объектов газовой отрасли с позиций энергетической безопасности страны / Материалы сборника докладов Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. 90-е заседание «Надёжность развивающихся систем энергетики». 1-7 июля 2018г., Иркутск.
30. Feoktistov A., Gorsky S., Sidorov I., Kostromin R., Edelev A., Massel L. Orlando Tools: Energy Research Application Development through Convergence of Grid and Cloud Computing / Communications in Computer and Information Science. 2019. Vol. 965. P. 289-300.
31. Еделев А.В., Береснева Н.М., Горский С.А. Анализ уязвимости энергетической инфраструктуры и его реализация // Современные наукоемкие технологии. 2022. № 1. С. 47–52. DOI: 10.17513/snt.39008.
32. Vorobev S., Kolosnitsyn A., Minarchenko I. Determination of the Most Interconnected Sections of Main Gas Pipelines Using the Maximum Clique Method. Energies. 2022; 15(2):501. doi: 10.3390/en15020501.

УДК 621.311.1

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА НОРМИРОВАНИЯ В ОЦЕНКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ

Смирнова¹ Е.М.

Аннотация

В статье представлен метод формирования нормированных значений индикаторов энергетической безопасности (ЭБ) и нормированных качественных оценок состояния ЭБ, на базе использования аппарата свертки качественных оценок состояния важнейших индикаторов ЭБ. Анализ динамики, основных тенденций и масштабов изменения состояния ЭБ, при использовании данного метода, представлен на примере оценки субъектов РФ, расположенных на территории Приволжского федерального округа.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, топливо- и энергоснабжение, Приволжский федеральный округ, индикативный анализ.

Введение

Понятие энергетической безопасности (ЭБ) трактуется как «состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения» [1, 2 и др.].

Индикативная оценка уровня ЭБ конкретного региона страны осуществляется по трем, в значительной степени взаимосвязанным, блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния основных производственных фондов (ОПФ) систем энергетики на территории региона (табл. 1).

С учетом особенностей энергоснабжения отдельных регионов, ранее [1, 3, 4 и др.], были экспертно- определены пороговые значения индикативных показателей для разных групп субъектов РФ, также относительные удельные веса индикаторов в общей системе их ценности. С использованием метода свертки полученных значений анализируемых индикаторов формировались интегральные оценки состояния ЭБ субъектов РФ.

Исследования показывают, что отдельные индикаторы измеряются в разных единицах и для того чтобы получить интегральную оценку ЭБ региона может быть применим принцип нормализации значений инди-

¹ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, г. Иркутск; E-mail: smirnova.e.m@isem.irk.ru

Таблица 1. Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона
1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПТ из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ на территории региона.
2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10 % наброс потребления) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

каторов в зависимости от соотношения их значений с пороговыми. Для этого предлагается использовать специальный аппарат нормализации, позволяющий работать как с возрастающими, так и с убывающими значениями индикаторов, то есть с теми индикаторами, состояние которых улучшается по мере возрастания значения и с теми, состояние которых улучшается, по мере убывания их значений.

Преобразование значений индикаторов, выраженных в различных единицах измерения, в нормализованные, выполняется согласно следующему выражению:

$$X_i^H = \frac{X_{ПК,i} - X_i^t}{X_{К,i} - X_{ПК,i}}, \quad (1)$$

где X_i^H – нормализованное значение индикатора i в анализируемом периоде, отн. ед; X_i^t – фактическое значение индикатора в системе исходных единиц; $X_{ПК,i}$, $X_{К,i}$ – соответственно, пороговые значения предкризисного и кризисного состояний индикатора i в системе исходных единиц.

В соответствии с алгоритмом расчета, нормализованное пороговое значение $X_{ПК,i}^H$ всегда равно нулю и является точкой начала отсчета предкризисных состояний индикатора, а нормированное значение $X_{К,i}^H$ равно -1 и представляет собой границу перехода в кризисные состояния индикаторов.

В [5] был применен метод нормализации индикативных показателей на примере Центрального и Южного федеральных округов. По результатам проведенного анализа полученных нормированных показателей и их

графического отображения, возникла необходимость дополнительно скорректировать перекрытие пороговых значений. И соотнести удельные веса каждого *i*-го нормированного индикатора к единице. Дело в том, что, если приемлемое пороговое значение по какому-то индикатору, к примеру, перекрывается на 100 и более процентов, то состояние индикатора по-прежнему остается приемлемым, но данный индикатор тянет вверх всю интегральную оценку и могут теряться кризисные и предкризисные оценки других индикаторов. То же с кризисными значениями. Не стоит учитывать слишком большую глубину кризиса, достаточно остановиться на кризисных значениях, не слишком перекашивающих общую интегральную оценку. В связи с этим, было принято – любое, значительное перекрытие порогового значения индикатора снизить до достаточного запаса: 25% для приемлемых состояний и 50% для кризисных.

Представим применение данного подхода на примере субъектов РФ, расположенных на территории Приволжского федерального округа. Сначала представим результаты, полученные с использованием обычного индикативного анализа. Затем, с целью более удобного сопоставления результатов и сравнения динамики состояния ЭБ в разных регионах применим подход нормализации полученных количественных оценок.

Результаты индикативного анализа ЭБ по регионам ПФО

В данном разделе представлена информация о качественном состоянии индикаторов ЭБ по субъектам РФ на территории Приволжского ФО, а также качественная характеристика состояния энергетической безопасности данных субъектов за 5 лет: с 2017 по 2021 гг.

Исходная информация для исследования принята в соответствии со статистической информацией за 2017-2021 гг. [6-8], а также с необходимой информацией по конкретным регионам. В результате анализа соответствующих данных по субъектам ПФО, можно судить о присущих энергетике исследуемых территорий тенденций в обеспечении энергетической безопасности.

В ходе анализа качественного состояния индикаторов по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2017 и 2021 гг. в субъектах ПФО были получены следующие результаты.

По индикатору 1.1 приемлемая ситуация в Республике Марий Эл, Нижегородской, Оренбургской и Саратовской областях. Максимальная электрическая нагрузка здесь обеспечена с запасом собственными электростанциями.

Что касается электрических связей с соседними регионами (индикатор 1.2), то их пропускную способность, в случае возникновения крупномасштабных аварийных ситуаций с энергоснабжением можно оценить, как приемлемую.

Также, благодаря достаточному количеству производства собственных КЭП в отдельных регионах (мазут в Нижегородской, Самарской, Марий

Эл, уголь и газ в Оренбургской области, мазут и природный газ в Саратовской области) обеспечиваются приемлемые значения индикатора 1.3.

Кризисную ситуацию по индикатору 1.3 можно отметить в Мордовии, Кировской, Чувашской и Ульяновской областях из-за недостаточных объемов производства КПТ, либо полного его отсутствия.

Что касается индикативной оценки по второму блоку индикаторов “Надежность топливо- и энергоснабжения региона”: по индикатору 2.1 во всех субъектах Приволжского ФО доля газа, в качестве доминирующего ресурса, в общем потреблении КПТ чрезвычайно высока и составляет 90-95%, что не может быть приемлемым с позиций ЭБ.

Что касается доли крупнейшей электростанции в установленной электрической мощности регионов, в целом ситуация приемлема. Исключения составляют Республика Удмуртия (Ижевская ТЭЦ-2), Чувашская Республика (Чебоксарская ГЭС), Оренбургская область (Ириклинская ГРЭС) и Саратовская область (Балаковская АЭС). Здесь доля крупнейшего источника составляет более 60%, а ситуация с точки зрения ЭБ оценивается как предкризисная. Кризисная ситуация по данному индикатору является в Республике Мордовии (крупнейшая электростанция Саранская ТЭЦ-2, на которую приходится более 70% установленной мощности и более 60% выработки электроэнергии), а также в Пензенской области (более 80% - доля Пензенской ТЭЦ-1, кроме того, Пензенская область является энергодефицитным регионом как по электроэнергии, так и по мощности, а недостаток восполняется за счет перетоков электроэнергии из соседних регионов).

В состав важнейших индикативных показателей входит индикатор 2.3 (табл. 2), отражающий уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территориях региона. Он оценивается по результатам модельных исследований, описанных в [2, 3, 9] как величина обеспеченности потребителей котельно-печным топливом при возможном пиковом похолодании, с увеличением потребления КПТ на 10%. Субъекты Приволжского федерального округа относятся к регионам с особо холодным климатом со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C [10]. Очень высокая доля природного газа в отдельных регионах, отмеченная как кризисная с точки зрения ЭБ, определяет кризисную ситуацию с возможностью обеспечения потребителей топливом в условиях возрастающего спроса при резких похолоданиях на территории Приволжского ФО. Исследования показывают, что в такой ситуации не всегда могут быть обеспечены поставки необходимого количества газа. В то же время, в Кировской области при том, что нет собственного производства КПТ, а доля природного газа в балансе КПТ составляет 93%, возможность обеспечить пиково возрастающий спрос на топливо в случае резкого похолодания, позволяет наличие мощных газопроводных коридоров на территории региона. То же можно сказать Пермском крае, Пензенской и

Нижегородской области.

По индикаторам третьего блока «Состояние ОПФ систем энергетики на территории региона, учитывались усредненные данные по износу ОПФ энергетических отраслей. По данному блоку индикаторов полностью приемлемым нельзя назвать состояние ни в одном из субъектов. По степени износа основных производственных фондов энергетического хозяйства, а также по показателям среднегодового ввода установленной мощности в кризисном состоянии находятся Чувашская Республика, Кировская, Пензенская и Саратовская области. В Республике Башкортостан по индикатору 3.2 состояние из предкризисного перешло в приемлемое за счет ввода ряда СЭС суммарной мощностью 50 МВт в 2020-2021 гг., а также блоков на Ново-Салаватской ТЭЦ и Уфимской ТЭЦ-1. В Оренбургской области ситуация изменилась из кризисной на предкризисную за счет ввода солнечных ЭС, суммарной мощностью 327 МВт, за 5-летний период.

Интегральная оценка уровня ЭБ Приволжского федерального округа

С учетом представленных и проанализированы ранее значений основных индикаторов были получены интегральные оценки уровня энергетической безопасности на территории субъектов Приволжского федерального округа. Для формирования этих оценок использован подход, основанный на свертке значений индикаторов, с учетом их удельных весов. Рассчитанные качественные характеристики состояния всех обсуждаемых индикаторов, были собраны по соответствующим территориям и обработаны согласно специально разработанной методике [3, 4, 9]. В результате была получена качественная интегральная оценка состояния энергетической безопасности регионов Приволжского федерального округа, представленная в табл. 2.

Как показал анализ данных качественного состояния важнейших индикаторов ЭБ по субъектам РФ на территории Приволжского ФО (табл. 2), из 14 рассмотренных субъектов, приемлемая ситуация с обеспечением ЭБ, в анализируемом периоде, наблюдалась только в Нижегородской области, и то, только в 2017 г., а к 2021 г. перешла в предкризисное состояние за счет ухудшения ситуации с обновлением ОПФ электроэнергетики. В семи регионах округа ситуация также, оценивается как предкризисная: Республика Башкортостан, Татарстан, Оренбургская область, Пермский край, Самарская, Саратовская и Ульяновская области.

В остальных шести регионах ситуация оценивается как кризисная, в том числе по показателям блока состояния ОПФ энергетического хозяйства, из-за высокой доли газа в балансе потребления КППТ и, соответственно недостаточности возможностей удовлетворения потребностей в КППТ в условиях пиково-возрастающего зимнего спроса: Марий Эл, Мордовия, Удмуртия, Чувашская Республика, Пензенская и Кировская область.

Таблица 2. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов ПФО

Год	Индикаторы ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К²	ПК	Н³	
	0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Республика Башкортостан												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	ПК	0,29	0,389	0,321	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	Н	0,29	0,26	0,45	ПК
Республика Марий Эл												
2017	ПК	Н	Н	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,231	0,35	К
2021	Н	Н	Н	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,127	0,454	К
Республика Мордовия												
2017	Н	Н	К	К	К	К	ПК	К	0,631	0,127	0,242	К
2021	Н	Н	К	К	К	К	ПК	ПК	0,502	0,256	0,242	К
Республика Татарстан												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	Н	0,29	0,26	0,45	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	ПК	0,29	0,389	0,321	ПК
Республика Удмуртия												
2017	ПК	Н	К	К	ПК	К	ПК	Н	0,423	0,31	0,267	К
2021	ПК	Н	К	К	ПК	К	ПК	К	0,552	0,31	0,138	К
Чувашская Республика												
2017	Н	Н	К	К	ПК	ПК	ПК	К	0,552	0,206	0,242	К
2021	Н	Н	К	К	ПК	ПК	К	К	0,679	0,079	0,242	К
Кировская область												
2017	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0,253	0,127	0,62	ПК
2021	Н	Н	К	К	Н	Н	К	К	0,509	0	0,491	К
Нижегородская область												
2017	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,127	0,753	Н
2021	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
Оренбургская область												
2017	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	К	К	0,256	0,217	0,527	ПК
2021	Н	Н	Н	ПК	ПК	Н	К	ПК	0,127	0,328	0,545	ПК
Пензенская область												
2017	Н	Н	К	К	К	Н	К	К	0,588	0	0,412	К
2021	ПК	Н	К	К	К	Н	К	К	0,588	0,104	0,308	К
Пермский край												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,26	0,62	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,26	0,62	ПК
Самарская область												
2017	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
2021	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
Саратовская область												
2017	Н	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	0,376	0,079	0,545	ПК
2021	Н	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	0,376	0,079	0,545	ПК
Ульяновская область												
2017	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0,382	0,127	0,491	ПК
2021	Н	Н	К	К	Н	Н	К	ПК	0,38	0,129	0,491	ПК

² Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии "К" превышает 0.4.

³ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии "Н" превышает 0.7.

Нормализация значений индикаторов ЭБ

Следующим этапом в работе была нормализация полученных значений индикаторов по всем субъектам Приволжского ФО, в соответствии с выражением (1). На базе полученных значений за 5-летний период, были построены графики состояния нормализованных значений индикаторов по соответствующим блокам, рис. 1-3. Пороговые значения индикаторов здесь также были учтены как нормализованные; где согласно выражению (1) «кризис» = -1, «предкризис» = 0. Таким образом, все состояния, находящиеся в области значений ниже «-1», можно считать кризисными, в области от «-1» до «0» - предкризисными и в области выше «0» - приемлемыми.

Полученные результаты нормализованных значений по каждому индикатору для регионов ПФО представлены на графиках (рис. 1-3). Сравнивая полученные результаты на графиках с ранее представленными (табл. 2), можно отметить наглядно-выраженную динамику изменения уровня ЭБ в регионах, что позволяет более детально рассмотреть ситуацию и принять меры по ее улучшению.

Так, например, по индикатору 1.1 (рис.1), достаточным запасом располагаемой мощности обладают почти все субъекты, кроме Республики Удмуртии. Что касается инд. 1.2, то, в связи с достаточно высокими показателями, значительно превышающими пороговые значения индикаторов (более, чем на 100%), было применено ограничение до достаточного запаса в 25%. Поэтому, на графике все эти субъекты анализа «совпали» на отметке 1,25, исключение составила Оренбургская область, где произошел переход из предкризисного в приемлемое состояние по данному индикатору, за счет некоторого увеличения генерирующих мощностей к 2021 г. По индикатору 1.3 (рис. 1), анализ показал, положительную тенденцию удовлетворения потребностей к КПТ из собственных источников в Нижегородской и Саратовской областях. Некоторое ухудшение ситуации, однако пока в диапазоне предкризисных значений по данному индикатору, в Республиках Башкортостан и Татарстан.

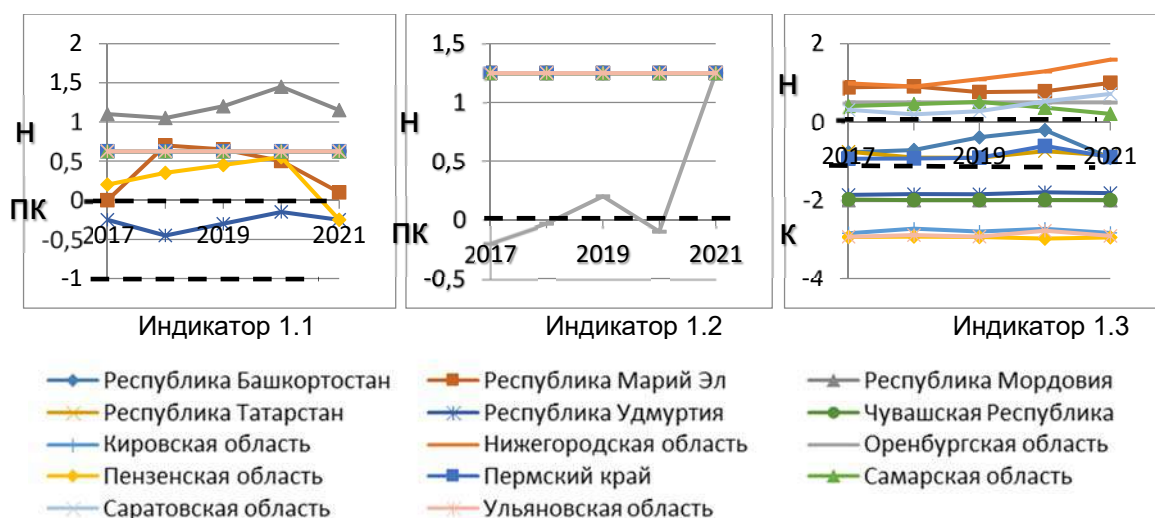


Рис. 1 – Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по первому блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО.

По индикатору 2.1 (рис.2) – «Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ», можно сразу отметить отсутствие регионов в зоне приемлемого состояния с точки зрения ЭБ. По индикатору 2.2 (доля наиболее крупной электростанции в установленной мощности региона) можно отметить разделение регионов по всем трем состояниям индикативного анализа – кризисное, предкризисное и приемлемое.

Достаточно высокий запас значений по инд. 2.3 на графике (рис.2) определяет сведение их в данном случае и принятому достаточному запасу в 25% сверх порогового значения для регионов в условиях резкого похолодания.

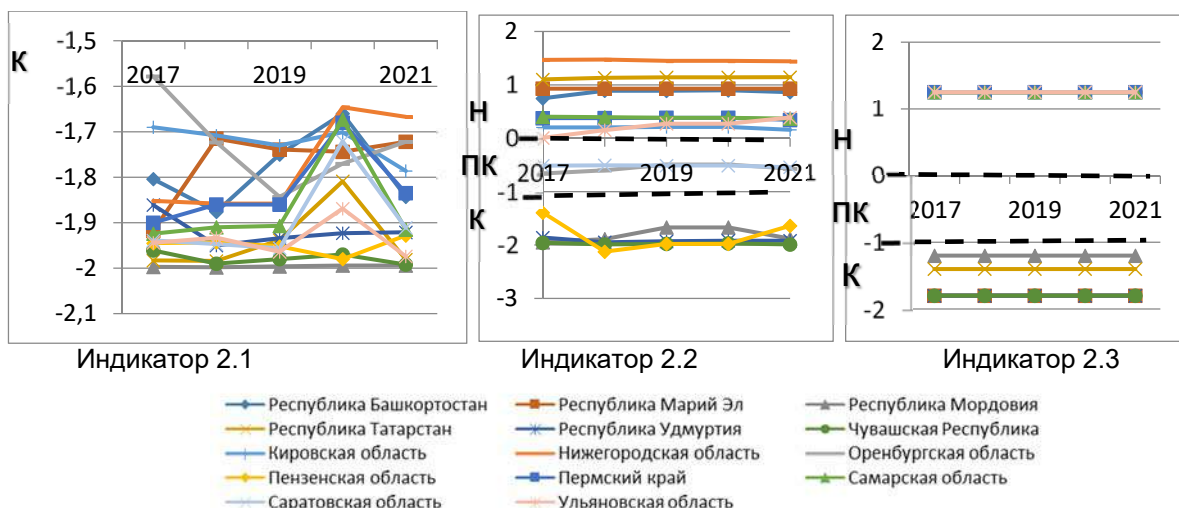


Рис. 2 – Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по второму блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО.

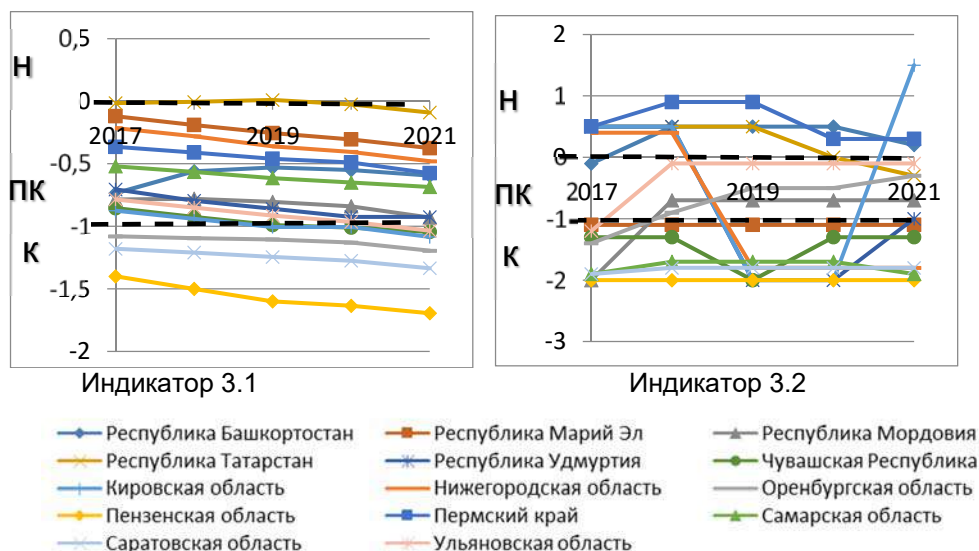


Рис. 3 – Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по третьему блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО.

По третьему блоку индикаторов (рис. 3), в связи с недостаточно активной политикой в обновлении ОПФ энергетики Приволжского ФО, зна-

чения располагаются, в основном, в зоне предкризисных и кризисных значений. Резкие изменения значений по инд. 3.2 (рис. 3) наблюдаются, в связи с большими перерывами между вводом новых мощностей и значимым обновлением основных производственных фондов в регионах.

Для получения итоговой интегральной оценки уровня ЭБ была произведена свертка нормализованных значений индикаторов с учетом их удельных весов. Полученная комплексная интегральная оценка состояния ЭБ субъектов Приволжского ФО представлена на рис. 4.

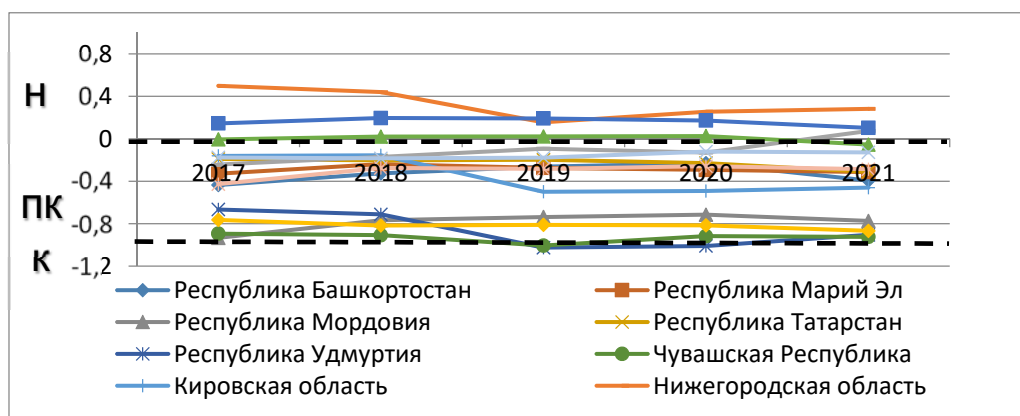


Рис. 4 – Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности в регионах Приволжского федерального округа.

Из оценки, представленной на рис. 4, также, как и в табл. 2 видно, как менялась ситуация с интегральной оценкой ЭБ регионов, но использование нормализованных индикаторов позволяет визуализировать не только основные тренды и динамику в обеспечении ЭБ, но показать близость к приемлемому или кризисному состоянию с точки зрения ЭБ. Так, в результате проведенного исследования, было получена несколько иная картина на графике интегральной оценки в сравнении с итоговой таблицей индикаторов.

Все субъекты (рис. 4) расположились в зоне предкризисных значений, а Пермский край и Нижегородская область в зоне приемлемых, в то время как по итогам качественной оценки (табл. 2), все субъекты в 2021 г. находились в кризисном и предкризисном состояниях. Уточнение произошло в результате применения метода нормирования, что позволило более точно определить состояние регионов по шкале кризисного состояния с точки зрения ЭБ.

Заключение

Рассмотренный в статье подход, отличается от используемых ранее тем, что в нем при интегральной оценке учитываются не только качественные, но и количественные оценки ситуации с обеспечением ЭБ по отдельным индикаторам. Применение этого подхода позволяет получать нормализованные значения индикаторов, которые в свою очередь корректно отражают полученные результаты оценки состояния ЭБ регионов,

а также более наглядно и детально показывают динамику изменения ситуации с обеспечением ЭБ, как по каждому отдельному индикатору, так и комплексно по субъектам.

Анализ показал, что в регионах ПФО в большей степени не обладающих собственными источниками ТЭР кризисная ситуация с долей газа в общем потреблении КПП и с долей наиболее крупного генерирующего источника. В целом следует отметить, что практически во всех регионах быстрыми темпами ухудшается ситуация со старением ОПФ энергетики, а, следовательно, и с опасностью увеличения числа ЧС с топливо - и энергоснабжением потребителей по причинам выхода из строя того или иного оборудования.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0003 (рег. номер. AAAA-A21-121012090014-5) фундаментальных исследований СО РАН.

Литература

1. Сендеров С.М., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б., Воробьев С.В., Смирнова Е.М. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне, Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014, 146 с.

2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998, 302 с.

3. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011, 198 с.

4. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности. // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса, 2012, №1(1), с. 125-130.

5. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. Использование нормированных значений показателей для определения уровня энергетической безопасности на примере Центрального и Южного федеральных округов // Международная конференция им. Ю.Н. Руденко "Методологические проблемы исследования надежности крупных энергетических систем" (RSES 2022), Том 384, № 01026, 2023.

6. Статистическая форма Росстата: Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2017-2021 гг.

7. Статистическая форма Росстата: Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2017-2021 гг.

8. Статистическая форма Росстата: Техничко-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2017-2021 гг.

9. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 31-39.

10. Свод правил СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» СНиП 23-01-99*, Москва, 2020, 150 с.

УДК 621.311.1

О ПЛАНОВОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Крупенёв* Д.С.

Аннотация

В статье рассматривается вопрос расширения методических основ системной надёжности электроэнергетических систем в рамках развития нового вида системной надёжности плановой надёжности. Плановая надёжность – это вид системной надёжности, предназначенный для анализа электроэнергетических систем при планировании их работы сроком до 1-2 лет. Плановая надёжность включает некоторые признаки режимной и балансовой надёжности. Потребность в развитии методических основ этого вида системной надёжности, связана с необходимостью решения ряда важных задач в электроэнергетических системах, таких как: планирование ремонтов энергетического оборудования, долгосрочное планирование режимов энергосистем и др.

Ключевые слова: системная надёжность, режимная надёжность, плановая надёжность, балансовая надёжность, электроэнергетическая система.

Введение

Надёжность является комплексным свойством объектов выполнять заданные функции в заданном объеме при определённых условиях функционирования [1]. Проецируя это определение на электроэнергетическую систему (ЭЭС) можно заключить, что надёжность электроэнергетической системы – это её свойство, заключающееся в выработке, передаче и распределении электроэнергии в требуемом объеме и нормированного качества при учете отказов энергооборудования, которые имеют вероятностную природу, плановых ремонтов энергооборудования, вероятностного характера потребления электроэнергии, нарушения снабжения станций первичными энергоресурсами.

В теории и практике обеспечения надёжности ЭЭС используются такое понятие, как системная надёжность. Системная надёжность – это надёжность системы как сложного технического или производственного объекта (системная надёжность включает балансовую (готовность) и режимную составляющие) [1]. Балансовая надёжность – это свойство объекта удовлетворять требования потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе его

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: krupenev@isem.irk.ru

элементов и эксплуатационных ограничений. Если сделать композицию единичных свойств формирующих балансовую надёжность, то в предмет рассмотрения можно включить безотказность и ремонтпригодность (восстанавливаемость) [2]. Режимная надёжность – это свойство объекта сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. Композиция единичных свойств, составляющих режимную надёжность состоит из безотказности, устойчивоспособности, живучести, управляемости.

И балансовая, и режимная надёжность используются для решения конкретных задач на различных этапах управления ЭЭС. Условно этапы управления можно разделить на следующие: перспективное проектирование, планирование работы и функционирование. По длительности этап функционирования включает непосредственное он-лайн управление, планирование работы ЭЭС осуществляется до одного года, перспективное проектирование ведётся на срок до 10-15 лет.

Основной целью анализа режимной надёжности является оценка влияния возможных отказов энергетического оборудования и других неблагоприятных явлений в ЭЭС на её способность поддерживать режимные параметры в требуемых пределах и бесперебойно снабжать потребителей электроэнергией и мощностью в полном объеме. Устойчивость энергосистемы ЭЭС является основой режимной надёжности и по аналогии со статической и динамической устойчивостью существует два подвида режимной надёжности: статическая режимная надёжность и динамическая режимная надёжность [3]. Для анализа режимной надёжности применяются различные методы [4-6], основное требование к этим методам – быстроедействие при соблюдении требуемой точности. Показателями режимной надёжности являются индикаторы, показывающие вероятность отклонения режимных параметров от номинальных значений, недостаток ресурсов в разных местах системы в конкретном режиме работы ЭЭС. В рамках оценки режимной надёжности решаются задачи он-лайн управления ЭЭС, также режимная надёжность оценивается при решении некоторых проектных задач. При он-лайн управлении ЭЭС основная задача режимной надёжности – определение оптимального состава управляющих воздействий для обеспечения надёжности электроснабжения.

Балансовая надёжность оценивается при планировании работы и проектировании развития ЭЭС. Основная цель оценки балансовой надёжности схожа с целью оценки режимной надёжности и заключается в анализе способности системы поставлять потребителям электроэнергию и мощность при учете случайных и неслучайных событий: отказы и ремонты энергооборудования, колебание нагрузки и др. Для анализа балансовой надёжности в основном используется методика на основании метода Монте-Карло [2,7,8]. При оценке балансовой надёжности учитывается только баланс активной мощности ЭЭС и способность элементов ЭЭС выдерживать нагрузки по активной

мощности, соответственно режимные параметры, такие как напряжения в узлах, реактивная мощность не анализируются и не учитываются. Не учёт режимных параметров является допущением, которое влияет на конечный результат определения показателей надёжности. Основными показателями, получаемыми в результате оценки балансовой надёжности, являются: вероятность бездефицитной работы, м.о. недоотпуска электроэнергии, энергонадёжные характеристики. На основании этих показателей решаются задачи синтеза балансовой надёжности в основном по обоснованию уровня резервирования генерирующей мощности, структуры и пропускной способности электрических сетей при перспективном проектировании развития.

Среди множества задач, решаемых на всех этапах проектирования и функционирования ЭЭС имеется ряд задач, которые плохо соответствуют применению для их решения методического аппарата режимной и балансовой надёжности. Прежде всего здесь имеются в виду задачи, возникающие при планировании работы ЭЭС. Основным ограничением, в методическом плане, со стороны режимной надёжности является временная ограниченность оценки надёжности, так как по сути оценивается надёжность определённого режима ЭЭС. Что касается балансовой надёжности, то здесь основным ограничением являются допущения, принимаемые при оценке, которые вполне оправданы при перспективном проектировании развития, когда существует объективная высокая неопределённость в прогнозах потребления и условиях функционирования ЭЭС и требуются достаточно грубые оценки режимов ЭЭС.

Таким образом для корректного решения задач, возникающих при планировании работы ЭЭС необходима разработка методической основы оценки системной надёжности. Для этого предлагается ввести третий вид системной надёжности – плановую надёжность. В итоге системная надёжность будет состоять из трёх составляющих: режимная, плановая, балансовая (рис. 1).

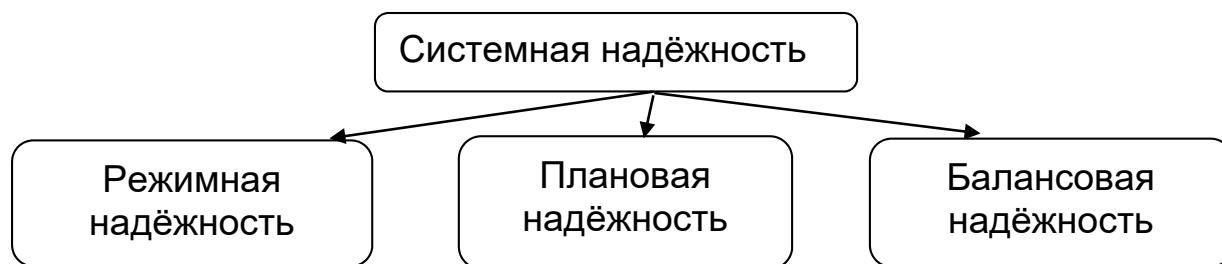


Рис. 1 – Виды системной надёжности ЭЭС.

В рамках оценки плановой надёжности необходимо соблюдать требования по динамике изменения случайных процессов в ЭЭС за необходимый промежуток времени и при этом достаточно точно моделировать режимы ЭЭС. Содержательно задачу оценки плановой надёжности ЭЭС можно сформулировать следующим образом: для

заданного прогноза электропотребления на период до 1-2 лет, известной структуры и состава оборудования ЭЭС (в том числе с учетом планов по вводу/выводу оборудования) необходимо определить показатели надёжности, характеризующие обеспечение электроэнергией и мощностью потребителей, отражающие «слабые» места ЭЭС и позволяющие принимать рациональные решения при решении последующих задач синтеза плановой надёжности, учитывая случайные процессы поведения энергооборудования, случайный характер поставок топлива на электростанции, случайны колебания потребления электроэнергии, а также максимально корректное потокораспределение мощности.

Задачи, решаемые на основании плановой надёжности ЭЭС

При планировании работы ЭЭС решается комплекс задач, непосредственно или опосредованно влияющих на их надёжность. Это может означать, что для эффективного решения подобных задач необходимо разрабатывать методы и подходы, в которых будет проводиться корректный учет влияющих на надёжность факторов. Исходя из содержания задач можно сформулировать требования для анализа и определения плановой надёжности ЭЭС. Под *плановой надёжностью* будем понимать свойство ЭЭС, заключающееся в способности выполнять требуемые функции по снабжению потребителей электроэнергией и мощностью в требуемом объеме и нормируемого качества и быстро реагировать на изменения потребления и генерации электроэнергии при учете случайных процессов поведения энергооборудования, случайного характера поставок топлива на электростанции, случайных колебаний потребления электроэнергии, а также корректного потокораспределения мощности. Основной идеей разработки методического аппарата анализа плановой надёжности является комплексный анализ существующих вероятностных событий и процессов, происходящих в ЭЭС и определение их влияния на надёжность поставки электроэнергии и мощности потребителям. Композиция единичных свойств плановой надёжности ЭЭС будет объединять безотказность, ремонтпригодность (восстанавливаемость), устойчивоспособность, живучесть и управляемость.

Вопрос о развитии методического аппарата плановой надёжности возник в последние десятилетия в связи с преобразованиями, происходящими в мировой электроэнергетике. Наряду с имеющимися проблемами обеспечения надёжности ЭЭС, преобразования в электроэнергетике, способствующие изменениям в структуре производства и потребления электроэнергии, вносят свой вклад в обеспечение надёжности ЭЭС. Происходящие изменения вносят как положительный вклад, так и отрицательный, но в любом случае необходимо уметь адекватно моделировать эти изменения, чтобы оценить надёжность электроснабжения. Так со стороны производства

электроэнергии усилилась неопределённость в её выработке ввиду развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), которые характеризуются сильно вероятностным характером работы. Также можно отметить развитие распределённой генерации, которое вносит дополнительную специфику при обеспечении надёжности ЭЭС [9]. Значительные объёмы ВИЭ в балансе мощности и электроэнергии могут приводить к недопоставкам электроэнергии и мощности потребителям и развитию системных аварий [10-12]. Со стороны потребления электроэнергии можно выделить механизм управления спросом, с помощью которого можно «сгладить» график потребления мощности и тем самым повысить надёжность системы. Несомненно, в рамках анализа плановой надёжности требуется особое внимание уделять моделированию систем накопления энергии (СНЭ). В современных энергосистемах получают развитие различные виды СНЭ, обладающие своей спецификой работы.

Как уже отмечено выше, современные тенденции в электроэнергетике формируют требования для расширения методического аппарата оценки и обеспечения системной надёжности. Можно выделить следующие основные задачи, которые могут быть решены на более качественном уровне при применении анализа плановой надёжности:

1. Формирование графиков проведения ремонтов энергооборудования при долгосрочном планировании работы ЭЭС.
2. Анализ плановой надёжности на период планирования работы ЭЭС.
3. Оценка возможностей ЭЭС и эффективности при интеграции ВИЭ, в том числе большой мощности.
4. Анализ эффективности интеграции СНЭ в электроэнергетические системы.
5. Анализ потребности привлечения потребителей электроэнергии к обеспечению требуемого уровня плановой надёжности.

Заключение

Обеспечение надёжности электроэнергетических систем является важнейшей задачей при их управлении на разных временных этапах. В теории и практике управления электроэнергетическими системами используется понятие системной надёжности. Системная надёжность включает две составляющие: режимную надёжность и балансовую надёжность. Эти составляющие охватывают ряд задач, решаемых при управлении функционированием и проектировании развития. Однако эти составляющие не в полной мере охватывают ряд задач, возникающих при планировании работы электроэнергетических систем. Для решения задач, возникающих при планировании работы электроэнергетических систем, предложено использовать новый вид системной надёжности, которая называется плановая надёжность. На основании показателей

плановой надёжности появляется возможность в решении ряда актуальных задач в электроэнергетике на качественном новом уровне.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-29-00435.

Литература

1. Надёжность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов. М: ИАЦ «Энергия». 2007. 192 с.
2. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надёжность систем электроэнергетики. Новосибирск. Наука. 2015.
3. K. Morison, Lei Wang, P. Kundur Power system security assessment. IEEE Power and Energy Magazine (Volume: 2, Issue: 5, Sept.-Oct. 2004), Page(s): 30 – 39.
4. Крупенёв Д.С., Домышев А.В. Оценка режимной надёжности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло // Электричество. 2015. №2. с. 4–12.
5. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия N-1 при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. Препринт. Иркутск. 1999. 69 с.
6. K. Teeparthi, D. M. V. Kumar Power System Security Assessment and Enhancement: A Bibliographical Survey. J. Inst. Eng. India Ser. B (April 2020) 101(2):163–176 <https://doi.org/10.1007/s40031-020-00440-1>
7. Billinton R., Allan R. Reliability Evaluation of Power Systems. (2nd ed.). Plenum Press. 1996.
8. Krupenev D., Boyarkin D., Iakubovskii D. Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method. Reliability Engineering and System Safety. Vol.204. ID: 107171. 2020.
9. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределённых источников энергии в электрические сети: монография. Библиотека электротехника. 2020, № 8 (260), 116 с.
10. 9 August 2019 power outage report. 2020. 50 p.
11. Воропай Н.И., Крупенев Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М. Два энергетических коллапса – в штате Техас, США и в Приморском крае, Россия. Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 166-174.
12. After oil and gas, Europe is now running out of wind. <https://bigthink.com/strange-maps/europe-wind-drought/>
13. 2023 Summer Reliability Assessment. https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_SRA_2023.pdf
14. Mid-term adequacy report on the electricity supply-demand balance in France. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/2019_generation_adequacy_report.pdf

УДК 621.311.1

ФОРМИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ РЕМОНТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАНОВОЙ НАДЁЖНОСТИ ПРИ ДОЛГОСРОЧНОМ ПЛАНИРОВАНИИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Крупенёв Д.С.^{*}, Бояркин^{**} Д.А., Якубовский^{***} Д.В.

Аннотация

В статье рассматривается задача планирования ремонтов энергетического оборудования при долгосрочном планировании работы электроэнергетических систем. Предложена математическая модель формирования графиков ремонтов энергетического оборудования, в которой учтено два аспекта: текущее техническое состояние энергетического оборудования и максимизация плановой надёжности электроэнергетических систем при проведении ремонтов энергетического оборудования. Предложенная методика формирования графиков ремонта энергетического оборудования протестирована на схеме, состоящей из трёх зон надёжности.

Ключевые слова: плановая надёжность, графики ремонтов, электроэнергетическая система, недоотпуск электроэнергии.

Введение

Обеспечение надёжного электроснабжения потребителей является неотъемлемым условием для их успешного функционирования и развития. За последние десятилетия кардинально изменились условия функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС). В ЭЭС интегрируются новые элементы и технологии, такие как возобновляемые источники энергии (ВИЭ), системы накопления энергии (СНЭ), распределённая генерация, активные потребители [1]. Отдельно стоит отметить возрастание роли неопределённости природо- и погодообусловленных явлений, например, экстремальная водность, от которой зависит выработка электроэнергии и мощности на гидроэлектростанциях, повышение частоты экстремальных явлений: сильный ветер, снегопад, ледяной дождь и других явлений, от которых зависит аварийность энергетического оборудования в различные периоды времени, а также износ энергетического оборудования [2,3]. Всё перечисленное приводит к усложнению технологической структуры энергосистем и сложности управления технологическими

^{*} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, krupenev@isem.irk.ru

^{**} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, boyarkin_denis@mail.ru

^{***} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, yakubovskii.dmit@mail.ru

процессами, к которым можно отнести и процесс планирования ремонтов энергетического оборудования. В складывающихся условиях возрастает роль своевременного и адекватного комплексного анализа ЭЭС и выработки обоснованных решений по управлению их функционированием. Одним из аспектов такого анализа является оценка надёжности ЭЭС с учетом максимального количества влияющих факторов. В рассматриваемом случае речь идет о плановой надёжности ЭЭС, которая является составной частью системной надёжности [4]. При оценке плановой надёжности учитываются режимные и балансовые ограничения ЭЭС и их влияние друг на друга.

Рассматриваемая проблема, а именно задача оптимального формирования графиков ремонта энергетического оборудования в ЭЭС, является дискретной, динамической, вероятностной. Прямых математических методов для решения таких задач пока не существует. В современных энергосистемах, где неопределённость в виду обозначенных выше причин возрастает применение специализированных средств для решения задачи планирования ремонтов становится крайне необходимым. От этого напрямую зависит как надёжность функционирования такой системы, так и экономическая эффективность. Создание методического аппарата решения этой задачи позволит повысить корректность принятия решений при планировании работы ЭЭС. В результате при практическом применении методического аппарата будут минимизированы риски возникновения чрезвычайных ситуаций в энергосистемах и негативного воздействия на экономику, экологию и социальную сферу.

Проблема оптимального планирования проведения ремонтов энергетического оборудования существует с момента появления ЭЭС. На протяжении истории её решения разрабатывались и предлагались различные критерии и методы. Рассматриваемая проблема становилась все более актуальной с усложнением структуры ЭЭС, повышением неопределённости функционирования и повышением зависимости экономической эффективности и безопасности потребителей электроэнергии от надёжного электроснабжения. Основным пользователем результатов решения рассматриваемой задачи являются организации, которые осуществляют техническое управление энергосистемой. В России, например, основные пользователи - это службы Системного оператора и Объединённых диспетчерских управлений (ОДУ). В современных условиях на уровне ОДУ процесс планирования ремонтов практически не автоматизирован. Службы долгосрочного планирования энергетических режимов и балансов собирают заявки генерирующих компаний на ремонты генерирующего оборудования на предстоящий годичный период и далее сотрудники этой службы с минимальным использованием автоматизированных средств (специального программного обеспечения) формируют графики ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с учетом основных внешних влияющих условий. Специализированным программным обеспечением выступает Информационная система «Система автоматизированного

планирования электроэнергетических режимов» (ИС "САПЭР") [5]. В ИС "САПЭР" не производится непосредственное решение обозначенной проблемы. Это программное обеспечение выступает в роли помощника для выполнения вариантных расчетов балансов мощности и проверки реализуемости месячных и годовых графиков ремонтов основного энергетического и электросетевого оборудования по условиям балансов мощности, электроэнергии и режимным ограничениям. Естественно вопросы системной надёжности при этом рассматриваются на поверхностном экспертном уровне, то же самое можно сказать и о вопросах учета природообусловленных явлений, например, экстремальной водности на каскадах ГЭС, вопросах экологии и безопасности.

Обоснованные научные подходы к решению рассматриваемой проблемы начали предлагаться в 60-70 годы прошлого века. Постановка исследуемой задачи может иметь несколько вариантов. По сути все варианты представляют классические постановки задачи оптимизации надёжности, в которых в качестве целевой функции может выступать как надёжный критерий, например, минимум м.о. недоотпуска электроэнергии, так и экономический критерий, например, минимум операционных затрат, при том что надёжность энергосистемы учитывается в виде ограничений. Стоит отметить, что в некоторых работах предложены методы планирования ремонтов только генерирующего оборудования, а в некоторых генерирующего и сетевого.

Что касается методов решения поставленной задачи, то их разработано достаточное количество. Можно выделить следующие организации, в которых проводились работы по постановке решаемой задачи методам её решения: ИСЭМ СО РАН [6-8], МЭИ [9,10], УрФУ [11-13] и др.

Во всех проанализированных работах учет системной надёжности ЭЭС либо проводится не на достаточном уровне, либо вообще отсутствует, хотя требования по обеспечению надёжности являются основными при решении рассматриваемой проблемы.

В целом современное состояние в рассматриваемой научной области можно охарактеризовать следующим образом: как отечественными исследователями, так и зарубежными сделаны значительные продвижения для грамотного решения рассматриваемой проблемы, но во всех проанализированных исследованиях нет комплексности учета влияния ремонтов на свойства энергосистем: экономика, надёжность, безопасность, экология; также методическая часть, касающаяся системной надёжности ЭЭС находится не на должном уровне, а в некоторых случаях и вообще отсутствует.

Постановка задачи формирования графиков ремонта энергооборудования

Графики ремонта энергооборудования в ЭЭС формируются на основании необходимости проведения различных видов ремонтов. Такая

необходимость может быть определена в результате определенной наработки энергообъекта, если на энергетических предприятиях принята планово-предупредительная стратегия профилактики энергооборудования [14,15], либо в результате оценки технического состояния энергообъекта [15,16].

Содержательно задачу формирования оптимальных графиков ремонта энергооборудования сформулируем следующим образом: *для известной структуры ЭЭС, технических (в том числе надёжностных) и экономических характеристик энергооборудования, прогнозных данных поведения погодо- и природообусловленных явлений на период планирования работы ЭЭС, известной потребности в ремонте генерирующих агрегатов и линий электропередачи необходимо сформировать график проведения ремонтов энергооборудования с обеспечением необходимого уровня надёжности энергосистемы и максимальной экономической эффективности.*

Необходимо отметить, что требуется определить только последовательность (порядок) выполнения ремонтов, а вопросы, связанные с наличием ресурсов для выполнения этих ремонтов в этой работе, не рассматриваются. Считается, что имеется достаточное количество ремонтных бригад для выполнения ремонтов в определённые сроки.

По сути решаемая задача является задачей формирования оптимального расписания, в рассматриваемом случае ремонтов энергооборудования. Это означает, что её описание будет справедливым при применении методического аппарата теории расписаний [17-19].

Рассматривается ЭЭС состоящая из N энергообъектов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи), причем J из них это энергообъекты, для которых необходимо провести ремонт в предстоящий период T . Каждый ремонт, характеризуется продолжительностью $\tau_j, j = 1, \dots, J$. Имеются оценённые значения показателей плановой надёжности для каждого подпериода $t, t = 1, \dots, T$.

Ремонт любого вида должен выполняться полностью без прерывания сроков его выполнения, для этого условия введём булевы переменные $y_j \in \{0,1\}, j = 1, \dots, J$. Если $y_j = 1$, то ремонт выполняется, в обратном случае $y_j = 0$. Обозначим G_i – множество вариантов изменения состава генерирующего и сетевого оборудования в узле $i, i = 1, \dots, I$ при выводе его в ремонт.

Целевую функцию при решении задачи формирования графиков ремонтов энергооборудования запишем следующим образом:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I E_{t,i} \xrightarrow{\Delta x_j} \min, \quad (1)$$

учитывая ограничения:

$$\sum_{j=1}^J \Delta x_j \tau_j y_j \leq W, \quad (2)$$

$$\Delta x_j \in G, \quad (3)$$

$$y_j \in \{0,1\}, j = 1, \dots, J. \quad (4)$$

$$R_i(\Delta x, \xi) \geq R_i^{\text{норм}}, i = 1, \dots, I, \quad (5)$$

где: $E_{t,i}$ – значение м.о. недоотпуска электроэнергии в узлах ЭЭС в расчётных интервалах, МВт; I – количество узлов ЭЭС; Δx_j – рабочая характеристика (мощность, пропускная способность) энергетического оборудования, выводимого в плановый ремонт, МВт; W – объем плановых ремонтов всех видов, МВт ч; G – множество вариантов вывода из работы энергетического оборудования для выполнения плановых ремонтов в узле i ; R_i – фактическое значение показателя плановой надёжности; $R_i^{\text{норм}}$ – нормируемое значение показателя плановой надёжности; ξ – случайная составляющая, отражающая вероятностную основу оценки плановой надёжности.

Методика формирования графиков ремонтов

Для решения поставленной задачи была разработана методика, основанная на анализе показателей плановой надёжности ЭЭС. Разработанная методика представляет последовательность следующих действий:

1. Формирование очередности вывода генерирующего оборудования в ремонт (например, по критерию мощностного веса: мощность агрегата умноженное на количество суток, требуемое на ремонт).

2. Оценка плановой надёжности исходного варианта ЭЭС за период планирования работы, без вывода из работы энергетического оборудования для проведения плановых ремонтов.

3. Анализ значений контролируемого показателя надёжности в каждые сутки расчетного периода и в каждом узле ЭЭС на предмет соответствия нормативу. Выявление последовательности суток с наименьшим интегральным значением за рассматриваемый период суммы м.о. недоотпуска электроэнергии для ЭЭС и потребления электроэнергии, последовательность суток должна быть равной количеству суток, которые требуются для ремонта генерирующего агрегата.

4. Оценка плановой надёжности ЭЭС с учетом варианта ремонта отобранного агрегата.

5. Повторение второго и третьего этапов методики до тех пор, пока не будет учтено всё энергооборудование, требующее ремонта, либо не нарушится ограничение, контролирующее нормативный уровень надёжности.

В случае, если условие (5) нарушено, а энергооборудование, требующее ремонта, не учтено в графике ремонта, то возможны несколько вариантов решения данной проблемы, исходя из складывающихся условий:

1. Перенос сроков ремонта оборудования, требующего ремонта, но не учтенного в текущем графике на более поздние периоды.

2. Если сформированный график ремонтов оборудования является относительно «плотным» и возможности для переноса сроков ремонта не

существует, то для рассматриваемой ЭЭС, в рамках планирования её работы, требуется предусмотреть дополнительные управляющие воздействия, компенсирующие вывод оборудования в ремонт.

Экспериментальные исследования

Для решения задачи на основании предлагаемой постановки планирования ремонтов энергетического оборудования ЭЭС (1)-(5) и апробации предложенного алгоритма решения были проведены экспериментальные исследования планирования ремонтов генерирующего оборудования на трёх зонной расчетной схеме (рисунок 1). В таблицах 1-3 представлены основные исходные данные, используемые при экспериментальных исследованиях.

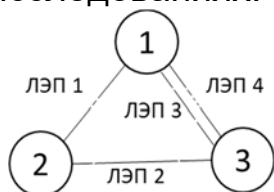


Рис. 1 – Схема исследуемой системы.

Таблица 1. Максимум нагрузки в зонах надёжности

Наименование узла	Максимум нагрузки, МВт
Узел 1	17500
Узел 2	17500
Узел 3	17500

Таблица 2. Основные исходные данные генерирующих агрегатов в зонах надёжности

№	Мощность, МВт	Число агрегатов	Аварийность, у.е.	Нормы на проведение ремонтов, сутки	
				Капитальные	Средние
1	50	50	0,02	37	17
2	100	50	0,045	40	20
3	200 (теплоагрегат)	15	0,045	44	25
4	200 (гидроагрегат)	10	0,005	44	25
5	400	10	0,055	51	25
6	500	3	0,07	62	40

Таблица 3. Список ремонтных заявок для каждой из зон надёжности (ЗН) (кол-во агрегатов)

Мощность, МВт	ЗН 1		ЗН 2		ЗН 3	
	Капитальные	Средние	Капитальные	Средние	Капитальные	Средние
50	1		2		2	3
100	1	1	1	1	1	
200				1	2	1
400	1		1			
500	1					

В результате решения поставленной задачи был определён график ремонтов генерирующего оборудования, удовлетворяющий всем заданным критериям (рис. 2).



Рис. 2 – Интегральный график ремонтов генерирующего оборудования.

Заключение

При планировании работы электроэнергетических систем решается ряд задач, одной из которых является формирование графика ремонтов энергетического оборудования. Решение обозначенной задачи зависит от многих факторов, основным из которых является надёжность ЭЭС. Таким образом, решение обозначенной задачи необходимо проводить на основе оценки плановой надёжности ЭЭС, которая максимально полно отражает специфику функционирования современных ЭЭС. В статье сделан анализ обозначенной задачи, предложены содержательная и математическая постановки и алгоритм её решения, показаны результаты экспериментальных исследований.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-29-00435.

Литература

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем. *Электричество*, 2020, № 7, с. 12-21.
2. Воропай Н.И., Крупенёв Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М. Блэкаут в штате Техас, США: анализ и некоторые выводы. *ЭКО*, 2021, № 9 (567), С. 125-143.
3. Воропай Н.И., Крупенёв Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М. Два энергетических коллапса - в штате Техас, США, и в приморском крае, Россия. *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021, № 4 (67), с. 166-174.
4. Крупенёв Д.С. О плановой надёжности электроэнергетических систем. *Настоящий сборник*.
5. Информационная система «Система автоматизированного планирования электроэнергетических режимов» ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ. Москва, 2021, 19 стр.
6. Лебедева Л.М., Федотова Г.А. Программно-вычислительный комплекс РЕЗЕРВ - реализация методики рационального использования резервов мощности в ЭЭС. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1981.

7. Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. М.А. Дубицкий, Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов. М.: Энергоатомиздат, 1988.
8. Воропай Н.И., Федотова Г.А. Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учетом надежности. Автоматика и телемеханика, 2010, № 7, с. 179–184.
9. Botvinnik M.M. Computers in Chess: Solving Inexact Search Problems. New-York: Springer-Verlag, 1984.
10. Ботвинник М.М. Шахматный метод решения переборных задач. М: Советский спорт, 1989, 112 с.
11. Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П. Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации. Известия ВУЗов. Энергетика, 1970, № 8, с. 106–110.
12. Нестеренков В.П., Обоскалов В.П. К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем. Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем, 1966, с. 83–90.
13. Губин П.Ю., Обоскалов В.П. Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования. Известия Российской академии наук. Энергетика, 2021, № 2. с. 50-64.
14. Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. N 1013 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики".
15. Назарычев А.Н., Крупенёв Д.С. Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие. Новосибирск: Наука, 2020, 224 с.
16. Назарычев А.Н., Пугачев А.А., Андреев Д.А. Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учетом его технического состояния. Электроэнергия. Передача и распределение, 2020. № 6 (63), с. 134-135.
17. Танаев В.С., Шкурба В.В. Введение в теорию расписаний. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1975, 257 с.
18. Лазарев А.А., Гафаров Е.Р. Теория расписаний. Задачи и алгоритмы. Москва: МГУ, 2011, 222 с.
19. Brucker P. Scheduling algorithms. Springer Science & Business Media, 2004, 367 p.

УДК 621.311

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОСТИ И РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Кашин¹М.А., Новиков²Н.Л., Новиков³А.Н.

Аннотация

Намечаемый ввод в эксплуатацию в Республике Беларусь второго энергоблока атомной электростанции (Белорусской АЭС) в 2023 г. повысит необходимость обеспечения управляемости и режимной надежности как Белорусской энергосистемы в целом, так и ее отдельных энергоузлов в частности.

Одним из основных средств решения поставленной задачи является выравнивание графиков нагрузки потребителей электрической энергии.

Это возможно при применении систем накопления энергии (СНЭ). В Белорусской энергосистеме возможно использование нескольких видов СНЭ, как системного, так и локального характера. Для выравнивания графиков нагрузки отдельных подстанций наилучшими характеристиками обладают СНЭ на базе литий-ионных накопителей.

В статье приводится оценка эффективности установки литий-ионных накопителей электроэнергии, с учетом сглаживания суточного графика нагрузки потребителей, снижения потерь электроэнергии и регулирования напряжения в точке установки СНЭ.

Ключевые слова: энергосистема, атомная энергетика, система накопления энергии, суточный график нагрузки.

Введение

Базовой парадигмой построения энергосистемы является одновременное и синхронное производство и потребление электроэнергии. Это условие позволяет поддерживать один из важнейших режимных параметров – частоту переменного тока.

Суточный график нагрузки, как всей Белорусской энергосистемы, так и отдельных ее энергоузлов, характеризуется значительной неравномерностью с выраженными дневными пиками и ночными провалами потребления мощности. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки составляет 0,65-0,7.

¹ РУП «Белэнергосетьпроект», г. Минск, Республика Беларусь, e-mail m.kashin@bep.by

² АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОИВТ РАН, НИУ МЭИ, г. Москва, Россия, e-mail novikov_nl@ntc-power.ru

³ НТЦ Энергобезопасность, г. Москва, Россия, e-mail novikov@energo365.ru

При вводе в промышленную эксплуатацию второго энергоблока Белорусской АЭС в 2023 г. мощность двух блоков, работающих в базе суточных графиков нагрузки Белорусской энергосистемы, составит порядка 40% от максимума нагрузки энергосистемы. Для соблюдения режима самобаланса требуется сокращение мощных маневренных энергоблоков конденсационных электростанций (КЭС), находящихся в горячем резерве.

Включение в электроэнергетическую систему СНЭ позволит разделить во времени процессы выработки и потребления электроэнергии (при условии высокого КПД СНЭ), что приведет к сглаживанию графика нагрузки отдельных энергоузлов и энергосистемы в целом. Решение этой задачи позволит СНЭ стать одними из ключевых элементов электроэнергетики в новой парадигме «умной энергетики».

Потенциальные области применения СНЭ в энергосистеме, включают также: регулирование напряжения и частоты, предоставление горячего резерва мощности, аварийное питание для предотвращения развития системных аварий (при секционировании энергосистемы) и для восстановления энергосистемы после аварии, аварийное питание потребителя электроэнергии. Особая ценность СНЭ состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно [1].

Следует отметить, что энергоисточники на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Республике Беларусь не получили значительного распространения (доля электростанций с ВИЭ в установленной мощности Белорусской энергосистемы составляет порядка 3%). Однако использование СНЭ является ключевым решением для эффективной интеграции энергоисточников с ВИЭ в энергосистему.

Анализ мирового опыта использования СНЭ

Накопители энергии в мире используются уже довольно давно. Например, гальванические элементы были изобретены в 1800-х годах, а первые проекты гидроаккумулирования были внедрены в начале 1900-х.

В Белорусской энергосистеме при значительной установленной мощности Белорусской АЭС актуальной задачей использования СНЭ является сглаживание неравномерных суточных графиков нагрузки. СНЭ могут использоваться для электроснабжения потребителей в те периоды суток, когда потребление энергии превышает ее производство на экономически эффективном генерирующем оборудовании (АЭС, крупные энергоблоки ТЭС), и для аккумулирования электроэнергии в периоды, когда ее производство на указанных источниках превышает потребление (приводя к необходимости останова генерирующего оборудования). Кроме того, СНЭ снижают необходимость в резком увеличении или уменьшении загрузки генерирующего оборудования при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме.

Для определения эффективности использования СНЭ учитывают их энергоемкость, максимальную выдаваемую мощность в период разряда, длительность разряда, а также КПД накопителя.

Известные технологии накопления энергии можно разделить согласно виду сохраняемой энергии на:

- механические (гидроаккумулирующие системы, маховики),
- электрохимические (аккумуляторные батареи, проточные батареи),
- химические (топливные элементы),
- электрические (конденсаторы, суперконденсаторы, сверхпроводящие магнитные аккумуляторы),
- накопители тепловой энергии (использование расплавленных солей и горячей воды).

В зависимости от технологии, продолжительность хранения энергии может варьироваться от менее 10 часов (например, некоторые аккумуляторных батарей (АБ) до сезонного хранения (недели, месяцы и годы) (например, гидроаккумулирующие системы).

На рисунке 1 схематично представлены сведения об уровне мощности и времени (продолжительность) разряда СНЭ различных технологий [2].

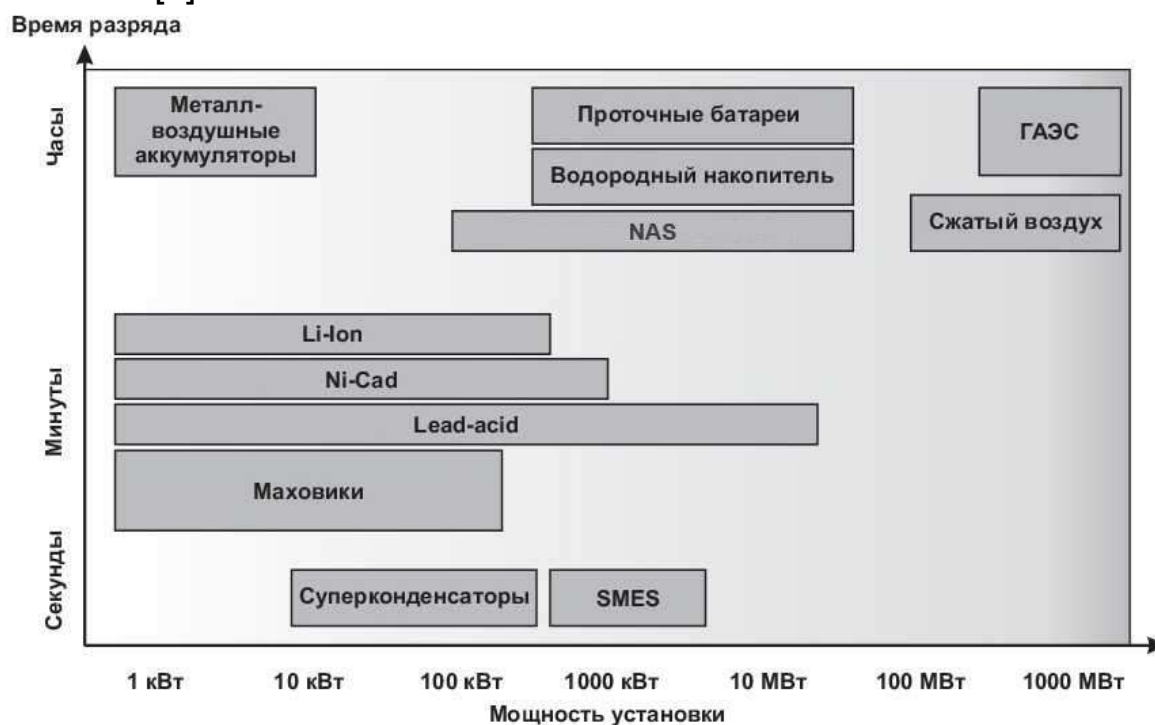


Рис. 1 – Уровни мощности и время (продолжительность) разряда различных СНЭ.

В [2] приведены ключевые технические характеристики основных технологий хранения энергии.

Возможные технологии СНЭ в Белорусской энергосистеме

В настоящее время уровень развития технологии СНЭ и отработанности промышленных образцов в странах СНГ позволяет сделать выводы

о применимости лишь части представленных выше СНЭ в условиях Белорусской энергосистемы.

Как отмечалось выше, ввод в работу Белорусской АЭС актуализировал вопрос о покрытии пиковой нагрузки и заполнении провала суточного графика электрической нагрузки Белорусской энергосистемы поскольку блоки АЭС работают, как правило, в базовом режиме. Традиционным средством решения данной задачи является сооружение вместе с АЭС гидроаккумулирующей станции (ГАЭС). ГАЭС являются как высокоманевренными источниками пиковой мощности, так и потребителем-регулятором и эффективно используются:

- для покрытия пиковой части графика;
- для многократных кратковременных подхватов нагрузки системы;
- для подъема ночной нагрузки ТЭС до оптимальной по условиям технической надежности;
- как быстродействующий резерв для поддержания частоты и кратковременный аварийный резерв;
- в качестве регулятора баланса реактивной мощности в сети.

В Беларуси в связи с особенностями рельефа местности и необходимостью затопления значительных территорий единичная мощность ГАЭС ограничена величиной 400-570 МВт. Поэтому для надежного резервирования мощности двух энергоблоков Белорусской АЭС мощностью по 1200 МВт требуется сооружение нескольких таких станций. Кроме того, данное инфраструктурное решение требует значительных капиталовложений и длительного времени реализации, что в условиях текущей ситуации нецелесообразно.

В то же время, мировой опыт использования СНЭ в энергетике демонстрирует значительный интерес к использованию литий-ионных АБ, поскольку они имеют лучшие характеристики по сравнению с другими технологиями АБ. Количество использования литий-ионных АБ в энергетике и других областях растет благодаря их длительному сроку службы, высокому напряжению элемента, хорошим характеристикам при низких температурах, достаточному удержанию заряда и необходимой глубине заряда.

В 2022 г. разработан проект «Концепции применения систем накопления энергии на базе литий-ионных аккумуляторов в Белорусской энергосистеме», предусматривающий комплексное внедрение и использование СНЭ на генерирующих источниках ГПО «Белэнерго», в электрических сетях, а также объектах электроэнергетики промышленных предприятий и транспорта.

Согласно данному документу технически доступный потенциал установки СНЭ в Белорусской энергосистеме составляет по местам установки ориентировочно:

- тепловые электрические станции – 1 200 МВт·ч и 150 МВт;
- распределительные электрические сети промышленных потребителей – 500 МВт·ч и 100 МВт;

- возобновляемые источники энергии – 500 МВт·ч и 70 МВт;
- зарядная инфраструктура для электрического транспорта – 2 800 МВт·ч и 300 МВт.

Использование СНЭ в распределительных сетях до 110 кВ Белорусской энергосистемы

В 2022 г. РУП «Белэнергосетьпроект» была выполнена научно-исследовательская работа по оценке технической возможности и обоснованию эффективности установки литий-ионных накопителей электроэнергии для сглаживания суточного графика нагрузки, снижения потерь электроэнергии и регулирования напряжения в точке установки СНЭ.

В качестве «типовых» подстанций (ПС) 110/10 кВ был выбран ряд подстанций с загрузкой трансформаторов, близкой к 50% в нормальном режиме работы. Следует отметить, что доля подстанций с такой значительной загрузкой трансформаторов в Белорусской энергосистеме составляет менее 5%, а располагаются они в районе столицы, крупных областных центров, а также в крупных промышленных узлах Республики Беларусь. Однако в связи с политикой, проводимой в Республике Беларусь по повышению электропотребления на нужды отопления и горячего водоснабжения, в ближайшие годы ожидается рост заявленной мощности как коммунально-бытовых, так и промышленных потребителей. Это повлечет за собой необходимость решения обозначенной ниже задачи.

Эффективность использования СНЭ проверялась для двух альтернативных вариантов при увеличении электрической нагрузки на этих подстанциях:

- реконструкция с увеличением трансформаторной мощности;
- установка СНЭ для сглаживания суточных пиков нагрузки и сохранения в работе существующих трансформаторов без перегрузок.

Исходными данными являлись:

- отчетные замеры АСКУЭ (получасовые срезы нагрузок) по обмоткам трансформаторов данной подстанции в течение четырех характерных суток (зима/лето, рабочий/выходной);
- электрическая нагрузка по действующим техническим условиям, выданным на электроснабжение потребителей от данной подстанции;
- принципиальная схема подстанции и питающей сети.

В качестве «типовой» ПС 110/10 кВ с преобладанием коммунально-бытового типа нагрузки выбрана ПС Корзюки РУП «Минскэнерго».

В качестве «типовой» с преобладанием промышленного типа нагрузки смоделирована условная подстанция.

На ПС 110 кВ Корзюки установлено два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый. На рис. 2 смоделирован суточный график нагрузки зимнего рабочего дня данной подстанции с учетом роста нагрузки при равных площадях разряда/заряда батареи, при котором возможно применение СНЭ. Допустимая максимальная нагрузка на 28% превышает предел мощности подстанции, необходимая рабочая

емкость батареи при этом должна составлять порядка 38,0 тыс. кВт·ч, а номинальная мощность – 6,5 МВт.

Горизонтальной линией на графике показан предел мощности подстанции по перегрузке (40% – 1232 А) с учетом вывода одного из трансформаторов в ремонт или аварийном его отключении.

Результаты расчетов сравнительных затрат по вариантам модернизации ПС 110/10 кВ Корзюки (замена трансформаторов или установка СНЭ) показывает, что капиталовложения в установку СНЭ 10 кВ превышают стоимость замены трансформаторов в 12 раз.

Подстанции 110/10 кВ с преобладанием промышленного типа нагрузки и круглосуточным режимом работы предприятия (нефтепереработка, металлургия, тяжелое машиностроение и т.д.) в данной работе не рассматривались, поскольку они имеют суточный график нагрузки без выраженных пиков и спадов потребления электроэнергии, во время которых мог бы осуществляться заряд/разряд накопителя. Установка СНЭ на таких подстанциях в целях уменьшения пиковой нагрузки нецелесообразна. Что не исключает установку СНЭ по соображениям обеспечения надежности электроснабжения для наиболее ответственных агрегатов производственного процесса данного рода предприятий.

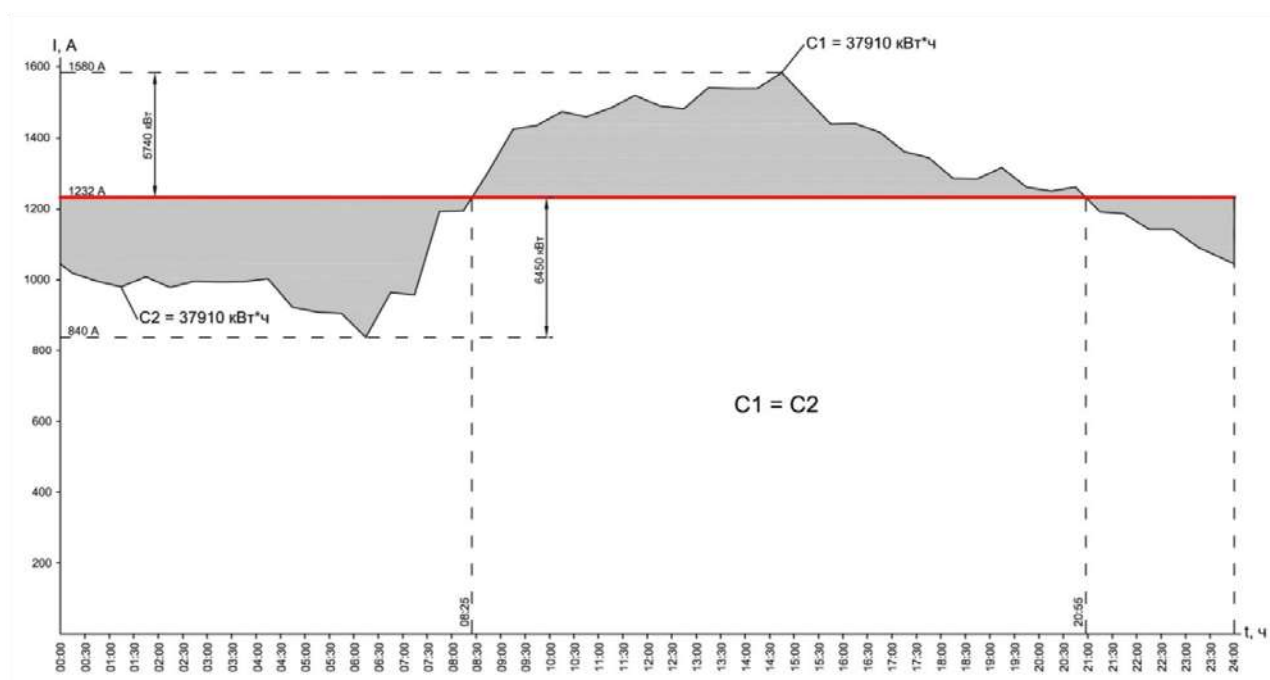


Рис. 2 – Суточный график нагрузки (ток нагрузки, А) ПС 110/10 кВ Корзюки в **зимний будний** день с учетом равенства площадей разряда/заряда СНЭ.

В качестве подстанции с преобладанием промышленного типа нагрузки рассматривалась ПС 110/10 кВ деревообрабатывающей отрасли с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВ·А. На рис. 3 приведен график нагрузки для такой подстанции при равных площадях разряда/заряда батареи, при котором возможно применение СНЭ.

Допустимая максимальная нагрузка на 62% превышает предел мощности подстанции, необходимая рабочая емкость батареи составляет порядка 79,0 тыс. кВт·ч при номинальной мощности 11,5 МВт.

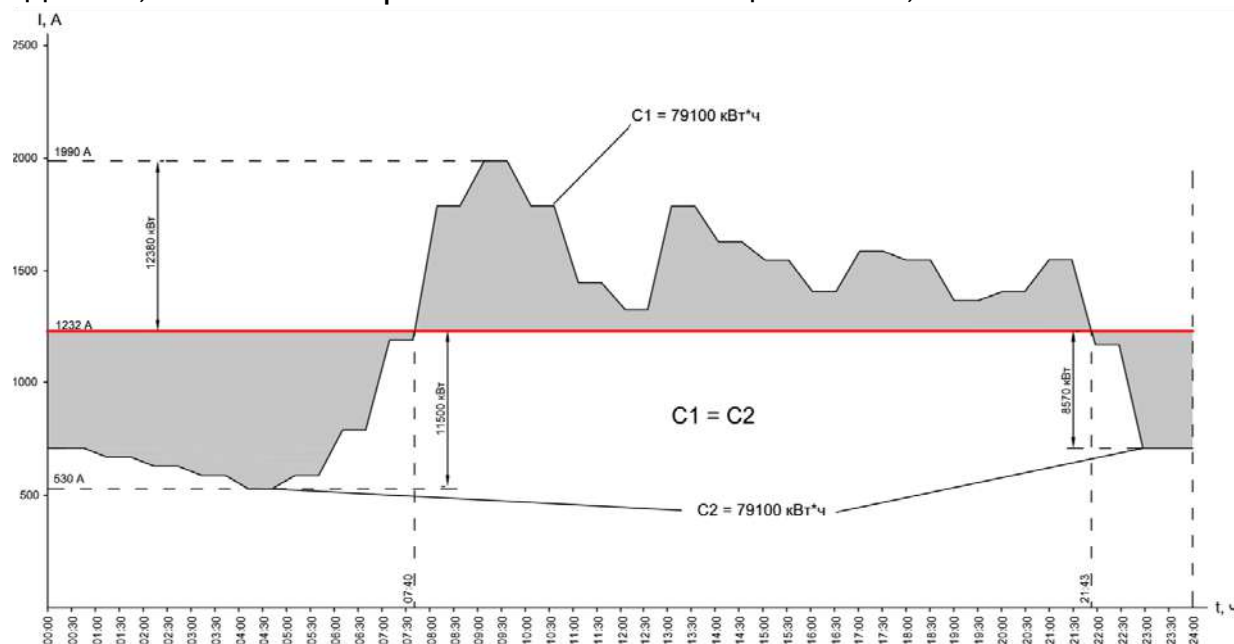


Рис. 3 – Суточный график нагрузки (ток нагрузки, А) ПС 110/10 кВ деревообрабатывающей отрасли в **зимний будний** день с учетом равенства площадей разряда/заряда СНЭ.

Результаты расчетов сравнительных затрат по вариантам модернизации ПС 110/10 кВ деревообрабатывающей отрасли (замена трансформаторов или установка СНЭ) показывает, что капиталовложения в установку СНЭ 10 кВ превышают стоимость замены трансформаторов в 26 раз.

Серия выполненных расчетов для подстанций с двумя характерными графиками нагрузки показала, что при стремлении к полному сглаживанию графиков нагрузки потребуется установка СНЭ значительной мощности и емкости – 12 МВт и 80 тыс. кВт·ч (рис. 4).

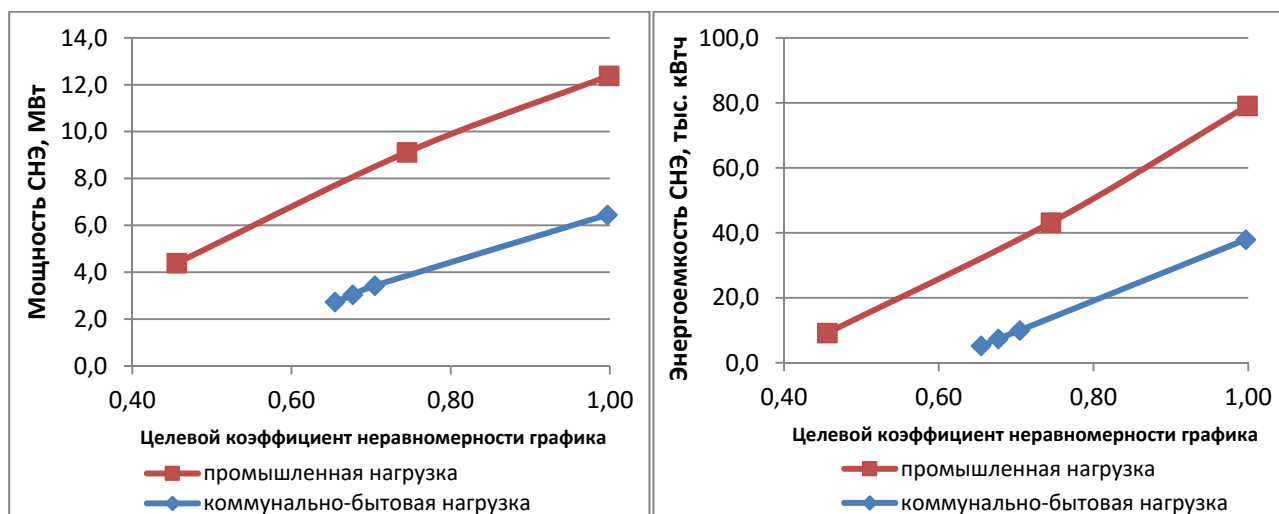


Рис. 4 – Зависимость требуемой мощности и емкости СНЭ от целевого коэффициента неравномерности графика нагрузки.

Потери электроэнергии в сети при установке СНЭ

Для оценки влияния СНЭ на потери электроэнергии выполнены расчеты изменения потерь мощности в сети 10 кВ и выше Минской энергосистемы на расчетный период для рассматриваемых вариантов:

- вариант 1 - использование СНЭ и трансформатора меньшей мощности (16 МВ·А);
- вариант 2 - использование трансформатора большей мощности (25 МВ·А).

Расчеты выполнены с применением программы RASTRWIN.

Дополнительные годовые потери электроэнергии в сети 10 кВ и выше определены по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (1)$$

где ΔP – дополнительные потери мощности в сети 10 кВ и выше от увеличения нагрузки (при отсутствии СНЭ);

τ – время максимальных потерь, определено по формуле:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{НБ}}{10000})^2 \cdot 8760. \quad (2)$$

Здесь $T_{НБ}$ – время использования максимума нагрузок, принято равным 5000 ч.

Потери электроэнергии в трансформаторах определены по формуле:

$$\Delta W_T = \Delta P_{XX} \cdot 8760 + (\frac{S_{НБ}}{S_{НОМ}})^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau, \quad (3)$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания трансформатора;

$S_{НБ}$ – наибольшее значение полной мощности, протекающей через трансформатор;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Потери электроэнергии в СНЭ напряжением 10 кВ определены исходя из общего КПД литий-ионных накопителей электроэнергии, который составляет по данным производителя порядка 85%.

Анализ результатов расчетов показал, что при использовании СНЭ наличие потерь электроэнергии в СНЭ, рост нагрузочных потерь в трансформаторах меньшей мощности по варианту 1 не компенсируется снижением потерь холостого хода в трансформаторах меньшей мощности по варианту 2. Поэтому в целом потери электроэнергии при установке СНЭ больше, чем без их использования. А, следовательно, это требует учета при составлении ТЭО.

Использование СНЭ для регулирования напряжения

Выполнены расчеты влияния СНЭ мощностью 6,5 МВт на уровни напряжения в сети 10 кВ ПС 110 кВ Корзюки. Инверторы СНЭ 10 кВ выбираются с учетом возможности выработки необходимой реактивной мощности для регулирования напряжения в сети 10 кВ. При коэффициенте мощности нагрузки 0,9 мощность инверторов составит порядка 7,2 МВ·А.

Согласно паспортным данным СНЭ, диапазон регулирования коэффициента мощности составляет от 0,1 до 1 о.е., при условии, что инвертор не загружен активной мощностью. Таким образом, инвертор мощностью 7,2 МВ·А может осуществлять регулирование реактивной мощностью в диапазоне от -6,5 Мвар до +6,5 Мвар.

Изменение реактивной мощности на 6,5 Мвар на шинах 10 кВ для ПС 110 кВ Корзюки приводит к изменению уровня напряжения в сети 10 кВ на 0,6 кВ. Используя полный диапазон регулирования, инвертор 7,2 МВ·А способен регулировать напряжение в диапазоне 1,2 кВ (около 12%).

СНЭ 10 кВ главным образом используются для исключения перегрузки трансформаторов ПС 110 кВ при отключении одного из двух трансформаторов 110/10 кВ в зимний период при значительных нагрузках ПС. При работе двух трансформаторов в данный период либо при рассмотрении режимов летних нагрузок активная мощность СНЭ будет использоваться не в полной мере. Это дает возможность использование данных устройств как средств регулирования напряжения (генерации/потребления реактивной мощности) в сети 10 кВ при осуществлении потребления/генерации активной мощности ниже номинального значения установки.

Техническая возможность генерации/потребления реактивной мощности может быть определена только после расчета требуемого уровня загрузки инвертора по активной мощности для конкретного режима работы нагрузки подстанции. Следует также отметить, что для регулирования напряжения на стороне 10 кВ трансформаторы 110/10 кВ оснащаются устройствами регулирования под нагрузкой (РПН), в связи с этим использование СНЭ для регулирования напряжения 10 кВ не имеет первостепенного значения.

Критерием **экономической целесообразности** массового применения СНЭ в распределительных сетях 10-110 кВ Белорусской энергосистемы по предварительным оценкам может служить снижение стоимости СНЭ ниже 200 долларов США/кВт·ч, при этом должны учитываться такие факторы, как срок службы СНЭ и их деградация, а срок окупаемости СНЭ, как энергосберегающего мероприятия, не должен превышать 10 лет.

Следует отметить, что при обосновании эффективности использования СНЭ в распределительных электрических сетях 10 кВ промышленных предприятий требуется [3]:

- определение особых требований к надежности работы технологического оборудования предприятия;
- уточнение расчетов экономического эффекта исходя из дополнительных условий договорных отношений с электроснабжающей организацией (плата за заявленную мощность, участие в управлении спросом, регулировании частоты и пр.)
- уточнение стоимостных показателей намечаемых к установке устройств и затрат на их техническое обслуживание.

Выводы

1. Для ПС 110/10 кВ использование СНЭ позволяет компенсировать суточную неравномерность нагрузок, компенсируя дневные пиковые нагрузки и повышая ночные минимальные нагрузки («провалы нагрузок») и отказаться от замены трансформаторов 110/10 кВ на трансформаторы большей мощности.

2. СНЭ могут использоваться для регулирования напряжения в сети 10 кВ подстанции, однако в связи с использованием трансформаторов 110/10 кВ с РПН данная задача не имеет первостепенного значения.

3. Стоимость установки СНЭ значительно превышает стоимость реконструкции электросетевых объектов, что не позволяет сделать однозначный вывод о целесообразности широкого применения СНЭ в распределительных электрических сетях 10 кВ.

Литература

1. Бушуев В.В., Новиков Н.Л. Инфраструктурные накопители в электроэнергетике. Энергетическая политика, 2020, №10, с. 74-89.

2. Review of Energy Storage System for Microgrid. G.V. Brahmendra Kumar and K. Palanisamy, 2021.

3. Илюшин П.В., Шавловский С.В. Механизмы окупаемости инвестиций в системы накопления электрической энергии при их использовании для снижения пиковых нагрузок и затрат на мощность // Релейная защита и автоматизация, 2021, №3, с. 14-22.

УДК 621.316.3.106.1

ГРАВИТАЦИОННОЕ ПОЛЕ ЗЕМЛИ И ПЛЯСКА ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Мирзаабдуллаев¹ А.О.

Аннотация

Проблема пляски проводов воздушных линий электропередачи (ВЛ) широко освещена в периодической печати, разработаны различные активные и пассивные методы защиты. В этом направлении продолжают исследования во многих странах: США, Канаде, Бельгии, Голландии, Японии, а также в России, Казахстане, Белоруссии и др. странах. Появление фундаментальных работ российских и зарубежных исследователей теоретической механики и аэродинамики значительно обогатили и расширили область исследования данного явления. Однако, в огромной массе выполненных работ проявляются, с одной стороны, определенная ограниченность, связанная со спецификой методов исследования, со стремлением привести задачу к известным подходам и решениям, а с другой, – недостаточность учитываемых факторов и параметров реальных ВЛ из-за особенностей специализации и многогранности объекта исследования. В настоящем докладе сделана попытка восполнить определенные неучитываемые факторы, рассматривая пляску как колебания центра тяжести провода в гравитационном поле Земли при распространении по проводу поперечных волн, создаваемых совокупным воздействием ветровых и иных квазипериодических и импульсных сил.

Ключевые слова: Гравитационное поле, динамическое воздействие, неустойчивость по Ляпунову, аэродинамическое качество, угол атаки, пляска проводов, поперечные волны, центр тяжести провода, визирная линия.

Введение

За почти столетнее существование проблемы пляски проводов выполнено огромное количество исследовательских работ, изданы десятки книг и опубликованы сотни статей. При всем разнообразии и оригинальности выполненных работ по данной проблеме, очевидна приверженность к классическим подходам, которые были заложены еще в начале прошлого столетия [1, 2].

Внимание многих авторов сосредоточено в зоне непосредственного взаимодействия воздушного потока с проводом, к разложению, воздействующих на элементы провода, статических и динамических сил, возни-

¹ АО «Техническая инспекция ЕЭС» mirzaabdullaev-ao@ti-ees.ru

кающих на плоскости поперечного сечения провода и составление уравнений движения. При этом, за основу принимаются, ранее установленные, необходимые и достаточные условия возникновения пляски, т.е. соотношение коэффициентов лобового сопротивления и аэродинамической подъемной силы, возникающей при воздействии потока воздуха на провод.

Большая часть теоретических исследований связана с составлением систем дифференциальных уравнений в частных производных, и поиском решения этих задач с применением известных численных методов аэродинамики и математической физики [3-11].

В свое время Ден-Гартог и Глауэрт, на основании анализа результатов проведенных экспериментов в аэродинамической трубе, по характеру крутильных колебаний исследуемого образца вокруг продольной оси при различных углах атаки (углах между направлением потока и осью вращения модели) сформулировали следующее необходимое условие неустойчивости [1, 2]:

$$G(\alpha) = C'_y + C_x < 0, \quad (1)$$

где C'_y – производная по углу атаки от стационарного аэродинамического коэффициента подъемной силы; C_x – аэродинамический коэффициент лобового сопротивления.

В дополнение к известному условию неустойчивости Глауэрта – Ден-Гартога получено удобное для практического применения условие неустойчивости, зависящее только от стационарных аэродинамических коэффициентов профиля – безразмерных коэффициентов лобового сопротивления и подъемной силы, а также от их производных по углу атаки, т.е. получено достаточное условие неустойчивости по Ляпунову положения равновесия испытываемого профиля в плоскопараллельном движении [11]:

$$W(\alpha) = C_x(C'_y + C_x) + C_y(C_y - C'_x) < 0 \quad (2)$$

При условии $C_x^2 \neq 0$, приняв $K = C_y/C_x$, неравенство (2) можно привести к компактному виду, т.е. после раскрытия скобок и деления неравенства на C_x^2 , достаточное условие неустойчивости по Ляпунову можно представить в терминах аэродинамического качества (АДК):

$$W(\alpha) = K' + K^2 + 1 < 0. \quad (3)$$

То есть, для выполнения условия (3) необходимо, чтобы производная АДК по углу атаки была отрицательной $K' < 0$. Более глубокие исследования с использованием математического моделирования, бессеточного Лагранжева метода вихревых элементов позволяют оценить эффективность и выявлять условия применения маятниковых гасителей пляски и наличие некоторых ограничений в критериях неустойчивости Ден-Гартога и Глауэрта. Все это создает возможность в перспективе разработать достаточно эффективные средства защиты от пляски.

Из экспериментов известно, что для кругового профиля (симметричного сечения) стационарный коэффициент лобового сопротивления $C_x \sim 1,2$, а интегральное значение стационарного коэффициента подъемной силы $C_y \sim 0$ [7].

На рис. 1 представлены, полученные для круглого профиля, зависимости стационарных аэродинамических коэффициентов лобового сопротивления и подъемной силы от времени.

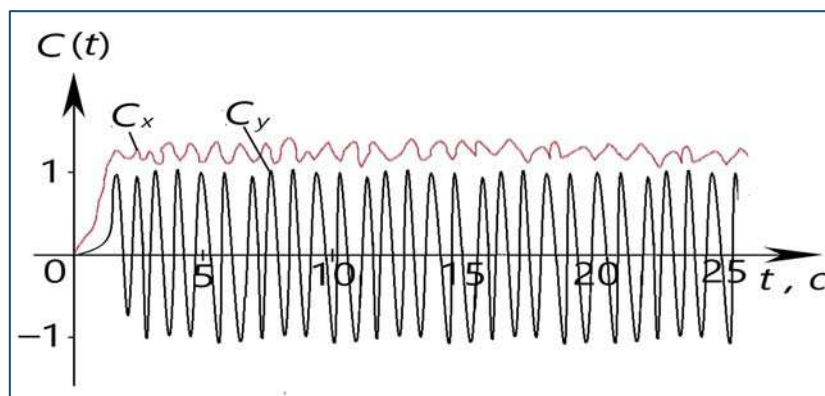


Рис. 1 – Графики зависимости нестационарных аэродинамических коэффициентов лобового сопротивления и подъемной силы от времени.

Как следует из графиков зависимости стационарных аэродинамических коэффициентов (рис.1), при отсутствии асимметричного гололеда на проводе по вышеуказанным критериям, пляска проводов не должна возникать, т.к., в этом случае, интегральное значение стационарной аэродинамической подъемной силы колеблется около нуля.

Результаты исследования колебаний в стационарном воздушном потоке провода, имеющего асимметричное обледенение [11], приведены на рис. 2. Здесь показана структура вихревого следа, образующегося за обледеневшим проводом, построены линии тока и точками отмечены положения отдельных вихревых элементов.

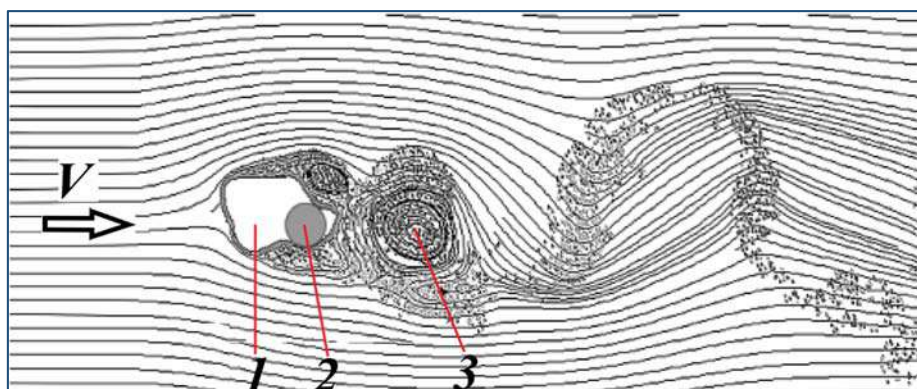


Рис. 2 – Возникновение в воздушном потоке вихревых элементов: 1 - асимметричный гололед; 2 - провод; 3 - завихрение воздушного потока.

Применение численно-аналитического метода исследования [11] позволило определить зависимость от угла атаки аэродинамических коэффициентов лобового сопротивления, подъемных сил, а также производных от коэффициента подъемных сил по углу атаки. На рис. 3.

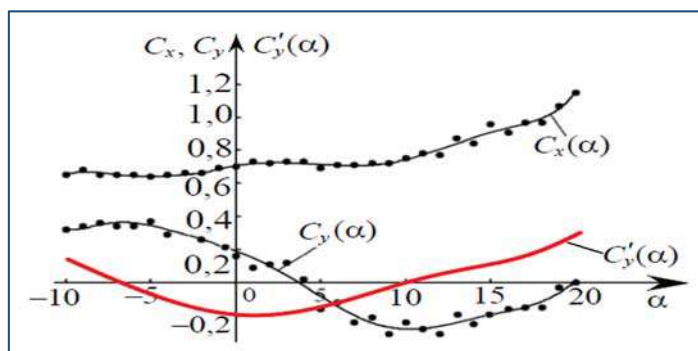


Рис. 3 – Зависимость аэродинамических коэффициентов лобового сопротивления, подъемной силы и его производное от угла атаки.

Для профиля провода ACSR – 95 мм² с гололёдом приведены результаты экспериментов, где определена зависимость от угла атаки аэродинамических коэффициентов: лобового сопротивления C_x , подъемной силы C_y и крутящего момента C_m (рис.4).

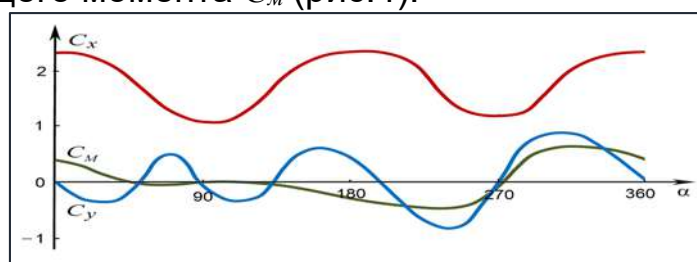


Рис. 4 – Зависимость квазистационарных аэродинамических коэффициентов от угла атаки.

Методами математического моделирования были построены графики зависимости параметров АДК от угла атаки, отражающие необходимые и достаточные условия неустойчивости по Ляпунову [11]. Как видно из графиков зависимости параметров АДК от угла атаки, условия неустойчивости по Ляпунову наблюдаются в диапазоне углов от - 8 до +10 градусов, когда выполняются условия неравенств (1), (2), т.е. $W(a) < 0$ и $G(a) < 0$ (рис.5.).

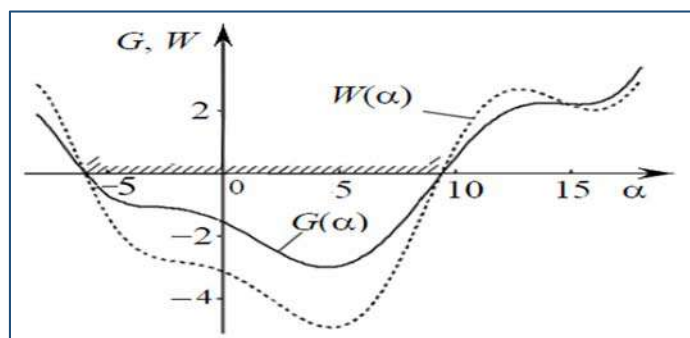


Рис. 5 – Зависимость параметров АДК, отражающих необходимые и достаточные условия неустойчивости от угла атаки.

В силу того, что длина рассматриваемых пролетов ВЛ, как правило, намного больше длины распространяемых поперечных волн, изгибной жесткостью провода пренебрегают. Поэтому при анализе энергетического баланса при пляске проводов рассматривают потенциальную энергию упругой деформации U , состоящую только из энергии растяжения U_p и энергии кручения U_k [9]. Ниже приведены выражения для расчета потенциальной энергии.

При растяжении:

$$U_p = \frac{1}{2} \int_0^l N \varepsilon dx = \frac{lEF}{2} \left(\varepsilon - \frac{\Delta^0}{L} \right)^2, \quad (4)$$

при кручении:

$$U_k = \frac{GJ_k}{2l} \int_0^l \varphi'^2 dx = \frac{GJ_k}{2l} \left[(\varphi_1 - \varphi_0)^2 + \sum_{n=1}^N \mu_n p_n^2 \right], \quad (5)$$

и, принимая,

$$\mu_n = \frac{(\pi n)^2}{2}; \quad \bar{l} = \frac{l}{L}, \quad (6)$$

получим полную потенциальную энергию упругой деформации в виде суммы энергий растяжения и кручения:

$$U = U_p + U_k = \frac{1}{2} \left\{ EF \left(l\varepsilon - \bar{l} \Delta^0 \right)^2 + \frac{GJ_k}{l} \left[(\varphi_1 - \varphi_0)^2 + \sum_{n=1}^N \mu_n p_n^2 \right] \right\}. \quad (7)$$

$$\text{где,} \quad \varepsilon = \frac{L-l}{l} = \frac{N}{EF}, \quad (8)$$

$$\Delta^0 = [1 + \alpha(t - t_0)]l - L. \quad (9)$$

В уравнениях (7), (8), (9): G – модуль сдвига; J_k – момент инерции кручения; N – сила натяжения провода; ε – относительная продольная деформация; E – модуль Юнга материала; F – площадь поперечного сечения провода; Δ^0 – температурное изменение длины провода в пролете; p_n – безмерный параметр; φ – угол кручения провода.

Заметим, что в выражениях (4) и (5) потенциальная энергия определяется только как энергия упругой деформации провода при растяжении и кручении. В этих выражениях потенциальная энергия гравитационного поля Земли не учитывается.

Как отмечалось выше, в большинстве работ в качестве расчетной модели провода принимают абсолютно гибкую нить, обладающую упругостью на растяжение и кручение. Кроме того, для проводов ВЛ, имеющих относительную стрелу провеса менее 5 % от длины провода, изменением тяжения вдоль пролета также пренебрегают. Для упрощения задачи принимают, что точки оси провода совершают движение только в плоскости, перпендикулярной продольной оси Ox . Поскольку для возникновения

пляски провода скорость ветра $V_в$, как правило, не превышает 25 м/с, что намного меньше число Маха ($M = V_в/V_{36} \approx 0,073 \ll 1$, $V_{36} \approx 340$ м/с – скорость звука в воздухе), поэтому среду (воздух) можно считать несжимаемой [12].

Тогда, математическое описание движения проводов при пляске можно выразить системой дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих поступательные и крутильные колебания провода. С учётом указанных допущений уравнения колебаний провода записываются в виде:

$$m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} - mh \left[\sin \theta \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} + \cos \theta \left(\frac{\partial \theta}{\partial t} \right)^2 \right] + \delta \frac{\partial y}{\partial t} = mg + N \frac{\partial^2 y}{\partial s^2} + Y, \quad (10)$$

$$m \frac{\partial^2 z}{\partial t^2} + mh \left[\cos \theta \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} - \sin \theta \left(\frac{\partial \theta}{\partial t} \right)^2 \right] + \delta \frac{\partial z}{\partial t} = N \frac{\partial^2 z}{\partial s^2} + Z, \quad (11)$$

$$(I + mh^2) \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} + mh \left(\cos \theta \frac{\partial^2 z}{\partial t^2} - \sin \theta \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} \right) + k \frac{\partial \theta}{\partial t} = mg h \cos \theta + GJ \frac{\partial^2 \theta}{\partial s^2} + M \quad (12)$$

Здесь y, z – проекции координаты точки оси жесткости провода на оси Oy и Oz соответственно; δ – коэффициент демпфирования поперечных колебаний; m – масса единицы длины растянутого провода; h – расстояние между центрами массы и жесткости сечения провода с гололёдом (эксцентриситет); g – ускорение свободного падения; N – натяжение провода; I – момент инерции кручения провода с гололедом, относительно центра жесткости; k – коэффициент демпфирования крутильных колебаний; GJ – крутильная жесткость провода; Y, Z – проекции погонной аэродинамической силы на координатные оси Oy и Oz соответственно; M – погонный аэродинамический момент [13]. Рис. 6.

Как правило, систему нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, приведенных в (11), (12), (13), решить простым интегрированием невозможно. Поэтому для их решения применяются различные численные методы математической физики. Заметим, что в уравнениях (11), (12), (13) не учитывается смещение точки центра жесткости по оси x , т.е. по оси провода.

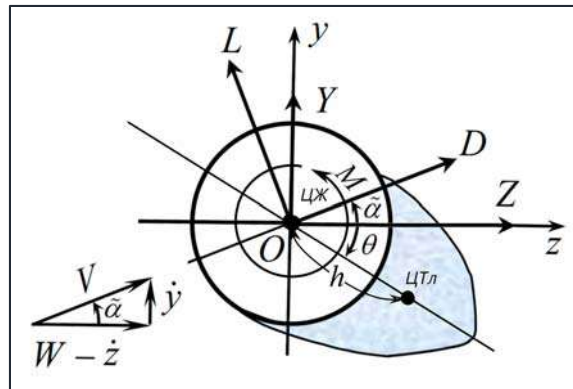


Рис. 6 – Пояснение к уравнению движения провода.

Допуская возможность пляски проводов при отсутствии гололеда в [12] отмечено, что "при отсутствии гололеда частота вертикальных колебаний провода намного ниже его крутильной частоты для ВЛ с одиночными проводами, эта разница составляет для наиболее массовых типов проводов и длин пролетов 5-7 крат".

Гравитационное приращение длины провода в пролете

Известно, что длина провода в пролете всегда больше чем длина самого пролета, т.е. больше длины линии, соединяющей точки крепления провода:

$$L = l + \frac{8f^2}{3l} = l + \frac{\rho^2 l^3}{24N^2} \quad (13)$$

где L – длина провода; l – длина пролета; f – максимальное значение стрелы провеса провода; ρ – удельный весь провода; N – натяжение провода.

При монтаже провода до достижения проектного значения натяжения N , провод получит линейное расширение (удлинение), в зависимости от прилагаемого усилия (осевое тяжение) и значения упругой жесткости провода, в соответствии с уравнением состояния проводов:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 E l^2}{24\sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma^2 E l^2}{24\sigma_0^2} - \alpha E (t - t_0) \quad (14)$$

Полное удлинение провода, при этом, состоит из двух частей: упругой продольной деформации ε , зависящей от модуля Юнга E и натяжения провода N (8), и температурного линейного расширения Δ° (9). Для определенности, линию, соединяющую точки крепления проводов к опорам (вместе с изолирующими подвесками), назовем визирной линией (рис. 7).

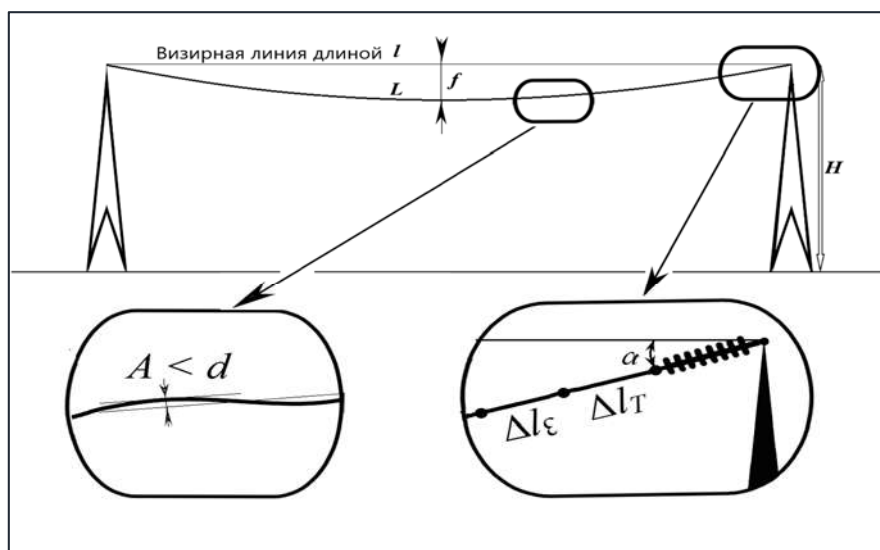


Рис. 7 – Пояснение к гравитационному и температурному приращению провода в пролете.

Заметим, что изолирующие натяжные подвески в натянутом состоянии располагаются, как правило, по линии натяжения провода. Поэтому длина натяжной подвески всегда больше, чем проекции их длины на визирную линию, т.к., $l_{из} \cos \alpha \ll 1$. Где, $l_{из}$ - длина изолирующей подвески; α - угол между осевой линией гирлянды и визирной линией. Тогда длина провода вместе с натяжными изолирующими подвесками будет удовлетворять следующее неравенство:

$$l \leq L = l_{из}(1 - \cos \alpha) + l[1 + \varepsilon + a(t - t_0)] \quad (15)$$

Отсюда вытекает очень важный вывод: если исключить влияние гравитации на провод или равномерно приподнять провод до визирной линии, то величина осевого натяжения провода уменьшается до нуля. Что это означает? Это означает, что при пляске провода с амплитудой, сравнимой со стрелой провеса и смещением ЦТ, натяжение провода обязательно проходит через нулевое значение. А колебания (пляска) происходит при непосредственном участии консервативных сил гравитационного поля Земли. Таким образом, при пляске проводов воздействующая сила (ветер, динамическое воздействие коротких замыканий и других импульсных или квазигармонических сил) повышает потенциальную энергию ЦТ проводов, что нарушает равновесие действующих сил, а консервативная сила гравитации является главной возвращающей силой при смещении ЦТ провода от положения равновесия.

Это является главным отличием вибрации от пляски, т.к. при вибрации происходит отклонение провода от равновесия, относительно натяжения провода. При этом главной силой, возвращающей к точке равновесия, является упругая деформация провода и силы натяжения. Крутильные колебания также происходят в окрестностях равновесия упругих сил сопротивления проводов к крутящему моменту. Поэтому необходимо анализировать, можно ли при расчете пляски проводов применять системы дифференциальных уравнений, где натяжение проводов является основной противодействующей силой, как и система уравнений для расчета колебания струны. Потому что колебания струны происходит исключительно в окрестностях равновесия, создаваемого натяжением струны, где соблюдаются неравенство:

$$\frac{\rho_{стр}}{N} = \frac{17,4 \times 10^{-3} \text{ Н}}{20 \text{ Н}} = 8,7 \times 10^{-4} \ll 1 \quad (16)$$

где, $\rho_{стр}$ - удельный вес струны; N - среднее тяжение струны.

При пляске колебания проводов происходит в гравитационном поле Земли с изменением потенциальной энергии центра тяжести провода.

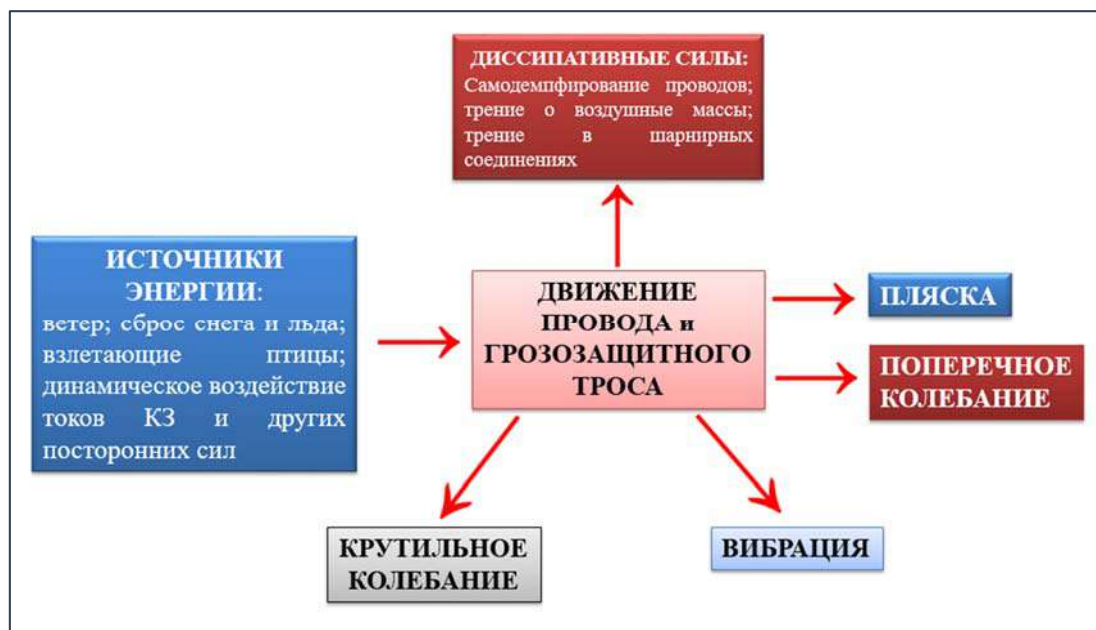


Рис. 8 – Пояснение к распределению энергии воздействия внешних сил на провод.

Таким образом, пляска - это низкочастотное колебание, закрепленных с двух концов, проводов и их центра тяжести (далее - ЦТ), расположенных в гравитационном поле Земли при динамическом воздействии электромагнитных, природно-климатических и иных факторов. Динамическое воздействие любых сил, повышающих потенциальную энергию ЦТ провода в гравитационном поле Земли, вызывает смещение ЦТ на более высокий уровень, что приводит к возникновению противодействия силы земного тяготения, которое будет стремиться вернуть его в исходное положение. Избыток потенциальной энергии, полученный при этом, будет превращаться в кинетическую энергию, раскачивающую провод в окрестностях точки равновесного состояния, вызывая колебательное движение, которое постепенно погашается действием диссипативных сил (рис.8). Эти колебания проявляются в виде распространяющихся поперечных и продольных волн, переходящих при определенных условиях в стоячие волны.

Электромагнитное воздействие, приводящее к пляске проводов, как правило, происходит кратковременно (апериодическое составляющее токов коротких замыканий), имеет небольшую энергию и не приводит к длительным колебаниям проводов с большой амплитудой. Поэтому они не заслуживают большого внимания.

Динамические силы, обусловленные природно-климатическими факторами, как одновременный взлет большого количества птиц, сидевших на проводах, выпадение прилипших снежных и ледяных отложений на проводах, оказывают, порой и многократное, но импульсное воздействие, энергия которых в редких случаях могут привести к пляске проводов. Ветровые воздействия могут существовать длительное время и передавать колебательной системе достаточно большую энергию, способную изменить положение ЦТ и вызывать колебания с большой амплитудой.

Выводы

1. Провода ВЛ, закрепленные по концам, имеющие нормированное натяжение и стрелы провеса, являются механической колебательной системой, расположенной в гравитационном поле Земли.
2. В состоянии покоя ЦТ проводов ВЛ имеют минимальную потенциальную энергию в гравитационном поле Земли, и любое механическое воздействие, которое может изменить положение ЦТ, может вызывать пляску проводов.
3. Пляска - это низкочастотное колебание, закрепленных с двух концов, проводов и их центра тяжести, расположенных в гравитационном поле Земли, при динамическом воздействии электромагнитных, природно-климатических и иных факторов.
4. Динамические силы, обусловленные природно-климатическими факторами, прежде всего, ветровые воздействия, могут существовать длительное время и передавать проводам ВЛ достаточно большую энергию, которая может привести к изменению положения ЦТ проводов и вызывать колебания (пляски) с большой амплитудой.

Литература

1. Glauert H. The Rotation of an Aerofoil About a Fixed Axis / H. Glauert // Reports & Memoranda / Great Britain Advisory Committee for Aeronautics. 1919. No 595. 8 p.
2. Den-Hartog J.P. Transmission Line's Vibrations Due to Sleet / J. P. Den-Hartog // Transactions AIEE. 1932. Vol. 51. P. 1074–1076.
3. Наумовский Л.Д. Необычайная пляска проводов / Л.Д. Наумовский // Электрические станции. 1975. №4 С. 72-74.
4. Сергей И.И. О моделировании пляски проводов воздушных ЛЭП и параметрическом анализе эффективности маятниковых гасителей // И.И. Сергей, А.А. Виноградов, А.Н. Данилин, Н.Н. Курдюмов / Вестник ПНИПУ. Механика 4. 2018. С. 256–265.
5. Ржевский С.С. Критерий пляски проводов ВЛ с крутильными колебаниями / С.С. Ржевский // Известия Вузов. Энергетика 1975. С. 5- 7.
6. Данилин А.Н. Аэроупругие колебания проводов воздушных ЛЭП: формулировка задачи, нелинейные уравнения движения // А.Н. Данилин, Ф.Н. Шклярчук / Механика композиционных материалов и конструкций. 2015. № 3. С. 328–337.
7. Марчевский И.К. Математическое моделирование обтекания профиля и исследование его устойчивости в потоке по Ляпунову: дис. канд. физ.-мат. наук. М., 2008. 119 с.
8. Иванова О.А. Математическое моделирование аэроупругих колебаний провода линий электропередачи дис. канд. физ.-мат. наук. М.: 2013. 142 с.
9. Шавня Р.А. Математическая модель явления галопирования обледенелых проводов // Р.А. Шавня / Труды МАИ. Выпуск № 114, с.1-18.
10. Джаманбаев М.А. Физическая и энергетическая модели пляски проводов линии электропередачи / М.А. Джаманбаев, Н.Б. Жумахан, Е.С. Ильясов // Механика и технологии / Научный журнал. 2022. №4(78). С. 75-80. <https://doi.org/10.55956/QPSL9304> (обращение от 03.05.2023).
11. Ванько В.И. Пляска проводов ЛЭП - неустойчивость по Ляпунову // В.И. Ванько, И.К. Марчевский. Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2014. №6. С. 14-23.
12. Черный Г.Г. Газовая динамика. М.: Наука. 1988. 424 с.
13. Сергей И.И. О моделировании пляски проводов воздушных ЛЭП и параметрическом анализе эффективности маятниковых гасителей // И.И. Сергей, А.А. Виноградов, А.Н. Данилин, Н.Н. Курдюмов / Вестник ПНИПУ. Механика 4. 2018. С. 256 – 265.

УДК 621.316.3.110.

ПУТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЕГО НАДЕЖНОСТИ

Мирзаабдуллаев¹ А.О.

Аннотация

В статье проведен сравнительный анализ эффективности управления электроэнергетикой в Советском Союзе и современной России, отмечены тенденции развития электросетевого комплекса страны. Большое внимание уделено влиянию изменений, происходящих в структуре управления электроэнергетикой России, на техническое состояние сетевых активов, объемы и качество технического воздействия и, как результат, на надежность функционирования энергетических объектов. На основании анализа собранного фактического материала показаны результаты реального состояния в существующих сетевых компаниях страны, проведена качественная оценка эффективности функционирования, структуры управления и векторов развития.

Ключевые слова: план ГОЭЛРО, энергетическая система, структура управления, реструктуризация, цифровая трансформация, диагностика.

Введение

Сегодняшняя электроэнергетика России сформировалась как единая система, глубоко интегрированная в бурно развивающееся народное хозяйство в 30-е годы XX века. Началом ее развития, безусловно, является разработка и реализация Государственной программы электрификации всей России – плана ГОЭЛРО, созданного по инициативе и всемерной поддержке основателя первого в мире социалистического государства В.И. Ленина. Его замыслы об электрификации всей России были изложены в письме к Г.М. Кржижановскому, где он писал: "Нельзя ли добавить план не технический (это, конечно, дело многих и не скоропалительное), а политический или **государственный**, т.е. задание пролетариату? ... Примерно: в 10 (5?) лет построим 20-30 (30-50?) станций, чтобы всю страну усеять центрами на 400 (или 200, если не осилим больше) верст радиуса; на торфе, на воде, на сланце, на угле, на нефти (примерно перебрать Россию всю, с грубым приближением). В 10-20 лет мы Россию всю, и промышленную, и земледельческую, сделаем электрической" [1].

Уникальность плана ГОЭЛРО проявилась в процессе его блестящей реализации, потому как до этого во всем мире этот план высмеивался и подвергался жесточайшей критике. «Сделаем Россию «электрической» – мечтал Ленин в 1920 году, когда в стране не было ни экономики, ни

¹ АО «Техническая инспекция ЕЭС», г. Москва, Россия, e-mail: Mirzaabdullaev-AO@ti-ees.ru

промышленности, ни хлеба. «Кремлевский мечтатель», впавший в «утопию электрификации», – напишет английский фантаст Герберт Уэллс в своем очерке «Россия во мгле» [2].

План ГОЭЛРО был всесторонне обоснован проектом, для создания которого было мобилизовано усилие выдающихся ученых и инженерно-технических работников. Всего к работе над планом ГОЭЛРО было привлечено более 240 специалистов, из которых 90 – работали на постоянной основе. Среди них А.В. Винтер, И.Г. Александров, Г.О. Графтио, Р.Э. Классон, К.А. Круг, А.А. Горев, Л.К. Рамзин, Б.И. Угримов, М.А. Шателен, Б.А. Флоренский – цвет русской электро-тепло- и гидротехнической школ, хрестоматийные фамилии-символы, не требующие комментариев.

Технико-экономическое обоснование по размещению энергообъектов было определено по принципу близкого расположения к источникам топлива (торф, уголь) и к крупным потребителям электрической энергии и тепла. В плане, как отмечал В.И. Ленин, особое внимание должно быть обращено «...на электрификацию промышленности и транспорта и применение электричества к земледелию; использование **непервоклассных** сортов топлива (торф, бурый уголь) для получения электрической энергии **с наименьшими затратами на добычу и перевоз горючего**; водные силы и ветряные двигатели вообще и в применении к земледелию» [3].

План ГОЭЛРО положил начало государственной системе планирования в СССР. Он предвосхитил теорию, методологию и проблематику будущих пятилетних планов и явился первым в истории перспективным единым общегосударственным планом развития всех сфер экономики на основе электрификации. На основании плана ГОЭЛРО в СССР была создана уникальная Единая энергетическая система.

Структуры управления электроэнергетикой в СССР и в современной России

Электроэнергетика, как стратегическая отрасль, очень важна для существования и развития всего народного хозяйства: для промышленности, науки, медицины, сельского хозяйства, благосостояния народа, а также для обеспечения и укрепления обороноспособности государства. Г.М. Кржижановский считал, что управление электроэнергетикой – дело государственной важности, рыночные отношения в ней и передача ее в частные руки недопустимы: "Если электричество - тот воздух, которым дышит современная промышленность, то каким образом этот воздух может быть предметом вольного торга, может распределяться по произволу частных лиц?" [4].

Структура управления электроэнергетикой СССР была идентична типовому управлению промышленных предприятий, вертикально интегрированных снизу доверху, и формировалась органично с

созданием и развитием отрасли. Основным технологическим звеном энергопроизводства являлась **энергосистема**, представляющая собой совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативно-диспетчерское управление [5]. Для оценки участия государства в управлении функционированием и развитием электроэнергетики страны достаточно посмотреть на организационную структуру Министерства энергетики и электрификации СССР (Минэнерго СССР). В этой структуре присутствовало все необходимое не только для нормальной организации эксплуатации действующих энергообъектов, но и для их неуклонного развития, подготовки квалифицированных кадров, проектирования, строительства, монтажа, наладки и обеспечения всеми материалами и оборудованием, а также для создания необходимых жилищных условий работников. Кроме того, Министерство создавало все условия для опережающего развития энергетической науки и передовой технологии.

Анализируя состояние электроэнергетики СССР в конце 90-х годов прошлого столетия, оценивая ее эффективность и бесспорные достижения, приходится констатировать, что **не было никакой необходимости в столь кардинальной ее реструктуризации**. Потому, что создание мощных территориальных энергообъединений и организация их параллельной работы в составе Единой энергосистемы (далее - ЕЭС) страны позволило значительно повысить эффективность работы электроэнергетики, что видно из основных показателей [6] (рис.1).

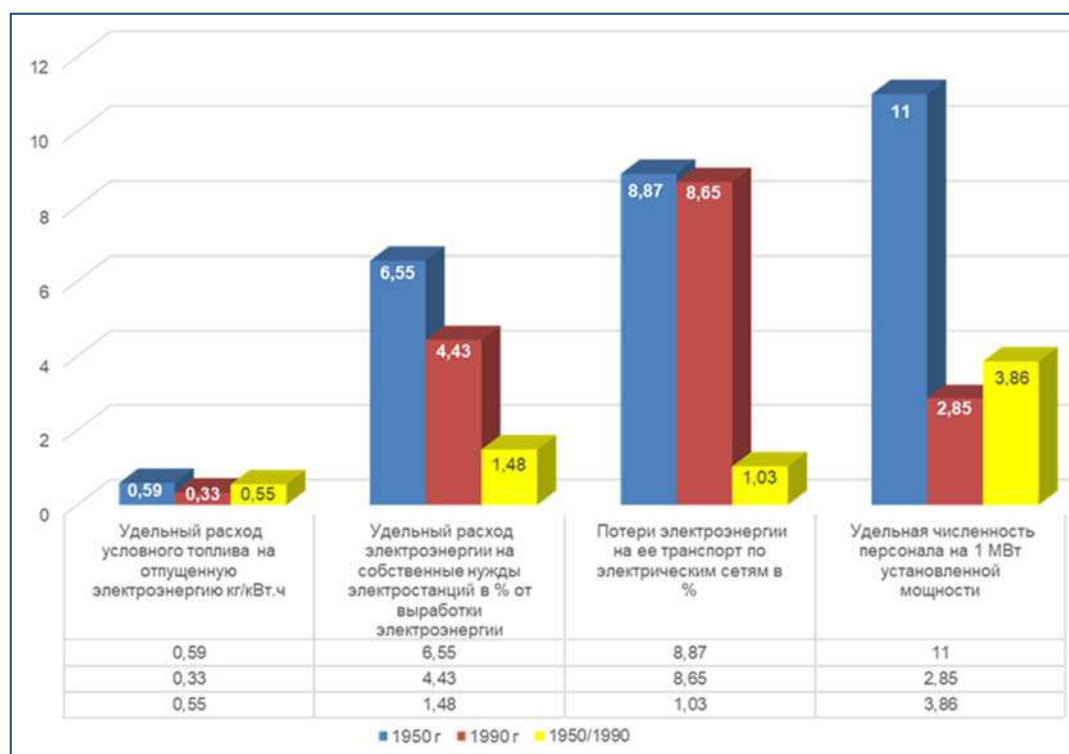


Рис. 1 – Динамика роста основных показателей эффективности энергопроизводства.

Объединение энергетических систем к началу 70-х годов прошлого столетия между собой давало значительный экономический эффект. За счет межсистемного перетока в ЕЭС СССР была снижена потребная мощность для покрытия максимума нагрузок на 4,5 млн кВт [7].

Энергетический комплекс СССР целиком и полностью управлялся Минэнерго СССР.

Согласно Положению, основными задачами Минэнерго СССР были: создание и опережающее развитие энергетической основы промышленности и современных технологий в сельском хозяйстве, которые были направлены на [8]:

- обеспечение всемерного развития энергетики и электрификации на основе научно-технического прогресса;
- выполнение заданий государственного плана, соблюдения государственной дисциплины;
- обеспечение при минимальных затратах общественного труда бесперебойного снабжения народного хозяйства электрической и тепловой энергией;
- проведение единой технической политики в отрасли, внедрение новейших достижений науки и техники;
- рациональное использование основных фондов;
- внедрение научной организации труда и управления;
- обеспечение безопасных условий труда;
- улучшение жилищных и культурно-бытовых условий работников.

На этом фоне структура и задачи современного Министерства энергетики Российской Федерации выглядят весьма скромно. Минэнерго России не принимает прямое участие в управлении и руководстве энергетическим комплексом, лишь осуществляет контроль и надзор за использованием бюджетных средств в электроэнергетике, за добычей и реализацией энергоносителей.

Глубокий кризис 90-х гг. вызвал спад производства в электроэнергетике на 21%. Уровень инвестиций в отрасль снизился в 5 раз, что привело за последующие 10 лет к росту износа оборудования до 52%, снижению объемов капитального ремонта и его качества [9]. При этом, основным **вектор развития экономики России** был направлен не на восстановление и укрепление экономики, а **на** раздробление ее производительных сил и **внедрение рыночных отношений**.

В результате, созданный при СССР всей страной, единый электроэнергетический комплекс превратился в тысячи, технологически не связанных между собой, бизнес-единиц и процессов, компаний и организаций, малых, средних и крупных предприятий. Большинство из них оказались в частных руках и были наделены самостоятельными, часто противоречивыми целями и задачами получения прибыли. Реформа электроэнергетики фактически ликвидировала главное преимущество ЕЭС СССР путем отделения функций естественных монополий от, так называемых, конкурентных функций [10].

К 2013 г., в результате реформирования электроэнергетической отрасли, сформировалась следующая структура электросетевого комплекса [11]:

1) ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» (ФСК ЕЭС) - организация по управлению единой национальной электрической сетью (ЕНЭС), занимающаяся эксплуатацией около 90% линий напряжением от 220 кВ до 750 кВ.

2) Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), эксплуатирующие линии напряжением от 0,4 до 110 кВ и занимающие около 70% рынка электросетевых услуг. Крупнейшими сетевыми компаниями являются ПАО «Россети» (в том или ином виде присутствует в 77 из 85 субъектов Российской Федерации), ПАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», АО «Оборонэнерго» и АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания».

3) Территориальные сетевые организации (ТСО), эксплуатирующие в основном линии напряжением от 0,4 до 10 кВ. Их количество достигло 3000, и на их долю приходится около 30% рынка электросетевых услуг.

Следуя заданному в конце прошлого тысячелетия вектору "развития" и мотивируя техническим прогрессом, "цифровой трансформацией", электроэнергетика России все дальше отдаляется от позиций ГОЭЛРО и теряет два главных принципа, положенных в основу создания ЕЭС СССР – надежность энергоснабжения и максимальное снижение общесистемной себестоимости электроэнергии.

Доля электросетевой составляющей в структуре цены на электроэнергию к настоящему времени достигла 60%. Это в 3 раза выше, чем в 1990 г., и в 2 раза выше, чем в промышленно развитых странах [12].

Рыночная стихия – главный тормоз в повышении надежности электросетевого комплекса

Наука и технический прогресс не стоят на месте, появляются новые системы управления, методы и средства диагностики и контроля состояния элементов ВЛ, оборудования электрических станций и подстанций. Многие приборы и методики диагностики приспособлены для дистанционного контроля и мониторинга без вмешательства в режим работы контролируемого оборудования. Эти приборы получили общее название – приборы неразрушающего контроля. Они позволяют, с одной стороны, повысить эффективность и качество диагностики, с другой, – дают возможность автоматизировать процесс, повысить производительность и уменьшить (исключить) человеческий фактор при оценке важнейших контролируемых параметров энергообъекта. На ВЛ 35 кВ и выше можно, например, с помощью тепловизора контролировать качество контактных соединений, лазерными дальномерами измерить все нормируемые габаритные расстояния, ультрафиолетовыми и ультразвуковыми приборами контролировать состояние изоляции, трасс, проводов и линейной арматуры, определить источники коронных

разрядов. Применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) с навесными приборами позволяет оперативно провести осмотр ВЛ с фото-видео регистрацией результатов. При наличии навесных приборов дистанционного контроля можно регистрировать и другие контролируемые параметры элементов ВЛ. Однако, финансовые ограничения не дают возможность оснастить этими приборами сетевые компании в нужном количестве, а также обучить и аттестовать для этого персонал. При этом остаются трудоемкими, сложными и не поддающимися дистанционному контролю следующие параметры ВЛ: контроль состояния и измерение сопротивления заземляющих устройств опор, уровень загрязнения и наличия нулевых фарфоровых изоляторов в гирлянде, степень коррозии металлических элементов и состояние ж/б опор и фундаментов.

Для удобства примем следующие определения: **локальные энергетические объекты** – электрические станции и подстанции, **протяженные энергетические объекты** – кабельные и воздушные линии электропередачи.

Современные приборы неразрушающего контроля позволяют в локальных энергетических объектах (без вмешательства в режимы функционирования объекта) диагностировать если не все, то большинство контролируемых параметров и создавать достаточно объективную диагностическую карту. На основании этих карт можно ранжировать локальные объекты по их техническому состоянию.

На этой основе и родился **миф** о том, что, применяя современные приборы неразрушающего контроля, можно легко определить реальное **техническое состояние всех элементов электросетевого комплекса**. Далее, проведя на основании такой диагностики, ранжирование ВЛ и оборудования по их техническому состоянию, можно осуществить **ремонт по техническому состоянию** (рис. 2).



Рис. 2 – Выбор ВЛ по стратегии риск-ориентированного ремонта.

Однако, вся проблема состоит именно в сложности проведения комплексной диагностики ВЛ и получении реальной картины технического состояния.

Диагностирование ВЛ имеет весьма специфические особенности. Большинство ВЛ, как протяженные, многоэлементные объекты с разбросанными по всей трассе локальными элементами (опоры, изоляторы, заземляющие устройства и т.д.), расположены на открытом воздухе, сложном рельефе местности и, порой, недоступны даже для проведения осмотра, не говоря о проведении каких-либо работ или качественной диагностики. Нередко ВЛ проходят по лесам, болотам, горам, а в настоящее время и по строго охраняемым частным земельным владениям и запретным зонам (рис. 3).

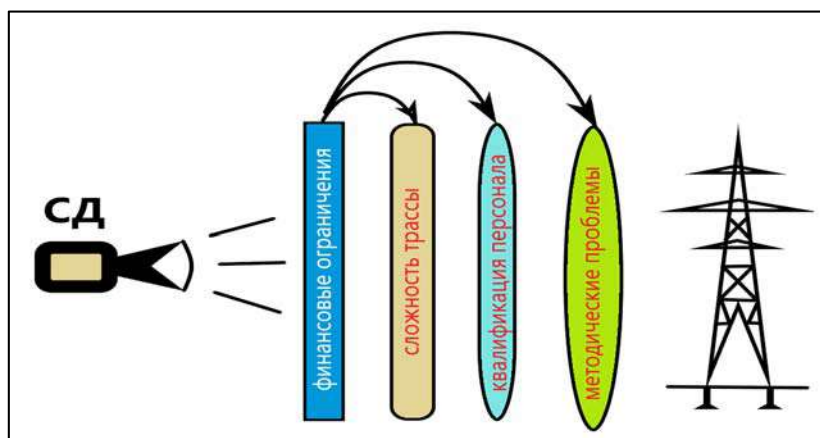


Рис. 3 – Проблемы диагностики элементов воздушных линий электропередачи.

ВЛ, в отличие от любого локального энергетического объекта, имеют особую сложность для проведения диагностики ее элементов. К сожалению, истинное техническое состояние ВЛ, исходя из показателей индекса технического состояния (далее – ИТС), в полной мере определить затруднительно. С одной стороны, сетевые компании пока недооценивают эту систему, зачастую подходят формально, и в результате расчетные значения ИТС носят весьма субъективный характер. А с другой стороны, – Методики расчета индекса готовности субъекта электроэнергетики к осенне-зимнему периоду (далее - ОЗП) [13] косвенно требуют, чтобы для получения паспорта готовности субъекта не было объектов со значением ИТС основного оборудования и ВЛ меньше 50. Это провоцирует сетевые компании стремиться не показывать оборудование и ВЛ со значением ИТС менее 50.

Второй **миф** касается объема, характера ремонта ВЛ и требуемых для этого финансовых средств. Расхожее мнение о том, что "при планово-предупредительном ремонте ВЛ регламенты определяют объем и периодичность технического воздействия на оборудование на основе норм наработки, независимо от фактического технического состояния и уровня риска", не имеет под собой никакого основания [9].

Это абсолютно ошибочное мнение, так как нормативы только устанавливают периодичность ремонтных работ на ВЛ, а объем и перечень работ при ремонте определяются по журналу неисправностей, по количеству и характеру выявленных дефектов и отклонений от требований норматива, то есть по фактическому техническому состоянию. Дефекты выявляются и фиксируются с момента последнего ремонта в процессе технического обслуживания, проведенных испытаний и измерений, что в совокупности определяет истинное техническое состояние ВЛ к началу ремонта. В процессе капитального ремонта практически все дефекты, зафиксированные в журнале, устраняются, и техническое состояние ВЛ повышается до уровня, близкого к предусмотренному проектному (первоначальному, заложенному при строительстве) уровню. Совокупная надежность всех элементов отремонтированной ВЛ позволяет гарантированно отработать установленное время. На основании статистического материала, собранного со всего Советского Союза, анализа уровня аварийности и нормированной надежности, устанавливалась **периодичность ремонтов**. Для перехода на ремонт по техническому состоянию необходима комплексная диагностика и ряд организационно-технических мероприятий [14], чтобы реально определить техническое состояние всех ВЛ.

В настоящее время ограниченные финансовые средства, измененная структура управления техническим обслуживанием и ремонтом (ТОиР), сложность трассы и нехватка компетентного персонала не позволяют не только провести полноценный ремонт, но и полноценную диагностику (рис.3). Поэтому сетевые компании вынуждены в таких условиях выполнять ремонт только по аварийной стратегии.

Для реализации риск-ориентированной стратегии ремонта ВЛ также необходима комплексная диагностика всех линий, определение вероятности их отказа. Далее с учетом их важности в системе электроснабжения потребителей должны проводиться ранжирование и выбор наиболее подходящих для ремонта ВЛ (рис. 3).

Как видно из доклада ПАО Россети, в настоящее время в качестве стратегии ремонта выбран риск-ориентированный подход, то есть управление рисками и эффективностью [15].

В ПАО Россети физический и моральный износ оборудования и ВЛ составляет более 60%. Это требует крупных вложений на реконструкцию и техническое перевооружение. Но ПАО Россети, как известно из опубликованных документов, держит курс на "цифровую трансформацию" с перспективой завершения до 2030 года, выделив на это около 1,3 трлн руб. Этот курс обоснован организационно-распорядительными документами Минэнерго и Правительством РФ, а также опытом крупных мировых компаний.

Согласно стратегии, одной из главных задач цифровой трансформации является "децентрализация" электроэнергетики России, насыщение ее "современными распределенными, интеллектуальными

энергосистемами" [15]. Какие внешние вызовы требуют уничтожение централизованной электроэнергетики, не уточняется. Это фактически, полный отказ от завоеваний ГОЭЛРО, от преимущества большой энергосистемы и сознательное уничтожение ЕЭС страны.

В настоящее время в ПАО России имеется более 2,3 млн км. ВЛ. Из них почти 60% (1,38 млн км) имеет износ, около 500 тыс. км требует замены. Комплексная реконструкция и восстановление изношенных объектов при цифровой трансформации в перспективных планах ПАО Россети не рассматриваются.

Единая энергосистема России (СССР) изначально создавалась как основа развития экономики страны, и имела общегосударственное значение, потому и создавалась по государственной программе. А теперь, став объектом бизнеса, преобразовывается для оптимизации бизнеса без глубокого научно-технического, экономического обоснования, без учета и анализа имеющегося потенциала той системы, которая демонстрировала свои преимущества всему миру в прошлое столетие. Это преобразование, однако, не проработано как государственная программа, учитывающая 70-летний опыт развития и научно-технического потенциала. Для того, чтобы осознанно обозначить скорость и направление «перехода» нужно, понять, от чего и зачем мы хотим уйти, а также что нас ждет впереди? Зачем массово осуществлять такой энергетический переход в России, где более чем достаточно исходных углеводородных ресурсов? Ни экономически, ни технологически, ни политически для нас такой «энергетический переход» ничего не дает. Это просто дань европейской моде в ущерб собственным общенациональным интересам [10]. Важно учитывать, что дорогостоящая «оцифровка» того, что сегодня практикуется – это риск последующих переделок с не меньшими затратами [16]. Развитие объектов распределенной энергетики в России – процесс малоуправляемый, слабо регулируемый и плохо прогнозируемый. Необходимо на законодательном уровне определить цели, задачи и ожидаемые эффекты от создания локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной энергетики в России. С учетом текущих и перспективных вызовов требуется разработать и реализовать технические мероприятия для повышения отказоустойчивости, надежности и энергетической безопасности активных распределительных систем [17]. Ведь в структурной диверсификации речь идет не о "децентрализации" ЕЭС вообще, а о **дополнении** централизованного энергоснабжения децентрализованным [18].

Выводы

1. Единая энергетическая система России является стратегически важным объектом для всего народного хозяйства, обеспечивает энергетическую и государственную безопасность страны.
2. Цифровая трансформация, проводимая ПАО Россети, коренным образом преобразовывает структуру управления электросетевого

комплекса, главной целью которой становится повышение эффективности бизнеса и бизнес-процессов, не предусматривая при этом необходимый объем средств на восстановление комплекса.

3. Для предотвращения необратимых процессов в динамике изменения технического состояния технологического оборудования и ВЛ ЕЭС России, выражающихся в сверхнормативном износе основного оборудования, росте скрытых (не выявленных) дефектов и неисправностей, а также в целях осуществления эффективных мер по восстановлению нормального технического состояния объектов ЕНЭС, необходимо разработать, финансировать и реализовать соответствующую государственную программу.

4. Для разработки государственной программы необходимо создать уполномоченную комиссию (комитет) с привлечением ученых и специалистов, представителей профильных научно-технических, исследовательских учреждений Академии наук, представителей сетевых и генерирующих компаний.

Литература

1. Ленин В.И. Письмо Г.М. Кржижановскому // Полное собрание сочинений. 5-е изд. М.: Политиздат, 1974. Т. 40. Декабрь 1919 апрель 1920. С. 62-63.
2. Уэллс Г. Россия во мгле // перевод В. Пастоева и И. Виккер / предисловие [Г. Кржижановского](#). Москва, 1958. 104 с.
3. Ленин В.И. набросок плана научно-технических работ // Полное собрание сочинений / т. 36. С.228.
4. Кржижановский Г.М. Основные задачи электрификации России. Гос.издат, М.: 1920. 51 с.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Изд. ОМЕГА-Л. 2023. 219 с.
6. Баринов В.А. Создание комплексных интегрированных систем энергоснабжения // В.А. Баринов, И.Я. Редько. / Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ. 2021. С. 56-70.
7. Энциклопедия по машиностроению XXL, Энергетические системы. Гл.7. С. 260.
8. Положение о Министерстве энергетики и электрификации СССР утвержденный Советом Министров СССР от 14 марта 1969 года № 195.
9. Антоненко И.Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики. ЭнергоЭксперт № 1. 2020. С. 26-33.
10. Бушуев В.В. Осторожно: Энергетический переход...// В.В. Бушуев / Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху

цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ. 2021. С. 71-82.

11. Репетюк С.В. Электросетевой комплекс Российской Федерации: анализ состояния и организационная структура// С.В.Репетюк, Ю.В. Шевель/ Экспертно-аналитическая записка. 37 с.; em.ranepa.ru (дата обращения 24.06.2023).

12. Воротницкий В.Э. 20 лет реформирования отечественной электроэнергетики. Результаты. Проблемы. Пути решения // В.Э. Воротницкий, В.В. Михайлов/ Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ. 2021. С. 71-82.

13. Методика проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон. Утв. Приказом Минэнерго от 27.12.2017 №1233, с доп. Утв. Приказом Минэнерго от 12.02.2020, №87.

14. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. Утв. Приказом Минэнерго от 25.10.2017, №1013.

15. Гвоздев Д.Б. Применение риск-ориентированного подхода при планировании производственных программ ПАО «Россети»: докл. на V Науч.-практ. конф. «Контроль технического состояния оборудования объектов электроэнергетики», М., 06.12.2018. URL: http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/2018/present/02_Gvozdev_D.B._Prezentacija_Konferencija_EHS-2018.pdf (дата обращения 07.01.2020).

16. Кутовой Г.П. Конкурентный рынок электроэнергии как ключевой фактор повышения энергоэффективности социально-экономического развития страны //Г.П. Кутовой/ Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ. 2021. С. 130-144.

17. Илюшин П.В. Формирование локальных интеллектуальных энергосистем в условиях цифровизации электроэнергетики России //П.В. Илюшин/ Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сборник под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Издательство МЭИ. 2021. С. 106-129.

18. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9.06.2020 г. №1523-р.

УДК 621.311.019.3

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ИНФОРМАЦИОННОЕ НАПОЛНЕНИЕ

Чукреев Ю.Я.¹, Чукреев М.Ю.

Аннотация

Рассмотрены этапы совершенствования методического и модельного обеспечения задачи балансовой надёжности за последние годы с позиций разработки новых методических указаний (МУ) по проектированию энергосистем. Приводятся анализ разработанных и утвержденных Минэнерго РФ МУ и влияние их применения на принимаемые решения.

Ключевые слова: прогнозирование развития энергосистем, балансовая надёжность, методические указания, резерв мощности.

Введение

Планированию развития электроэнергетических систем (ЭЭС) во все времена уделялось должное внимание. К 90-м годам прошлого столетия была реализована иерархическая система, в рамках которой разрабатывалась стратегия развития генерирующих источников и линий электропередачи на перспективу от 5 до 20 лет. Методы, реализованные в программных разработках, позволяли решать задачи, связанные с управлением развития ЭЭС бывшего СССР. Решение задач прогнозирования потребности в электрической энергии и мощности; оптимизации перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети и сегодня используют накопленный тогда опыт. К сожалению, этого нельзя сказать о решении задачи балансовой надёжности (БН), с позиций ее влияния на создание новых или демонтаж устаревших генерирующих источников при управлении развитием ЭЭС России.

Под балансовой надёжностью в задаче управления развитием ЭЭС всегда и сегодня понимается ее способность обеспечивать спрос на электроэнергию и мощность потребителей в пределах заданных ограничений на поставки энергоресурсов с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе ее элементов. Важно отметить, что к задачам БН относятся лишь те, *решение которых связано с необходимостью учета отказов системы* из-за аварийных повреждений оборудования и случайных отклонений нагрузок, вызванных в основном температурным фактором. Отличие БН от других (режимной, структурной) состоит в том, что случайные состояния, вызванные незапланированными перерывами,

¹ Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО РАН (ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, chukreev@iespn.komisc.ru

могут продолжаться несколько десятков суток (внеплановый ремонт оборудования). При этом глубина возможного дефицита мощности может достигать значительных величин (десятки ГВт), когда несколько крупных генераторов выходят в аварийный ремонт.

Ровно 10 лет назад, на семинаре 2013 г., по просьбе Н.И. Воропая, нами был представлен обзорный доклад «Методические основы исследования балансовой надёжности электроэнергетических систем», опубликованный в разделе 1.2 монографии [1]. В нем отмечалось, что задача БН сложна и многогранна и в нашей стране, в силу известных причин с 1990 по 2010 годы, она практически не развивалась. Были приведены существовавшие подходы к решению задачи оценки показателей БН и ее синтеза, а также сущность критериев принятия управленческих решений по обоснованию резервов мощности. В итоге были выявлены проблемные вопросы задачи обеспечения БН в новых условиях перехода от централизованной системы управления к новой парадигме многостороннего процесса в условиях цифровизации, многокритериальности и множественности интересов. Они в основном сводились к следующему:

- формирование моделей расчетной схемы ЕЭС России для исследования различных задач балансовой надёжности;
- обоснование под новые условия критериев принятия управленческих решений с позиций обеспечения балансовой надёжности;
- формирование вероятностных показателей периодичности и продолжительности отдельных видов ремонтов (капитальных, средних, текущих и аварийных) для серийно выпускаемого оборудования;
- формирование вероятностных характеристик изменения нагрузки, вызванных в основном температурным фактором.

В представленном ниже материале авторы позволили себе сделать анализ того, что произошло в решении задачи обеспечения БН за последнее десятилетие (ориентировочно с 2011 г.).

1. Этапы совершенствования методического обеспечения

Как уже отмечалось до 2010 г. задача обеспечения БН была не столь актуальной. Это объясняется резким снижением электропотребления (в разных регионах от 10 до 40%) в период реформирования отрасли (90-е годы). Толчком для развития задач БН послужило Постановление Правительства РФ № 1172² в части проведения процедуры долгосрочных конкурентных отборов мощности (КОМ). Процедура была ориентирована на определение оплачиваемой генерирующей мощности на оптовом рынке, т.е. на выявление неэффективных генераторов. Этот процесс в значительной степени зависел от параметра спроса на мощность в планируемых на перспективный период балансах мощности. Участвующие в КОМ

² Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

и не прошедшие отбор генерирующие источники не подлежали оплате и при согласовании с Минэнерго РФ, могли быть демонтированными.

После опубликования данного постановления СО ЕЭС была предпринята первая попытка, направленная на формирование новых подходов к обоснованию уровня резервирования в ЕЭС, являющегося одной из составляющих спроса в балансе мощности. В 2011 г. Институту «Энергосетьпроект» была заказана НИР³ по совершенствованию, разработанных ими же, но устаревших методических рекомендаций (МР) 2003 г. [2]. Полученные, при содействии нашего Института, процентные величины нормативного резерва генерирующей мощности (НРГМ) не устроили Заказчика, особенно в части ремонтного резерва и были им значительно увеличены. Этапы изменения приведены в табл. 1 (столбец 1 – результаты нашего Института, столбец 2 – коррекция Энергосетьпроекта, столбец 3 – предложения по коррекции СО ЕЭС, столбец 4 – предложенные Минэнерго для утверждения). Методические указания (МУ) 2012 г. не были утверждены по многим причинам. В основном они касались использования старой информационной базы (другой просто не было) и в необоснованном завышении ремонтной составляющей с 4,04% (МР 2003 г.) до 6,8% в величине НРГМ.

Таблица 1. Сопоставление составляющих полного резерва мощности для ЕЭС России (без ОЭС Востока) в процентах к максимуму нагрузки

Параметр	ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН	Институт Энерго- сетьпроект	Предложе- ния «СО ЕЭС»	Не утвержден- ные МУ 2012 г.	МР 2003 г.
ЕЭС России (без ОЭС Востока)					
Нормативный резерв, в т.ч. без учета стратегического	15,04 / 15,55	16,70	22,18	20,5	16,06
– ремонтный	12,96 / 13,47	14,62	19,81	17,5	13,98
– стратегический	4,04	5,56	10,51	6,8	4,04
– оперативный	2,08	2,08	2,37	3,0	2,08
	8,92 / 9,43	9,3	9,3	10,7	9,94
Европейская часть ЕЭС России					
Нормативный резерв	15,59 / 16,23	17,49	21,08	20,1	17,00
ОЭС Сибири					
Нормативный резерв	12,94 / 13,53	13,70	26,20	22,0	12,00

Анализ приведенных результатов показывает на значительное увеличение по отношению к существующим в МР 2003 г. величин НРГМ, предложенных СО ЕЭС (22,18 %, столбец 4) и в неутвержденных МУ 2012 г. (20,5 %, столбец 5). В основном завышение связано с составляющей ремонтного резерва мощности, в предложениях СО ЕЭС в 2,5 раза, МУ 2012 г. в 1,5 раза. В последних двух строках табл. 1 приведены параметры нормативного резерва мощности для рассматриваемых в процедуре

³ Методические указания по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2011 г., одобрены НП «НТС ЕЭС» Секция. «Техническое регулирование в электроэнергетике», 20 июля 2012 г., не утверждены Минэнерго России.

КОМ Европейской и Сибирской частей ЕЭС России. Видно, что отличия в величинах резервов мощности значительные. При проведении процедуры КОМ величина НРГМ в ОЭС Сибири увеличивалась в силу возможных ограничений энергообеспеченности ГЭС, еще на 8,55% [3]. При этом НРГМ принимался не 12, как в МР 2003 г., а 17%. С учетом этого увеличение НРГМ для процедуры КОМ в ОЭС Сибири принимало величины около 9 ГВт или 26,55%.

С 2012 по 2014 годы наш Институт по заданию СО ЕЭС проводил исследования задачи БН и в большей степени только одной ее составляющей – задачи оценки ее показателей. По большому счету в них была предпринята попытка решения проблем, поставленных в упомянутой монографии [1] и приведенных во введении настоящей статьи. Были решены задачи информационной обеспеченности в части вероятностно определенной информации о внеплановых выводах в ремонт генерирующего оборудования, хронологического по часам года описания режимов электропотребления и его случайных изменений, вызванных колебаниями температуры. Намечались варианты формирования моделей расчетных схем ЕЭС России. Были реализованы методы оценки случайных состояний, учитывающие не только один, но и оба закона Кирхгофа [7].

В 2016 г. по заданию СО ЕЭС Институт выполнил исследования по сравнительному анализу уровня оперативного резерва мощности⁴ и новым подходам к его обоснованию.⁵ В первой работе много внимания было уделено анализу методических подходов и модельно-программных разработок применяемых в отечественной и зарубежной практике для оценки показателей БН и обоснования величин оперативного резерва мощности. Приведенная выше табл. 1 получена именно в этой работе. Нельзя не отметить, именно в ней были даны рекомендации по применению тех или иных нормативных значений к показателям БН в зависимости от принимаемых условий учета режима электропотребления [5]. К сожалению они не нашли должного отражения в утвержденных нормативных значениях показателей БН для территориальных зон в виде вероятности бездефицитной работы $\rho_{\text{норм.}} = 0,996^6$ или вероятности появления дефицита мощности $J_{\text{д}}^{\text{н}} = 1 - \rho_{\text{норм.}} = 0,004$.

Цель работы «Обоснование нормативных значений ...», выполненной в том же 2016 г. состояла в выработке соответствующих названию работы рекомендаций. Отметим два момента. Первый – учет режима электропотребления принят одним декабрьским суточным графиком, в предположении его действия на все рабочие дни года (как в МР 2003 г. [2]). Вторым –

⁴ Отчет о НИР Сравнительный анализ различий в распределении компенсационного резерва мощности между ОЭС в нормативных документах различных лет утверждения. / Сыктывкар, 2016 – 62 с.

⁵ Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с.

⁶ Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

исследования проводились для представленной заказчиком работы СО ЕЭС модели расчетной схемы ЕЭС, из 6 территориальных зон в виде ОЭС с транзитной зоной Казахстана (без ОЭС Востока). Принятие такой модели расчетной схемы, а не модели с дроблением ОЭС и достижением 50-ти территориальных зон, как в работе Института «Энергосетьпроект» можно объяснить результатами, приведенными в табл. 1. В числителе дроби столбца 2 приведены величины полного и оперативного резервов мощности при числе территориальных зон, равном числу ОЭС, в знаменателе – равном 50-ти. Как видно отличия в уровнях резервов мощности незначительны и не превышают даже 0,5 процента.

По генерирующему оборудованию была актуализирована информация об его аварийности и влиянию применяемой в условиях наличия значительных избытков генерирующей мощности политике проведения плановых ремонтов по состоянию оборудования. Ремонты при такой политике выросли с 4,04% до 8,87%. По режимам электропотребления актуализации подверглись случайные изменения нагрузки, вызванные температурными вариациями с учетом их корреляционной зависимости в рамках территорий, охватываемых ОЭС. Результаты разработанных рекомендаций приведены во 2 и 3-м столбцах табл. 2. В ней плановые ремонты по рекомендации СО ЕЭС приняты величиной 8,87%. Видно, что учет корреляции температурного фактора приводит к значительному увеличению величины оперативного резерва мощности (9,99 и 6,86%). Обращает на себя внимание уменьшение процента оперативного резерва мощности, приведенных в столбце 3 табл. 2 (6,86%) по отношению к столбцу 2, табл. 1 (8,97%). Это обусловлено снижением средней аварийности генерирующего оборудования с 3,68% [6] до сегодняшних 2,77%, изменением случайных отклонений нагрузки от заданной величины и фактором наличия избыточной пропускной способности связей. Напомним, что результаты табл. 1 получены с оптимизацией пропускных способностей связей. Результаты табл. 2 показывают, что учет корреляционной зависимости температуры приводит к значительному повышению величины оперативного резерва мощности (на 3,13%). Необходимо отметить, что завышение заказчиком работы ремонтной составляющей на 4,83% (с 4,04% (табл. 1) до 8,87%) нивелирует это увеличение. С учетом этого величина НРГМ, полученного на новой информационной базе, составила только 14,03%.

Таблица 2. Влияние различного представления режима электропотребления на составляющие нормативного резерва мощности

Параметр	График нагрузки – декабрьские сутки		Часовой годовой график	
	С учетом корреляции	Без учета корреляции	С учетом корреляции	Без учета корреляции
1	2	3	4	5
Нормативный резерв – оперативный	18,86 9,99*	15,73 6,86*	15,61 6,74**	13,53 4,66**

*) результаты получены в приведенной НИР (ссылка 6);

**) результаты, полученные в данной статье.

В феврале 2018 г. на базе «НП Совет рынка» был открыт конкурс по разработке Порядка определения резерва генерирующей мощности ЕЭС России. В марте этого же года победителями конкурса были признаны два академических Института РАН: ИСЭМ СО РАН и ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН. В соответствии с условиями Договора работа должна была быть выполнена в течение 6-8 месяцев, однако по непонятным причинам затягивалась. В декабре 2018 г. ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, в силу реорганизации и вхождения в ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, вышел из контракта (официальная версия). Работа с ИСЭМ СО РАН продолжалась и только к концу 2020 г. результаты были приняты заказчиком работы. Полученные ИСЭМ СО РАН результаты по величинам уровней НРГМ для ЕЭС России (примерно 13%)⁷ согласовывались с исследованиями ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (табл. 1, 2-я строка, 2-й столбец). Следовало бы предположить, что предложенный ИСЭМ СО РАН порядок определения величины НРГМ должен был стать основой новых методических указаний по проектированию развития энергосистем [10].

Практически все наработанные с 2012 по 2016 гг. в рамках выполнения работ с СО ЕЭС по методическому обеспечению задачи БН в том числе и учету территориальной корреляции случайных изменений, вызванных колебаниями температуры в той или иной форме вошли в Национальный стандарт РФ [7]. Это можно отнести к положительным моментам проведенных исследований. Следует отметить, что результаты этих исследований частично были представлены в монографии [4] и работах [8, 9]. К сожалению, проведенные исследования ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН и ИСЭМ СО РАН не нашли понимания СО ЕЭС и Минэнерго России по вопросам обоснованных величин нормативного резерва мощности. Можно предположить, что именно поэтому не стали основой разработки новых МУ.

2. Анализ новых МУ 2022 г. с позиций обеспечения балансовой надежности

В новых МУ в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26.03.2003 принята двухуровневая модель планирования, направленная на разработку двух программных документов – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития (СиПР) электроэнергетических систем России. Обоснование решений по обеспечению БН при разработке этих программных документов, так или иначе, сопряжено с особенностями формирования баланса мощности и методическими положениями оценки и обеспечения БН. Этим вопросам посвящены две главы (V и VI) МУ.

Балансы мощности изначально подразумевают наличие равенства между приходной (генерация) и расходной (потребление) ее частями. В самом начале главы отмечается, что при формировании балансов мощности должен учитываться расчетный резерв, понятие которого в дальнейших пунктах этой и последующих глав МУ не встречается. Вместо

⁷ <http://isem.irk.ru/news/article-2021-03-19>

этого вводится понятие (п. 87) требуемой мощности электростанций для обеспечения баланса мощности ($P_{\text{треб.}}$). Ее определение осуществляется из условий обеспечения нормативного показателя БН ($\rho_{\text{норм.}}$) (п. 113). При этом совершенно очевидно, что разница между $P_{\text{треб.}}$ и величиной потребности в мощности ($P_{\text{потр.}}$) (п. 82) как раз и есть тот самый расчетный или НРГМ. Следует особо подчеркнуть, что понятие требуемой мощности вводится только в рамках разработки (актуализации) Генеральной схемы. Для разработки СиПР это понятие, как и понятия избытка и баланса мощности, полностью игнорируются.

Отличительной особенностью новых МУ является введение главы «Обеспечение балансовой надежности». В предыдущих редакциях МУ и МР БН обеспечивалась выполнением требований к величинам НРГМ территориальных зон ЭЭС. Их величины определялись путем многовариантных расчетов ЭЭС и приводились процентом от максимальной нагрузки [6]. Новые МУ направлены на выработку управленческих решений в результате расчета показателей БН в виде вероятности бездефицитной работы (ρ). При этом важно отметить, что необходимость увеличения резервов мощности территориальных зон и пропускных способностей связей требуется при разработке обоих программных документов (п. 115). В тоже время решение актуальных для современной электроэнергетики вопросов выявления неэффективных генерирующих мощностей (п. 116) и их демонтажа (п. 117) может решаться только при разработке или актуализации Генеральной схемы.

В новых МУ алгоритмы принятия решений по обоснованию требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) и, следовательно, НРГМ территориальных зон ЭЭС не претерпели изменений по отношению к МР 2003 г. Этого нельзя сказать о методике решения задачи оценки показателей БН. Изменения связаны в основном с повышением информационной обеспеченности. Следует отметить, что почти вся вероятностно определенная информация, используемая для оценки показателей БН, формируется и используется только специалистами СО и не доступна для научного сообщества. Предполагаемые публичные обсуждения принятых управленческих решений, на наш взгляд, будут малоэффективны по причине отсутствия всего спектра исходной информации у заинтересованных сторон.

3. Оценка влияния, предложенных в новых МУ изменений, на принимаемые решения

К изменениям следует отнести новые подходы к учету: режимов электропотребления (пп. 97, б, 106), законов Кирхгофа (п. 109), модели расчетной схемы ЭЭС (п. 98), случайных отклонений потребления мощности, вызванных температурным фактором (п. 106). Влияние этих изменений апробированы и частично опубликованы [4, 7]. В тоже время, вошедшие в новые МУ положения, касающиеся вопросов учета плановых ремонтов оборудования (п. 102) и представления мощности ВИЭ, в том числе ГЭС (п. 83, д,ж) не апробировались и тем более не публиковались. Ниже

кратко приведен анализ влияния информации на принимаемые решения по развитию и демонтажу оборудования.

Представление режима электропотребления. Во множестве публикаций [4, 5, 9] было показано влияние различного представления режима электропотребления на принимаемые решения. Напомним, что в МР 2003 г. и в отчете работы 2016 г. (ссылка 5) режим электропотребления представлялся одним суточным графиком нагрузки декабря месяца, длящимся календарный год. В новых МУ, как и в Национальном стандарте, режим электропотребления представляется годовым почасовым графиком нагрузки (8760 ч).

Нормативный показатель БН для территориальных зон надежности ЕЭС в соответствии с Приказом Минэнерго № 321 (ссылка 6) остается до 2027 г. неизменным и, как в старых МР 2003 г., равным $\rho_{\text{норм.}} = 0,996$. Для этого показателя в табл. 2 (столбцы 4 и 5) приведены расчеты величины оперативного резерва мощности. Как видно, величины резерва мощности значительно отличаются от полученных при использовании применяемых в МР 2003 г. принципах учета режима электропотребления (столбцы 2 и 3).

Модель расчетной схемы ЕЭС и учет законов Кирхгофа. В новых МУ предлагается использование модели с большим числом зон надежности, чем при разработке МР 2003 г. и с условием выполнения обоих законов Кирхгофа при расчете случайно сформированных состояний генерирующей мощности. При этом пропускные способности определяются ограничениями передачи мощности по сечениям, полученным расчетным путем. Исследования, приведенные в ряде публикаций [4] показывают на достаточные расхождения в оценке режима при использовании разных моделей РДМ. В тоже время при оптимизации $P_{\text{треб.}}$ эти расхождения становятся не столь значительными за счет возможности перераспределения генерирующей мощности между зонами надежности. Экспериментальные расчеты показывают, что увеличение зон надежности расчетной модели ЕЭС может привести к увеличению оперативного резерва мощности на величину не превышающей более 0,5 процента от максимума нагрузки (числитель и знаменатель столбца 2 табл. 1), учет обоих законов Кирхгофа максимум на 0,2 процента [12].

Учет плановых ремонтов оборудования. Приведенные в новых МУ подходы к учету плановых ремонтов генерирующего оборудования незначительно отличаются от методики, применяемой в МР 2003 г. Имеются некоторые пояснения к отдельным типам генераторов. В любом случае можно констатировать, что ремонты не должны превышать среднестатистических данных. В соответствии с [5] все типы плановых ремонтов генерирующего оборудования составляют 8,87%. При этом примерно половина приходится на капитальные и средние ремонты, что значительно выше таковых в МР 2003 г. Эти данные получены при работе всего состава генерирующего оборудования. Их надо скорректировать на реально работающий состав, т.е. без учета избыточного. Такой учет уменьшит величину ремонтного резерва примерно на 2%.

Представление мощности ВИЭ, в том числе ГЭС. В новых МУ, как и в МР 2003 г., располагаемые мощности ГЭС и ВИЭ принимаются равными установленным величинам, за минусом ограничений, вызванных техническими и режимными параметрами (п. 83, д,ж). Конкретных исследований по такому представлению этих типов станций в литературе не имеется. При проведении процедуры КОМ, НРГМ в ОЭС Сибири увеличился на 8,55% из-за ограничений ГЭС. Приведенные в [3] исследования показали на необходимость снижения данной величины до 4,5%. Исследования по ВИЭ ОЭС Юга [11] показали, что влияние этих типов станций на величину НРГМ необходимо учитывать при их доле в выработке электроэнергии, превышающей 5-ти процентный барьер.

На основании представленных в данном разделе выкладок и результатов табл. 2 вытекает следующее. Влияние изменения представления исходной информации в новых МУ при существующих нормативных требованиях к показателям БН приведет примерно к тем же параметрам требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) или НРГМ, что были и в МР 2003 г. Многочисленные расчеты показали, что величины НРГМ для ЕЭС в целом будут колебаться в пределах от 13,5 до 16,5% (для нашего примера – $6,74+0,5+0,2+8,87-2=14,31\%$).

Краткое резюме

Введение в новых МУ раздела по обеспечению балансовой надежности приведет к негативным последствиям в области исследования БН. Причина кроется в сосредоточении и инструментария и информационной составляющей в одной структуре – СО ЕЭС. Публичных обсуждений, принимаемых СО ЕЭС решений по развитию отрасли с учетом надежности, в этом случае вряд ли получится. Причина – невозможность хоть какой-то проверки обсуждаемых в дискуссии вопросов.

Это можно проследить из принятых на рубеже 2022/23 годов решений. Новые МУ 2022 вступили в силу с 1 января 2023 г. За двое суток до этого (30.12.2022) была актуализирована Генеральная схема до 2035 г.⁸. Казалось бы, логичнее было это сделать после утверждения новых МУ с предварительным обсуждением. На наш взгляд, принятие такого решения было сопряжено, помимо других обстоятельств, еще и требованиями новых МУ в необходимости обоснования балансовой надежности.

Совершенно очевидно, что показатели БН, при избытках генерирующей мощности, приведенных в материалах актуализированной Генеральной схемы до 2035 г. и разработанных на ее основе в 2023 г. материалов СиПР на 2023-2028 гг.⁹ будут значительно превышать нормативные значения. Это, при актуализации Генеральной схемы после утверждения новых МУ, противоречило бы их требованиям. Тогда при их разработке необходимо было бы довести показатели БН территориальных зон ЕЭС до нормативных значений (п. 116). В новых МУ это осуществляется многократными расчетами показателей БН с выводом из состава наиболее аварийного

⁸ Распоряжение Правительства РФ от 30 декабря 2022 г. N 4384-р

⁹ Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 г. «Об утверждении СиПР ЭЭС России».

оборудования. Выведенное генерирующее оборудование при выполнении определенных, не связанных с балансовой надёжностью условий п. 117, должно было бы подлежать демонтажу.

Литература

1. Надёжность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения / А.Ф. Дьяков, В.А. Стенников, С.М. Сендеров и др.; отв.ред. Н.И.Воропай. Новосибирск: Наука, 2014, 284 с.
2. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России № 281 от 30 июня 2003 г.).
3. Chukreev Yu., Chukreev M. Impact of the regulatory reserve and capacity demand on the process of justification of the generating sources in respect of the UES Russia management development / E3S Web of Conferences Volume 209, 06002 (2020) ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management.
4. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
5. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Показатели балансовой надёжности для обоснования составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России // Известия РАН. Энергетика, 2022, № 5, с. 22-35.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995, 352 с.
- 7 Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надёжности – нормы и требования. ГОСТ Р 58730-2019.
8. Чукреев Ю.Я., Кучеров Ю.Н. Проблемы обоснования балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем // Энергетическая политика, 2015, Вып. 2, с. 3-20.
- 9 Чукреев Ю.Я. Показатели балансовой надёжности и их нормирование при управлении развитием электроэнергетических систем: информационный аспект // Известия РАН. Энергетика, 2015, № 5, с. 33-44.
10. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г., № 1286).
11. Чукреев Ю.Я. Влияние возобновляемых источников энергии на оценку и обеспечение балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022, Вып. 73, с. 240-249.
12. Чукреев Ю.Я. Влияние моделей оценки состояния в задаче обеспечения балансовой надёжности на управленческие решения при планировании ЭЭС / Статья в настоящем сборнике.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 «Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития».

УДК 621.311.019.3

ВЛИЯНИЕ МОДЕЛЕЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ В ЗАДАЧЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ НА УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЭС

Чукреев Ю.Я.¹

Аннотация

Рассмотрены различные модели оценки случайного состояния (блока РДМ). Решение задачи обоснования резервов мощности сопряжено с необходимостью перераспределения генерирующих мощностей между территориальными зонами ЭЭС. Показано, что эта возможность приводит к практически одинаковым величинам оперативных резервов мощности при использовании различных моделей оценки состояния. Это подтверждается экспериментальными расчетами на множестве моделей расчетных схем ЭЭС при различных параметрах.

Ключевые слова: резерв мощности, нормативный показатель надежности, балансовая надежность, модель расчетной схемы, блок распределения дефицита мощности.

Введение

Задача обеспечения балансовой надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) неразрывно связана с решением задачи оценки показателей балансовой надежности (ПБН). Существующие как в нашей стране, так и за рубежом математические модели оценки ПБН в основном ориентированы на применение методов статистического моделирования для формирования случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки ТЗ ЭЭС и их оценки с позиции обеспечения нагрузки с учетом пропускных способностей связей. Так называемая задача распределения дефицитов мощности (РДМ). Значимость постановки и решения задачи обеспечения балансовой надежности показана в утвержденных в декабре 2022 г. новых методических указаниях (МУ) по проектированию развития энергосистем [1]. На величины ПБН в сложной ЭЭС, а, следовательно, и на величины требуемой генерирующей мощности для обеспечения должного нормативного уровня надежности влияют множество факторов и случайных событий:

- модель расчетной схемы ЭЭС России с выделенными территориальными зонами и связями их соединяющими;
- запасы пропускных способностей связей между территориальными зонами и предельные максимально допустимые перетоки (МДП) сечений;

¹ Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО РАН (ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, chukreev@iespn.komisc.ru

- структура генерирующих мощностей территориальных зон;
- плановые ремонты оборудования;
- графики изменения нагрузок ТЗ зон в разрезе года и суток;
- нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей;
- снижение генерирующей мощности территориальных зон, пропускных способностей связей и МДП сечений, вызванных аварийными выходами силового оборудования.

Число расчетных состояний системы при оценке достоверных ПБН многозонных ЭЭС достаточно велико. Поэтому решение задачи оценки их последствий для потребителей ТЗ ЭЭС (блок РДМ) должно осуществляться эффективными методами. Результирующие ПБН для отдельных ТЗ, в большой степени зависят от постановки и решения данной задачи. Все перечисленные выше факторы и подходы к решению задачи РДМ, конечно же учитывались ранее при оценке ПБН и достаточно подробно приведены во множестве публикаций, например монографиях [2, 3]. Дискуссионным оставались вопросы формирования модели расчетной схемы ЭЭС России и определения параметров ограничений пропускных способностей связей и МДП сечений между выделенными ТЗ зонами. Ниже раскрываются решение этих вопросов с позиций их влияния в совокупности с принципами решения задачи оценки состояния (блок РДМ) на принимаемые решения по обеспечению балансовой надежности.

1. Формирование модели и параметров расчетной схемы ЭЭС России под задачи обоснования балансовой надежности

При решении задачи обоснования балансовой надежности ЭЭС и ЭЭС страны в частности во все времена принимался ряд различного рода допущений, позволявших упростить решение задачи. Это касалось и рассматриваемых в данной статье вопросов агрегирования реально существующей схемы электрических соединений ЭЭС с определением ее параметров. Совершенно очевидно, что модель расчетной схемы ЭЭС России под задачи балансовой надежности должна представляться в виде графа, вершинами которого являются зоны одинаковой надежности, ребрами – межсистемные связи. Под зонами одинаковой надежности (ТЗ) понимается набор входящих в нее узлов, сетевые ограничения между которыми, как и в концентрированной системе, не влияют на ПБН в ней.

В методических рекомендациях (МР) 2003 г. [4] и не утвержденных Минэнерго России методических указаниях (МУ) 2012 г.² модель расчетной схемы ЭЭС страны формировалась на основе анализа пропускной способности контролируемых сечений реально существующей схемы электрических соединений энергосистемы в условиях эксплуатации –

² Методические указания по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г. (одобренны НП «НТС ЭЭС», секция «Техническое регулирование в электроэнергетике» в июле 2012 г.).

диспетчерского управления. В МР 2003 г. использовалась модель с выделением ТЗ зон в виде объединенных ЭЭС (ОЭС). В неутвержденных МУ 2012 г. – модель с выделением 51-й ТЗ, построенной специалистами ОАО «Институт Энергосетьпроект» и ИНЭИ РАН³ [3, стр. 137], на основе анализа МДП контролируемых сечений в каждой ОЭС ЕЭС страны.

В разделе VI – Обеспечение балансовой надёжности новых МУ 2022 г. [1] (п. 98) границы агрегированных узлов энергетической расчетной модели определяются также контролируемыми сечениями электрической сети с пропускной способностью, ограничивающей взаимное резервирование генерирующих мощностей. В работе [5], опубликованной еще до утверждения новых МУ 2022 г., отмечается, что независимость контролируемых сечений позволяет достаточно просто выделить ТЗ равной надёжности. Это достигается объединением в ТЗ тех реальных узлов, которые не имеют между собой каких-либо заданных ограничений в виде контролируемых сечений на передачу мощности. На рис. 1 для некоторого фрагмента гипотетической ЭЭС (29 узлов, 52 связи приведены тонкими линиями) показан процесс выделения ТЗ и межсистемных связей между ними. На основании анализа 11-ти сечений (С1 – С11) сформировано 8 ТЗ и 13 межсистемных связей (на рисунке обозначены жирными пунктирными линиями). Видно, что внутри выделенных территориальных зон нет ограничений контролируемых сечений на передачу электроэнергии между узлами в нее входящими.

Достаточно сложным является вопрос определения пропускной способности для сформированных и физически не существующих связей,

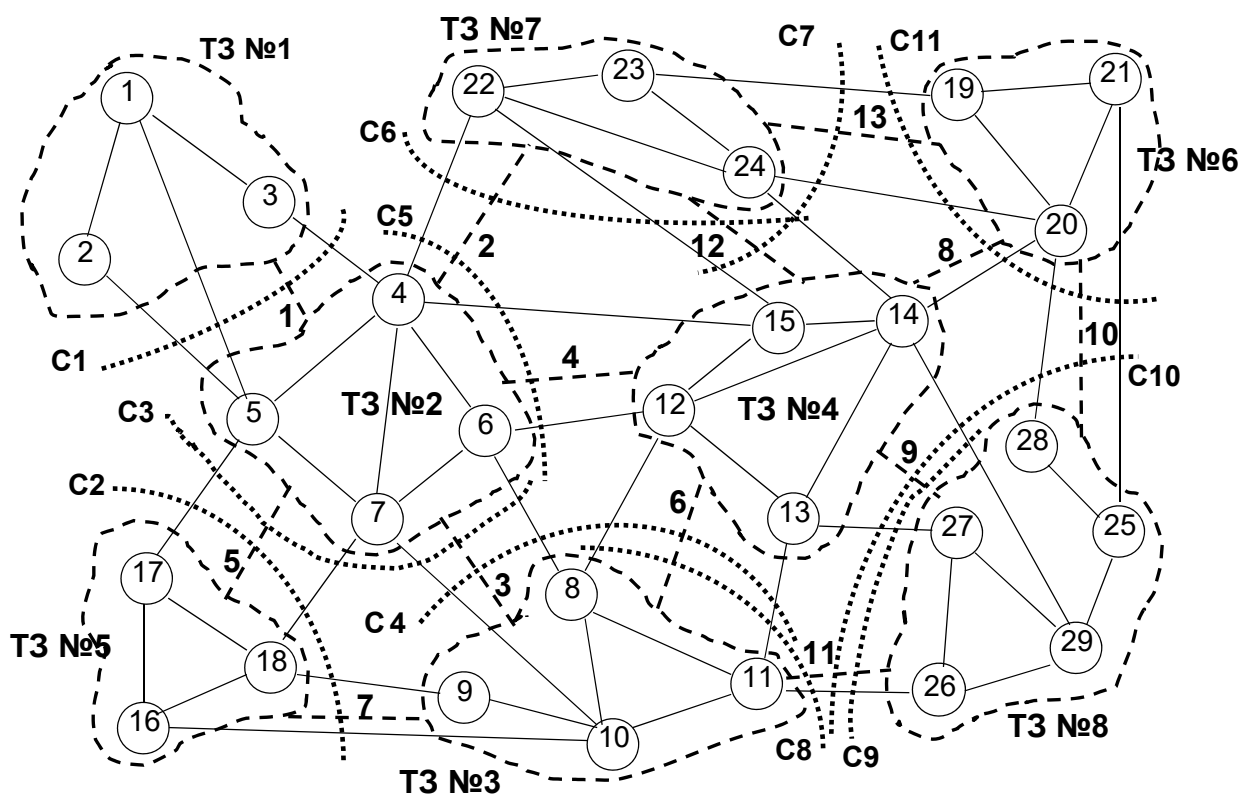


Рис. 1 – Фрагмент гипотетической ЭЭС с выделением территориальных зон равной надёжности.

например связей 5 и 7 между ТЗ с номерами 2, 3 и 5. На этот счет, в новых МУ 2022 г. отмечается, что пропускная способность межсистемных связей между зонами надежности определяется на основе величин МДП в контролируемых сечениях в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем. Из этого следует предположить, что запасы пропускных способностей связей (5 и 7) в контролируемом 2-м сечении (С2), как и для связей других контролируемых сечений должны при распределении МДП между ними соответствовать выполнению 2-го закона Кирхгофа. В соответствие с этим, предлагаемые в модели оценки состояния (блок РДМ), сетевые коэффициенты (п. 109) должны учитывать эти положения. Правда, здесь есть вопросы, связанные с получением сетевых коэффициентов для территориальных зон, как-то учитывающих МДП независимых друг от друга сечений.

На рис. 2 приведена агрегированная модель расчетной схемы, ЭЭС, отвечающая приведенным выше положениям новых МУ 2022 г. На ней для выделенных контролируемых сечений (С1 – С11, пунктирные линии) стрелками в прямом и обратном направлениях показаны учитываемые ограничения МДП и рассчитанные для связей или групп связей пропускные способности (цифры 1 – 13 у стрелок), учитывающие распределение мощности в рассматриваемых сечениях с учетом выполнения 2-го закона Кирхгофа (табл. 1).

В действительности получить равенство сумм пропускных способностей выделенных межсистемных связей в контролируемых сечениях достаточно сложно, в силу их независимости друг от друга. Тем не менее, в модели оценки состояния (блок РДМ) новых МУ 2022 г. предложен подход, базирующийся на учете ограничений только пропускных способно-

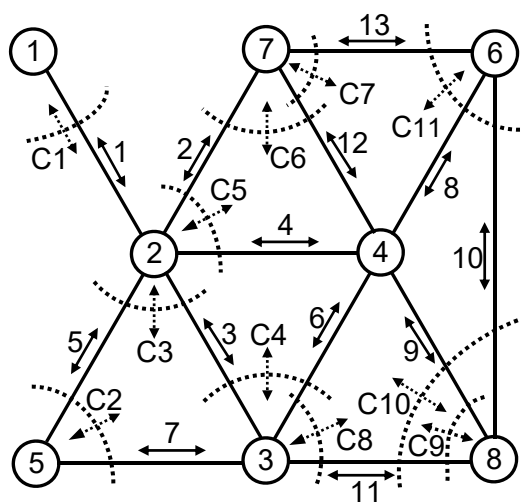


Рис. 2 – Агрегированная модель
расчетной схемы ЭЭС.

стей выделенных межсистемных связей, полученных на основе анализа ограничений по независимым контролируемым сечениям.

Таблица 1. Параметры пропускных способностей связей и максимально допустимых перетоков (МДП) мощности контролируемых сечений в МВт

Межсистемные связи			Контролируемые сечения		
№	Связываемые узлы	Пропускная способность	№	Номера входящих связей	МДП
1	1 – 2	±700	1	1	±700
2	2 – 7	±260	2	5, 7	±810
3	2 – 3	±330	3	3, 5	±760
4	2 – 4	±330	4	3, 6	±680
5	2 – 5	±430	5	2, 4	±590
6	3 – 4	±350	6	2, 12	±440
7	3 – 5	±380	7	12, 13	±460
8	4 – 6	±330	8	6, 11	±680
9	4 – 8	±300	9	9, 11	±630
10	6 – 8	±320	10	9, 10, 11	±950
11	3 – 8	±330	11	8, 10, 13	±930
12	4 – 7	±180			
13	6 – 7	±280			

2. Модели анализа оценки случайного состояния – блок РДМ

2.1. Балансовая модель. При линейной постановке ее решение состоит в минимизации дефицита мощности [2, 3]:

$$\sum_{j=1}^n c_j^H (\bar{P}_j^H - P_j^H) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничениях:

$$P_j^H - P_j^G \pm \sum_{l \in V} P_{l(j)}^L = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad (2)$$

$$0 \leq P_j^H \leq \bar{P}_j^H, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad (3)$$

$$0 \leq P_j^G \leq \bar{P}_j^G, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad (4)$$

$$\underline{P}_{l(j)}^L \leq P_{l(j)}^L \leq \bar{P}_{l(j)}^L \quad l = 1, 2, \dots, m, \quad (5)$$

где $P_j^H, \bar{P}_j^H, P_j^G, \bar{P}_j^G$ – соответственно покрытая потребность и мощность спроса нагрузки, используемая и имеющаяся генерирующие мощности j -й ТЗ; $P_{l(j)}^L, \bar{P}_{l(j)}^L, \underline{P}_{l(j)}^L$ – переток мощности по связи и его предельные значения по пропускной способности в прямом (из i -й ТЗ в j -ю) и обратном направлениях; V – множество пар ТЗ, имеющих между собой межсистемную связь; $n(m)$ – число ТЗ (межсистемных связей) объединения.

2.2. Модель в идеализации постоянного тока на основе применения матрицы сетевых коэффициентов. Целевая функция остается той же, что и в балансовой модели. В качестве ограничений выступают ограничения (3) – (5) и ограничения режима вида [1, 6]:

$$\sum_{j=1}^{n-1} S_{lj} P_j^{H\text{б.}} - P_l^L = \sum_{j=1}^{n-1} S_{lj} (P_j^H - P_j^G) \neq 0, \quad l = 1, 2, \dots, m; \quad (6)$$

$$P_n^H - P_n^G \pm \sum_{l \in V} P_{l(n)}^L = 0, \quad (7)$$

где S_{lj} – численные значения матрицы сетевых коэффициентов каждой l -й связи по всем j -м узлам; n – номер балансирующего узла; $P_j^{H\text{б.}} = P_j^H - P_j^G$ – мощность инъекции (небаланс) в j -м узле.

При использовании этого подхода ограничения по пропускной способности связей или группы связей получены на основе формирования матрицы сетевых коэффициентов. К сожалению, методика получения последней для агрегированной модели расчетной схемы ЭЭС нигде не публиковалась и не обсуждалась. Как было отмечено, именно такой подход предлагается использовать в новых МУ 2022 г. при оценке ПБН.

2.3. Балансовая модель с учетом контролируемых сечений в модели расчетной схемы ЭЭС. Целевая функция (1) и ограничения (2) – (4) остаются без изменений. Для учета МДП контролируемых сечений

необходимо ограничения на перетоки мощности по межсистемным связям (5), входящим в сечение, довести до уровня предельных по токовым нагрузкам и дополнительно ввести ограничения на перетоки мощности по контролируемым сечениям [3, 5]:

$$\underline{P}_k \leq \sum_{l \in U} P_l^L \leq \overline{P}_k, \quad k = 1, 2, \dots, K, \quad (8)$$

где P_l^L – расчетный переток мощности по l -ой связи; $\overline{P}_k$, $\underline{P}_k$ – МДП мощности для k -го контролируемого сечения в прямом и обратном направлениях; U – множество l -х связей, входящих в k -е сечение; K – число рассматриваемых контролируемых сечений.

3. Экспериментальные расчеты

Расчеты выполнены для приведенных в предыдущем разделе трех моделей оценки состояния (блоков РДМ). В качестве расчетной схемы ЭЭС использовалась модель, полученная на основе анализа независимых контролируемых сечений, приведенная на рис. 2. Адекватность применения тех или иных блоков РДМ оценивалась на основе анализа величин оперативного резерва мощности и, в соответствии с новыми МУ 2022 г., величин требуемой мощности для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности ($P_{\text{треб.}}$). Следует отметить, что последние однозначно связаны с устоявшимся в практике планирования развития ЭЭС понятием нормативного резерва мощности в территориальных зонах. Эта связь для каждой j -й территориальной зоны определяется разностью величин $P_{\text{треб.}j}$ и максимума нагрузки.

В качестве инструментария для решения задачи оценки ПБН ТЗ ЭЭС использовался программного комплекса «Орион-М». Реализованная в нем методика определения ПБН, основана на решении двух взаимосвязанных этапов. На первом этапе методами статистического моделирования на аналитически полученных функциях снижения генерирующей мощности определяются мощность генерации для всех ТЗ ЭЭС. Снижение мощности обусловлено выводом в аварийный ремонт основного генерирующего оборудования. На втором этапе методами линейного программирования решается задача оценки состояния системы (блока РДМ) с позиций возможности при заданных ограничениях обеспечить нагрузку в полном объеме. Для этих целей в программном комплексе реализованы, приведенные в предыдущем разделе модели РДМ, в том числе и представленной в новых МУ 2022 г. [1].

Мощность электростанций ($P_{\text{треб.}j}$), учитывающая необходимость компенсации плановых и аварийных (внеплановых) ремонтов генерирующего оборудования, определялась исходя из условия обеспечения во всех j -х

территориальных зонах нормативного значения вероятности бездефицитной работы $\rho_{\text{норм.}j}$ [1]. Данный показатель в соответствии с Приказом Минэнерго России³ до 2027 г. принят величиной $\rho_{\text{норм.}j} = 0,996$.

Для упрощения расчетов использовался одинаковый суточный график нагрузки для всех ТЗ в предположении его действия все 365 суток года. Отношение минимальной нагрузки к максимальной принято величиной 0,75. По этой же причине не учитывались случайные отклонения нагрузки от своего среднего значения, вызванные в основном температурным фактором. Совершенно очевидно, что применение годового суточного графика повлияет на результаты расчета оперативного резерва мощности в сторону его уменьшения, как и учет случайных отклонений нагрузки, но в сторону его завышения. При этом важно отметить, что на сравнительную характеристику применения разных моделей РДМ принятый способ представления нагрузки совершенно не повлияет.

В табл. 2 для показанных на рис. 2 ТЗ приведены параметры исходного состава генерирующего оборудования (без выведенных в плановый ремонт) и участвующих в покрытии нагрузки генерирующих мощностей. Обоснование величины оперативного резерва мощности в каждой j -й ТЗ проводилось предложенным еще в 90-х годах прошлого столетия методом последовательных приближений (итерационный метод) [2]. Полученные на каждой итерации вероятностные ПБН ρ_j сравнивались с нормативными значениями $\rho_{\text{норм.}j} = 0,996$. В зависимости от этого сравнения для каждой j -й ТЗ изменялись мощности электростанций, необходимые для обеспечения нормативного ПБН ТЗ, причем в модели это условно осуществляется безаварийными агрегатами. Процесс завершается при условии, когда для всех j -х ТЗ полученные вероятностные ПБН (ρ_j), превышает нормативные значения ($\rho_{\text{норм.}j}$). Причем превышение должно быть

Таблица 2. Параметры расчета и начальный состав генерирующего оборудования

Параметр		ЭЭС в целом	Номер территориальной зоны							
			1	2	3	4	5	6	7	8
Генерирующая мощность, участвующая в покрытии нагрузки, МВт		57775	6075	5450	6500	9525	9475	6375	6000	8375
Единичная мощность, МВт	Аварийность, о.е.	Исходный количественный состав генерирующего оборудования								
25,0	0,025	137	9	10	18	17	21	15	22	25
25,0	0,040	180	10	8	10	20	40	10	40	42
50,0	0,040	175	18	14	20	20	23	19	31	30
100,0	0,055	120	9	11	7	16	22	6	25	24
200,0	0,045	43	4	6	3	10	8	6	2	4
500,0	0,065	41	6	4	7	8	6	6	0	4

³ Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

крайне малой величиной, не более 0,05% от нормированного значения. Следует отметить, что в новых МУ 2022 г. предложен именно такой подход.

В табл. 3 для каждой j -й ТЗ модели расчетной схемы ЭЭС (рис. 2) приведены параметры максимумов нагрузки и плановых ремонтов генерирующего оборудования. Последние для каждой j -й ТЗ условно приняты величиной 6 % от максимума их нагрузки. Введение значений планового ремонта необходимо для определения величины нормативного резерва мощности, равного, как известно, сумме оперативного, ремонтного и стратегического. Стратегический резерв для современных условий избыточности энергосистем не учитывается. Известно [2, 3], что величины планового ремонта не влияют на ПБН ТЗ, так как эти показатели определяются для генерирующей мощности, участвующей в покрытии нагрузки, т.е. без учета, выведенного в ремонт генерирующего оборудования. В этой же таблице для каждой j -й ТЗ модели расчетной схемы ЭЭС (рис. 2) приведены обозначенные выше составляющие нормативного резерва мощности (столбцы 3-6). Помимо этого в столбцах 7-9 таблицы приведены гене-

Таблица 3. Сравнение разных моделей оценки состояния – блока РДМ при обосновании нормативного ПБН территориальных зон ЭЭС

№	Максимум нагрузки, МВт	Плановый ремонт, МВт	Оперативный резерв мощности, МВт / %			Требуемая мощность электростанций ($P_{\text{треб.}j}$), МВт		
			Балансовые ограничения (п. 2.1)	Идеализация по постоянному току (п. 2.2)	Контролируемые сечения (п. 2.3)	Балансовые ограничения (п. 2.1)	Идеализация по постоянному току (п. 2.2)	Контролируемые сечения (п. 2.3)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	5350	380	720 / 13,46	715 / 13,36	720 / 13,46	6450	6445	6450
2	5200	310	120 / 2,31	150 / 2,88	145 / 2,79	5630	5660	5655
3	5850	350	565 / 9,66	600 / 10,26	530 / 9,06	6765	6800	6730
4	8650	520	785 / 9,07	845 / 9,77	715 / 8,27	9955	10015	9885
5	8150	490	1205 / 14,79	1160 / 14,23	1215 / 14,91	9845	9800	9855
6	5750	345	640 / 11,13	615 / 10,70	640 / 11,13	6735	6710	6375
7	5700	340	245 / 4,30	285 / 5,00	245 / 4,30	6285	6325	6285
8	7600	455	820 / 10,79	815 / 10,72	875 / 11,51	8875	8870	8930
ЭЭС	52250	3190	5100 / 9,76	5185 / 9,92	5085 / 9,73	60540	60625	60525

рирующие мощности электростанций, необходимые для обеспечения нормативного ПБН (в редакции новых МУ 2022 г. $P_{\text{треб.}j}$).

Сетевые коэффициенты определялась расчетным путем на основе условно принятых соотношений между сопротивлениями межсистемных связей. При этом пропускные способности межсистемных связей, входящих в то или иное сечение определялись по величинам их МДП с учетом соотношений принятых сопротивлений. Рассматривались разные варианты сопротивлений связей и соответственно разные матрицы сетевых коэффициентов и пропускных способностей межсистемных связей, входящих в то или иное сечение. Ниже приведены результаты только для одного из рассмотренных вариантов формирования матрицы сетевых коэффициентов, т.к. для других вариантов вариация этих параметров не

сказалась на результатах сравнения величин оперативного резерва мощности при использовании разных моделей РДМ.

Из табл. 3 видно, что учет в качестве ограничений только МДП мощности контролируемых сечений приводит к несколько меньшим величинам оперативного резерва мощности (столбец 6) по ЭЭС в целом по отношению к использованию других моделей РДМ (столбцы 4 и 5). Это же относится и к величинам требуемой мощности электростанций, необходимой для обеспечения нормативного ПБН (столбец 9 по отношению к 7 и 8). Этот достаточно очевидный вывод объясняется ужесточением ограничений при переходе от учета МДП контролируемых сечений (п. 2.3) к учету только пропускных способностей межсистемных связей (п. 2.1). Еще большее отличие наблюдается при введении более жестких ограничений учета 2-го закона Кирхгофа в форме сетевых коэффициентов (п. 2.2). При этом необходимо еще раз подчеркнуть, что получение сетевых коэффициентов для агрегированной модели ЭЭС, на основе анализа независимых сечений в условиях эксплуатации весьма проблематично и сопряжено с определенными допущениями, связанными с рассмотрением независимых контролируемых сечений как зависимых.

Следует отметить, что для приведенного примера изменение оперативного резерва мощности по ЭЭС в целом в процентном отношении от максимума нагрузки для всех трех моделей РДМ крайне незначительное – менее 0,2 % (по мощности 100 МВт). Причем, проведенные многократные экспериментальные расчеты с изменением МДП контролируемых сечений, показали на достаточную стабильность этого вывода. Отличия растут на доли процента при увеличении МДП сечений и практически нивелируются при их малых значениях.

Можно отметить, что распределение оперативного резерва мощности, по отдельным ТЗ ЭЭС для рассмотренных моделей РДМ значительно разнится. Это можно объяснить применением разных по жесткости ограничений (3-5), (6-7) и (8) в упомянутых моделях. Прослеживается достаточно объяснимая тенденция увеличения величин оперативного резерва мощности при использовании блока РДМ с ограничениями в виде сетевых коэффициентов (6-7) в ТЗ, имеющих большее число межсистемных связей (в примере ТЗ с номерами 3, 4 и 7) и уменьшению в остальных. Но это не всегда однозначно, могут быть и исключения, которые объясняются соотношениями сетевых коэффициентов, используемых в модели РДМ в идеализации постоянного тока.

Выводы

1. Показано, что при решении задач балансовой надежности приемлемо для формирования модели расчетной схемы ЭЭС и ЕЭС России в частности применение предложенного в новых МУ 2022 г. подхода, основанного на оценке контролируемых сечений, используемых при диспет-

черском управлении. При этом отмечается, что именно такой подход применялся при формировании моделей расчетных схем ЕЭС страны при разработке МР 2003 г. и не утвержденных МУ 2012 г.

2. Приведены различные модели оценки случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки (блоков РДМ) при оценке ПБН: балансовая модель, модель в идеализации постоянного тока и модель, основанная на учете контролируемых сечений. Показано, что получение ограничений по пропускной способности межсистемных связей сопряжено с определенными допущениями, связанными с независимостью используемых при формировании под задачи балансовой надежности модели расчетной схемы ЭЭС контролируемых сечений. Особенно эти допущения характерны для первых двух приведенных выше моделей.

3. На гипотетической схеме энергосистемы показан процесс получения модели расчетной схемы ЭЭС под задачи балансовой надежности и проведены сопоставительные расчеты по обоснованию величины оперативного резерва мощности и требуемой мощности электростанций для обеспечения нормативного показателя балансовой надежности. На примере этой схемы и на множестве других примеров с различными параметрами показано, что использование рассмотренных в работе трех моделей оценки случайного состояния – блоков РДМ приводит практически к одним и тем же результатам величин оперативного резерва мощности. Отличия величин оперативного резерва мощности по ЭЭС в целом не превышают 0,2% от максимума нагрузки энергосистемы.

Литература

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г., № 1286).
2. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.
3. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.
5. Чукреев М.Ю. Обоснование модели расчетной схемы ЕЭС России для задачи обеспечения балансовой надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики в 2-х книгах. / Книга 2 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019, Вып. 70, с. 97-106.
6. Чукреев Ю.Я. Оценка потокораспределения в идеализации по постоянному току в задаче оценки показателей и средств обеспечения надежности ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015, Вып.65, с. 430-439.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 «Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития».

УДК 620.9.681.5

АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА КОММЕРЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Оморов¹ Т.Т., Такырбашев¹ Б.К., Койбагаров¹ Т. Дж., Осмонова¹ Р. Ч.,
Иманакунова² Ж. С., Жаныбаев² Т.О., Асиев² А. Т.

Аннотация

Как известно, значительные потери мощности в распределительных электрических сетях (РЭС), вызванные несанкционированными отборами электроэнергии (НОЭ), приводят к снижению их технико-экономических показателей. В составе современных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), которые в настоящее время широко используются в целях автоматизации и информатизации процессов в РЭС, отсутствуют цифровые технологии, предназначенные для раздельной оценки и мониторинга технических и коммерческих потерь мощности. В статье предлагается новый алгоритм решения рассматриваемой проблемы на основе данных, полученных со счетчиков электроэнергии, входящих в структуру АСКУЭ. В целях обеспечения разрешимости задачи идентификации вводится понятие модели виртуальной сети, характеризующей желаемое состояние РЭС при отсутствии НОЭ. На ее основе получены алгебраические уравнения, решение которых позволяет идентифицировать технические и коммерческие потери мощности в трехфазных сетях. Полученные результаты ориентированы на дальнейшее совершенствование современных АСКУЭ и повышение их эффективности и надежности.

Ключевые слова: распределительная сеть, потери мощности, алгоритм идентификации и мониторинга.

Введение

Автоматизация информационных процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) в настоящее время осуществляется на основе внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1], которые являются элементами технологии Smart Grid [2]. Как известно, программно – аппаратные комплексы АСКУЭ относятся к классу информационно-измерительных систем, главной функцией которых является коммерческий учет электроэнергии в РЭС. Анализ функциональной структуры существующих АСКУЭ показывает, что в их составе по существу не решаются задачи раздельной идентификации и оперативного мониторинга технических и коммерческих потерь

¹ ¹Национальная академия наук Кыргызской Республики, Институт машиноведения и автоматики, г.Бишкек, omorovtt@mail.ru

² Кыргызский государственный технический университет им.И.Раззакова

электроэнергии в сети [3], а также не выполняются оптимизационные задачи [4-7], что снижает их эффективность и технико-экономические показатели распределительных компаний. Это, в частности, связано с тем, что к настоящему времени не в достаточной степени разработаны адекватные и конструктивные методы решения указанных выше задач с учетом таких факторов, как наличие в сети несанкционированных отборов электроэнергии (НОЭ) [8 -10], и несимметричность режимов работы РЭС [11-14]. Проблема также заключается в том, что большинство РЭС относятся к классу больших динамических систем, которые имеют сложную структуру, функционируют в условиях неполной информации об их состояниях и параметрах. В [15, 16] предложены некоторые подходы к идентификации потерь электроэнергии в распределительных сетях напряжением 0,4кВ. В статье рассматриваются алгоритмические проблемы, связанные с развитием этих подходов.

Постановка задачи

Рассматривается четырехпроводная РЭС напряжением 0,4 кВ, условная расчетная схема которой показана на рис.1, где k, v - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ($k = \overline{1,3}$) и электрических контуров сети ($v = \overline{1, n}$); $\tilde{E}_k$ - мгновенная э.д.с. источника питания для k -ой фазы; $\tilde{I}'_{kv}$, $\tilde{U}'_{kv}$, $\dot{Z}_{kv}$ - синусоидальные мгновенные ток, напряжение и комплексное сопротивление нагрузки абонента с координатой (k, v) соответственно; $\tilde{i}'_{kv}$, $\dot{z}_{kv}$ - синусоидальный мгновенный ток и комплексное сопротивление v -го межабонентского участка k -ой фазы; $\tilde{J}'_v$, $\dot{z}_v$ - мгновенный ток и комплексное сопротивление v -го участка нейтрального провода; $\tilde{I}'_k$, $\tilde{U}'_k$ - мгновенные токи и напряжения на входах соответствующих фаз.

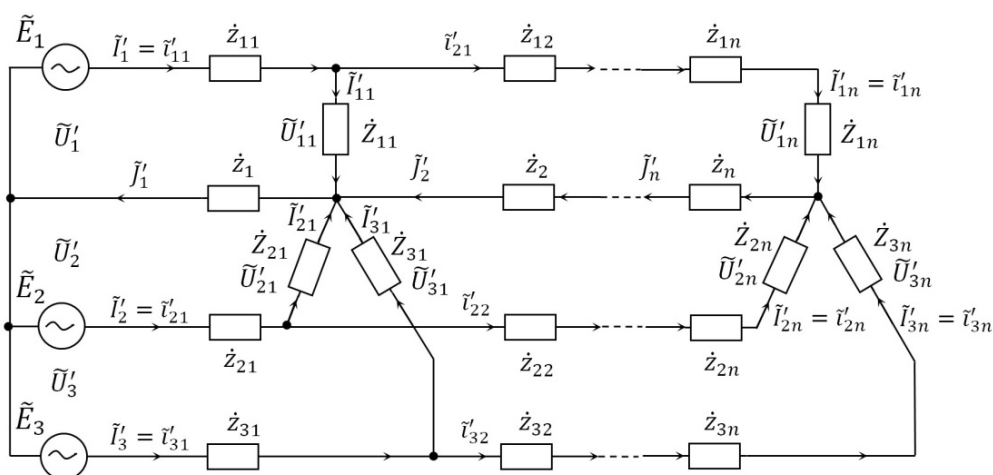


Рис. 1 – Условная расчетная схема трехфазной сети.

Будем считать, что выполняются следующие условия:

1. Распределительная сеть функционирует в несимметричном режиме.

2. В сети имеются несанкционированные отборы электроэнергии (НОЭ).

3. Сечения фазных и нулевого проводов считаются одинаковыми, т.е. $\dot{z}_{kv} = \dot{z}_v$.

4. В дискретный момент времени $t = t_\xi$ с помощью счетчиков электроэнергии АСКУЭ осуществляются синхронные измерения действующих значений токов I'_k, I'_{kv} и напряжений U'_k, U'_{kv} соответственно на входах фаз и на нагрузках сети, а также коэффициенты мощностей $c_k = \cos \varphi'_k$ и $c_{kv} = \cos \varphi'_{kv}$ между ними. Полученная информация записывается в базу данных АСКУЭ и на их основе формируются векторы входных фазных токов $I' = [I'_1, I'_2, I'_3]$. По указанным выше данным определяются активные P_k, P_{vk} и реактивные Q_k, Q_{kv} мощности, потребляемые фазами и абонентами сети соответственно используя известные формулы.

В момент ($t = t_\xi$) синхронных измерений показаний счетчиков электроэнергии, входящих в состав АСКУЭ, распределительная сеть может находиться в штатном (нормальном, желаемом) (C^o) или возмущенном состоянии (C'). В первом случае (состояние C^o) неконтролируемые потери мощности в сети отсутствуют. В возмущенном состоянии сети (C') хотя бы в одном из её фаз имеются неконтролируемые потери мощности. При этом справедливы следующие балансовые соотношения для мощностей:

$$\dot{S}_k(\xi) = \dot{S}_k^a(\xi) + \dot{S}_k^T(\xi) + \Delta \dot{S}_k(\xi), \quad k = \overline{1,3}, \quad (1)$$

где $\dot{S}_k(\xi)$ – комплексная мощность, потребляемая k – ой фазой в момент времени $t = t_\xi$; $\dot{S}_k^a(\xi)$ – суммарная комплексная мощность, потребляемая абонентами k – ой фазы; $\dot{S}_k^T(\xi)$ – технические потери мощности в k – ой фазе; $\Delta \dot{S}_k$ – неконтролируемые потери мощности в k – ой фазе сети, вызванные наличием в РЭС НОЭ.

При этом мощности $\dot{S}_k(\xi)$ и $\dot{S}_k^a(\xi)$ являются известными величинами, так как в существующих АСКУЭ имеется возможность вычислить их величины по данным активных и реактивных мощностей, полученных с головного счетчика электроэнергии и абонентских счетчиков, по известным формулам:

$$\dot{S}_k(\xi) = P_k(\xi) + jQ_k(\xi), \quad (2)$$

$$\dot{S}_k^a(\xi) = \sum_{v=1}^n \dot{S}_{kv}, \quad k = \overline{1,3}, \quad (3)$$

где $\dot{S}_{kv} = P_{kv} + jQ_{kv}$; $j = \sqrt{-1}$ – мнимое число.

Следует отметить, что технические потери мощности $\dot{S}_k^T(\xi)$ и коммерческие потери $\Delta \dot{S}_k(\xi)$ в традиционных АСКУЭ отдельно не определяются. В существующих АСКУЭ на основе измерительных данных оценивается только общая сумма $\dot{S}_k^\Sigma(\xi)$ потерь мощностей, т.е.

$$\dot{S}_k^\Sigma(\xi) = \dot{S}_k^T(\xi) + \Delta \dot{S}_k(\xi) = \dot{S}_k(\xi) - \dot{S}_k^a(\xi), \quad k = \overline{1,3}.$$

Задача состоит в идентификации коммерческих $\Delta \dot{S}_k(\xi)$ и технических $\dot{S}_k^T(\xi)$ потерь мощностей в режиме реального времени на основе измерительных данных, полученных со счетчиков электроэнергии АСКУЭ.

Решение сформированной задачи идентификации включает следующие основные этапы:

1. Построение модели виртуальной сети (ВС).
2. Идентификация текущего состояния реальной сети.
3. Формирование общей схемы идентификации потерь мощностей в РЭС.
4. Оценка входных желаемых фазных токов виртуальной сети.
5. Оценка токов несанкционированных потребителей.
6. Построение алгоритма идентификации потерь мощности в сети.

Построение модели виртуальной сети

Можно отметить, что рассматриваемая проблема идентификации относится к классу тех задач, в которых исходные данные и условия для её решения заданы не полностью, т.е. задача должна решаться в условиях недостаточной информации о состоянии реальной сети. Такая неопределенность обусловлена отсутствием данных о несанкционированных потребителях, таких как их координаты и параметры нагрузок. В этих условиях для того, чтобы решить сформулированную выше задачу идентификации далее вводятся понятие модели виртуальной сети (ВС), которая описывает желаемое состояние реальной РЭС при определенных условиях. Анализ показывает, что для этой цели целесообразным является введение двух видов виртуальных сетей (рис.2):

1. Виртуальная сеть первого типа (ВС₁), которая характеризуется тем, что в ней отсутствуют неконтролируемые потери мощности $\Delta \dot{S}_k$, а межабонентские сопротивления $\dot{z}_{kv}$ имеют нулевые значения (рис.2а):

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_k &= 0, & k &= \overline{1,3}, \\ \dot{z}_v &= 0, & v &= \overline{1,n}. \end{aligned} \quad (4)$$

2. Вторая виртуальная сеть (ВС₂), в которой имеются НОЭ, т.е. выполняются следующие условия (рис. 2б):

$$\Delta \dot{S}_k \neq 0, k = \overline{1,3}, \quad (5)$$

а также соотношения (4). Здесь $\dot{E}_k$ – комплексная э.д.с. источника питания сети; $\dot{I}_{kv}$, $\dot{Z}_{kv}$ – комплексные ток и сопротивление нагрузки виртуального абонента, имеющего координату (k, v) ; $\dot{I}_{k0}$, $\dot{I}_k$ – комплексные токи на входах k –ой фазы ВС₁ и ВС₂ соответственно; $\Delta \dot{I}_k$, $\Delta \dot{Z}_k$ – комплексный ток и сопротивление нагрузки несанкционированного потребителя, подключенного к соответствующей фазе РЭС. Далее без

потери общности задачи и для краткости изложения рассмотрим k – ую фазу виртуальной сети, к которой подключены n абонентов.

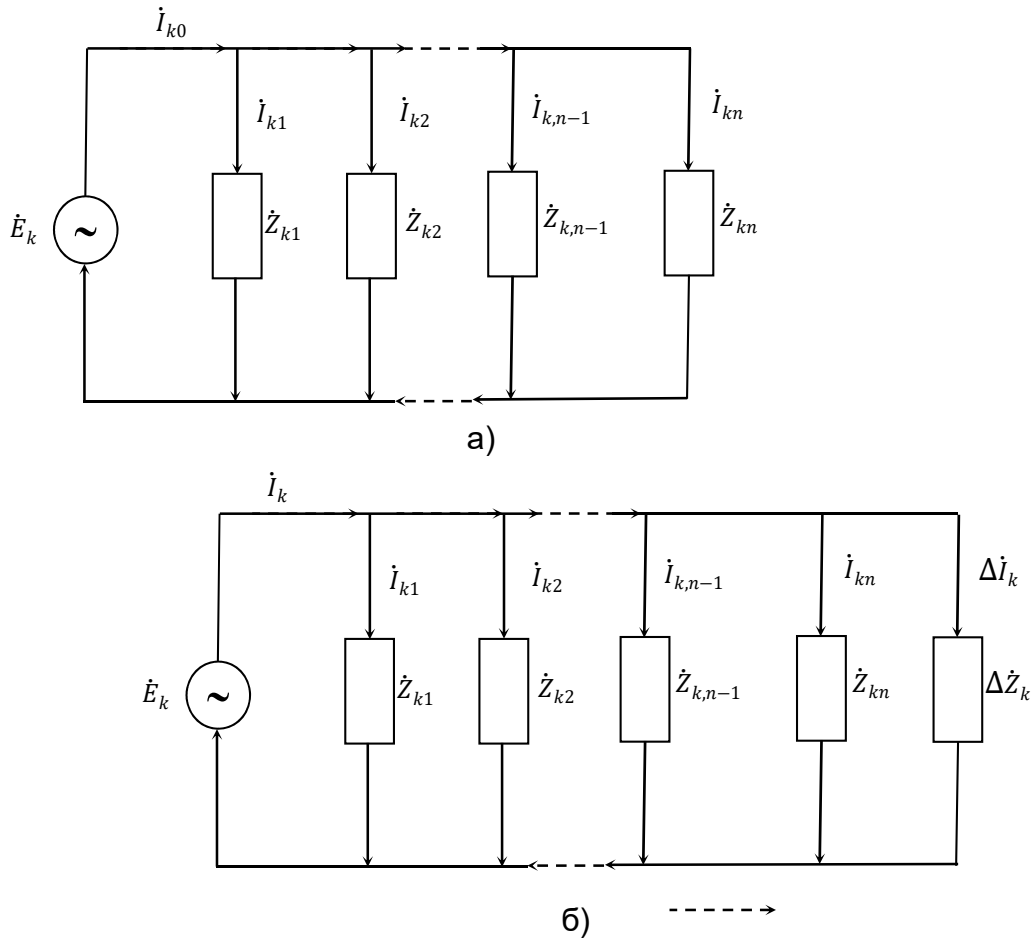


Рис. 2 – Схемы виртуальных сетей.

Входные фазные токи I_{k0} ВС₁ характеризуют штатный режим работы рассматриваемой реальной распределительной сети при отсутствии неконтролируемых токов ΔI_k . Поэтому в дальнейшем их назовем желаемыми фазными токами. Сравнительный анализ структур исходной РЭС (рис.1) и виртуальных сетей (рис. 2) при выполнении условий (4) и (5) показывает, что справедливы следующие соотношения для комплексных токов I_k , I_{k0} и ΔI_k :

$$I_{k0} = \sum_{v=1}^n I'_{kv}, \quad k = \overline{1,3}, \quad (6)$$

$$I_k = I_{k0} + \Delta I_k, \quad k = \overline{1,3}, \quad (7)$$

где $I_k = I'_k$.

Величины токов I_{kv} и напряжений U_{kv} , описывающих состояния виртуальных сетей, отличаются от их соответствующих значений, характеризующих состояние исходной - реальной РЭС (рис.1.), т.е. $I_{kv} \neq I'_{kv}$, $U_{kv} \neq U'_{kv}$. При этом величины сопротивлений Z_{kv} нагрузок

абонентов реальной и виртуальной сетей имеют одни и те же значения. В дальнейшем указанные переменные сети представим в следующей комплексной форме [17]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{kv} &= I_{kv} e^{j(\beta_k + \alpha_{kv})}, \\ \dot{Z}_{kv} &= Z_{kv} e^{j\varphi_{kv}}, \quad k = \overline{1,3}, v = \overline{1,n}, \end{aligned} \quad (8)$$

где I_{kv}, Z_{kv} - модули соответствующих комплексных величин; φ_{kv} - аргумент сопротивления $\dot{Z}_{kv}$; α_{kv} - отклонения фазовых сдвигов от их базовых значений β_k , определяемых по формулам $\beta_k = \frac{2(k-1)\pi}{3}$.

Комплексные сопротивления $\dot{Z}_{kv}$ нагрузок абонентов сети являются известными величинами, которые вычисляются на основе показаний (данных) абонентских счетчиков электроэнергии по формулам:

$$Z_{kv} = \frac{U'_{kv}}{I'_{kv}}, \quad \varphi_{kv} = \arccos(c_{kv}). \quad (9)$$

Соответствующие проводимости $\dot{Y}_{kv}$ нагрузок абонентов сети:

$$\dot{Y}_{kv} = \frac{1}{\dot{Z}_{kv}} = Y_{kv} e^{-j\varphi_{kv}}, \quad k = \overline{1,3}, v = \overline{1,n}, \quad (10)$$

где $Y_{kv} = \frac{1}{Z_{kv}}$. При этом мощности $\dot{S}_{kv}$, потребляемые абонентами сети и входящие в выражения (3), определяются по формулам:

$$\dot{S}_{kv} = (I'_{kv})^2 \dot{Z}_{kv}, \quad k = \overline{1,3}, v = \overline{1,n}. \quad (11)$$

Идентификация текущего состояния реальной сети

По условиям рассматриваемой задачи текущие значения фазных токов $I'_k = I'_k(t_0)$ на входе исходной реальной распределительной сети (рис.1) в момент времени $t = t_0$ измеряются головным трехфазным счетчиком, которые содержатся в базе данных АСКУЭ в виде вектора $I' = [I'_1, I'_2, I'_3]$. Комплексные токи несанкционированных потребителей $\dot{I}_k$ представим в виде:

$$\dot{I}_k = \Delta I_k e^{j(\beta_k + \Delta\alpha_k)}, \quad k = \overline{1,3}, \quad (12)$$

где $\Delta I_k, \Delta\alpha_k$ – модули и фазы комплексных токов $\dot{I}_k$ соответственно. Оценки действующих значений ΔI_k будут идентифицированы далее.

Анализ показывает, что для идентификации текущего состояния РЭС целесообразным является использование следующих условий:

$$\Delta I_k \leq \Delta I, \quad k = \overline{1,3}, \quad (13)$$

где ΔI – максимально допустимая погрешность измерения токов в АСКУЭ.

Очевидно, что при невыполнении хотя бы одного из соотношений (13) в сети имеются НОЭ, а их выполнение означает, что РЭС функционирует в нормальном режиме. Таким образом, соотношения (13) можно использовать в качестве критериального условия для идентификации текущего состояния РЭС.

Формирование общей схемы идентификации потерь мощностей

Рассмотрим схемы виртуальных сетей, показанные на рис.2. Обозначим через $\dot{S}'_k$ мощности, потребляемые нагрузками k –той фазы

ВС₂. Анализ показывает, что между мощностями $\dot{S}'_k, \dot{S}_k^a$ и $\Delta \dot{S}_k$ существуют следующие балансовые соотношения:

$$\dot{S}_k^a + \Delta \dot{S}_k = \dot{S}'_k, \quad k = \overline{1,3}, \quad (14)$$

где общая мощность $\dot{S}_k^a$, потребляемая нагрузками k -той фазы, определяется формулой (3). Каждая из этих составляющих при выполнении условий (4) и (5) определяются следующими функциональными зависимостями:

$$\begin{aligned} \dot{S}_k^a &= I_{k0}^2 \dot{Z}_{k0}, \\ \dot{S}'_k &= I_k^2 \dot{Z}_k, \\ \Delta \dot{S}_k &= \Delta I_k^2 \Delta \dot{Z}_k, \quad k = \overline{1,3}, \end{aligned} \quad (15)$$

где $\dot{Z}_{k0}, \dot{Z}_k$, - общие сопротивления виртуальных фаз, показанных на рис.2а и рис.2б соответственно; $\Delta \dot{Z}_k$ - сопротивление нагрузки несанкционированного потребителя, подключенного к фазе с номером k . Оценки неизвестных величин, входящих в соотношения (15) будут определены далее.

Как видно из рисунков 2, соответствующие проводимости определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \dot{Y}_{k0} &= \sum_{v=1}^n \dot{Y}_{kv}, \\ \dot{Y}_k &= \dot{Y}_{k0} + \Delta \dot{Y}_k, \\ \dot{Y}_{kv} &= \frac{1}{\dot{Z}_{kv}}, \quad \Delta \dot{Y}_k = \frac{1}{\Delta \dot{Z}_k}. \end{aligned} \quad (16)$$

Теперь с учетом (15) и (16) соотношение (14) можно представить в виде:

$$I_{k0}^2 \dot{Z}_{k0} + \frac{\Delta I_k^2}{\Delta \dot{Y}_k} = \frac{I_k^2}{\dot{Y}_{k0} + \Delta \dot{Y}_k}, \quad k = \overline{1,3}.$$

После несложных преобразований последние равенства запишутся в виде:

$$a_k (\Delta \dot{Y}_k)^2 + b_k \Delta \dot{Y}_k + c_k = 0, \quad k = \overline{1,3}, \quad (17)$$

где коэффициенты a_k, b_k, c_k определяются по формулам:

$$\begin{aligned} a_k &= \dot{S}_k^a, \\ b_k &= \dot{S}_k^a \dot{Y}_k^0 + \Delta I_k^2 - I_k^2, \\ c_k &= \Delta I_k^2 \dot{Y}_k^0. \end{aligned}$$

Для решения квадратных уравнений (17) можно использовать известную формулу Виеты:

$$\Delta \dot{Y}_k = \frac{-b_k \pm \sqrt{b_k^2 - 4a_k c_k}}{2a_k}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (18)$$

В результате будут определены искомые сопротивления нагрузок $\Delta \dot{Z}_k$ несанкционированных потребителей:

$$\Delta \dot{Z}_k = \frac{1}{\Delta \dot{Y}_k}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (19)$$

Тогда искомые величины потерь мощностей $\Delta \dot{S}_k$, вызванных несанкционированными отборами в фазах реальной сети, с учетом (8) вычисляются по формулам:

$$\Delta \dot{S}_k = \frac{\Delta I_k^2}{\Delta \dot{Y}_k}, \quad k = \overline{1,3}, \quad (20)$$

где действующие значения токов несанкционированных потребителей ΔI_k будут определены далее.

Теперь на основе балансовых соотношений (1) определяем величины технических потерь $\dot{S}_k^T$ мощностей в фазах реальной сети:

$$\dot{S}_k^T(\xi) = \dot{S}_k(\xi) - \dot{S}_k^a(\xi) - \Delta \dot{S}_k, \quad k = \overline{1,3}, \quad (21)$$

где $\dot{S}_k(\xi)$ – комплексная мощность, потребляемая k – ой фазой реальной сети в момент времени $t = t_\xi$, которая вычисляется по данным головного трехфазного счетчика электроэнергии по формулам (2).

Допустим, что сбор данных со счетчиков АСКУЭ осуществляется в дискретные моменты времени $t = t_\xi, t = t_{\xi+1}, t = t_{\xi+2}, \dots, t = t_{\xi+m}$. Тогда использование изложенной выше вычислительной процедуры на основе этих данных позволяет выполнить автоматизированный оперативный контроль и мониторинг потерь мощности в РЭС в режиме реального времени.

Оценка входных желаемых фазных токов виртуальной сети

Для вычисления действующих значений входных желаемых токов I_{k0} ВС₁ первые соотношения системы (15) запишем в виде:

$$\dot{S}_k^a = \frac{I_{k0}^2}{\dot{Y}_{k0}}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (22)$$

Теперь комплексные величины $\dot{S}_k^a$ и $\dot{Y}_{k0}$ представим в экспоненциальной форме:

$$\begin{aligned} \dot{S}_k^a &= S_k^a e^{j\varphi_k^a}, \\ \dot{Y}_{k0} &= Y_{k0} e^{-j\varphi_k^a}, \quad k = \overline{1,3}, \end{aligned} \quad (23)$$

где $S_k^a, Y_{k0}, \varphi_k^a$ – модули и фазы комплексных величин $\dot{S}_k^a$ и $\dot{Y}_{k0}$ соответственно.

Соотношения (22) с учетом (23) имеют вид:

$$S_k^a e^{j\varphi_k^a} = \frac{I_{k0}^2}{Y_{k0}} e^{j\varphi_k^a}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (24)$$

На основе равенств (24) получаем численные значения искомым входных желаемых фазных токов I_{k0} виртуальной сети, так как S_k^a и Y_{k0} являются известными величинами:

$$I_{k0} = \sqrt{S_k^a Y_{k0}^a} = \sqrt{\frac{S_k^a}{Z_k^a}}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (25)$$

Оценка токов несанкционированных потребителей

Для этой цели на основе соотношений (7) запишем выражения для комплексных токов $\Delta \dot{I}_k$ несанкционированных потребителей:

$$\Delta \dot{I}_k = \dot{I}_k - \dot{I}_{k0}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (26)$$

Предварительно эти токи представим в экспоненциальной форме

$$\begin{aligned} \dot{I}_k &= I_k e^{j(\beta_k + \alpha_k)}, \\ \dot{I}_{k0} &= I_{k0} e^{j(\beta_k + \alpha_k^0)}, \end{aligned}$$

где $I_k, I_{k0}, \alpha_k, \alpha_k^0$ – действующие значения и фазовые сдвиги соответствующих комплексных токов.

Можно показать, что параметры указанных токов удовлетворяют следующим уравнениям:

$$\begin{aligned} \Delta I_k^2 - I_k^2 - I_{k0}^2 + 2I_k I_{k0} \cos \theta_k &= 0, \\ I_k^2 - I_{k0}^2 - \Delta I_k^2 - 2\Delta I_k I_{k0} \cos \eta_k &= 0, \\ I_{k0}^2 - I_k^2 - \Delta I_k^2 + 2\Delta I_k I_k \cos \lambda_k &= 0, \end{aligned} \quad (27)$$

где $\eta_k, \theta_k, \lambda_k$ – разности фазовых сдвигов, определяемые формулами:

$$\eta_k = \alpha_k^0 - \Delta \alpha_k, \quad \lambda_k = \alpha_k - \Delta \alpha_k, \quad \theta_k = \lambda_k - \eta_k, \quad k = \overline{1,3}.$$

Совокупность соотношений (27) представляет собой систему алгебраических уравнений, в которую входят три уравнения с тремя неизвестными величинами $\Delta I_k, \eta_k$ и λ_k . Анализ соотношений (27) показал, что искомые токи ΔI_k определяются на основе решения следующих уравнений:

$$\Delta I_k^4 + e_k \Delta I_k^2 + r_k^2 + q_k \sqrt{\Delta I_k^8 + m_k \Delta I_k^6 + d_k \Delta I_k^4 + s_k \Delta I_k^2 + r_k^4} = 0, \quad k = \overline{1,3}, \quad (28)$$

где их коэффициенты являются известными величинами, которые определяются по формулам:

$$\begin{aligned} e_k &= -2f_k, \quad f_k = I_k^2 + I_{k0}^2, \\ r_k &= I_k^2 - I_{k0}^2, \quad m_k = -4f_k, \\ d_k &= 16I_k^2 I_{k0}^2 + 6r_k^2, \quad s_k = -4f_k r_k^2. \end{aligned}$$

Выбор знаковой функции q_{kv} осуществляется следующим образом:

$$q_{k1} = \begin{cases} +1, & \text{если } \text{sign}(\Delta I_k^4 + e_k \Delta I_k^2 + r_k^2) < 0, \\ -1, & \text{если } \text{sign}(\Delta I_k^4 + e_k \Delta I_k^2 + r_k^2) > 0. \end{cases}$$

Решение алгебраического уравнения (28) для заданного k не представляет особых сложностей на основе численных методов [18-20], так как его приближенное решение ΔI_{k0} можно получить на основе соотношения (26), т.е. $\Delta I_{k0} = I_k - I_{k0}$.

Общий алгоритм идентификации потерь мощности в сети

На основе полученных результатов можно сформулировать следующий укрупненный алгоритм идентификации и мониторинга потерь мощности в распределительной сети.

1. Циклический опрос головного трехфазного и абонентских счетчиков электроэнергии АСКУЭ в дискретный момент времени $t = t_\xi$.
2. Запись полученной информации в базу данных АСКУЭ и формирование векторов $I' = [I'_1, I'_2, I'_3]$.
3. Вычисление комплексных сопротивлений $\dot{Z}_{kv}$ и проводимостей $\dot{Y}_{kv}$, а также мощностей $\dot{S}_{kv}$, потребляемых абонентами сети по формулам (9) – (11) соответственно.
4. Оценка суммарных мощностей $\dot{S}_k^a$ и сопротивлений $\dot{Z}_k^a$ по формулам (3) и (24) соответственно.
5. Определение входных желаемых фазных токов I_{k0} , $k = \overline{1,3}$, по формулам (25).
6. Идентификация величин неконтролируемых токов ΔI_k , $k = \overline{1,3}$, путем решения алгебраических уравнений (28).
7. Проверка текущего состояния РЭС путем проверки условий (13).
8. При выполнении соотношений (13) НОЭ в сети отсутствуют. Переход к пункту 1. В противном случае переход к пункту 9.
9. Определение проводимостей $\Delta \dot{Y}_k$ путем решения уравнений (17).
10. Оценка коммерческих $\Delta \dot{S}_k$ и технических $\dot{S}_k^T$ ($k = \overline{1,3}$) потерь мощности в РЭС по формулам (20) и (21) соответственно в момент времени $t = t_\xi$.
11. Переход к пункту 1 и повторение вычислительной процедуры для последовательных моментов времени $t = t_{\xi+m}$, где $m = 1, 2, 3, \dots$.

Выводы

Практика эксплуатации современных АСКУЭ, используемых для контроля и учета электроэнергии в распределительных сетях 0,4 кВ, показывает, что в их составе по существу отсутствуют цифровые технологии, позволяющие эффективно решать задачи оперативной идентификации и мониторинга потерь мощности с раздельным выявлением и оценкой таких составляющих, как технические и коммерческие потери. Предложен новый вычислительный алгоритм решения этой задачи на основе концепции виртуальной модели распределительной сети, описывающей ее желаемое состояние при отсутствии внешних случайных факторов, к которым, в частности, относятся несанкционированные отборы электроэнергии. При этом используются измерительные данные, полученные по каналам связи со счетчиков электроэнергии, установленных в трансформаторной подстанции и у абонентов сети. Получены системы алгебраических уравнений, которые описывают функциональные связи между переменными и параметрами виртуальной модели трехфазной сети. Предложены методики решения этих уравнений и обобщенный алгоритм идентификации и мониторинга технических и коммерческих потерь мощности в распределительной сети. Полученные результаты ориентированы для разработки алгоритмического и специального

программного обеспечения подсистемы оперативного мониторинга потерь электроэнергии в РЭС в составе АСКУЭ.

Литература

1. Якушев К.В. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для розничного рынка // Информатизация и системы управления в промышленности. 2009. № 3(23). С. 9-13.
2. El-Hawary, M.E. The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends. Electr. Power Compon. Syst. 2014, 42, pp 239–250.
3. Сапронов А.А., Кужиков С.Л., Тынянский В.Г. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ // Изв.вузов. Электромеханика. 2004. №1. С.55-58.
4. T.T.Omorov B.K.Takyrbashev1. K.E.Zakiriaeв, T.Zh.Koibagarov. Digital control of electric power flows in unbalanced distribution networks as part of the automated metering and control system // Energy Systems Reseach. 2021, vol.1, pp 38-46.
5. Omorov T.T., Takyrbashev B. K., Osmonova R.Ch. Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network // Engineering Studies. 2016, №3. pp. 606-615.
6. Патент № 2548656 (РФ). Самокиш В.В. Способ симметрирования фазных токов трехфазной четырехпроводной линии и устройство для его осуществления // Бюлл. №11. 27.12.2013.
7. Солопов Р.В. Критериальная комплексная оптимизация в электроэнергетических системах // Электротехника. 2017. №5. С. 41-45.
8. Оморов Т.Т. Такырбашев Б.К., Койбагаров Т. Дж. Управление потерями электроэнергии в распределительных сетях в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии // Мехатроника, автоматизация, управление. Т. 22. №4. 2021. С. 192–199.
9. Kirankumar T., Sri Madhu G.N. Power theft detection using probabilistic neural network classifier // International Research Journal of Engineering and Technology. 2018. Vol. 5, no. 8. pp. 834–838.
10. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч., Койбагаров Т.Ж. Идентификация утечек тока в распределительных сетях по данным АСКУЭ // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия энергетика. 2018. №2. С. 48-54.
11. Пономаренко О.И., Холиддинов И.Х. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения // Энергетик. 2015. №12. С. 6-8.
12. Косоухов Ф.Д., Васильев Н.В., Филиппов А.О. Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в

- сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками // Электротехника. 2014. №6. С. 8-12.
13. Оморов Т.Т., Осмонова Р.Ч., Такырбашев Б.К., Иманакунова Ж.С. Методика идентификации параметров магистральной линии распределительной сети по данным АСКУЭ // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2021. Том 13. №3 (51). С. 168-177.
 14. Войтов О.Н., Мантров В.А., Семенова Л.В. Анализ несимметричных режимов электроэнергетических систем и управление ими // Электричество. 1999. №10. С. 2-18.
 15. Оморов Т. Т., Такырбашев Б.К., Жаныбаев Т.О., Койбагаров Т. Дж. Идентификация и мониторинг потерь мощности а распределительных сетях в составе АСКУЭ // В сборнике: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск. 2021. С. 191–199.
 16. Оморов Т.Т., Осмонова Р.Ч., Койбагаров Т.Ж., Эралиева А.Ш. К проблеме идентификации технических и коммерческих потерь электроэнергии в составе АИИСКУЭ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. №5. С. 56-60.
 17. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин А.В. Теоретические основы электротехники. Т.1. СПб.: Питер, 2009. 512 с.
 18. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. М.: Лаб. базовых знаний, 2002. 632 с.
 19. Аоки М. Введение в методы оптимизации / М. Аоки. М.: Наука, 1977. 334 с.
 20. Оморов Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез системы управления многомерными объектами по критериальным ограничениям // Известия Национальной Академии наук Кыргызской Республики. 2009. №1. С. 45-52.

УДК 621.316.8

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-35 КВ НА ОСНОВЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР С САМОДИАГНОСТИРОВАНИЕМ

Пугачёв* А.А.

Аннотация

Рассматриваются и анализируются вопросы выбора режима заземления нейтрали в сетях среднего напряжения. Описаны преимущества и недостатки различных режимов, приведены примеры. Основное внимание уделено тенденции перехода к резистивному заземлению нейтрали в сетях 6-35 кВ через низкоомный или высокоомный резистор с самодиагностированием.

Ключевые слова: заземление нейтрали сети, резистивное заземление нейтрали, высокоомный высоковольтный резистор, низкоомный высоковольтный резистор, надёжность электроснабжения, защита сети от перенапряжений.

Введение

Выбор режима (способа) заземления нейтрали в сети 6–35 кВ является исключительно важным вопросом при проектировании, эксплуатации и реконструкции конкретных электрических распределительных сетей.

Режим заземления нейтрали в сети 6–35 кВ определяется исходя из следующих параметров и соображений [1, 2]:

- тока в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании на землю;
- схемы построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровня изоляции электрооборудования;
- выбора ОПН для защиты от перенапряжений;
- бесперебойности электроснабжения;
- допустимого уровня сопротивления контура заземления подстанции;
- безопасности персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Таким образом, очевидно, что режим заземления нейтрали в сети 6–35 кВ влияет на значительное число технических решений, которые реализуются в конкретной распределительной сети, и в целом на надёжность ее работы и безопасность эксплуатации.

* к.т.н., доцент ФГБОУ ВО «СПГУ», зам. генерального директора ООО «Энерган», Санкт-Петербург, Россия, e-mail: aap@energan.ru.

1. Изолированная нейтраль

Изолированная нейтраль – первый по времени возникновения в электрических сетях режим заземления нейтрали (трехфазная электропередача Лауфен-Франкфурт напряжением 15 кВ, разработанная русским инженером М.О. Доливо-Добровольским и представленная на Франкфуртской выставке 1891 г.).

Режим изолированной нейтрали имеет существенные недостатки [1, 2, 4, 5], а именно:

- возникают дуговые перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сети и пробой изоляции на первоначально неповрежденных фидерах (многоместные повреждения изоляции, когда одновременно повреждается изоляция нескольких фидеров);
- происходят повреждения трансформаторов напряжения при замыканиях на землю и при возникновении феррорезонансных процессов;
- сложность обнаружения места повреждения;
- возможна неправильная работа релейных защит от однофазных замыканий на землю;
- существует опасность поражения персонала и посторонних лиц электрическим током при длительном существовании замыкания на землю в сети.

В связи с этими недостатками режим изолированной нейтрали в был практически исключен из широкого использования еще в 40–50-х годах XX века в подавляющем большинстве стран Европы, Северной и Южной Америки. В воздушных сетях 20 кВ Финляндии он применяется в качестве вынужденной меры, но не для обеспечения надежности электроснабжения, а для повышения чувствительности защит от замыканий на землю, так как сопротивление грунта на большей части территории этой страны в 20–50 раз выше, чем среднеевропейские значения.

Режим изолированной нейтрали применяют по тем же причинам в Норвегии, Швеции и Греции. Италия – одна из последних европейских стран, осуществляющая переход от режима изолированной нейтрали к другим вариантам.

2. Глухое заземление нейтрали

Глухое заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ в России согласно ПУЭ не применяется. Такой режим заземления нейтрали находит применение в четырехпроводных воздушных сетях среднего напряжения 4–25 кВ. Воздушные линии в таких сетях на всем своем протяжении и ответвлениях снабжены четвертым нулевым проводом. Ток однофазного замыкания на землю при таком режиме заземления нейтрали может достигать до десятков кА, что является существенным недостатком.

3. Заземление нейтрали через индуктивность

Режим заземления нейтрали через индуктивность подразумевает ограничение тока однофазного замыкания на землю за счет заземления нейтрали через малое индуктивное сопротивление. В качестве такого ин-

дуктивного сопротивления применяют специальный трехфазный заземляющий трансформатор с соединением обмоток в зигзаг и глухим заземлением его нейтральной точки, в наших технических решениях это может быть Фильтр заземления нейтрали сети типа ФЗНС.

В России в сетях 6–35 кВ режим заземления нейтрали через малую индуктивность не разрешен к применению в ПУЭ.

4. Заземление нейтрали через дугогасящий реактор

Режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор широко применяется в большинстве европейских стран. В Германии и Австрии используется даже в сетях 110 кВ.

Особенно широко дугогасящие реакторы применяются в воздушных и смешанных кабельно-воздушных сетях 10–69 кВ и также в кабельных сетях при отсутствии резервирования потребителей.

Применение дугогасящих реакторов в сетях с ВЛ имеет некоторые преимущества. Изоляция ВЛ является самовосстанавливающейся, а если реактор обеспечивает гашение дуги тока однофазного замыкания, то любые однофазные перекрытия изоляции на землю по причине грозы, оседания росы и мокрого снега, воздействия птиц не влекут за собой возникновения устойчивого замыкания. В кабельных сетях напротив согласно статистики более 90% случаев однофазных замыканий на землю, при режиме компенсации в сетях с кабелем из сшитого полиэтилена с течением времени переходят в множественные повреждения

5. Резистивное заземление нейтрали

Практически во всех европейских странах режим резистивного заземления нейтрали наиболее широко применяется в промышленных электрических сетях, особенно в сетях с высоковольтными электродвигателями, а также в городских кабельных сетях при наличии резервирования потребителей. Все режимы заземления нейтрали через резистор можно разделить на две большие группы с позиции создаваемого активного тока:

- **высокоомное резистивное заземление нейтрали** – заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) не превышает 10 А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления нейтрали можно не отключать и защиты от замыканий на землю действуют на сигнал;

- **низкоомное резистивное заземление нейтрали** – заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) превышает 10 А. Как правило, суммарный ток однофазного замыкания при этом режиме заземления нейтрали существенно превышает 10 А, а именно, достигает десятков и сотен ампер (диапазон 20–2000 А), что требует действия защит от замыканий на землю на отключение без выдержки времени (или с малой выдержкой).

Указанное деление на высокоомное и низкоомное резистивное заземление в отечественных документах до настоящего времени не выполнено, и требует внесения дополнений как в ПУЭ, так и в РД сетевых компаний. Достаточно четкая граница между этими двумя подвидами резистивного заземления нейтрали дана в зарубежных нормативных документах, в частности, в [3], и это именно значение тока 10 А.

При этом, в некоторых работах [11], ошибочно трактуются положения стандарта [3] о границе между низкоомным и высокоомным резистивным заземлением нейтрали применительно к российским сетям 6–35 кВ. Отметим, что по ПУЭ ток однофазного замыкания на землю более 10 А нельзя длительно держать не отключенным в сетях с железобетонными и металлическими опорами из-за возможного разрушения последних, что вполне согласуется с положениями стандарта [3]. Поэтому определение высокоомного заземления нейтрали из стандарта [3] следующее: «...1.2.7 высокоомно заземленная: резистивно заземленная система, спроектированная для ограничения тока замыкания на землю до такой величины, который может протекать длительно, при этом одновременно удовлетворяющая критерию что ток однофазного замыкания обычно ограничен до значений менее чем 10 А, обеспечивая минимальные повреждения даже при длительных однофазных замыканиях».

Высокоомное резистивное заземление нейтрали может выполняться только в сетях с емкостным током I_C не более 5–7 А, при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, должен быть больше емкостного тока сети:

$$I_C \leq 5-7 \text{ А}, \quad I_R \geq I_C.$$

При резистивном заземлении нейтрали суммарный ток в месте повреждения складывается из емкостного тока сети и активного тока, создаваемого резистором заземления нейтрали:

$$I_{\text{зам}} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2}$$

Указанные активный и емкостный ток суммируются векторно и сдвинуты друг относительно друга на 90° . При равенстве активного тока, создаваемого резистором, и емкостного тока сети суммарный ток в месте повреждения увеличивается всего в $\sqrt{2}$ раз. Так при емкостном токе сети величиной 7 А и активном токе 7 А, создаваемом резистором, суммарный ток в месте повреждения составит ≈ 10 А.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали имеет ряд ограничений, как по емкостному току сети, так и по классам напряжений сетей, в которых оно может использоваться.

В России режим высокоомного резистивного заземления нейтрали может так же применяться в воздушных сетях 6–35 кВ с малыми токами однофазного замыкания на землю (до 5–7 А) и любым типом опор (деревянные, железобетонные, стальные).

Применение такого решения позволяет исключить феррорезонансные процессы и повреждения трансформаторов напряжения.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали может выполняться в сетях с любым емкостным током, при этом активный ток, создаваемый резистором, также должен быть больше емкостного тока сети. Как правило, активный ток, создаваемый резистором, превышает емкостный ток сети не менее чем в 2 раза.

При таком соотношении ток однофазного замыкания на землю определяется в основном только активным током резистора, а любые изменения емкостного тока оказывают незначительное влияние на полный ток однофазного замыкания. Приняв емкостный ток за одну относительную единицу, а активный соответственно за две получаем полный ток однофазного замыкания равным:

$$I_{\text{зам}} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2} = \sqrt{1^2 + 2^2} = 2,24$$

При таком соотношении наличие емкостного тока меняет полный ток однофазного замыкания всего на 12%.

Обычно ток, создаваемый резистором при низкоомном резистивном заземлении нейтрали, лежит в пределах от 20 до 2000 А. Величина тока, создаваемого резистором, выбирается исходя из ряда условий:

1. стойкость опор ВЛ, оболочек и экранов кабелей к протеканию такого тока однофазного замыкания;
2. наличие в сети высоковольтных электродвигателей и генераторов;
3. чувствительность релейной защиты.

Термическая стойкость зарубежных низкоомных резисторов, согласно [3], то есть способность выдерживать нормируемый ток в течение промежутка времени, составляет обычно от 10 до 30 секунд. Стандарт [3] в свою очередь регламентирует температуры нагрева резисторов при прохождении тока в течение 10, 60, 600 секунд и длительно.

В последнее время сети 20 кВ интенсивно развиваются в Москве и Московской области. Сети 20 кВ использовались при проектировании и строительстве офисного центра Лахта центр в Санкт Петербурге. В этой связи сети напряжением 20 кВ представляют особый интерес. В кабельных сетях 20 кВ в качестве типового решения используется низкоомное резистивное заземление нейтрали через резистор $R = 12 \text{ Ом}$, $I = 1000 \text{ А}$ (в течение не более 10 секунд). [4,5]. Нужно отметить, что ток 1000 А в ряде случаев представляется избыточным. Величина 1000 А была принята в связи с низкой чувствительностью «старых» защит ANSI 51N от замыканий на землю с минимально возможной уставкой 0,5 А (по вторичной стороне), которые включались на фазные трансформаторы тока 1000/5 А (схема соединения вторичных обмоток ТТ в звезду с включением реле в нейтральный провод).

Соответственно при уставке 0,5 А по вторичной стороне минимальная возможная уставка по первичной стороне составляла 100 А. Согласно старому зарубежному правилу релейной защиты для надежной работы

защиты ток однофазного замыкания на землю должен в 10 раз превосходить уставку. Отсюда величина тока резистора должна была быть никак не меньше 1000 А.

В современных условиях использования резистивного заземления нейтрали в сетях 20 кВ в зависимости от емкостного тока конкретной сети можно рассматривать варианты применения резисторов в сетях 6–10 кВ на 200 А, в сетях 15–35 кВ на 600 А, с временем действия 5 и 10 секунд.

Тепловыделение в месте повреждения (разделка, кабельный отсек КРУ) зависит от квадрата тока. Снижение тока низкоомного резистора в 2 раза даст уменьшение энергии в месте повреждения в 4 раза, а это существенно уменьшит объем разрушения оборудования в месте возникновения дуги.

В целом, низкоомное резистивное заземление нейтрали является благоприятным режимом заземления нейтрали с позиций исключения дуговых перенапряжений, увеличения срока службы изоляции оборудования и более простой организации релейной защиты от замыканий на землю.

В мировом опыте производства высоковольтных резисторов применяются в основном резистивные элементы из нержавеющей стали с положительным температурным коэффициентом, который учитывается при работе резистора под нагрузкой и обычно не превышает 10% от номинала резистора, и имеет стабильные характеристики при всем сроке эксплуатации оборудования.

На рынке присутствуют производители высоковольтных резисторов, изготавливающие резистивные элементы из композитных материалов, обладающих свойством нестабильности характеристик, отрицательным температурным коэффициентом. При эксплуатации под нагрузкой таких элементов стабильность сопротивления элемента с течением времени может изменяться до 40%, что может приводить к снижению надежности защит от перенапряжений в сетях 6–35 кВ.

Пути дальнейшего развития резистивного заземления нейтрали лежат в области контроля и мониторинга состояния резистора в процессе эксплуатации.

Для реализации концепции производства резистора с самодиагностированием и включения его в состав элемента цифровой подстанции в рамках программы развития ФСК ПАО Россети, можно рассматривать устройство, измеряющее ток резистора и падение напряжения в системе нейтраль-земля, вычисляя через эти параметры сопротивление резистора.

Сравнивая текущие значения показаний с уставками, устройство коммутирует выходные реле и выдает сигнал при обнаружении отклонений в работе системы. В измерительном режиме устройство может работать по 2-м алгоритмам, определяемым величиной тока, протекающего через резистор. Если ток больше, чем 1% от уставки номинального тока рези-

стора, выдается ошибка. В тестовом режиме устройство не измеряет сопротивление резистора, а лишь определяет разрыв цепи или присутствие какого-либо сопротивления.

Так же выдаются все основные параметры системы, результаты измерений тока, напряжения и сопротивления резистора: 1) текущий статус устройства; 2) состояние релейных выходов; 3) значения уставок.

Заключение

Таким образом, на основании изложенного выше, можно сделать вывод о том, что в качестве инновационных решений по заземлению нейтрали в сетях 6–35 кВ в настоящее время можно рекомендовать к более широкому применению:

- высокоомное резистивное заземление нейтрали;
- низкоомное резистивное заземление нейтрали;
- заземление нейтрали через плавно-регулируемые дугогасящие реакторы, оснащенные шунтирующим низковольтным резистором, временно подключаемым к дополнительной обмотке 500 В;
- заземление нейтрали через плавно-регулируемые дугогасящие реакторы, оснащенные высоковольтным низкоомным резистором, временно подключаемым силовым выключателем к нейтрали сети.

В целом, низкоомное резистивное заземление нейтрали является благоприятным режимом заземления нейтрали с позиций исключения дуговых перенапряжений, увеличения срока службы изоляции оборудования и простой организации релейной защиты от замыканий на землю. Такой режим в России необходимо развивать в кабельных промышленных и городских сетях 6–35 кВ.

Для повышения надежности применения резистивного заземления в сетях, необходимы устройства контроля и удаленного мониторинга состояния резисторов, находящихся в эксплуатации

Литература

1. Титенков С.С. Четыре режима заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ. Изолированную нейтраль объявим вне закона // Новости Электротехники, №5(23), 2003. <http://www.news.elteh.ru/arh/2003/23/05.php>.
2. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт, №2, 2010. С. 36–43.
3. IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991) IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.
4. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Резистивное заземление нейтрали сетей 6–10 кВ. Санкт-Петербург: Русич, 2009. 264 с.
5. Назарычев А.Н., Пугачев А.А., Титенков С.С. О формировании технических требований к конструкции и параметрам резисторов

заземления нейтрали сети 6–35 кВ, // Электроэнергия Передача и распределение, № 6, 2022, С. 104-108

6. Евдокунин Г.А., Титенков С.С., Назарычев А.Н., Милютин С.И., Червочков Д.П., Суходоев С.П. Опыт эксплуатации резистивного заземления нейтрали сети 10 кВ на ПС «Петродворец» и экспериментальное исследование токов однофазного замыкания на землю //Электроэнергия. Передача и распределение, 2017, № 6(45) С. 78–84.

7. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ. Санкт-Петербург: Терция, 2004. 186 с.

8. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP). URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136066>.

9. Первичное оборудование, материалы и системы, допущенные к применению на объектах ПАО «Россети» на 18.10.2022. URL: https://rosseti.ru/investment/science/attestation/doc/razdel_I_18.10.2022.pdf.

10. C57.32-2015 – IEEE Standard for Requirements, Terminology, and Test Procedures for Neutral Grounding Devices. URL: <https://docs.cntd.ru/document/440173657>.

11. СТО 18-2013. Руководящие указания по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6–35 кВ. Стандарт организации ПАО «Ленэнерго». URL: <https://docs.cntd.ru/document/437253700>.

УДК 621.311.1.019.3.001.2

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 220, 500 кВ ОСНОВНОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Галиаскаров¹ И.М., Мисриханов² М.Ш., Рябченко³ В.Н., Шунтов² А.В.

Аннотация

Подвергнута статистическому анализу аварийность воздушных линий (ВЛ) единой национальной электрической сети центрально-европейской части страны за предшествующие 15 лет. Сравнивается структура параметра потока отказов (частоты отказов) ВЛ 220 и 500 кВ общей протяженностью 17,6 и 8,5 тыс. км соответственно. Показано, что последнее десятилетие характеризуется наиболее благоприятными их характеристиками надежности. При этом обнаружена тенденция, когда параметр потока отказов ВЛ стал мало зависим от номинального напряжения сети. Данный факт заставляет усомниться в существующем десятилетия убеждении специалистов, согласно которому с повышением номинального напряжения сети удельная (на 100 км) частота отказов ВЛ снижается. Указанная тенденция еще раз демонстрирует объективную возможность целенаправленного управления надежностью электрических сетей.

Ключевые слова: единая национальная электрическая сеть, воздушные линии, аварийность, параметр потока отказов (частота отказов), организационная структура отказов.

Проблема обеспечения надежности энергосистем была и остается актуальной. Одним из ее аспектов является исследование показателей надежности элементов электрических сетей. Наиболее важные из них – параметр потока отказов (точнее – средний параметр потока отказов или частота отказов), среднее время восстановления, а также частота и продолжительность плановых ремонтов.

Электрическая сеть в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на основную и распределительную [1]. К основной относится единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС), формирующая костяк энергосистем страны. В ее состав входят воздушные линии (ВЛ) напряжением 220 кВ и выше.

Аварийность ВЛ подвергались анализу в большом количестве публикаций [2–7 и др.] (табл. 1). Ссылки на литературные источники в таблице даны в порядке убывания хронологического периода

¹ АО «ЦИУС ФСК ЕЭС» - филиал ЦИУС Центра, Москва, Россия

² НИУ МЭИ, Москва, Россия

³ АО «Научно-технический центр ФСК ЕЭС», Россия, ryabchenko.vn@yandex.ru

статистической выборки. В ней выделены значения параметра потока отказов (на 100 км длины ВЛ): неустранимых ω_n и суммы неустранимых и устранимых действием автоматического повторного включения (АПВ) ω_Σ . Характеристики приведены из расчета на одну цепь или линию. При наличии в литературном источнике дифференциации соответствующих значений в зависимости от типа опор (железобетонные или металлические) – за основу брались данные по металлическим опорам, как наиболее часто используемым.

Таблица 1. Параметр потока отказов ВЛ

Напряжение, кВ	110	220	330	500	750	Источник
ω_n , 1/(год·100 км)	1,28	0,56	0,45	0,37	–	[2]
ω_n , 1/(год·100 км)	0,81	0,42	0,33	0,31	–	[3]
ω_n , 1/(год·100 км)	3,9	1,7	1,3	0,6	0,6	[4]
ω_n , 1/(год·100 км)	1,07	0,36	0,55	0,24	–	[5]
ω_n , 1/(год·100 км)	1,28	0,5	0,55	0,21	0,20	[6]
ω_Σ , 1/(год·100 км)	1,32	1,34	1,29	2,5	–	[7]
ω_Σ , 1/(год·100 км)	4,49	2,98	2,07	0,77	–	[2]
ω_Σ , 1/(год·100 км)	4,68	1,51	1,37	0,69	–	[3]
ω_Σ , 1/(год·100 км)	5,3	2,0	2,2	0,58	0,56	[6]
ω_n/ω_Σ , отн.ед.	0,29	0,19	0,21	0,48	–	[2]
ω_n/ω_Σ , отн.ед.	0,17	0,28	0,24	0,45	–	[3]
ω_n/ω_Σ , отн.ед.	0,24	0,25	0,25	0,36	0,36	[6]

По информации о параметрах, характеризующей аварийность ВЛ выделяется работа [4], которая, по сути, является настольной книгой инженеров-проектировщиков страны. Она ссылается на использование статистических данных [6]. Но фактически в ней отражены значения ω_Σ . Тем самым неправомерно завышена частота отказов ВЛ, используемая для оценки надежности схем электрических соединений. В [8] представлены данные более чем полувековой давности. При этом по ряду классов напряжения (220 и 330 кВ) значения ω_Σ с тех пор не сильно изменились. Что касается ВЛ 500 кВ, то в [8] прямо указывается, что $\omega_\Sigma=2,5$ 1/(год 100 км) не может рассматриваться как закономерное отражение их особенностей: данные охватывали лишь первый опыт эксплуатации ВЛ от Волжских ГЭС в Москву, когда «пляска» проводов была основной причиной аварийных отключений этих линий.

Параметры потока неустранимых отказов в [2, 3, 5, 6] в целом сопоставимы, несмотря на то, что статистическая выборка в [3] охватывала временной отрезок от 2002–2007 гг., а [5, 6] – период до середины 80-х годов прошлого столетия. Причина кроется в том, что отказы в основных сетях подвергаются тщательным расследованиям с последующей разработкой организационно-технических мероприятий по их недопущению.

Из табл. 1 следует, что удельная (на 100 км) частота отказов ВЛ устойчиво снижается при увеличении номинального напряжения сети.

Это связано, как считают многие, с возрастанием габаритных размеров линий (междуфазные расстояния, расстояния относительно земли и др.) – см. табл. 2.

Таблица 2. Параметры ВЛ 220 и 500 кВ

№№ п/п	Наименование	Ед.изм.	220 кВ	500 кВ
1	Охранная зона	м	20	30
2	Наименьшее расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли в ненаселенной и труднодоступной местности	м	7	8
3	Наименьшее расстояние по вертикали от проводов ВЛ до поверхности земли в населенной местности	м	8	15,5
4	Наименьшее расстояние по горизонтали между проводами ВЛ и кронами деревьев	м	5	6
5	Количество проводов в фазе	шт.	1	3–4
6	Среднегеометрическое расстояние между фазами	м	8	14
7	Сечения проводов	мм ² (алюминий/ сталь)	240/32 300/39 400/51 500/64	300/66 330/48 400/51 500/64

Как известно, в начале 2000-х годов изменена организационная структура управления отечественной электроэнергетикой. Электрические сети 220 кВ, отнесенные к ЕНЭС, были выделены из состава региональных энергосистем и переданы во вновь образованную Федеральную сетевую компанию. Это обеспечило единые правила ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей 220–750 кВ. Оказалось, что данные преобразования заметно сказались на надежности этих сетей. Соответствующие доводы приведены ниже.

Анализу подвергнута структура неустраняемых отказов ВЛ 220 и 500 кВ общей протяженностью соответственно 17,6 и 8,5 тыс. км центрально европейской части страны за период 2006–2022 гг. (табл. 3). Из табл. 3 следует, что преимущественное влияние на аварийность ВЛ оказывают природно-климатические явления и события (пп. 2, 3 и 5 – более половины случаев для ВЛ 220 и 500 кВ), а также условно социальные причины (пп. 1, 4 и 6 – около 40% отказов для обоих классов напряжения). Как видно из табл. 3, структура отказов ВЛ 220 и 500 кВ в целом сопоставима. Данная особенность, а также единые с 2006 г. принципы ремонтно-эксплуатационного обслуживания ЕНЭС, подтолкнули авторов сравнить аварийность ВЛ 220 и 500 кВ.

Таблица 3. Организационные причины отказов ВЛ за период 2006–2022 гг.

№№ пп	Причина отказа	Количество отказов			
		500 кВ		220 кВ	
		шт	%	шт	%
1	Несоблюдение сроков, невыполнение в требуемых объемах технического обслуживания или ремонта оборудования и устройств, в том числе:	36	9,00	80	9,54
1.1	Несвоевременное выявление и устранение дефектов (обрыв или расплетение проводов и тросов, загрязнение изоляции, разрушение гирлянды, износ отдельных основных элементов)	18	4,50	71	8,46
1.2	Ошибки персонала	18	4,50	9	1,07
2	Воздействие птиц	5	1,25	18	2,15
3	Превышение параметров воздействия стихийных явлений относительно условий проекта	17	4,25	41	4,89
4	Воздействие посторонних лиц и организаций, не участвующих в технологическом процессе	131	32,75	205	24,43
5	Воздействие повторяющихся стихийных явлений, в том числе:	194	48,50	436	51,97
5.1	Гололедно-изморозевые отложения	18	4,50	10	1,19
5.2	Атмосферные перенапряжения (гроза)	68	17,00	111	13,23
5.3	Природные пожары	55	13,75	49	5,84
5.4	Прочие воздействия неблагоприятных природных явлений (падение деревьев, дикорастущая кустарная растительность)	51	12,75	262	31,23
5.5	Животные	2	0,50	4	0,48
6	Дефект (недостатки) проекта, монтажа, изготовления	5	1,25	33	3,93
7	Невыявленные причины	12	3,00	26	3,10
8	Итого	400	100	839	100

На рис. 1 приведены временные ряды параметра потока неустранимых отказов отмеченных выше ВЛ 220 и 500 кВ. Как видно из рис. 1, на начальном этапе (2006 г.) ω_n ВЛ 220 и 500 кВ составлял примерно 0,5 и 0,15 1/(год 100 км) соответственно, что подтверждало данные табл. 1. Однако с 2012 г. частота отказов ВЛ практически сравнялась, а в ряде случаев для ВЛ 220 кВ она стала более благоприятной в сравнении с 500 кВ: в 2020 г. параметр потока отказов ВЛ 220 кВ составил 0,08 1/(год 100 км), а 500 кВ – 0,10 1/(год 100 км).

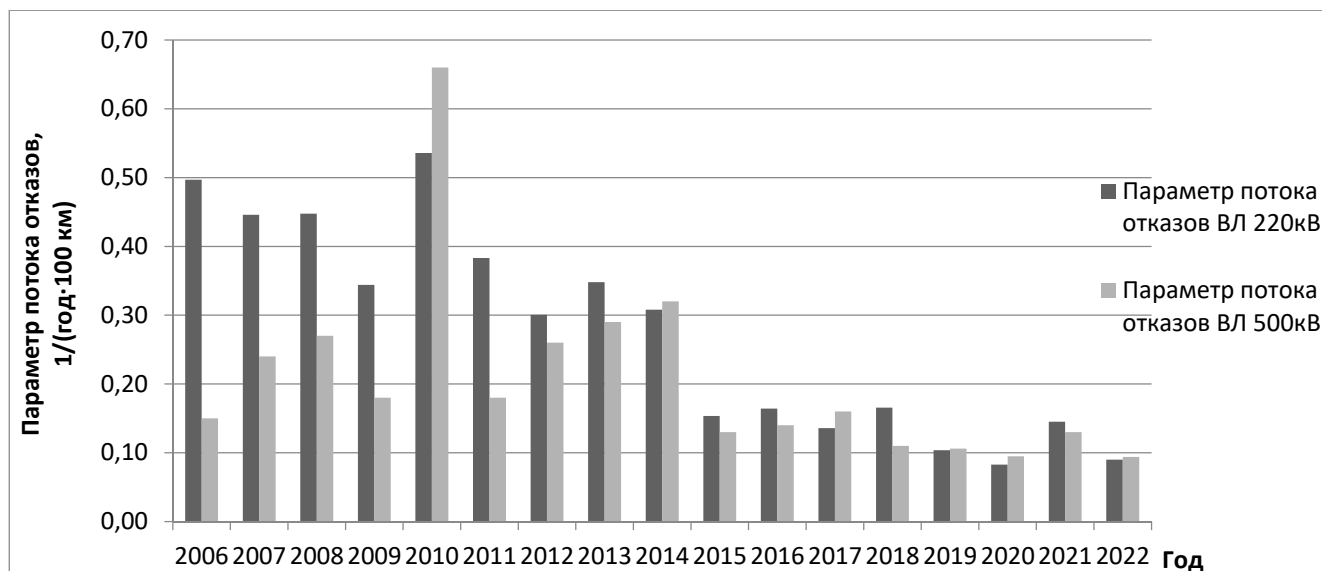


Рис. 1 – Параметр потока неустраняемых отказов ВЛ 220 и 500 кВ.

Таким образом, единообразные природно-климатические условия и ремонтно-эксплуатационное обслуживание привели к тому, что параметр потока отказов ВЛ стал мало зависим от номинального напряжения сети. Следовательно, выявленная тенденция еще раз демонстрирует объективную возможность управления надежностью элементов электрических сетей.

Как следует из рис. 1, частота отказов ВЛ год от года подвергается определенной изменчивости. Поэтому не удивительно, что в зависимости от временного периода статистической выборки параметры надежности ВЛ при прочих равных условиях различаются (табл. 1). Максимальные значения ω_n 0,54 и 0,67 1/(год 100 км) при напряжении 220 и 500 кВ соответственно отмечены в 2010 г. – год аномальных природных пожаров. При этом последние пять–семь лет выявили исторический минимум аварийности рассматриваемых ВЛ (0,1–0,15 1/(год 100 км)), несмотря на то, что около 40% линий находятся в эксплуатации свыше 50 лет (превышает нормативный срок их службы).

В настоящее время эксплуатационными организациями ведется аналитическая работа по сбору и обработке статистических данных по их аварийности с целью определения причин и выработки мероприятий по предотвращению отказов. Так, начиная с 2010 г. разработана и внедрена программа по расширению просек. Проводится ежегодная вырубка деревьев в охранной зоне ВЛ, угрожающих падением (наклонённые и сухостойные деревья), а также деревьев и кустарников под проводами. Это существенно сократило аварийность из-за падения деревьев на провода и перекрытий на древесно-кустарниковую растительность (рис. 2). Для более наглядной динамики снижения аварийности на рис. 2 и последующих рисунках во внимание приняты как неустраняемые, так и устраняемые действием АПВ отказы. Как видно из рис. 2, произошло кратное снижение аварийности ВЛ 220 и 500 кВ из-за рассматриваемой причины.

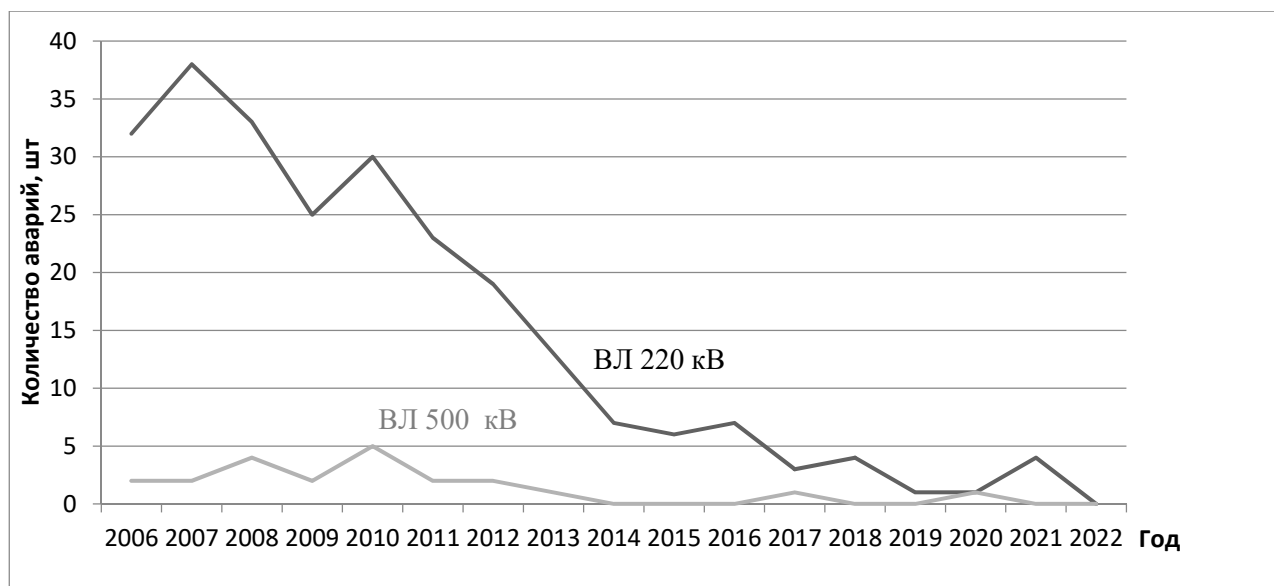


Рис. 2 – Количество нарушений, связанных с падением деревьев и перекрытий на древесно-кустарниковую растительность.

Также реализованы программы повышения грозоупорности наиболее подверженных авариям ВЛ:

- обследование и при необходимости замена контура заземления опор;
- усиление заземления грозотросов путем увеличения количества дополнительных электродов, изменение схемы заземления;
- увеличение длины изолирующей подвески за счет добавления изоляторов.

При отсутствии эффекта от повышения грозоупорности на опорах дополнительно устанавливались ограничители перенапряжений. В итоге удалось заметно снизить количество аварий, связанных с грозовыми воздействиями (рис. 3).

Сложнее обстоит дело с авариями, связанными с воздействием посторонних лиц и организаций, не участвующих в технологическом процессе. В первую очередь выполнены работы по замене устаревших и исчерпавших эксплуатационный срок службы опор на новые с улучшенными характеристиками (замена железобетонных опор на металлические с повышенным габаритом). Реализована программа реконструкции участков ВЛ с габаритами от проводов до земли, не отвечающих современным требованиям (ПУЭ изд. 7), вследствие роста населенных пунктов. Оработана комплексная система оповещения и информирования населения (органами власти, средствами массовой информации, информационно-предупредительными плакатами, знаками на опорах, дневной и ночной маркировкой др.) о недопустимости и опасности нарушения охранных зон ВЛ.

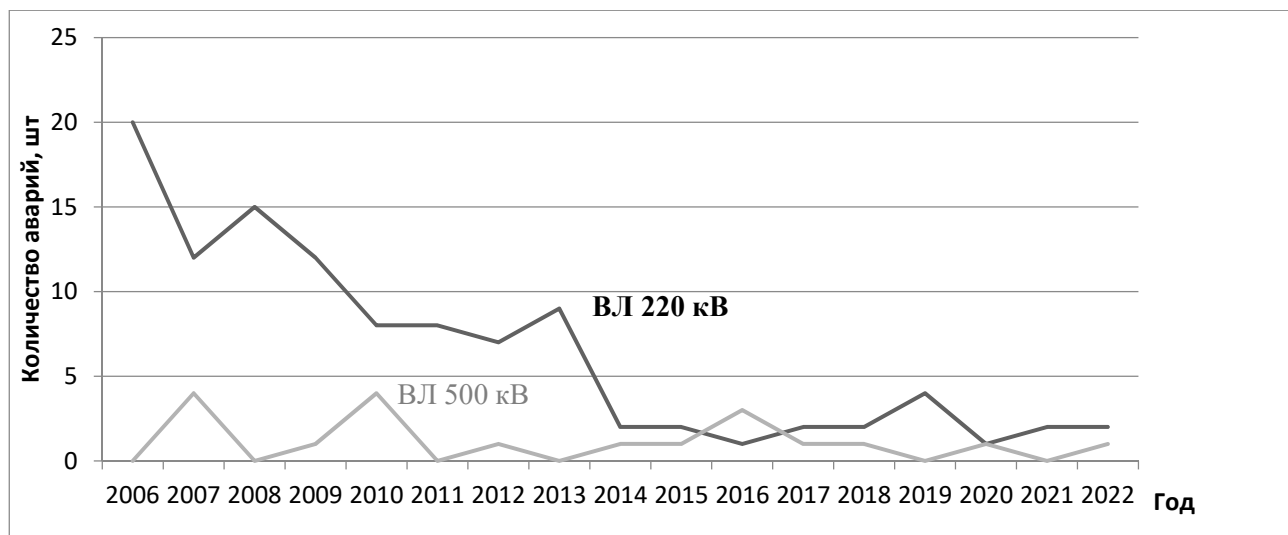


Рис. 3 – Количество нарушений, связанных с грозовыми воздействиями.

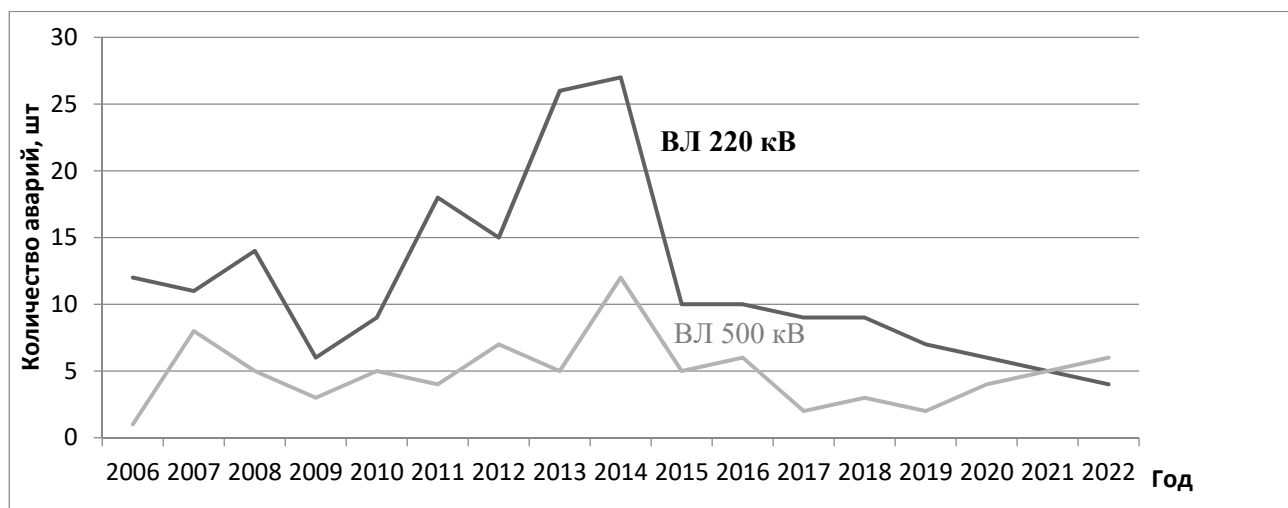


Рис. 4 – Количество нарушений, связанных с воздействием посторонних лиц.

В течение 2009-2014 гг. (рис. 4) наблюдался «всплеск» аварийности ВЛ. Это обусловлено быстрым развитием сельскохозяйственных угодий, увеличением количества производственных и социальных объектов, интенсификацией строительства крупных автомобильных развязок, автомагистралей, а также индивидуального жилья вблизи охранных зон ВЛ в регионе.

Существующие в то время регламенты по взаимодействию (при проведении работ) между электросетевыми и сторонними организациями оказались недостаточно эффективными; как результат — рост аварийности ВЛ. После введения в практику заключения между этими организациями имущественно-денежных договоров, предусматривающих компенсацию потенциально причиняемого ущерба электрическим сетям, а также выполнение мероприятий по ограждению территорий, установление информационных знаков, осмотр состояний охранных зон ВЛ оперативно-выездными бригадами, регламенты выполнения работ в охранных зонах ВЛ и др. произошло снижение числа аварий (рис. 4). Так,

если в 2006 г. на ВЛ 220 кВ отмечено (см. рис. 4) 12 такого рода отказов, то в 2022 г. – всего четыре.

В табл. 1 приведено отношение ω_n/ω_Σ , т.е. количество неуспешных отказов, отнесенное к общему их числу. Как видно из табл. 1, по мере роста номинального напряжения сети доля неуспешных отказов возрастает примерно в 1,5–2 раза и более: 0,19–0,28 и 0,36–0,48 при напряжении 220 и 500 кВ соответственно. На рис. 5 приведены временные ряды доли неустраняемых отказов ВЛ 220 и 500 кВ за рассматриваемый 2006–2022 гг. период. Как видно, отношение ω_n/ω_Σ варьируется в широких диапазонах. Так, в 2006 г. его значение составляло примерно 0,45 для обоих классов напряжения, а в 2022 г. – 0,18 и 0,34 для 220 и 500 кВ соответственно.

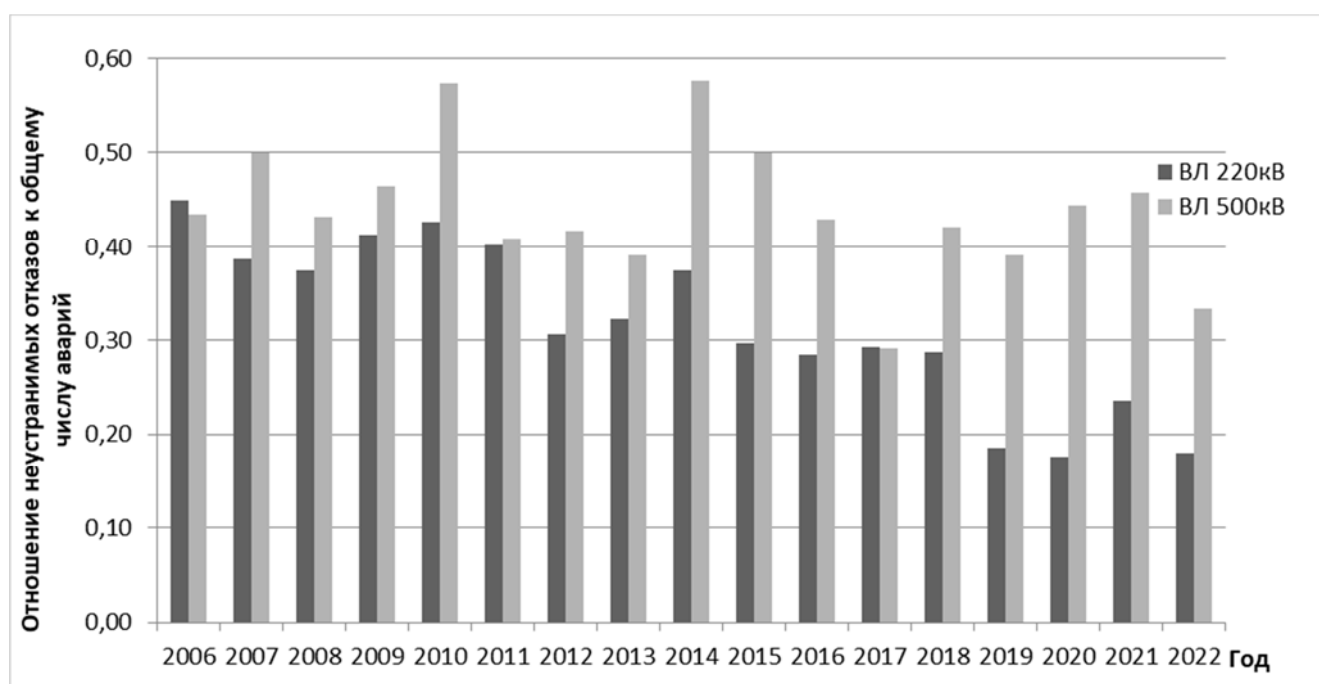


Рис. 5 – Отношение количества неустраняемых отказов к их общему числу.

Таким образом, данный показатель подвергается заметной временной изменчивости. Однако налицо повышение эффективности успешных АПВ на ВЛ 220 кВ. Надо полагать, что это связано с рассмотренным выше перечнем мероприятий по повышению их надежности.

Заключение

На протяжении многих десятилетий бытует мнение специалистов о том, что с повышением номинального напряжения сети удельная (на 100 км) частота отказов ВЛ снижается. Произошедшие в начале 2000-х годов изменения организационной структуры управления отечественной электроэнергетикой обеспечило единые правила ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей 220–750 кВ. Это привело к тому, что параметр потока отказов ВЛ стал мало зависим от номинального

напряжения сети. Анализ организационной структуры отказов ВЛ 220 и 500 кВ обширного региона за период 2006–2022 гг. выявил основные влияющие на надёжность факторы, в том числе их вес в общей аварийности: природно-климатические и социальные. Целенаправленные воздействия эксплуатации на данные факторы привели к историческому на данном временном промежутке минимуму аварийности ВЛ 220 и 500 кВ на уровне 0,1–0,15 1/(год 100 км). Это в два–четыре раза меньше ранее опубликованных статистических данных.

Эффективность АПВ на ВЛ 220 и 500 кВ подвергается значительной временной изменчивости и находится в известных ранее пределах. Тем не менее эффективность АПВ на ВЛ 220 кВ на промежутке 2006–2022 гг. возросла примерно вдвое, что, надо полагать, связано с реализацией организационно-технических мероприятий по повышению надёжности.

Литература

1. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153–34.20.118–2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200045669> (дата обращения: 11.08.2023).
2. Непомнящий В.А. Надёжность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2013, 196 с.
3. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Мозгалева К.В., Шунтов А.В. О коммутационном ресурсе выключателей при коротких замыканиях в энергосистемах // Электрические станции, 2008, № 10, с. 59–62.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005, 320 с.
5. Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1985, 248 с.
6. Указания по применению показателей надёжности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, 18 с.
7. Катсон В.Д., Никитин О.В., Половой И.Ф., Халилов Ф.Х. Годовое число коммутаций линий и трансформаторов высших классов напряжения // Электрические станции, 1970, № 10, с. 42–44.
8. Эдельман В.И., Барг И.Г., Коробанов С.В., Припускова Т.П. Статистический анализ преднамеренных отключений ВЛ 35–500 кВ // Электрические станции, 1979, № 11, с. 49–54.

УДК 620.424.1

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОСЛЕ СИСТЕМНОЙ АВАРИИ

Либерман А.Л.¹

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы обеспечения надежного восстановления после системной аварии энергосистемы, состоящей из энергоустановок с термическим процессом, в заданное время, без учета случаев их физического разрушения в результате стихийных бедствий, диверсий и военных действий.

Анализируются параметры надежности, относящиеся к оборудованию со средней выработкой временного ресурса 10–20 лет.

В статье показано, что при правильной подготовительной работе уже через 20 минут после причины системной аварии с вероятностью в 86% можно получить первую отдающую энергию установку.

Ключевые слова: системная авария, восстановление, надежность, газовая турбина, дизель-генератор, ожидание, безопасный останов, black out, recovery, reliability, gas turbine, diesel, ready to start, black start, safe shutdown

Введение

При штатной работе основной параметр надежности энергосистемы – это живучесть, то есть способность не допустить прекращения поставки энергии потребителям. Однако, если генераторы отключились от сети – произошла системная авария (Black Out), – то надежность приобретает иной смысл: теперь становится важным время возвращения сети в рабочее состояние. Задача оперативно-диспетчерского управления, выполняемая диспетчерским центром (далее – ДЦ), в такой ситуации – восстановить энергосистему, но не как можно быстрее, а как можно надежнее.

Рассмотрим процесс восстановления в мирных условиях, то есть доведение энергосистемы до принятой в данный сезон и данное время суток нагрузки при стабильной частоте и стабильном напряжении за заданное время. Поскольку запуск основных мощностей продолжается примерно 2 ч, для восстановления энергосистемы в течение 2,5 ч первые МВ-А должны появиться в ней не позже, чем через 30 минут с момента системной аварии.

Для восстановления энергосистемы требуются скоординированные

¹ Radon, Rosh HaAin, Israel, e-mail: libalex@gmail.com

действия по переключениям в сети, подключению генераторов и потребителей. Временная шкала процесса восстановления приведена в таблице 1.

Таблица 1. Хронология процесса восстановления

Время от системной аварии	Событие	Действия персонала электростанции	Действия ДЦ
0	Непосредственная причина аварии	Нет	Нет
До 5 мин	Срабатывание релейной защиты и автоматики	Нет	Нет
2–8 мин	Запуск локальных средств обеспечения станции	Корректировка пуска при необходимости	Нет
5–20 мин	Сбор и анализ информации о состоянии энергосистемы и ее компонентов	Осмотр основного и вспомогательного оборудования электростанции	Ручной и автоматизированный анализ собранной информации
До 20 мин	Переход турбин в состояние готовности к запуску или процесс безопасного останова (в зависимости от типа турбины)	Корректировка процесса	Ручной и автоматизированный анализ собранной информации
С 20-й мин до восстановления	Ресинхронизация, запуск без использования внешних относительно электростанции мощностей (далее – Black Start)	Корректировка процесса, повторные запуски	Сбор и анализ информации, создание электрокоридоров в заданные и возможные точки
С 20-й мин до восстановления	Запуск основных мощностей, возвращение в штатный режим (RTN)	Корректировка процесса	Корректировка процесса

Параметры турбин, влияющие на процесс восстановления

Газотурбинные и дизельные установки нуждаются в пусковом механизме, так как при низких оборотах не могут создать нужный момент сами. В газотурбинных установках (далее – ГТУ) таким пусковым механизмом в большинстве случаев является электрический пусковой механизм: в турбинах с приводом с холодного конца сам генератор используется как электростартер, в остальных случаях ставится электростартер.

Паротурбинные установки могут сами раскрутиться с нуля до номинальной скорости вращения, но только если есть пар. Учитывая, что для подготовки пара требуются значительные мощности, можно обобщенно говорить о «пусковых мощностях». Таким образом, на первых этапах восстановления после аварии потребителями в энергосистеме будут сами электростанции, так как для пуска любой энергоустановки с термическим процессом требуется мощность, которая иногда доходит до 10% от установленной мощности (в таблица 2).

Таблица 2. Основные параметры распространенных энергоустановок

Вид энергоустановки	Типичная мощность [МВт]	Надежность пуска [%]	Мощность пуска [МВт]	Энергия пуска [МВт·ч]	Динамика пуска [МВт/с]	Время пуска	Мощность для безопасного останова
1	2	3	4	5	6	7	8
Дизельная энергоустановка / дизель							
	0,1–20	96	$5e - 3$	$1e - 5$	$5e - 3$	10 с – 2 мин	Близка к нулю
ГТУ – турбореактивный двигатель (далее – Jet)							
	5–100	97	0,8	$7e - 3$	0,25	2–5 мин	100 кВт
Технология Frame6 (с дизельным пусковым двигателем) – ГТУ большой мощности							
	25–45	97	0,4	0,1	0,1	15 мин	100 кВт
Технология E – ГТУ большой мощности							
ГТУ открытого цикла	80–140	95	2	0,7	1	20 мин	150 кВт
ПГУ комбинированного цикла с двумя валами	120–210	90	3,5	1–1,5	1	0,5–2 ч	300 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)
ПГУ комбинированного цикла с тремя валами	120–210	83	2,5	1–1,5	1	0,5–2 ч	300 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)

Продолжение таблицы 1.							
1	2	3	4	5	6	7	8
Технология F – ГТУ большой мощности							
ГТУ открытого цикла	130–160	95	3	0,7	2	5–25 мин	200 кВт
ПГУ комбинированного цикла с двумя валами или одним валом с расцепной муфтой	195–240	92	7	1	2	5–35 мин	400 кВт (+100 кВт в виде энергии пара)
ПГУ комбинированного цикла с одним валом и прямым подключением	195–240	91	10	2 (+20 в виде энергии пара)	3	20 мин – 8 ч	500 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)
Технология H – ГТУ большой мощности							
ПГУ комбинированного цикла с одним валом	550	Нет статистических данных	20	10	15	0,5–8 ч	600 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)
Паротурбинные установки							
С котлом с разрежением	30–700	0,85	70	100	4	1–8 ч	600 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)
С котлом с поддувом	200–1000	0,83	70	100	30	1–8 ч	600 кВт (+30 кВт в виде энергии пара)

В зависимости от проектных характеристик электростанции расположенные на ней энергоустановки можно отнести к одному из следующих типов: те, которые можно запустить без использования внешних относительно электростанции мощностей (способные к Black Start), и те, которые должны будут ожидать их подвода (Holding).

В случае системной аварии каждая из энергоустановок в энергосистеме может оказаться в одном из следующих состояний:

- **Вариант 1.** Турбина остается на ходу, генератор работает на обеспечение собственных нужд станции. Это щадящий вариант, и задача персонала электростанции – обеспечить работу турбины на этом уровне. Генератор уже готов к ресинхронизации. Вероятность такого сценария в целом очень низка (порядка 0,1) и зависит от следующих факторов:
 - типа турбины: для турбин, у которых структура пламени меняется с диффузного на премикс (premix), это практически невозможно;
 - подготовки турбины: турбины, которые в принципе способны остаться на ходу, следует периодически проверять и устранять неполадки (проверить работу защиты от минимальной частоты, настроить PID-регулятор в системе регулирования топлива/пара и регулятора тока возбуждения);
 - расположение относительно места электрической аварии: даже подготовленная турбина вблизи места аварии не сможет остаться на ходу.

Следует отметить, что даже один энергоблок, стабилизированный в режиме холостого хода, может питать всю электростанцию, что облегчит запуск остальных блоков.

- **Вариант 2.** Турбина отключилась по электрической или технологической причине, вызывающей остановку самой турбины. Различным турбинам требуются разные методы расхолаживания, однако всем турбинам нужна стабильная подача масла в подшипники, всем генераторам с водородным охлаждением нужно масло для уплотнения, чтобы выполнить безопасный останов и переход в состояние готовности к запуску.

Эти энергоустановки нуждаются в поставке энергии. Нарушение процесса безопасного останова неизбежно приведет к остановке турбины минимум на десятки часов. При успешном завершении цикла безопасного останова турбина переходит в состояние готовности к запуску. Для его поддержания требуется примерно такая же мощность.

- **Вариант 3.** По какой-либо причине турбина переходит в состояние, когда ее невозможно запустить в ближайшие часы. Эти энергоустановки не будут участвовать в восстановлении, но они будут потреблять мощность.

Разработка стратегии восстановления

При разработке стратегии восстановления после аварии, которая должна выполняться для каждой энергосистемы, следует оценить, какие из энергоустановок наиболее вероятно относятся к первому, второму и третьему варианту, а также построить модели переходных процессов, связанных с восстановлением. В обязательном порядке должны быть рассмотрены следующие темы, которые не обсуждаются в данной статье:

- определение наиболее важных потребителей (сами электростанции, больницы и т.д.) и линии поставки к ним;

- средства связи ДЦ и электростанции/подстанции, поскольку в случае системной аварии многие из штатных средств связи выходят из строя.

При разработке стратегии также следует учесть, способна ли установка к Black Start, или должна будет ожидать подвода внешней энергии. В обоих случаях турбина нуждается в безопасном останове, поэтому рассмотрим этот процесс подробнее.

Обеспечение безопасного останова и возможности Black Start

Внутренние (относительно станции) потребители мощности для безопасного останова приведены в таблице 3.

Таблица 3. Потребители мощности для безопасного останова

Потребитель	Мощность	Время допустимого перерыва, мин
Масляные системы (для подшипников, для уплотнения)	100 кВт на каждые 100 МВт установленной мощности	5, при наличии аварийных насосов
Система охлаждения критических комнат (особенно важно в жарком климате)	50 кВт	30
Система контроля и управления	10 кВт на одну турбину	120, при исправности батарей
Вычислительное оборудование	До 15 кВт	20, при подключении через ИБП
Уплотнение подшипников паровой турбины	5–7 тонн/ч (эквивалент в дизельном топливе – 0,5 тонн/ч на каждые 100 МВт)	Первые 3–4 часа после остановки используется пар котла
Общие нужды станции (освещение, прокачка остаточных жидкостей)	100 кВт	0, в темное время суток 120, в темное время суток

При качественном выполнении регламентных работ по поддержанию батарей и ИБП их надежность практически 100%. Мощности, необходимые для безопасного останова и поддержания состояния готовности к запуску, не очень велики, и верхняя оценка требуемой энергии (на 8 ч) составляет $600 \times 10^3 \times 8 \times 3600 = 1728 \times 10^4$ [кДж], что при КДП в 30% эквивалентно 1,5 тонн дизельного топлива. К этому необходимо добавить 1,5 тонн дизельного топлива (в теплом климате) на производство пара. Итого на первые 8 ч системной аварии необходимо 3 тонны дизельного топлива. Этот расчет не учитывает случаи подогрева тяжелых видов мазута в холодном климате (скорее

всего, такая необходимость будет, но она может компенсироваться потреблением мощности на охлаждение).

Рассмотрим следующие три технологии производства этих мощностей:

1) Наиболее экзотическая технология – это топливный элемент. Технология в целом многообещающая, но на данный момент весьма капризная в топливе. Этот вариант стоит рассмотреть, если на электростанции есть доступные и достаточные запасы топлива для топливных элементов. По надёжности подобных систем нет достоверных данных, но можно предположить, что она приблизительно равна 99%. Также есть возможность использовать горячий выхлоп для подогрева тяжелых видов топлива. Далее в статье данная технология рассматриваться не будет.

2) Аккумуляторные батареи. Технология опробована, в теплых странах очень капризна из-за перегрева батарей в период ожидания. Может оказаться, что вместо заявленных 5 МВт·ч батарея способна выдать только 2-3 МВт·ч. Необходимость климат-контроля делает подобные установки очень дорогими. По имеющейся статистике надёжность такой системы не более 60%, поэтому данная технология не подходит для обеспечения критичных процессов, какими являются безопасный останов и Black Start энергоустановки.

3) Старые испытанные дизель-генераторы (ДГ). При качественном обслуживании их надёжность составляет 95–96%. Потребители, связанные с процессом безопасного останова, не отличаются высокой динамичностью, а те, что могут выдать значительный скачок мощности, легко поддаются регулировке в этом параметре. Поэтому далее в статье будет рассматриваться обеспечение безопасного останова и пуска энергоустановок с использованием ДГ.

В заключение этой части: надёжность этого этапа восстановления состоит из надёжности ДГ и надёжности самого оборудования энергоустановки, в целом примерно 0,9. Для обеспечения безопасного останова и последующей поддержки турбины в состоянии готовности к запуску следует установить ДГ мощностью не менее 120% от расчетной (речь идет о кВт·А, а не только о кВт), с запасом топлива на расчетное время, но не менее 8 ч. Топливный бак должен быть с легким способом дозаправки.

Определение порядка запуска энергоустановок

Для дальнейшего анализа предположим, что при начале работ по восстановлению все турбины в сети способны к Black Start и являются взаимозаменяемыми для энергосистемы (что на самом деле не так). Выбор турбогенераторов, которые будут запущены первыми, должен выполняться ДЦ в соответствии с разработанной стратегией по следующим параметрам (для этого нужны надежные средства связи как для сбора информации, так и для передачи команд):

1) Выбор производится исключительно из турбогенераторов, которые находятся в состоянии готовности к запуску. Это очевидное требование в спешке часто игнорируется.

2) Возможность и целесообразность отбора мощности конкретного генератора в конкретной ситуации. Нет смысла запускать турбины, лишенные возможности отводить мощность в заданные точки сети.

3) Турбины, запускаемые первыми, должны обладать хорошим динамическим запасом регулирования. Процесс подключения линий и потребителей сопровождается высокими переходными режимами, поэтому динамический запас турбогенератора должен быть достаточным для их компенсации.

4) Выбор энергоустановки с наибольшей вероятностью успешного пуска.

5) Выбор энергоустановки со временем пуска, укладывающимся в требуемый диапазон. Если турбина с надёжностью 100% и динамическим запасом 150% от требуемого начнет отдавать мощность через длительное время, то она не подходит для первоочередного запуска.

Из известных современных технологий по этим параметрам наиболее всего подходят Jet-турбины, газовые турбины Frame6 и технология E (табл. 2). Установки комбинированного цикла, у которых парообразователь подключен к газовой турбине напрямую, не подходят для BlackStart, поскольку время их запуска очень длительное, а запуск требует стабильно работающей газовой турбины и больших пусковых мощностей.

При пуске Jet-турбины не требуются значительные мощности и с таким запуском может справиться коммерческий ДГ. В энергосети с достаточным количеством Jet-турбин восстановление производится быстро (в основном это зависит от своевременности и правильности решений ДЦ). Но по причине высокой стоимости установки и эксплуатации подобных турбин за счет относительно низкого КПД гражданские энергосистемы обладают малым их количеством и их вклад в общую генерируемую мощность мал.

Турбина технологии Frame 6, как правило, имеет дизельный стартер в роли пускового механизма, и в этом случае мощности, требуемые для запуска турбины, не велики. Эти турбины обладают более высоким КПД, чем Jet, но они сложнее в обслуживании, поэтому в гражданских энергосистемах их вклад в общую генерируемую мощность также невелик.

Следующая технология – E – работающая в режиме открытого цикла (без котла-утилизатора). Эта технология требует значительных мощностей, довольно большой энергии и отличается очень большими скачками мощности во время пуска.

Электростартер номинальной мощностью 1250 л.с. работает приблизительно с двукратной перегрузкой. Ступенчатое изменение нагрузки влияет на ДГ, что может вызвать нарушение работы щитов управления электродви-

гателями и срыв пуска турбины из-за отключения критичных для ее функционирования моторов, а также защитную остановку ДГ. Попытка старта турбины и отключение ДГ однозначно принуждают запустить новый процесс безопасного останова, который не будет закончен: повторный запуск ДГ потребует времени, что в свою очередь вызовет нарушение работы вспомогательных систем. Это приводит к потере возможности запустить данную турбину в заданное время.

Проблема переходных процессов может быть решена путем установки ДГ с большим запасом мощности, но это очень дорогое решение. Приемлемое решение – установка нескольких параллельно включенных ДГ, часть из которых «мощные», а другие – «быстрые». При этом появляется дополнительное звено в цепи надежности, но надежность в режиме безопасного останова увеличивается.

Расчет общей надежности пуска рассмотренных видов энергоустановок приведен в таблице 4.

Таблица 4. Расчет общей надежности пуска энергоустановки

Тип турбины	Надежность пуска энергоустановки	Конфигурация пусковых ДГ	Надежность пусковых ДГ	Общая надежность пуска	Время выработки первого МВт
Jet	0,95	ДГ	0,97	0,92	3 мин
Frame6 с дизельным стартером	0,93 турбина 0,95 стартер	ДГ	0,97	0,86	15 мин
Е открытого цикла	0,96	2 параллельно установленных ДГ	0,96x0,96	0,88	20 мин

В заключение этой части: частым выбором является турбина технологии Е. На каждый пуск турбины потребуется запас примерно в 100 кг дизельного топлива без учета топлива для самой турбины (рекомендуется иметь запас на три попытки пуска без дозаправки). Периодическая проверка и наладка ДГ должны выполняться заблаговременно.

Заключение

Статья описывает цепь событий на электростанции от системной аварии до получения первого МВт.

В случае неудачи пуска турбины требуется повторить работы по восстановлению, но при этом придется полностью повторить все, начиная с безопасного останова. С каждой неудачной попыткой вероятность успешного

запуска снижается, поскольку все системы старта работают не в оптимальном режиме. Для повторных пусков нет достоверных статистических данных, но по моему опыту вероятность успешности каждого последующего запуска при работе от ДГ снижается примерно на 10%.

Таким образом, сквозная вероятность запуска энергоустановки с трех попыток составляет примерно 0,99 (с первой попытки – 0,88, со второй – 0,78, с третьей – 0,68). Но вторая и третья попытка не укладываются в требуемый временной диапазон: речь пойдет уже о часах.

Основываясь на приведенных цифрах, можно сделать вывод, что для восстановления энергосистемы после системной аварии необходимо:

1) Наличие в энергосистеме необходимого для требуемой надежности количества турбогенераторов, которые будут запущены в первую очередь, обеспеченных необходимым количеством топлива;

2) Наличие на станциях дизель-генераторов, установленных в конфигурации, обеспечивающей надежный запуск турбины, с необходимым количеством топлива;

3) Выполнение регулярных работ по наладке регулирующих контуров в основных системах турбогенераторов;

4) Обеспечение станций, подстанций и ДЦ надежной системой связи.

Таким образом подготовленная и обслуживаемая энергосистема, при профессиональной работе команд на станциях и в ДЦ, может пройти восстановление в заданное (2,5 ч) время.

Литература

1) Смирнов С.О., Успенский М.И. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах. Известия Коми научного центра УрО РАН. Выпуск 1(9). Сыктывкар, 2012, с. 68–77.

2) Успенский М.И., Зарубин Ю.В., Моделирование восстановления ЭЭС после погашения с использованием искусственных нейронных сетей. Релейная защита и автоматизация, № 4, 2013, с. 26–34.

3) Гурина Л.А. Оценка киберустойчивости системы оперативно-диспетчерского управления ЭЭС. Вопросы кибербезопасности. № 3(49) 2022, с. 23–31.

4) Успенский М.И. Составляющие надежности информационной сети системы мониторинга переходных режимов. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 2020, с. 370–379.

5) ELIA – National Control Center & Market Development. Study on The Review of The Black Start Ancillary Service (Non-confidential version). 20/12/2018.

6) National Grid ESO. Black Start from Non-Traditional Generation Technologies. Technology Capability and Readiness for Distributed Restoration. Network Innovation Allowance, June 2019.

УДК 621.311

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ*

Коверникова Л.И.

Аннотация

Несинусоидальность напряжения в электрических сетях одна из острых проблем в области качества электрической энергии. При несинусоидальных режимах в электрических сетях кроме потерь активной мощности на основной частоте, т.е. на 1-ой гармонике, возникают потери активной мощности на частотах, кратных основной частоте, соответствующих гармоникам от 2 до 40. Дополнительные потери активной мощности гармоник увеличивают потери в электрических сетях, создавая экономический ущерб как для энергетических компаний так и потребителей.

В статье представлен обзор литературы по рассматриваемой теме. Для оценки дополнительных потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи предложен методический подход. На основе методического подхода сделан анализ показателей качества электрической энергии, характеризующих несинусоидальный режим, измеренных в узле присоединения линии электропередачи 110 кВ к электрической сети, определены дополнительные потери активной мощности, сделан их анализ.

Ключевые слова: гармоники, измерения, методический подход, потери активной мощности.

Введение

Последние несколько лет в федеральных органах власти начали активно обсуждать вопросы качества электрической энергии в электрических сетях России, принимать законодательно-правовые документы, что конечно вызвано низким качеством электрической энергии в электрических сетях и приносимым экономическим ущербом. В 2008 году экономический ущерб, вызванный низким качеством электрической энергии, по минимальной оценке составлял 25 миллиардов долларов [1]. В Постановлении Правительства от 23.12.2021 № 2425 [2] указано, что электрическая энергия, подлежит обязательной сертификации на соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 [3]. В начале 2022 года Секция по законодательному ре-

* Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП "Высокотемпературный контур" (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038). Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, РФ, e-mail: kovernikova@isem.irk.ru

гулированию энергоэффективности и энергосбережения Экспертного совета при Комитете Государственной Думы по энергетике предложила ПАО «Россети» провести семинар по внесению изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» [4, 5]. Одно из предложений касалось установления требований к качеству электрической энергии и обязанностей субъектов электроэнергетики и потребителей по их соблюдению. В 2022 году закон о внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» был принят [5]. Изменения начали действовать с 1 января 2023 года [6]. По оценкам специалистов Государственной Думы «решение вопросов качества электрической энергии приведет к получению значительного экономического эффекта для субъектов электроэнергетики и потребителей, сокращению нерационального расходования бюджетных средств, увеличению ресурсов, которые могут быть направлены на технологическую модернизацию сетевого хозяйства» [4]. Высокое качество электрической энергии необходимо для цифровой экономики, задача создания которой поставлена в [7]. Количество электронного оборудования, требующего высокого качества электрической энергии с одной стороны, а с другой стороны, ухудшающего его, стремительно увеличивается [8–10].

Одной из актуальных проблем в области качества электрической энергии является несинусоидальность напряжения. Значения показателей качества электрической энергии, характеризующие искажение формы кривой напряжения, превышают нормы, установленные в [3]. Одним из отрицательных последствий несинусоидальности напряжений являются добавочные потери активной мощности и энергии в линиях электропередачи. Для оценки их величины необходим методический подход.

В статье предлагается методический подход для оценки дополнительных потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи при несинусоидальных режимах, который включает: анализ измеренных показателей качества электрической энергии и параметров режима, характеризующих несинусоидальный режим, в узле присоединения линии электропередачи к электрической сети, определение активного сопротивления линии электропередачи на гармониках от 2 до 40 с учетом изменения температуры окружающей среды; определение наибольших, средних и суммарных значений дополнительных потерь активной мощности в линии электропередачи и другие вопросы. Применение методического подхода проиллюстрировано оценкой дополнительных потерь активной мощности в трехфазной линии электропередачи 110 кВ «Могоча-Давенда» в Забайкальском крае.

Обзор литературы по оценке дополнительных потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи при несинусоидальных режимах

Линии электропередачи являются элементом электрических сетей. При несинусоидальных режимах в них текут токи гармоник не только 1-ой,

соответствующей основной частоте, но и гармоник кратных ей. Как и в любом другом электрооборудовании, являющимся элементом электрических сетей, в линиях электропередачи токи гармоник вызывают дополнительные потери активной мощности. Определению величины потерь активной мощности в линиях электропередачи при несинусоидальных режимах посвящено много публикаций в связи с актуальностью проблемы [10–14].

В [10] указывается, что при питании нагрузки с нелинейной вольтамперной характеристикой (нелинейной нагрузки) от источника с синусоидальным напряжением в нее направлен поток активной мощности 1-ой гармоники. Большая часть этой мощности потребляется нагрузкой для выполнения полезной работы, которую в [11] предложено называть «работоющей мощностью». Часть активной мощности 1-ой гармоники нелинейной нагрузкой преобразуется в активные мощности гармоник с номерами $n > 1$ [10]. В [11] такие активные мощности предложено называть «вредными мощностями».

В [9] ставится вопрос о дополнительных финансовых потерях питающей сети и потребителей, связанных с активными мощностями гармоник. В [13] рассматривается учет электрической энергии при несинусоидальных режимах и указывается на недоразумения, возникающие между энергоснабжающими организациями и потребителями при расчетах за электрическую энергию. Счетчики электрической энергии измеряют активную энергию не только 1-ой, но и других гармоник. По этой причине энергоснабжающие организации и потребители несут дополнительные расходы при оплате за электрическую энергию.

Авторы [14] отмечают, что дополнительные потери активной мощности гармоник в сетях электрических систем могут составлять несколько процентов от потерь при синусоидальном напряжении. В сетях промышленных предприятий и в сетях электрифицированного железнодорожного транспорта потери могут достигать 10–15%. В [15] приведены значения потерь активной мощности на основной частоте и дополнительных потерь на частотах гармоник по измеренным в течение суток значениям гармоник токов в линии электропередачи 110 кВ в «Бурятэнерго». В некоторые моменты времени добавочные потери составляли 30% от потерь на основной частоте. Уровень добавочных потерь активной мощности за сутки составил 13,1% от потерь электрической энергии на 1-ой гармонике.

В [16–18] рассматривается влияние гармоник токов на величину активного сопротивления провода линии электропередачи, в [19–20] температуры окружающей среды.

Методический подход к оценке дополнительных потерь активной мощности в воздушной линии электропередачи

При несинусоидальных режимах напряжение и ток в одной фазе электрической сети представляются выражениями:

$$u(t) = \sum_{n=1}^{40} I_{mn} \sin(n\omega t + \varphi_{Un}), \quad (1)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{40} I_{mn} \sin(n\omega t + \varphi_{In}), \quad (2)$$

где $u(t)$, $i(t)$ – мгновенные значения напряжения и тока; n – номер гармоники; U_{mn} , I_{mn} – амплитудные значения напряжения и тока n -ой гармоники; $\omega=2\pi f$ – угловая частота, где $f=50$ Гц; φ_{Un} , φ_{In} – фазовые углы напряжения и тока n -ой гармоники.

Активная мощность при несинусоидальных напряжении и токе в одной фазе электрической сети в соответствии с [15] представляется как:

$$P = P_1 + \sum_{n=2}^{40} P_n = U_1 I_1 \cos \varphi_1 + \sum_{n=2}^{40} U_n I_n \cos \varphi_n = I_1^2 R_1 + \sum_{n=2}^{40} I_n^2 R_n, \quad (3)$$

где P_1 – активная мощность 1-ой гармоники, P_n – активная мощность n -ой гармоники, $\varphi_1 = \varphi_{U1} - \varphi_{I1}$, $\varphi_n = \varphi_{Un} - \varphi_{In}$ – углы между током и напряжением 1 и n -ой гармоник; I_1 , I_n – действующие значения токов 1 и n -ой гармоник; R_1 и R_n – активное сопротивление провода для 1 и n -ой гармоник.

Дополнительные потери активной мощности, передаваемой по одной фазе линии электропередачи для одной из гармоник, включая первую, определяются выражением:

$$\Delta P_n = I_n^2 R, \quad (4)$$

где I_n – действующее значение тока, протекающего по проводу одной фазы; R – активное сопротивление провода. Суммарные активные потери на гармониках от 2 до 40 можно вычислить по выражению:

$$\Delta P_{n\Sigma} = \sum_{n=2}^{40} I_n^2 R_n. \quad (5)$$

В справочной литературе приводятся значения активных сопротивлений проводов для токов 1-ой гармоники. При определении потерь активной мощности в линии электропередачи для гармоник с номером $n > 1$ необходимо учитывать изменение активного сопротивления провода, вызываемого электромагнитным полем разных частот [20]. При передаче электрической энергии переменный электрический ток по сечению провода распределяется неравномерно. Наибольшие значения плотности тока имеет на поверхности провода и убывает при удалении от поверхности в глубь провода. В проводе возникает явление поверхностного эффекта, в результате которого увеличивается активное сопротивление. Изменение величины активного сопротивления характеризуется коэффициентом поверхностного эффекта. С учетом поверхностного эффекта выражение (5) принимает вид:

$$\Delta P_{n\Sigma} = \sum_{n=2}^{40} I_n^2 R k_{Rn}, \quad (6)$$

где k_{Rn} – коэффициент поверхностного эффекта на n -ой гармонике.

В литературе имеются различные предложения по вычислению коэффициента поверхностного эффекта [13, 15–17]. В [13, 15, 16] значение коэффициента поверхностного эффекта предлагается определять, как:

$$k_{Rn} \approx 0.47\sqrt{n}. \quad (7)$$

В [17] в предположении резкого проявления поверхностного эффекта, т.е. когда длина электромагнитной волны в проводе значительно меньше радиуса сечения провода [20], предлагается принимать, что:

$$k_{Rn} = \sqrt{n}. \quad (8)$$

В [10] отмечается, что на сопротивление линии электропередачи оказывают влияние климатические условия и нагрузка линии, но поскольку линии электропередачи являются лишь одним из элементов электрической сети, параметры которых постоянно меняются, то «вряд ли необходимо рассчитывать сверхточное значение поверхностного эффекта, оказывающего влияние на характеристики ограниченного числа элементов». Автор предлагает для практических расчетов принимать упрощенное значение коэффициента. В [14] поверхностный эффект вычисляется по выражению (8).

В публикациях [18, 19] отмечается, что при расчете параметров режимов электрических сетей необходимо учитывать влияние температуры окружающей среды, так как активное сопротивление проводов линий электропередачи изменяется при изменении температуры. При увеличении температуры сопротивление провода увеличивается, при уменьшении температуры уменьшается. В справочной литературе приводятся информация для определения активного сопротивления проводов при температуре 20°C. Для других значений температуры величина активного сопротивления провода определяется выражением из [18-19]:

$$R_t = R_{20} + \alpha_T (t - 20), \quad (9)$$

где R_{20} – сопротивление провода при температуре 20°C; R_t – сопротивление провода при температуре окружающей среды; α_T – температурный коэффициент сопротивления провода; t – температура окружающей среды.

Таким образом, дополнительные потери активной мощности в проводах линии электропередачи при несинусоидальных режимах необходимо определять с учетом влияния поверхностного эффекта и температуры окружающей среды. Математическое выражение для определения активного сопротивления провода с учетом двух этих факторов принимает вид:

$$R = \sqrt{n} [R_{20} + \alpha_T (t - 20)]. \quad (10)$$

Для оценки величины суммарных добавочных потерь, возникающих при несинусоидальных режимах, относительно потерь активной мощности 1-ой гармоники предлагается вычислять $\Delta P_{n\%}$ как:

$$\Delta P_{n\%} = \Delta P_{n\Sigma} / \Delta P_{1\Sigma} * 100\%. \quad (11)$$

Знак Σ означает суммирование потерь активной мощности, которые вычисляются по показателям и параметрам, измеряемым в соответствии с [3] на интервалах 10 минут в течение 7 суток. Дополнительные потери активной мощности на гармониках можно использовать для вычисления

возможных потерь электрической энергии за один год в качестве прогноза.

Таким образом, предлагаемый методический подход для оценки и анализа дополнительных потерь активной мощности в воздушной линии электропередачи при несинусоидальном режиме должен включать приведенные ниже пункты.

1. Анализ измеренных показателей качества электрической энергии и параметров режима.

В соответствии с [3] для оценки качества электрической энергии измерения проводятся в течение 7 суток. При анализе используются: K_U – суммарный коэффициент гармонических составляющих в фазах А, В, С, %; $K_{U(n)}$ – коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения в фазах А, В, С, %; $K_{I(n)}$ – коэффициент n -ой гармонической составляющей тока в фазах А, В, С, %; I_1 – среднеквадратическое значение тока прямой последовательности 1-ой гармоники, А.

Величины токов I_n для гармоник от 2 до 40 определяются как:

$$I_n = \frac{K_{I(n)} I_1}{100}. \quad (12)$$

2. Определение активного сопротивления провода с учетом поверхностного эффекта для гармоник от 2 до 40 и интервала изменения температуры окружающей среды.

Значения активных сопротивлений вычисляются по выражению (10). Активное сопротивление R_{20} вычисляется как:

$$R_{20} = r_0 L, \quad (13)$$

где r_0 – погонное сопротивление провода при температуре 20°C, Ом/км; L – длина линии электропередачи, км.

3. Вычисление дополнительных потерь активной мощности для гармоник от 2 до 40 для интервала температур окружающей среды.

Дополнительные потери активной мощности на каждой гармонике ΔP_n вычисляются по выражению (4). Используемые в нем активное сопротивление провода R определяется по (10), ток I_n по (12).

4. Вычисление потерь активной мощности 1-ой гармоники.

Дополнительные потери активной мощности 1-ой гармоники для каждой температуры заданного интервала вычисляются как:

$$\Delta P_1 = I_1^2 R_1, \quad (14)$$

где I_1 – измеренное среднеквадратическое значение тока прямой последовательности основной частоты, R_1 вычисляется по (9).

5. Вычисление относительного значения величины дополнительных потерь активной мощности.

Относительное значение дополнительных потерь активной мощности $\Delta P_{n\%}$ определяется по (11), где $\Delta P_{n\Sigma}$ вычисляется по (6), $\Delta P_{1\Sigma}$ по (14).

6. Вычисление величины дополнительных потерь электрической энергии за год.

В соответствии с [3] измерение одного показателя качества электрической энергии, характеризующего несинусоидальный режим, выполняется на интервале времени 10 минут, что представляет 1/6 час. Величина электрической энергии на одном интервале времени определится как:

$$\Delta W_{(1)} = (1/6) \Delta P_{n-(1)}. \quad (15)$$

В течение 7 суток делается 1008 измерений показателей качества электрической энергии. Величина электрической энергии за 7 суток определится как $\Delta W_{1008} = \sum_{i=1}^{1008} \Delta W_{(1)i}$. После подстановки в него выражения (15) получаем:

$$\Delta W_{1008} = (1/6) * \left(\sum_{i=1}^{1008} \Delta P_{n-(1)i} \right). \quad (16)$$

Прогнозное значение потерь электрической энергии за год можно вычислить по выражению:

$$\Delta W = (52/6) * \left(\sum_{i=1}^{1008} \Delta P_{n-(1)i} \right). \quad (17)$$

Выражение (17) можно применять для расчета электрической энергии в одной фазе и в трех фазах, используя соответствующие значения $\Delta P_{n-(1)}$, т.е. для одной фазы или для трех фаз.

Оценка дополнительных потерь активной мощности в линии электропередачи 110 кВ

Анализ и оценка дополнительных потерь активной мощности при несинусоидальном режиме выполнены для воздушной линии электропередачи «Могоча – Давенда», присоединенной к шинам 110 кВ подстанции «Верхняя Давенда». Фрагмент схемы сети с линией электропередачи приведен на рис. 1. Измерения показателей качества электрической энергии и параметров режима проводились в узле 73. На рисунке используются обозначения: ОРУ – открытое распределительное устройство, ЗРУ – закрытое распределительное устройство. Трехфазная линия электропередачи 110 кВ «Могоча – Давенда» имеет длину 41,5 км, выполнена проводом АС-95. Измерения проводились прибором «Ресурс-UF2М» [21]. Температура окружающей среды в течение времени измерений изменялась в интервале от +19°C до +23°C.

В течение 7 суток в трех фазах были измерены: K_U , $K_{U(n)}$, $K_{I(n)}$, I_1 . На рис. 2 приведены измеренные значения показателя K_U и установленные для него в [3] нормативные значения для 95% (K_{UH95}) и 100% времени измерений (K_{UH100}). Из приведенных графиков видно, что во всех фазах измеренные показатели превышают оба нормативных значения в течение всего времени измерений.

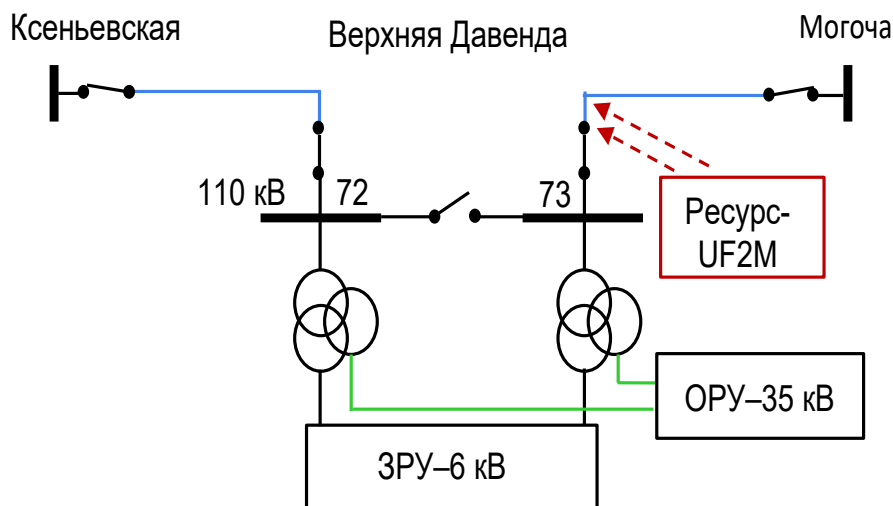


Рис. 1 – Фрагмент схемы сети Читинской энергосистемы.

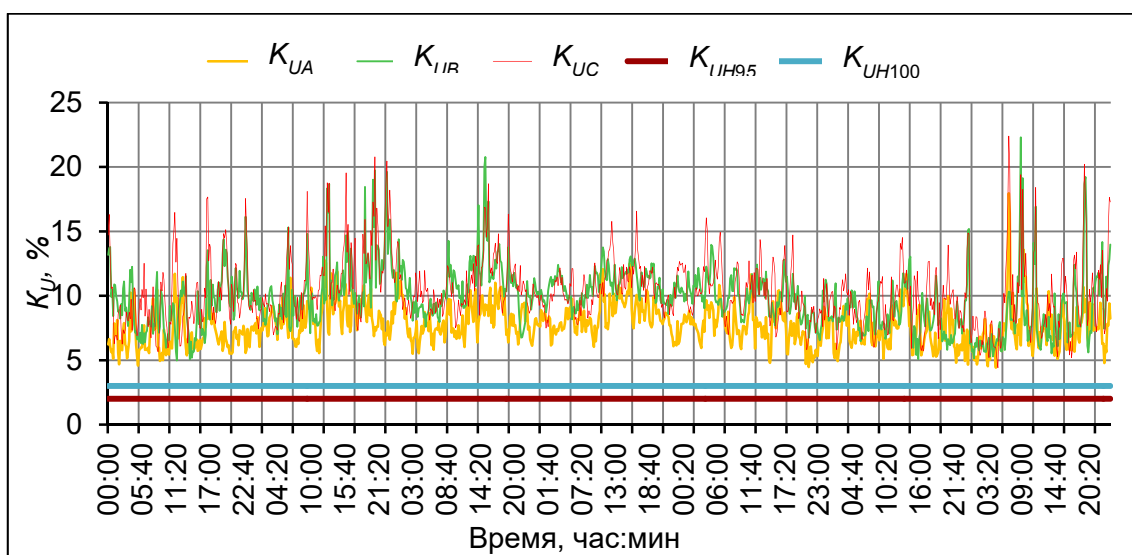


Рис. 2 – Измеренные и нормативные значения K_U .

На рис. 3 приведена диаграмма значений $K_{U(n)}$ для нечетных гармоник для 95% времени измерений (95% А, 95% В, 95% С), максимальных значений (макс А, макс В, макс С) и установленных для них в [3] нормативных значений ($K_{U(n)H95}$, $K_{U(n)H100}$). Из диаграммы видно, что нормы значительно превышены на 3, 5, 7, 9, 11-ой гармониках.

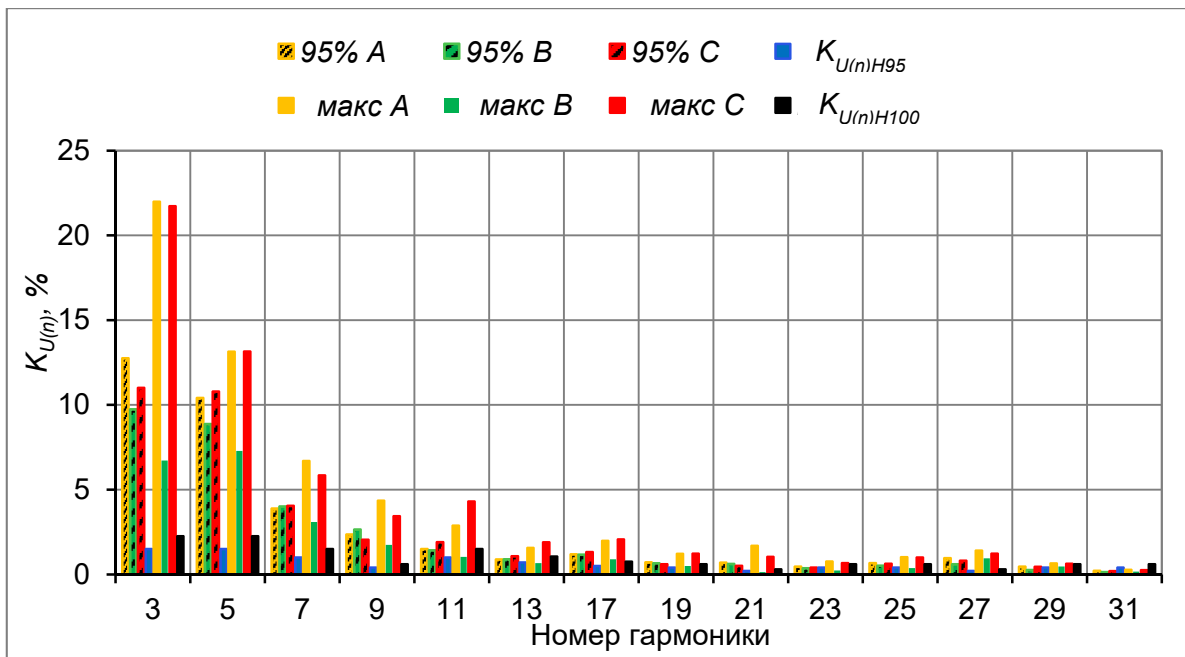


Рис. 3 – Диаграмма измеренных и нормативных значений $K_{U(n)}$.

На рис. 4 приведены измеренные значения показателей $K_{I(n)}$. Нормативные значения для показателей тока в [3] не установлены.

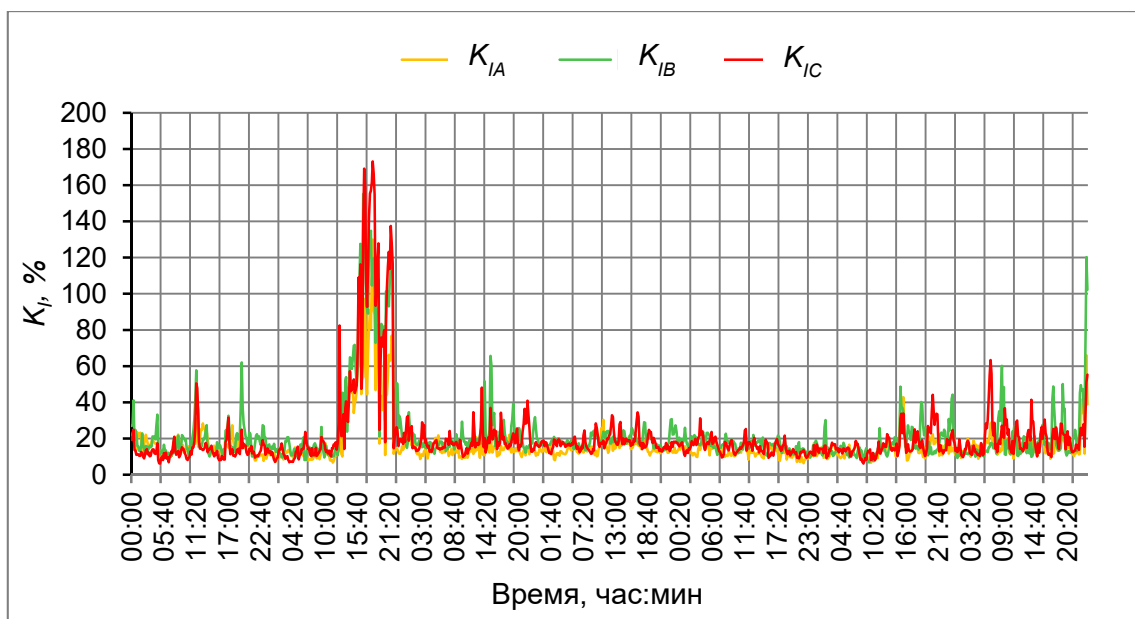
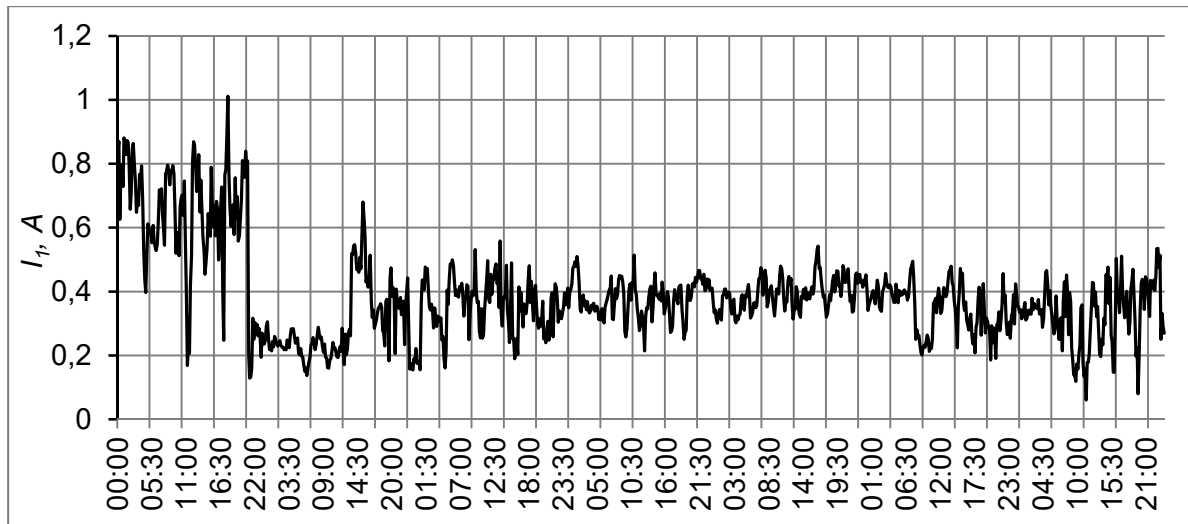


Рис. 4 – Измеренные значения $K_{I(n)}$ в трех фазах.

На рис. 5 приведены измеренные значения тока прямой последовательности 1-ой гармоники.

Рис. 5 – Измеренные значения I_1 .

По измеренным значениям показателей $K_{I(n)}$ и току I_1 по выражению (12) определены значения гармоник токов в трех фазах. В табл.1 приведены статистические оценки гармоник токов, коэффициенты показателей $K_{U(n)}$ для которых имеют наибольшие значения. Сокращения в таб. 1: макс, мин, сред – максимальное, минимальное, среднее значения.

Таблица 1. Статистические оценки гармоник тока в трех фазах, А

Гармоника		3	5	7	9	11	13	15	17	19
Фаза А	макс	0,180	0,445	0,190	0,056	0,024	0,008	0,005	0,008	0,005
	мин	0,009	0,004	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
	сред	0,038	0,042	0,021	0,007	0,006	0,003	0,002	0,002	0,002
Фаза В	макс	0,295	0,57	0,103	0,048	0,033	0,017	0,015	0,014	0,013
	мин	0,006	0,003	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,001	0,001
	сред	0,050	0,058	0,018	0,007	0,007	0,003	0,003	0,003	0,002
Фаза С	макс	0,221	0,599	0,121	0,044	0,015	0,008	0,007	0,010	0,004
	мин	0,006	0,004	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000
	сред	0,046	0,049	0,017	0,007	0,007	0,003	0,003	0,003	0,002

Активное сопротивление провода одной фазы линии электропередачи определяется для интервала температуры окружающей среды в Забайкальском крае от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$ с шагом 10° для гармоник от 2 до 40 по выражению (10). Активное сопротивление R_{20} в (10) вычисляется по (13) для $r_0 = 0,33 \text{ Ом/км}$ [22]. В таб. 2 приведены вычисленные значения активного сопротивления линии электропередачи для анализируемого интервала температур и для гармоник в таб.1. Из таблицы видно, что с увеличением температуры и номера гармоники активное сопротивление линии увеличивается.

Таблица 2. Активное сопротивление линии электропередачи, Ом

n	Температура окружающей среды, °C								
	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
1	10,162	10,751	11,340	11,938	12,517	13,106	13,695	14,2849	14,873
3	17,601	18,621	19,640	20,677	21,680	22,700	23,720	24,742	25,761
5	22,723	24,040	25,355	26,694	27,989	29,306	30,623	31,942	33,257
7	26,886	28,444	30,000	31,585	33,117	34,675	36,234	37,795	39,350
9	30,486	32,253	34,017	35,814	37,551	39,318	41,085	42,855	44,619
11	33,704	35,657	37,607	39,594	41,514	43,468	45,421	47,378	49,328
13	36,640	38,763	40,883	43,043	45,131	47,254	49,378	51,505	53,625
15	39,357	41,638	43,916	46,236	48,478	50,759	53,041	55,326	57,603
17	41,899	44,328	46,752	49,222	51,609	54,037	56,466	58,899	61,323
19	44,295	46,863	49,426	52,037	54,560	57,128	59,695	62,267	64,830

В таб. 3 представлены вычисленные дополнительные потери мощности в трех фазах линии электропередачи $P_{n\Sigma}$, $P_{1\Sigma}$, $P_{n\Sigma}/P_{1\Sigma}$, а также $P_{n\text{макс}}$, $P_{n\text{сред}}$ – максимальное и среднее значение потерь активной мощности гармоник от 2 до 40-ой из 1008 значений за 7 суток.

Таблица 3. Дополнительные потери активной мощности, Вт, %

		Температура окружающей среды, °C								
		-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
Фаза А	$P_{n\text{макс}}$	4,6791	4,9504	5,221	5,492	5,761	6,035	6,306	6,577	6,849
	$P_{n\text{сред}}$	0,1637	0,1732	0,182	0,193	0,2016	0,2112	0,221	0,230	0,240
	$P_{n\Sigma}$	165,07	174,64	184,20	194,10	203,26	212,90	222,47	232,03	241,59
	$P_{1\text{макс}}$	10,387	10,989	11,591	12,193	12,795	13,397	13,998	14,601	15,20
	$P_{1\text{сред}}$	1,730	1,8311	1,931	2,0317	2,132	2,232	2,3326	2,433	2,53
	$P_{1\Sigma}$	1744,7	1845,8	1946,9	2048,0	2149,1	2250,2	2351,3	2452,4	2553,5
	$P_{n\Sigma}/P_{1\Sigma}$	9,4614	9,4615	9,4614	9,4776	9,458	9,461	9,461	9,461	9,461
Фаза В	$P_{n\text{макс}}$	7,4003	7,8293	8,2581	8,6881	9,1161	9,5450	9,9739	10,397	10,832
	$P_{n\text{сред}}$	0,2815	0,2979	0,3141	0,3313	0,3471	0,3635	0,3798	0,3931	0,4125
	$P_{n\Sigma}$	283,75	300,20	316,64	333,93	349,91	366,38	382,84	396,29	415,75
	$P_{1\text{макс}}$	10,387	10,989	11,591	12,193	12,795	13,397	13,999	14,601	15,203
	$P_{1\text{сред}}$	1,308	1,8311	1,9314	2,0317	2,1321	2,2323	2,3326	2,4329	2,5333
	$P_{1\Sigma}$	1744,7	1845,8	1946,9	2047,9	2149,1	2250,2	2351,3	2452,4	2553,5
	$P_{n\Sigma}/P_{1\Sigma}$	16,264	16,264	16,264	16,305	16,282	16,282	16,282	16,158	16,282
Фаза С	$P_{n\text{макс}}$	8,828	8,7630	9,2429	9,7231	10,202	10,683	11,163	11,643	12,123
	$P_{n\text{сред}}$	0,587	0,2737	0,2887	0,2947	0,3186	0,3233	0,3379	0,3524	0,3669
	$P_{n\Sigma}$	252,70	267,35	282,08	297,07	311,27	325,92	340,57	355,21	382,35
	$P_{1\text{макс}}$	10,387	10,989	11,591	12,193	12,795	13,397	13,999	14,601	15,203
	$P_{1\text{сред}}$	1,7308	1,8311	1,9314	2,0317	2,1320	2,2323	2,3326	2,4329	2,5333
	$P_{1\Sigma}$	1744,7	1845,8	1946,9	2047,9	2149,1	2250,2	2351,3	2452,4	2571,3
	$P_{n\Sigma}/P_{1\Sigma}$	14,484	14,485	14,489	14,506	14,484	14,484	14,484	14,484	14,870

В фазе А дополнительные потери активной мощности на гармониках составляют около 9,5% от потерь активной мощности на 1-ой, в фазе В 16,3%, в фазе С 17,5%. Для прогноза величины электрической энергии, потраченной на дополнительные потери активной мощности за год, необходимо провести вычисления по (17). При температуре +20°C потери активной мощности равны: $\Delta P_{n\Sigma A} = 222,47$ Вт, $\Delta P_{n\Sigma B} = 382,84$ Вт,

$\Delta P_{n\Sigma C} = 340,57$ Вт, суммарные 945,87 Вт. Потери электрической энергии за год будут составлять 50.32 кВт·час. Для линии электропередачи длиной 41,5 км потери незначительные. Если определить суммарные потери электрической энергии на гармониках в воздушных линиях электропередачи 110 кВ России, длина которых почти 200 тыс. км, а несинусоидальность напряжения имеет место во всех электрических сетях 110 кВ [9], то их величина будет огромной.

Заключение

Снижение добавочных потерь активной мощности в электрических сетях возможно при повышении качества электрической энергии, для чего необходимо принятие документов, регламентирующих снижение генерации гармоник токов нелинейными нагрузками в электрическую сеть. На стадии проектирования систем электроснабжения необходимо предусматривать установку оборудования для устранения гармоник токов нелинейных нагрузок.

Литература

1. Добрусин Л.Н. Инвестиции в электроэнергетику России и программа повышения их эффективности. Доклад на VI Всероссийском энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке», Москва, 1–4 апреля 2008 г. Итоговые материалы.
2. Постановление Правительства РФ от 23.12.2021 № 2425. [Электронный ресурс]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112300200?index=5&rangeSize=1> (Дата обращения: 18.07.2022)
3. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014, 67 с.
4. Решение Комитета Государственной Думы по энергетике № 3.25-5/22 от 06 апреля 2022 г. Письмо Генеральному директору ПАО «Россети» Рюмину А.В. от 15.02.2022 № С70А-4/25. [Электронный ресурс]. URL <http://komitet-energo.duma.gov.ru/about/ekspertnyj-sovet/sekcii-ekspert-nogo-soveta/> (Дата обращения: 06.05.2023).
5. Федеральный закон № 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/404720347/> (Дата обращения: 18.07.2022).
6. Федеральный закон «Об электроэнергетике» (редакция, действующая с 1 января 2023 года) [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901856089> (Дата обращения: 06.05.2023).
7. Путин: формирование цифровой экономики - вопрос национальной безопасности РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://tass.ru/ekonomika/4389411/>

(Дата обращения: 06.05.2023).

8. Воротницкий В.Э., Моржин Ю.И. Цифровая трансформация энергетики России – системная задача четвертой промышленной революции // Энергия Единой сети, 2018, № 6(42), с.12–21.

9. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов и др. Ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2017, 219 с.

10. Гармоники в электрических системах: Пер. с англ. / Дж. Арриллага, Д. Брэдли, П. Боджер. М.: Энергоатомиздат, 1990, 320 с.

11. Czarnecki L.S. Working, reflected and detrimental active powers, IET Generation, Transmission & Distribution, 2012, Vol. 1, pp. 1–7.

12. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 2010, 375с.

13. Карташев И.И., Зуев Э.Н. Качество электроэнергии в системах электроснабжения. Способы его контроля и обеспечения. М.: Издательство МЭИ, 2001, 120 с.

14. Харлов Н.Н., Боровиков В.С., Литвак В.В., Погонин А.В., Мельников В.А. Энергетическое обследование несинусоидальных режимов многопроводных линий электропередачи // Электричество, 2011, № 12, с. 12–15.

15. Emanuel A.E. Power definitions and the physical mechanism of power flow. John Wiley & Sons, Ltd, 2010, 264 p.

16. Повышение качества энергии в электрических сетях // Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Киев: Наук. думка, 1985, 268 с.

17. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 1994, 272 с.

18. Войтов О.Н., Попова Е.В., Семенова Л.В. Алгоритм расчета потоков распределения электрических сетей // Электричество, № 12, 2013, с.19–26.

19. Евдокимов Ф.Е. Теоретические основы электротехники: Учебник для техникумов. М: Высш. школа, 1981, 488 с.

20. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники. Т. 2. Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981, 416 с.

21. Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс – UF2» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.entp.ru/> (Дата обращения: 19.07.2023).

22. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М., «Энергия», 1977, 288 с.

УДК 621.311.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИНЦИПА ОЦЕНКИ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ КОГЕРЕНТНОСТИ ПРИ АНАЛИЗЕ ГАРМОНИЧЕСКИХ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Севостьянов* А.А.

Аннотация

Для оценки допустимого уровня искажения напряжения в промышленных системах электроснабжения, предложено совместное использование понятия когерентности и пространственного вектора (ПВ), который позволяет выполнить анализ параметров напряжения в трехфазной системе электроснабжения при его искажении.

В статье обсуждаются результаты имитационного моделирования искажений напряжения гармоническими составляющими 3, 5, 7, 9 порядков, а также параметры квадратурных составляющих ПВ. Оценка допустимого отклонения напряжения от синусоидальной формы реализуется путем вычисления коэффициента взаимной корреляции. Отмечается, что использование коэффициента гармонических искажений, определенного ГОСТ 32144-2013, не в полной мере может характеризовать степень искажения напряжения, поскольку не учитывает соотношение начальных фаз искажающих гармонических составляющих.

Ключевые слова: искажающее воздействие, качество электрической энергии, коэффициент взаимной корреляции, обобщенный показатель, пространственный вектор.

Введение

Показатели качества электрической энергии (ПКЭ) являются одними из наиболее важных параметров электроэнергетики, при несоблюдении которых значительно снижается эффективность работы систем электроснабжения промышленных потребителей, а в отдельных случаях это может стать причиной аварийной остановки производственного процесса в целом [1-3].

Современные системы промышленного электроснабжения имеют в своей структуре большое количество электроприемников с резкопеременным и нелинейным режимом работы, а также наблюдается тенденция к интеграции в структуру промышленных предприятий источников распределенной генерации (ИРГ) [2-5].

* Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: sevosaa@gmail.com

Помехи, возникающие вследствие параллельной работы ИРГ с такими потребителями, характеризуются медленными изменениями напряжения, несинусоидальностью и несимметрией. Отклонения ПКЭ от нормативных значений, как правило, носят случайный характер и могут стать причиной некорректной работы микропроцессорных устройств защиты и автоматики, приводить к функционированию промышленных электроприемников с параметрами, неудовлетворяющими требованиям технологического процесса, а также стать причиной увеличения погрешности средств измерений, используемых для контроля режимных параметров промышленной электрической сети.

Следует отметить, что перечень нормируемых ПКЭ и их предельный уровень определяется ГОСТ 32144-2013 [6]. Однако, для оценки степени искажения напряжения (путем определения значений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения) стандарт [6] учитывает только амплитуды (среднеквадратические значения) гармонических составляющих порядка $n = 2$ и выше, без учета фазового сдвига гармоник.

Таким образом, при одном и том же значении суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения могут иметь место значительные и разнообразные изменения формы питающего напряжения, что является критичным для систем управления и автоматики. Даже при условии нахождения значений амплитуд гармонических составляющих напряжения в пределах, установленных требованиями нормативных документов, возможно различное влияние искажений формы напряжения на технологический процесс потребителя [2, 3]. При этом для реализации функций управления режимами, необходима объективная и достоверная информация о параметрах токов и напряжений в различных точках сети.

Для решения задачи определения допустимого уровня искажений напряжения в статье предлагается комплексное использование понятий когерентности и ПВ, позволяющих выполнить анализ параметров напряжения в трехфазной системе электроснабжения.

Определение соотношения гармонических составляющих при несинусоидальной форме питающего напряжения

Гармонические составляющие напряжения обусловлены, как правило, нелинейными нагрузками, входящими в состав производственно-технологического цикла промышленного предприятия, подключение которых происходит к сетям низкого и среднего напряжения системы электроснабжения.

Нормирование гармонических искажений напряжения осуществляется стандартом для следующих показателей [6]:

- значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка в отношении напряжения основной гармонической составляющей в точке передачи электрической энергии;

- значения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения в точке передачи электрической энергии.

При этом, в соответствии ГОСТ 32144-2013 определение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения производится по выражению:

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2} \cdot 100, \% \quad (1)$$

где U_1 - значение междупазного (фазного) напряжения основной частоты, U_n - значение n -ой гармонической составляющей междупазного (фазного) напряжения.

Выражение (1) в своей структуре учитывает отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка отнесенного к среднеквадратическому значению напряжения основной составляющей и не учитывает значения начальных фаз гармоник второго порядка и выше. Такое допущение приводит к появлению множества вариантов форм исходного напряжения при сложении гармонических составляющих напряжения с учетом различного сдвига начальных фаз гармоник $n = 2 \dots 40$.

На рис. 1 представлены формы напряжения, полученные при суммировании гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при различных значениях начальных фаз. Амплитуды гармоник приняты в соответствии с [6] и равны предельным уровням, установленным в стандарте, для данных гармонических составляющих напряжения в сетях 10 кВ.

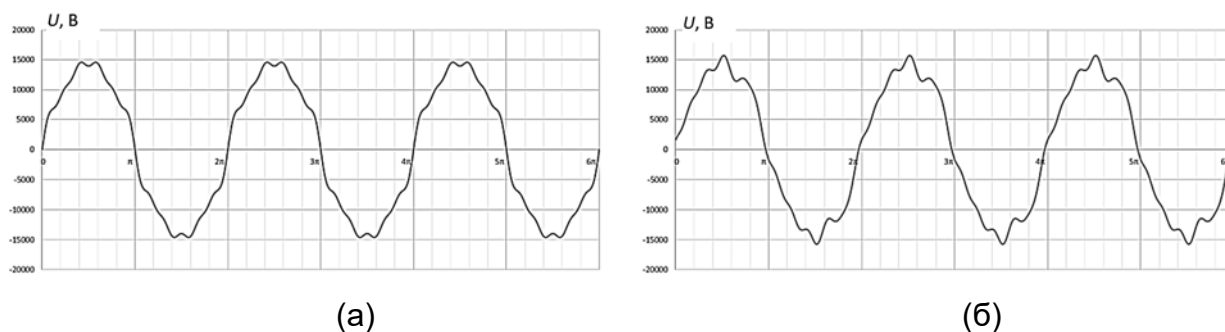


Рис. 1 – Форма питающего напряжения при различных начальных фазах гармоник напряжения 3, 5, 7, 9, 11 порядка:

а - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0^\circ$;
 б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$.

Таким образом, рис. 1 иллюстрирует изменение амплитуды напряжения, которое может достигать до 15% от значения напряжения основной частоты и оказывать негативное воздействие в виде отклонений от допустимых режимов работы технологического оборудования и ошибок систем управления и автоматики.

Применение пространственного вектора для оценки уровня искажения напряжения в промышленных системах электроснабжения

Для вычисления ПВ используются методы, позволяющие объединять три фазы напряжения в одну комплексную величину, изменяющуюся во времени [8, 9]. Математическая модель ПВ включает все флуктуации трехфазного напряжения, возникающие как в установившихся режимах, так и в переходных процессах. При этом принято считать, что ПВ является инструментом визуализации изменений ПКЭ в комплексной плоскости, а его модуль следует использовать для фиксации факта появления возмущений в распределительной электрической сети [9].

ПВ задается для трехфазной системы дискретных напряжений $u_a(n)$, $u_b(n)$, $u_c(n)$ в виде:

$$\underline{u}_s(n) = (2/3) [\underline{u}_a(n) + a \underline{u}_b(n) + a^2 \underline{u}_c(n)], \quad (2)$$

где $a = \{j2\pi/3\}$.

Реальная и мнимая составляющие ПВ соответствуют компонентам преобразования Кларк [8]:

$$\underline{u}_s(n) = \sqrt{(2/3)} [u_\alpha(n) + ju_\beta(n)], \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} u_\alpha(n) \\ u_\beta(n) \\ u_0(n) \end{bmatrix} = \sqrt{(2/3)} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_a(n) \\ u_b(n) \\ u_c(n) \end{bmatrix} \quad (4)$$

и связаны с квадратурными компонентами $u_p(n)$, $u_q(n)$ преобразования Парка–Горева [10] векторно-матричным соотношением:

$$\begin{bmatrix} u_p(n) \\ u_q(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(2\pi fn) & \sin(2\pi fn) \\ -\sin(2\pi fn) & \cos(2\pi fn) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_\alpha(n) \\ u_\beta(n) \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Так как ПВ представляет собой преобразование во временном интервале дискретных значений напряжений трех фаз относительно нейтрали, то любые изменения формы напряжения проявляются в комплексных составляющих ПВ. При номинальном и неизменяющемся напряжении конец ПВ описывает окружность, а его модуль имеет постоянное значение. Любые изменения амплитуды напряжения вызывают отклонение модуля ПВ и свидетельствуют о появлении в электрической сети возмущения, влияющего на ПКЭ.

Таким образом, преобразование Кларк можно интерпретировать как инструмент сжатия информации при переходе от трехфазной системы к комплексному ПВ [11].

На рис. 2, 3 представлены результаты преобразования трехфазной системы напряжений в комплексный ПВ (выражения (3), (4)), полученные путем моделирования воздействия гармонических составляющих на форму питающего напряжения. Зависимости (рис. 2, 3) соответствуют напряжениям (рис. 1) и сформированы суммированием гармоник 3, 5, 7,

9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при различных значениях начальных фаз.

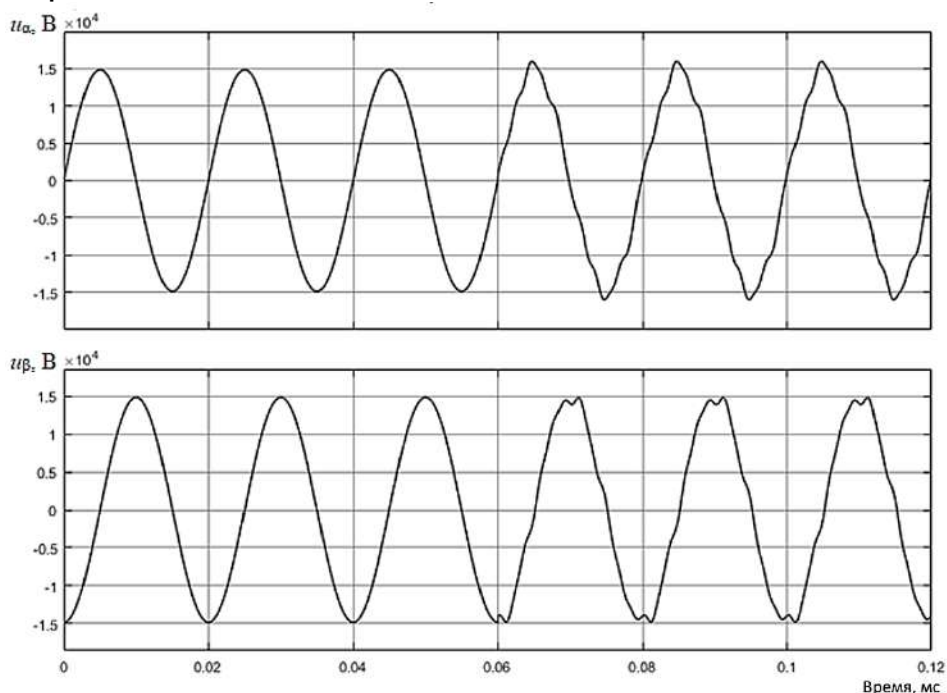


Рис. 2 – Квадратурные составляющие пространственного вектора при анализе искажающего воздействия гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка на питающее напряжение при различных значениях начальных фаз соответствующих $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0^\circ$.

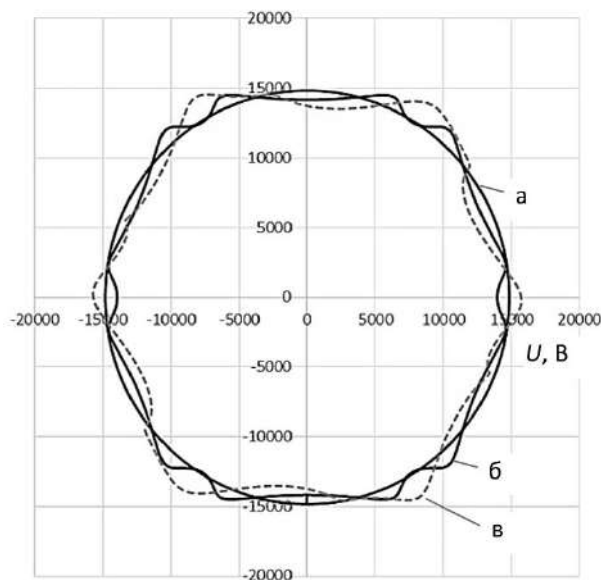


Рис. 3 – Диаграмма значений пространственного вектора при анализе искажающего воздействия гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка на питающее напряжение при различных значениях начальных фаз: а – отсутствие высших гармонических составляющих, правильная окружность; б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0^\circ$; в - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$.

Анализ рис. 3 показывает, что применение ПВ в полной мере позволяет определять искажения напряжения синусоидальной формы путем фиксации отклонений фигуры, описываемой концом ПВ во

времени, от правильной окружности в случае непрерывного мониторинга искажений. С учетом составляющих ПВ, влияние на гармонику основной частоты гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка зависит не только от соотношения амплитуд, но и фаз гармоник высших порядков. Результаты моделирования были получены при допущении соблюдения требований ГОСТ 32144-2013 в отношении амплитуд гармоник для сетей 10 кВ, что наглядно иллюстрирует необходимость учета соотношения начальных фаз гармоник для устойчивости функционирования систем автоматики, управления и защиты систем промышленного электроснабжения.

Оценка степени когерентности пространственно-разнесенных синусоидальных напряжений

Дадим определение когерентности применительно к решению задач в области электроэнергетики. Колебания называются когерентными, если разность их фаз остается постоянной во времени и при сложении колебаний определяет амплитуду суммарного колебания. При этом, качество электроэнергии можно оценить с помощью коэффициента корреляции, характеризующего искажение синусоиды напряжения, а также нарушение требований когерентности [12].

В качестве примера рассмотрим случай сопоставления двух сигналов напряжения. Под напряжениями будем понимать два сигнала, полученные путем суммирования гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при различных соотношениях начальных фаз. Амплитуды гармоник соответствуют значениям коэффициентов гармонических составляющих напряжения определенных ГОСТ 32144-2013 для электрической сети, напряжением 10 кВ.

Таким образом, если трехфазное напряжение синусоидально и симметрично, то мгновенные значения его ПВ могут выступать в виде базового комплексного сигнала. Относительно него следует оценивать превышение норм ПКЭ у совокупности мгновенных значений ПВ анализируемого напряжения. В качестве базового сигнала примем напряжение, полученное при суммировании гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при нулевых соотношениях начальных фаз, рис.1, а.

Если анализируемый сигнал нормирован и соответствует базовому, то модуль коэффициента взаимной корреляции равен единице. Следовательно, модуль коэффициента взаимной корреляции анализируемого и базового напряжения может быть использован в качестве обобщенного показателя при оценке требований к ПКЭ в конкретной точке присоединения электроприемников промышленного потребителя, например точки 1, 2, рис. 4.

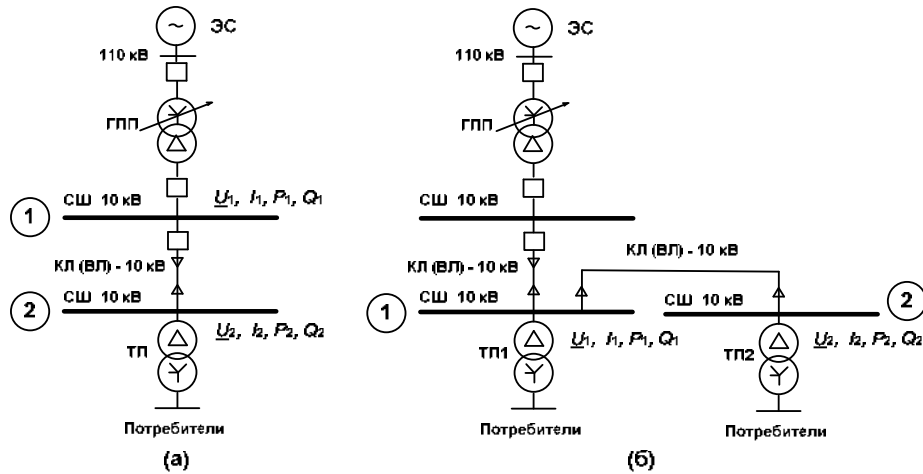


Рис. 4 – Точки контроля показателей качества электроэнергии для радиальной (а) и магистральной (б) схем электроснабжения (СШ – секция шин; ТП – трансформаторная подстанция; ЭС – энергосистема).

Предположим, что $x(t)$ и $y(t)$ представляют собой измерения одиночных сигналов ПВ напряжения $u(t, \zeta)$ в двух различных пространственных точках ζ_1 и ζ_2 :

$$x(t) = u(t, \zeta_1), y(t) = u(t, \zeta_2). \quad (6)$$

В более общем случае, $x(t)$ и $y(t)$ могут представлять выборки ПВ $u(t, \zeta)$ в разные моменты времени:

$$x(t) = u(t - t_1, \zeta_1), y(t) = u(t - t_2, \zeta_2). \quad (7)$$

Определим взаимную когерентность между двумя осциллограммами ПВ $x(t, \zeta)$ и $y(t, \zeta)$.

Перейдем к комплексным дискретизированным сигналам ПВ напряжения, с частотой дискретизации $f_d = 1/T_d$ и наблюдаемым на интервале времени из N ($k = 0, \dots, N-1$) отсчетов, и исключим для упрощения записи индекс ζ . Синхронизированное представление сигналов ПВ напряжения в условиях отклонения ПКЭ соответствует следующим выражениям:

$$x(k, \psi_1) = u_1(k) \cdot \cos(2\pi f_0 k T_d + \varphi_1(k) + \psi_1), \quad (8)$$

$$y(k, \psi_2) = u_2(k) \cdot \cos(2\pi f_0 k T_d + \varphi_2(k) + \psi_2), \quad (9)$$

где $\varphi_1(k)$ и $\varphi_2(k)$ – законы изменения фазы (частоты), ψ_1 и ψ_2 – начальные фазы напряжения, f_0 – промышленная частота. При несинхронизированном представлении сигналов в выражения (8) и (9) вводятся дискретные задержки.

Комплексные векторы (амплитуды) для записи (8) и (9) сигналов ПВ $x(k, \psi_1)$ и $y(k, \psi_2)$ принимают вид:

$$\underline{u}_1(k, \psi_1) = u_1(k) \cdot \exp\{j\varphi_1(k)\} \cdot \exp\{j\psi_1\} = \underline{u}_1(k) \cdot \exp\{j\psi_1\}, \quad (10)$$

$$\underline{u}_2(k, \psi_2) = u_2(k) \cdot \exp\{j\varphi_2(k)\} \cdot \exp\{j\psi_2\} = \underline{u}_2(k) \cdot \exp\{j\psi_2\}, \quad (11)$$

где $\underline{u}_1(k) = \underline{u}_1(k, 0)$, $\underline{u}_2(k) = \underline{u}_2(k, 0)$.

Определим коэффициент корреляции между дискретными сигналами на интервале наблюдения из N отсчетов:

$$R(\psi_1, \psi_2) = \sum_{k=0}^{N-1} x(k, \psi_1) \cdot y(k, \psi_2) =$$

$$= \sum_{k=0}^{N-1} \operatorname{Re}[\underline{u}_1(k, \psi_1) \cdot \exp\{2\pi f_0 k T_d\}] \cdot \operatorname{Re}[\underline{u}_2(k, \psi_2) \cdot \exp\{2\pi f_0 k T_d\}]. \quad (12)$$

Запишем действительную часть числа в виде $\operatorname{Re}[q] = (q + q^*)/2$, тогда итоговое соотношение с учетом [7] для коэффициента корреляции приобретает вид:

$$R(\psi_1, \psi_2) = (1/2) \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \operatorname{Re}[\underline{u}_1(k, \psi_1) \cdot \underline{u}_2^*(k, \psi_2)] = \\ = (1/2) \operatorname{Re} \underline{\rho}(\psi_1, \psi_2). \quad (13)$$

В последнем выражении (13) комплексный коэффициент корреляции огибающих $\underline{\rho}$ равен:

$$\underline{\rho}(\psi_1, \psi_2) = \sum_{k=0}^{N-1} \underline{u}_1(k, \psi_1) \cdot \underline{u}_2^*(k, \psi_2) = \exp\{j(\psi_1 - \psi_2)\} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \underline{u}_1(k) \cdot \underline{u}_2^*(k) = \\ = \underline{\rho} \cdot \exp\{j(\psi_1 - \psi_2)\}, \quad (14)$$

где:

$$\underline{\rho} = \underline{\rho}(0, 0) = \sum_{k=0}^{N-1} \underline{u}_1(k) \cdot \underline{u}_2^*(k) = \rho \cdot \exp\{j\beta\}, \quad (15)$$

а ρ и β модуль и аргумент коэффициента корреляции.

Используя введенные обозначения, преобразуем (13) к равенству:

$$R(\psi_1, \psi_2) = (1/2) \cdot \rho \cdot \cos(\beta + \psi_1 - \psi_2). \quad (16)$$

Анализ выражения (16) показывает, что из-за неопределенности фаз коэффициент корреляции является также неопределенной величиной, что не позволяет его непосредственное использование для сравнения рассматриваемых ПВ. Тем не менее, модуль коэффициента корреляции не зависит от углов ψ_1 и ψ_2

$$|\underline{\rho}(\psi_1, \psi_2)| = \rho = |\sum_{k=0}^{N-1} \underline{u}_1(k, \psi_1) \cdot \underline{u}_2^*(k, \psi_2)| = |\sum_{k=0}^{N-1} \underline{u}_1(k) \cdot \underline{u}_2^*(k)|. \quad (17)$$

Поэтому его можно использовать для оценки соответствия (степени похожести) дискретных сигналов между собой.

Оценку нарушений пространственной когерентности напряжений выполним с использованием модульного значения коэффициента корреляции (выражение (17)) [13], которая при практических расчетах для совокупностей мгновенных значений ПВ напряжений $u'(n)$, $u''(n)$ приобретает вид:

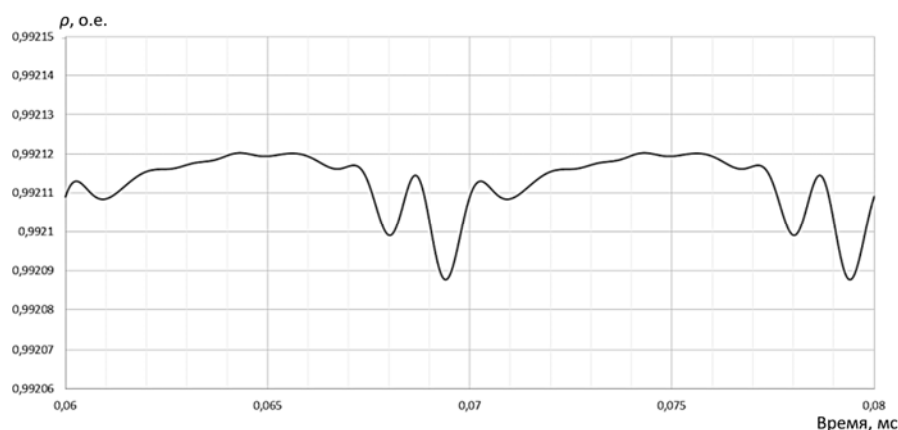
$$|\rho[x'(n), x''(n)]| = |R_{x'x''}| / [R_{x'x'} R_{x''x''}]^{1/2}, \quad (18)$$

где:

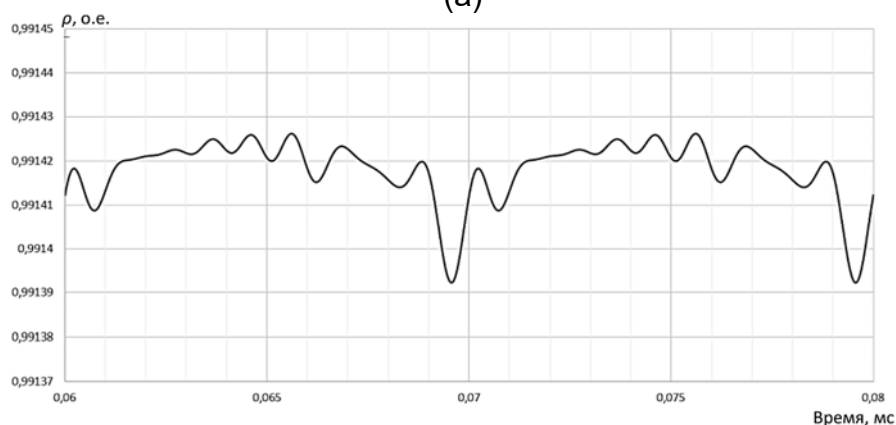
$$R_{x'x''} = (1/N) \sum_{s=1}^N x'(n) \cdot x''^*(n). \quad (19)$$

В таблице 1 и на рис. 5 приведены результаты имитационного моделирования и расчетов нормированного значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения.

Анализ вариантов искажения кривой напряжения (табл. 1) при нарушении пространственной когерентности показал, что коэффициент взаимной корреляции может быть выбран в качестве численной характеристики, позволяющей оценить степень искажения напряжения промышленной частоты и уровень помехоустойчивости технологического оборудования промышленного объекта при его функционировании в существующей электромагнитной обстановке.



(а)



(б)

Рис. 5 – Значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения: а - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0$; б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$.

Таблица 1. Значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения

Ва- риант	Амплитудно-фазовые соотношения гармоник напряжения										Коэффициент корреляции ПВ напряжения, о.е.
	U_3 , %	U_5 , %	U_7 , %	U_9 , %	U_{11} , %	φ_3 , рад	φ_5 , рад	φ_7 , рад	φ_9 , рад	φ_{11} , рад	
1	3	4	3	1	2	0	0	0	0	0	1,0
2	3	4	3	1	2	$\pi/18$	$\pi/12$	$\pi/9$	$5\pi/36$	$\pi/6$	0,992
3	3	4	3	1	2	$\pi/36$	$\pi/15$	$\pi/9$	$8\pi/45$	$\pi/4$	0,991
4	3	4	3	1	2	$5\pi/36$	$\pi/36$	$\pi/18$	$\pi/4$	$\pi/6$	0,996
5	3	4	3	1	2	$\pi/9$	$\pi/6$	$2\pi/9$	$5\pi/18$	$\pi/3$	0,989
6	3	4	3	1	2	$\pi/18$	$5\pi/36$	$2\pi/9$	$13\pi/36$	$\pi/2$	0,990
7	3	4	3	1	2	$5\pi/18$	$\pi/18$	$\pi/9$	$\pi/2$	$\pi/3$	0,989

Таким образом, в современных системах промышленного электроснабжения необходима реализация организационно-технических мероприятий по учету пространственной когерентности напряжений, например, с привлечением устройств синхронизированных векторных измерений. Такие мероприятия обеспечат не только устойчивость функционирования устройств автоматики, защиты и управления, но и

позволят предотвратить аварийность, ущербы, экологические и другие потери промышленных потребителей.

Выводы

1. В структуре промышленных предприятий наблюдается рост числа и мощности электроприемников, имеющих нелинейный режим работы, а также широкое применение источников распределенной генерации, которые способствуют более динамичному изменению показателей качества электроэнергии.

2. Искажения формы питающего напряжения могут оказывать негативное влияние на системы управления, защиты и автоматики, как промышленного оборудования, так и системы электроснабжения в целом. Важно отметить, ГОСТ32144-2013 устанавливает нормативные значения, регламентирующие величину суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, учитывая только амплитудную составляющую гармоник напряжения, не предъявляя требований к начальной фазе гармоник.

3. При реализации цифровой обработки сигналов напряжения целесообразно применение пространственного вектора, объединяющего информацию о трех фазах напряжения в одну комплексную величину, изменяющуюся во времени. Введение расчетов пространственного вектора позволяет создать инструмент визуализации изменений показателей качества электроэнергии на комплексной плоскости, а его модуль использовать для фиксации факта появления возмущений в промышленной электрической сети.

Литература

1. Добрусин Л.А. Проблемы качества электроэнергии и электроснабжения в России [Текст] / Л.А. Добрусин // Энергоэксперт. 2008. - № 4 (9). С.30-35.

2. Папков Б.В. Задачи надежности современного электроснабжения: монография / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, П.В. Илюшин. Москва: Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. 260 с.

3. Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Севостьянов А.А. Требования к качеству электроснабжения промышленных предприятий в связи с переводом электроэнергетики России на технологию *SMART GRID* // Интеллектуальная электротехника. 2022. № 4 (20). С. 43-52.

4. Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134-141.

5. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2-14.

6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2013. 16 с.
7. СТО 59012820.29.020.011-2016. Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования М.: АО «СО ЕЭС». 2016. 37 с.
8. M. Canteli, A. Fernandez, L. Eguiluz, and C. Estebanez, "Three-phase adaptive frequency measurement based on Clarke's transformation," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 3, 2006. pp. 1101–1105.
9. Ignatova V., Granjon P., Bacha S. Space Vector Method for Voltage Dips and Swells Analysis. – IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, vol. 24, No. 4, pp. 2054–2061, DOI:10.1109/TPWRD.2009.2028787.
10. Воропай Н.И. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб. пособие. Благовещенск: изд-во АМГУ, 2014. 100 с.
11. J. Shlens, "A tutorial on principal component analysis," CoRR, vol. abs/1404.1100, 2014.
12. Куликов А.Л., Илюшин П.В., Севостьянов А.А. Оценка когерентности сигналов при анализе осциллограмм токов и напряжений промышленной частоты // Электротехника. 2021. № 11. С. 72-81.
13. Куликов А.Л., Илюшин П.В., Севостьянов А.А. О необходимости учета пространственной когерентности при совместной цифровой обработке пространственно-разнесенных сигналов токов и напряжений в электрических сетях // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2022. № 3. С. 49-62.

УДК 621.311.1

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ И УГРОЗ

Андреев¹ Д.А., Макаров² Е.В., Фольварчук³ А.С.

Аннотация

В докладе рассмотрены современные схемы выдачи мощности (СВМ) энергоблоков атомных электростанций (АЭС), обеспечивающие необходимый и достаточный уровень надежности и безопасности в соответствии с действующей нормативно-технической документацией (НТД). Проанализированы проектные требования к электрическим параметрам основного электрооборудования СВМ и возможности их реализации при сооружении блоков большой мощности АЭС в условиях современных вызовов и угроз. На основании российского и зарубежного опыта предложены технические решения по СВМ энергоблоков, выполнение которых позволит снизить влияние имеющихся ограничений, в том числе, с учетом перспективы роста единичной мощности энергоблока АЭС.

Ключевые слова: энергосистема, атомная электростанция, АЭС, энергоблок, системы выдачи мощности, надежность, безопасность, проектирование, сооружение, генератор, генераторный выключатель, токопровод, блочный повышающий трансформатор.

Введение

Требуемая согласно НТД надежность СВМ энергоблока АЭС в электрической части обеспечивается принимаемыми при проектировании схемными решениями и функциональной надежностью используемого электрооборудования. В настоящем докладе под СВМ энергоблока АЭС рассматривается участок главной электрической схемы от генератора до распределительного устройства (РУ) высокого напряжения (ВН), через которое мощность выдается в энергосистему. Все современные АЭС с энергоблоками средней и большой мощности, выполняемые по российским проектам, построены в основном по блочному принципу.

Пример СВМ энергоблока большой мощности АЭС с реактором ВВЭР-1200 по одному из проектов сооружения показан на рис. 1 в виде фрагмента главной электрической схемы. Для обозначения элементов схемы применяется система кодирования Kraftwerk Kennzeichen System

¹ АО «Атомэнергопроект», Нижний Новгород, Россия, andreevda@gmail.com

² АО «Атомэнергопроект», Нижний Новгород, Россия, e.v.makarov@bk.ru

³ АО «Атомэнергопроект», Москва, Россия, folvarchuk@mail.ru

(KKS), первые две цифры в коде KKS оборудования опущены для удобства.

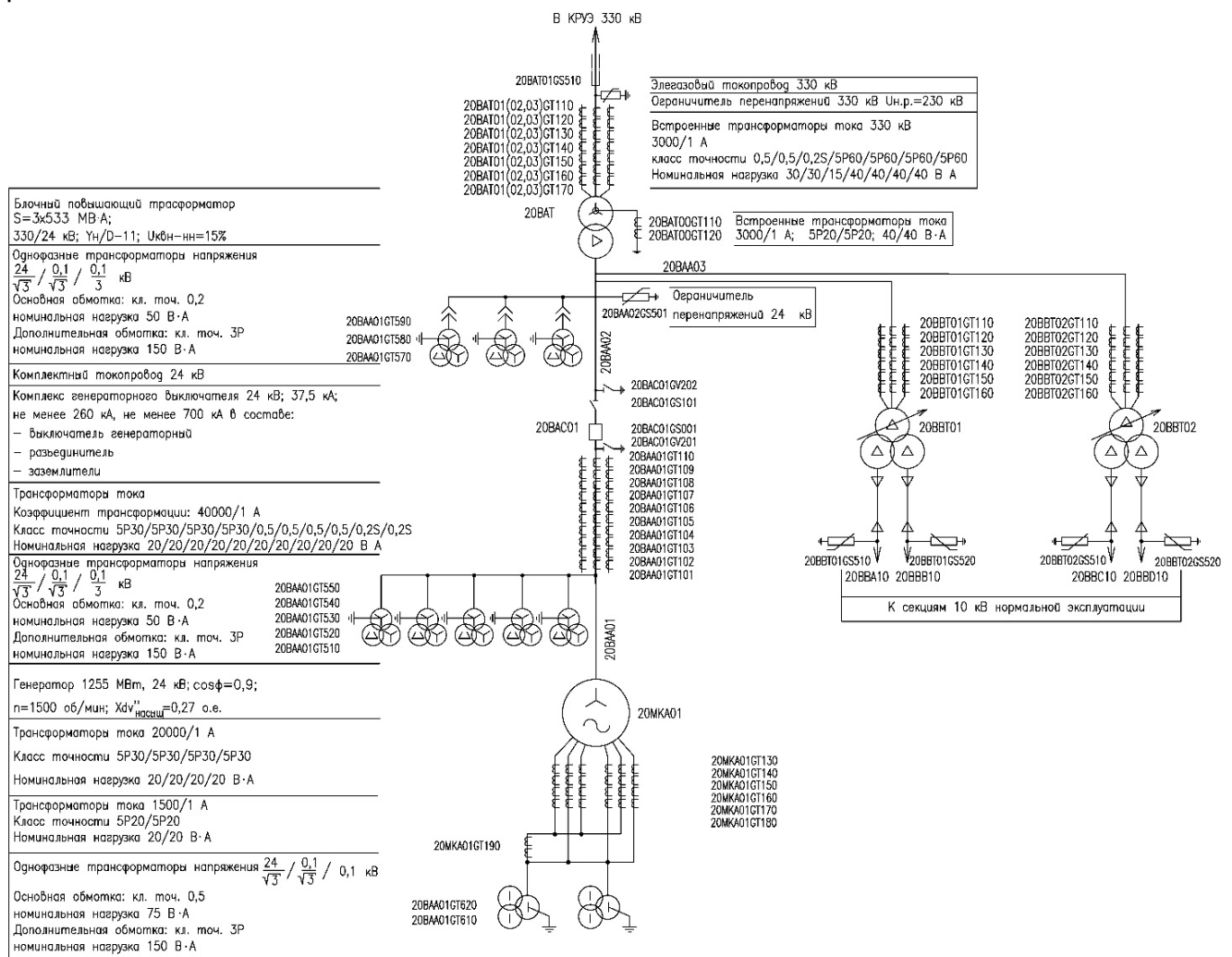


Рис. 1 – Фрагмент главной электрической схемы энергоблока АЭС с трехфазным турбогенератором 1255 МВт.

Основным электрооборудованием схемы являются: турбогенератор МКА01; комплекс генераторного выключателя (генераторный выключатель) ВАС01; генераторный токопровод ВАА01,02; отпайки генераторного токопровода ВАА03; ТСН ВВТ01, ВВТ02; блочный повышающий трансформатор (БПТ) ВАТ01; элегазовый токопровод ВН ВАТ01GS510 и РУ ВН (КРУЭ 330 кВ условно не показано). Это соответствует как российской [1], так и зарубежной [2] НТД, в том числе, рекомендациям МАГАТЭ [3,4], и позволяет обеспечить требуемые показатели надежности и безопасности [5]. Так, например, по данным АО «ВНИИАЭС» в среднем по АЭС РФ коэффициент готовности энергоблоков в 2022г. составил 88,21% против 86,21% в 2021г. Коэффициент готовности энергоблоков с реактором типа ВВЭР-1000 (1200) в 2022 г. составил 97,44% (81,45%); в 2021 – 94,19 (86,97)%. Это достаточно высокие показатели надежности, при этом часть блоков ВВЭР-1000 попавших в статистику, не имеет выключателей в цепи генератора, способных отключать токи короткого замыкания (КЗ).

Высокие единичные мощности энергоблоков АЭС требуют применения высокотехнологичного, дорогостоящего и работающего на пределе своих технических параметров основного электрооборудования, возможности изготовления которого всегда были ограничены. Рассмотрим детально имеющиеся проблемы выбора основного электрооборудования СВМ энергоблоков АЭС прежде всего большой и, отчасти, средней мощности в условиях технических и конъюнктурных ограничений.

Проблемы выбора электрооборудования высокого напряжения

Уровень ВН в энергосистемах мира, на котором осуществляется подключение энергоблоков АЭС, как правило, лежит в диапазоне 220-750 кВ. Суммарный максимальный ток трехфазного КЗ от АЭС и энергосистемы на шинах РУ ВН уже достигает 50 кА и стремится к 63 кА [6]. Рабочие токи оборудования на стороне ВН доходят до 3150-4000 А. На сооружаемых в настоящее время АЭС в качестве РУ ВН применяются в основном КРУЭ, а также элегазовые токопроводы ВН для его связи с трансформаторами. Выбор электрооборудования для РУ ВН, в том числе КРУЭ, достаточно широк, не смотря на возможные ограничения поставок от известных зарубежных производителей (ABB, Alstom, Siemens и т.п.). Так, например, АО ВО «Электроаппарат» имеет свою линейку электрооборудования на разные классы напряжения, включая серийно-изготавливаемые КРУЭ 220-330 кВ, а также высокую степень готовности рабоче-конструкторской документации на КРУЭ 500-750 кВ, которые ранее были не востребованы в атомной отрасли. Возможно применение китайского (например, Sieyuan) и корейского (например, Huyn dai Electric) оборудования. Элегазовые токопроводы, как правило, рассматриваются как часть поставки КРУЭ. БПТ, применяемые для блоков АЭС большой и средней мощности, также производятся в РФ (ООО «СМТТ. Высоковольтные решения», АО «Группа «СВЭЛ»), равно как и автотрансформаторы и ТСН (рабочие и резервные; блочные и общестанционные). Таким образом, непосредственно критические риски, связанные со сложностями и ограничениями в выборе и применении указанного выше оборудования, по всей видимости, не предвидятся.

Проблемы выбора электрооборудования цепи генератора

Основным электрооборудованием цепи генератора (от линейных выводов турбогенератора до выводов низкого напряжения БПТ) является (см. рис. 1): турбогенератор, генераторный выключатель, генераторный токопровод.

Оценка рабочих токов и токов КЗ в цепи генератора 24 кВ современных энергоблоков АЭС большой мощности приведена в табл. 1. Опыт проектирования электрической части АЭС показывает, что составляющая тока КЗ от энергосистемы всегда превышает составляющую от генератора и имеет определяющее значение при

выборе электрооборудования. В табл. 2 приведены технические параметры основных производителей генераторных выключателей по уровням номинальных токов, номинальных токов отключения и токов электродинамической стойкости [6].

Таблица 1. Максимальные рабочие токи и токи КЗ (составляющая от энергосистемы) в цепи генератора энергоблоков АЭС большой мощности

	Курская АЭС-2 (РФ)	АЭС Аккую (Турция)	АЭС Пакш-2 (Венгрия)	АЭС Эль- Дабба (Египет)	Ростовская АЭС, блоки №3, 4 (РФ)
Длительно допустимый рабочий ток, кА	37,5	37,5	41,6	38,6	31,5
Периодическая составляющая тока КЗ, кА	260	244	281	260	170
Ударный ток КЗ, кА	700	665	756	707	470

Таблица 2. Максимальные токовые характеристики генераторных выключателей основных производителей

	Hitachi Energy (ABB)	Siemens	GE Grid Solutions	АО «Электро- аппарат» (РФ)	Китайские производител и
Тип	HEC9- 300XL	HB3-C	FKGA8	ВГВ-27- 160/20000 *	**
Дугогасящая среда	Элегаз	Вакуум	Элегаз	Воздух	Элегаз
Номинальное напряжение, кВ	31,5	24	33	27	24
Номинальный ток, кА	До 57 ***	15	До 40 ***	18	31,5
Номинальный ток отклю-чения, кА	300	110	250	160	не более 200
Ток электроди- намической стойкости, кА	822	302	685	-	533

Примечания: * Выполнен по спецзаказу, имеются предпосылки для разработки элегазового выключателя на ток отключения 160-170 кА. ** Предполагается разработка, но имеются рабочие образцы на 160 кА. *** - с принудительным охлаждением.

При дальнейшем росте мощности энергоблоков токи КЗ от системы в цепи генератора также продолжают свой рост и будут стремиться к предельным значениям для изготавливаемого в настоящее время оборудования. Из табл. 2 видно, что на мировом рынке представлен только один производитель, имеющий в своей номенклатуре генераторный выключатель с параметрами, необходимыми для полноценной защиты от токов трёхфазного КЗ в диапазоне от 250 до 300 кА (периодическая составляющая) – это компания Hitachi Energy

(ABB), а в диапазоне токов от 160 до 250 кА – всего два производителя (ABB и General Electric). В настоящее время планируется освоение производства генераторных выключателей с током отключения до 200 кА китайскими компаниями, которые на данный момент имеют в своей номенклатуре выключатели с номиналом до 160-170 кА.

Другой серьёзной проблемой, возникающей при проектировании, является увеличение рабочих токов (см. табл. 1). Проблема, вызванная увеличением рабочих токов в цепи генератора, заключается, прежде всего, в усложнении схемы принудительного охлаждения генераторного токопровода, которая одновременно используется для теплоотвода от генераторного выключателя. Например, для строящейся Курской АЭС-2 (рабочий ток 37,5 кА) производителю токопроводов пришлось существенно усложнить систему охлаждения по сравнению с Ростовской АЭС (рабочий ток 31,5 кА), [6].

Очевидно, что ограничения возможности поставки оборудования цепи генератора и их комплектующих (для действующих АЭС) в соответствии с проектными требованиями, создают критические риски для успешного сооружения АЭС. Для снижения (исключения) вышеуказанных рисков необходимо рассмотреть проектные решения, позволяющие либо снизить проектные требования и тем самым расширить возможности выбор применяемого оборудования, либо исключить из проекта оборудование, которое с большой долей вероятности не представляется возможным поставить.

Способы снижения проектных требований к электрооборудованию цепи генератора

В [7] приведены основные способы снижения токов в цепи генератора при проектировании электрической части энергоблоков АЭС. Снижение рабочих токов при сохранении большой мощности блока определяется наличием возможности организации параллельных ветвей для протекания токов от генератора к РУ ВН АЭС. Дополнительно к этому на токи КЗ (составляющая от энергосистемы) существенное влияние оказывают параметры БПТ, генератора и энергосистемы.

Основные параметрами БПТ являются: напряжение КЗ, номинальная мощность, коэффициент трансформации. С точки зрения оптимизации расчётных токов трехфазного КЗ в цепи генератора рекомендуется для АЭС с блоками большой мощности по умолчанию применять БПТ с напряжением КЗ не менее $u_k=15\%$ (при отсутствии ограничений со стороны энергосистемы). В табл. 3 показан эффект от увеличения напряжения КЗ на примере одного из энергоблоков большой мощности. Кроме того, целесообразно также детально рассмотреть сужение рамок допустимых по [9, 10] отклонений номинального напряжения КЗ при изготовлении оборудования, за счет чего можно получить снижение тока КЗ в цепи генератора на величину порядка 6 кА [7], что в ряде случаев

может позволить применить оборудование альтернативного производителя.

Таблица 3. Значения периодической составляющей тока КЗ от энергосистемы в цепи генератора в зависимости от напряжения КЗ $U_{кз}$ БПТ

Напряжение КЗ $U_{кз}$, %	14	15	16
Периодическая составляющая тока КЗ, кА	202	192	183
Ударный ток КЗ, кА	546	521	498

В настоящее время изготовление трансформаторов большой мощности является не совсем серийным, и производители способны выполнить проект трансформатора на указанную в задании номинальную мощность. Уменьшение мощности трансформатора приводит к увеличению его сопротивления и, соответственно, уменьшению тока КЗ в цепи генератора. Например, если номинальная полная мощность турбогенератора (1270 МВт, $\cos\varphi=0.85$) блока составляет 1494 МВА, то мощность БПТ можно принять равной, например, $3 \times 500 = 1500$ МВА вместо 1599 МВА (3×533 МВА). Повышение сопротивления БПТ за счет снижения номинальной мощности с 1599 МВА до 1500 МВА, например, для блока 1200 МВт на базе проекта АЭС-2006Е может снизить ток КЗ в цепи генератора на 6,5%.

Еще одним способом [7] снижения токов КЗ в цепи генератора является повышение генераторного напряжения. В российских проектах применяются турбогенераторы в основном АО «Силовые машины» и ООО «Турбинные технологии ААЭМ» (совместное предприятие АО «Атомэнергомаш» и General Electric) с номинальным напряжением статора не более 24 кВ. Тем не менее, например, компания Siemens производит серийные турбогенераторы SGEN5-4000W с номинальным напряжением 27 кВ и номинальной мощностью до 2200 МВА. Компания Toshiba предлагает в настоящее время к применению 4-полюсный турбогенератор 50 Гц с номинальным напряжением 27 кВ и мощностью 1350 МВА. АО «Силовые машины» имеют опыт изготовления турбогенератора типа ТВВ-1000-2 с номинальным напряжением 27 кВ и мощностью 1111 МВА. Компания General Electric (Alstom) поставляет турбогенераторы с номинальным напряжением 27 кВ. Выполненные расчеты [7] показывают, что, например, для трехфазного турбогенератора мощностью 1270 МВт, $\cos\varphi=0,816$ при увеличении напряжения до 27 кВ ток КЗ уменьшится с 281 кА до менее, чем 250 кА.

Дополнительным положительным эффектом от увеличения напряжения статора генератора является уменьшение рабочих токов, что снижает требования к техническим характеристикам токопроводов. Например, для турбогенератора (1270 МВт, 24 кВ, $\cos\varphi=0.816$) рабочий ток в цепи генератора составит 41.6 кА. Российские производители не имеют на сегодняшний день в своей номенклатуре генераторных токопроводов с такими параметрами. Если увеличить напряжение до

27 кВ, то рабочий ток уменьшится на 11 % примерно до 37 кА, что вероятно позволит применять токопроводы российского производства.

Комплексный эффект от указанных выше мероприятий, согласно расчетам [7] для генератора 1270 МВт, заключается в снижении токов КЗ на 16.5%, а рабочих токов – на 11%. При этом в резерве остается возможность увеличения напряжения КЗ БПТ до значений более 15%.

Вопросы ограничения величины максимального тока трехфазного КЗ в сети ВН в точках подключения, рассматриваемые в рамках внестадийной работы по разработке СВМ АЭС, в настоящее время практически не учитывают проблемы, возникающие у проектной организации с выбором основного электрооборудования в цепи генератора. Тем не менее, если заранее определить имеющиеся для конкретного проекта ограничения по допустимым для основного электрооборудования в цепи генератора токам КЗ, то они могут быть учтены при выполнении мероприятий по снижению токов КЗ в энергосистеме. Для примера в табл. 4 представлены [7] рекомендуемые ограничения величины тока трехфазного КЗ от энергосистемы в точке подключения АЭС при различных значениях номинального напряжения сети U_c и напряжения КЗ u_k БПТ номинальной мощностью 1500 МВА. Ограничение по току КЗ до 200 кА в цепи генератора 24 кВ выставлено, исходя из потенциальной возможности поставки генераторных выключателей на такой ток не менее чем от трех производителей [6].

Таблица 4. Рекомендуемые ограничения величины тока трехфазного КЗ (кА) от энергосистемы в точке подключения АЭС при различных номинальных напряжениях сети U_c и напряжениях КЗ u_k БПТ

$U_c, \text{кВ} \backslash u_k, \%$	12	13	14	15	16
330	34,7	39,7	46,	55,8	69,9
400	28,6	32,8	38,3	46,0	57,7
500	22,9	26,2	30,6	36,8	46,2
750	15,3	17,5	20,4	24,5	30,8

Рассмотренные способы позволяют снизить рабочие токи и токи КЗ в цепи генератора и, соответственно, дают возможность применить в проектах более широкую номенклатуру генераторных выключателей и токопроводов, однако, этого недостаточно в условиях ограничения возможностей изготовления и поставки оборудования, а также на перспективу роста единичной мощности энергоблоков.

Изменение структуры схемы выдачи мощности энергоблока

Преимущества генераторных выключателей перед выключателями нагрузки известны [6-8], поэтому с учетом наличия на мировом рынке аппаратов с токами отключения вплоть до 300 кА все современные проекты АЭС большой мощности в РФ и за рубежом оснащаются именно

генераторными выключателями. Существует два перспективных варианта структуры СВМ энергоблоков большой мощности АЭС, [8]:

1. применение шестифазного генератора (с расщепленной обмоткой статора) и двух генераторных выключателей (см. рис. 2).
2. схемы без генераторного выключателя между генератором и БПТ при условии подключения рабочих ТСН к сети ВН (см. рис. 3).

Первый вариант уже реализован на практике. Так, в российских проектах применяются турбогенераторы с расщеплённой обмоткой производства АО «Силовые машины». Схема с шестифазным турбогенератором применяется, как для вновь сооружаемых АЭС, так и на недавно введенных в эксплуатацию российских проектах: Ново-Воронежская АЭС-2, Ленинградская АЭС-2», Белорусская АЭС, АЭС «Руппур». Подобный шестифазный турбогенератор 1200 МВт применен на Костромской ГРЭС. В то же время, для блока 3 АЭС «Фламанвиль» (Франция) компания Alstom Power Systems изготовила и поставила турбогенератор с расщеплённой обмоткой мощностью 1750 МВт, что подтверждает перспективность такого технического решения для больших мощностей. Фрагмент главной электрической схемы энергоблока АЭС с шестифазным турбогенератором мощностью 1200 МВт приведён на рис. 2.

Рабочие токи в цепи генератора при такой схеме уменьшаются вдвое, однако, в части токов КЗ такого снижения не ожидается [3]. Тем не менее, в действующих проектах ЛАЭС-2, Белорусской АЭС, АЭС «Руппур» используются выключатели зарубежного производства с номинальным током отключения 160 кА.

Проведенные в [8] расчеты показывают, что максимальное значение тока трехфазного КЗ в схеме с шестифазным генератором составляет порядка 160 кА, а моделирование аналогичной схемы с обычным трехфазным генератором 1200 МВт позволяет грубо оценить максимальный ток трехфазного КЗ в 230-240 кА даже при повышении номинального напряжения статора до 27 кВ. Таким образом, снижение максимального расчётного тока КЗ даёт возможность выбора между несколькими производителями оборудования, включая китайские, а также позволяет заложить резерв для потенциального роста величин токов КЗ, вызванного, например, возможными изменениями характеристик энергосистемы в точке подключения АЭС. Тем не менее, в случае невозможности поставки генераторных выключателей в соответствии с проектными требованиями все вышеуказанные способы будут малополезными, в отличие от второго варианта.

Существует схемное решение питания собственных нужд АЭС, которое позволяет отказаться от применения выключателя непосредственно в цепи генератора, т.е. между генератором и БПТ, – это электроснабжение рабочих ТСН блока не от отпайки генераторного токопровода, а от РУ ВН АЭС. Такая схема приведена (рис. 3), и в EUR [2], cl. 1.3.6, fig. 1b, и в рекомендациях МАГАТЭ [3], [4], fig. 6.

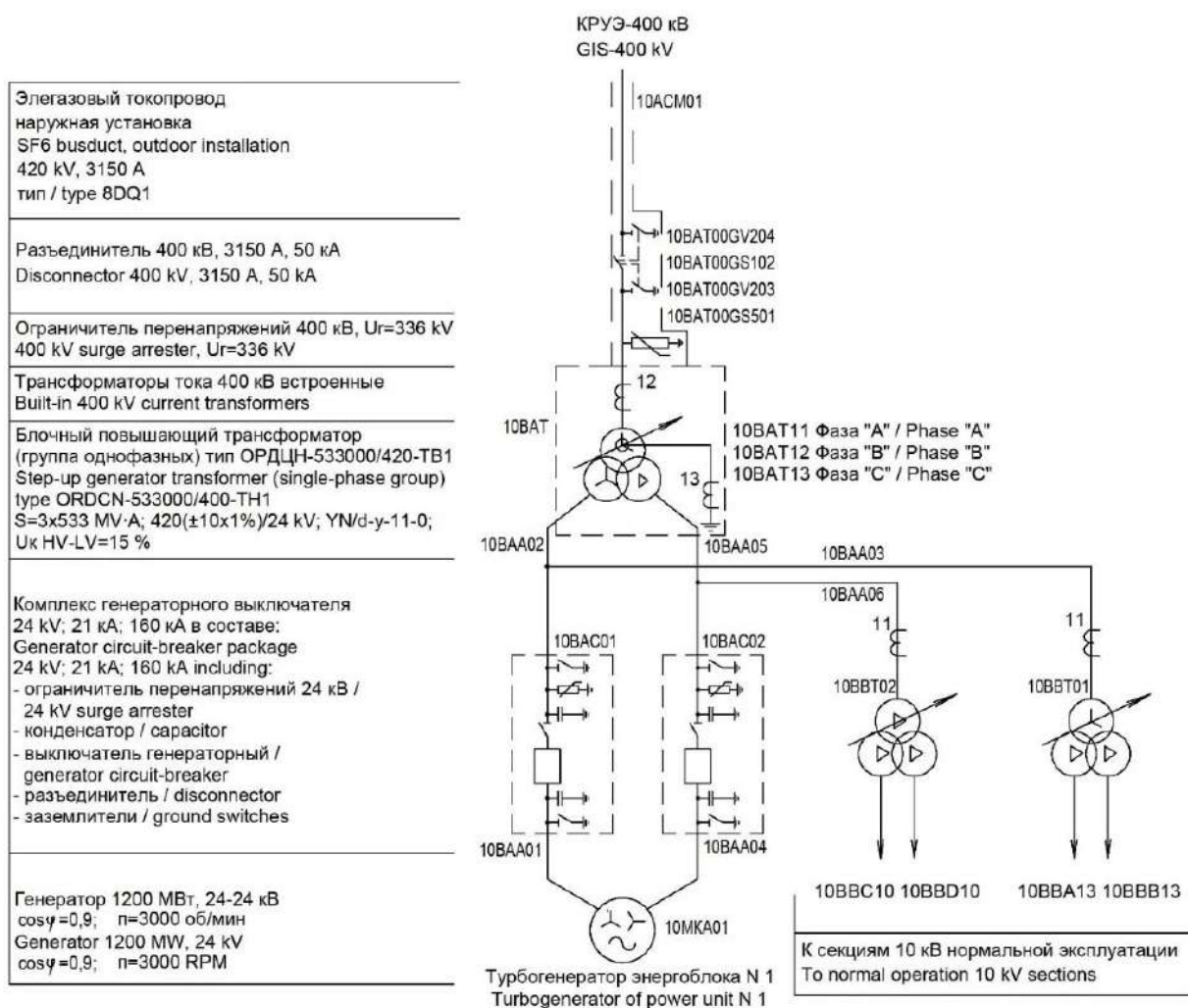


Рис. 2 – Фрагмент главной электрической схемы блока АЭС с шестифазным турбогенератором 1200 МВт.

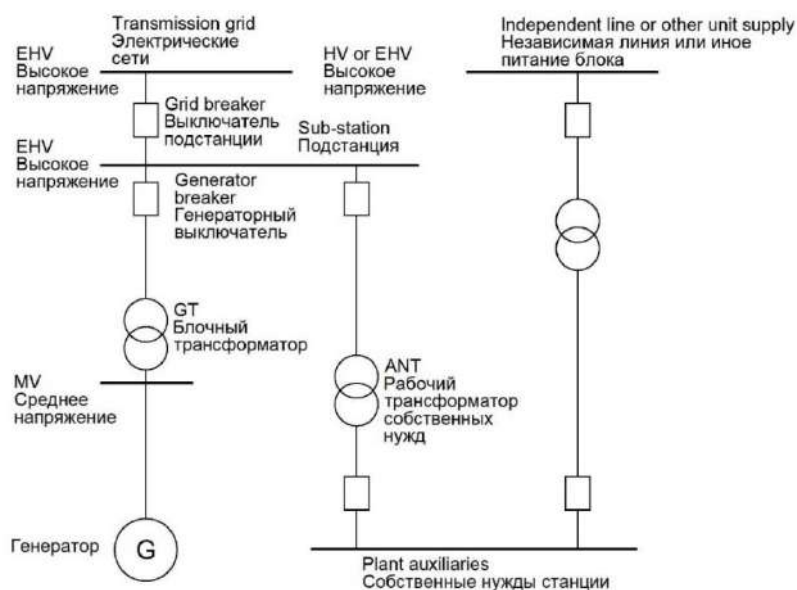


Рис. 3 – Схемы электроснабжения собственных нужд блока АЭС: рабочие ТСН ANT присоединяются к подстанции высокого напряжения EHV через «генераторный» выключатель высокого напряжения.

Решение, предлагаемое на рис. 3 может быть вполне оправданным в современных условиях при сохранении высоких требований надёжности и безопасности за счет применения современного оборудования ВН (КРУЭ, элегазовых токопроводов и т.п.). В связи с этим целесообразно разработать типовой проект энергоблока с применением такой схемы, в рамках которого провести технико-экономический анализ надёжности и безопасности. Отдельное внимание при этом следует уделить оценке стойкости оборудования к токам КЗ непосредственно от генератора на период гашения его поля при отключенной энергосистеме.

Очевидно, что проекты энергоблоков с генераторным выключателем без фактического его наличия и не могут быть реализованы. Поэтому эффект от предлагаемых изменений (рис. 3) определяется прежде всего снижением (исключением) критических рисков сооружения АЭС. Тем не менее, для грубой оценки возможного экономического эффекта примем следующие ориентировочные соотношения стоимостей (по данным 2019-2021 гг.) оборудования СВМ энергоблока большой мощности АЭС: $C_1=1$ относительная единица, о.е., (в зависимости от объекта сооружения может достигать 2 о.е.) – стоимость генераторного распределительного устройства 24 кВ с отключающей способностью 300 кА; $C_2=0.11$ о.е. – стоимость ячейки КРУЭ 330 кВ с отключающей способностью 50 кА; $C_3=0.25$ о.е. – стоимость ТСН мощность 80 МВА на напряжение 330/10 кВ; $C_4=0.2$ о.е. – стоимость ТСН мощность 80 МВА на напряжение 24/10 кВ; $C_5=0.38$ о.е. – стоимость дополнительного элегазового токопровода 330 кВ, 1000 А. Для одного из возможных вариантов изменений необходимо добавить одну ячейку КРУЭ 330 кВ для подключения двух ТСН 80 МВА 330/10 кВ вместо таких же 24/10 кВ посредством дополнительного элегазового токопровода 330 кВ.

Таким образом, без детального учета иных сопутствующих изменений и детальных оценок технико-экономических показателей блока экономический эффект Э грубо определится следующим образом:

$$\mathcal{E}=C_1-C_2-2(C_3-C_4)-C_5=1-0.11-2\cdot(0.25-0.2)-0.38=0.41 \text{ о.е.},$$

т.е. 41% от стоимости (1 о.е.) генераторного выключателя. Если принять запас на сопутствующее этим изменениям удорожание еще в 0.25 о.е., то экономический эффект Э составит 0.16 о.е., т.е. 16%. Если закупочная цена C_1 составит 2 о.е., то экономический эффект будет составлять 1.16 о.е. (116%). Приведенные расчеты экономического эффекта являются очень упрощенной и грубой оценкой одного из вариантов применения схемы по рис. 3 и не идут ни в какое сравнение, даже в случае некоторого удорожания, с потенциальными критическими рисками, обусловленными, например, невозможностью поставки генераторных выключателей, отвечающих проектным требованиям.

Заключение

В докладе проведен анализ современных вызовов и угроз, возникающих при проектировании и сооружении СВМ энергоблоков АЭС. Показано, что наиболее уязвимым местом при проектировании СВМ энергоблока могут быть ограничения в выборе основного электрооборудования цепи генератора. Авторами предложены мероприятия по снижению проектных требований к техническим характеристикам основного электрооборудования цепи генератора, позволяющие рассматривать различных поставщиков оборудования, в том числе из дружественных стран. На перспективу роста единичной мощности энергоблоков и исключения критических рисков для успешного сооружения АЭС предлагается разработать техническое решение СВМ энергоблока без генераторного выключателя с подключением нагрузки собственных нужд блока к РУ ВН, удовлетворяющее действующим международным стандартам.

Литература

1. РД 210.006-90 «Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР)».
2. European utility requirements for LWR nuclear power plants. Volume 4. Specific power generation plant requirements. Chapter 4. Electric power systems. Revision E, December 2016.
3. Design of electrical power systems for nuclear power plants, IAEA Safety Standards Series No. SSG-34, IAEA, Vienna (2016).
4. Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants, IAEA Nuclear Energy Series No. NG-T-3.8, IAEA, Vienna (2012).
5. НП-001-15 «Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций».
6. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Фольварчук А.С. Проблемы выбора основного электрооборудования в цепи генератора энергоблоков большой мощности атомных электростанций. Электрические станции, 2022, №5, с. 14–19.
7. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Фольварчук А.С. Способы снижения токов короткого замыкания в цепи генератора при проектировании блоков большой мощности атомных электростанций. Электрические станции, 2022, №7, с. 17–24.
8. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Фольварчук А.С. Обоснование перспектив выбора основного электрооборудования в цепи генератора энергоблоков большой мощности атомных электростанций. Электрические станции, 2023, №3, с. 26–33.
9. ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия».
10. IEC 60076-1:2011 «Power Transformers Part 1: General».

УДК 621.311.001.57

АЛГОРИТМ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМ ИНВЕРТОРОМ В РЕЖИМЕ «ВЕДУЩИЙ» В УСЛОВИЯХ РАЗНОЙ ПЛОТНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Суворов^{*} А.А., Бай^{**} Ю.Д., Рубан^{***} Н.Ю., Суслов^{****} К.В.

Аннотация

В настоящее время в мире активно развивается парадигма управления сетевым инвертором в режиме «ведущий», в рамках которой наиболее перспективной и эффективной считается схема виртуального синхронного генератора, управляемого по напряжению (ВСГ-Н). Однако данной схеме свойственны трудности обеспечения устойчивости в малом при изменении плотности электрической сети. Основная причина связана с проявлением проблемы взаимовлияния мощностей. В связи с этим предлагается модифицированная структура управления на основе виртуального синхронного генератора, управляемого по току (ВСГ-Т). В статье выполнен анализ проблемы взаимовлияния мощностей для традиционной структуры и выявлены влияющие факторы. С помощью разработанных детальных линеаризованных моделей в пространстве состояний для ВСГ-Н и ВСГ-Т проведён сравнительный анализ траекторий движения собственных чисел при изменении плотности электрической сети, доказывающий отсутствие обозначенной проблемы для модифицированной структуры ВСГ-Т. Результаты гибридного (цифро-аналого-физического) моделирования тестовой схемы подтвердили эффективное демпфирование и высокую скорость работы при изменении плотности электрической сети предлагаемой структуры ВСГ-Т.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, сетевой инвертор, система автоматического управления, виртуальный синхронный генератор.

^{*} Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: suvorovaa@tpu.ru

^{**} Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: nodius@tpu.ru

^{***} Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: rubanny@tpu.ru

^{****} Национальный исследовательский Московский энергетический институт, г. Москва, Московская обл., Россия, e-mail: dr.souslov@yandex.ru

Введение

В рамках доминирующего в мире декарбонизированного вектора развития энергетического сектора происходит непрерывный рост уровня внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в современные электроэнергетические системы (ЭЭС). Большинство из них подключаются к сети с помощью устройств на базе силовой полупроводниковой техники. Для управления ими используется общепринятый подход, согласно которому сетевой инвертор (СИ) работает в режиме «ведомый» сетью, а для синхронизации используется контур фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ). В результате такого внедрения происходит снижение общей инерции энергосистемы. Как следствие возникают проблемы, связанные с существенным снижением частоты и её скорости при различных возмущениях в низкоинерционных ЭЭС. Кроме этого, объекты ВИЭ работают в режиме выдачи максимальной активной мощности и практически не участвуют в регулировании режима сети, а проблема функционирования ФАПЧ в слабых и ультра-слабых сетях в последнее время стала поводом для широких дискуссий [1]. В итоге для решения обозначенных проблем была предложена альтернативная парадигма управления, в рамках которой СИ становится «ведущим» по отношению к сети. Среди существующих подходов наиболее перспективной и эффективной считается концепция виртуального синхронного генератора (ВСГ), которая направлена на имитацию свойств и возможностей традиционной синхронной генерации [2].

Несмотря на возможности ВСГ, возникают трудности обеспечения устойчивого функционирования СИ при малых изменениях схемно-режимных условий сети. В настоящее время в качестве ключевого параметра от которого зависит устойчивая работа ВСГ при малых возмущениях выделяют эквивалентное сопротивление между СИ и сетью [3]. Это связано с существенными изменениями величины коэффициента отношения короткого замыкания ($OKЗ$) в современных сетях по различным причинам [4]. В слабой сети ($OKЗ \leq 3$) серьёзных трудностей с обеспечением устойчивого функционирования ВСГ не возникает, поскольку данная система управления исключает использование ФАПЧ для синхронизации в отличие от традиционного подхода к управлению СИ в режиме ведомого сетью. Но в сильной сети ($OKЗ > 3$) ситуация противоположная. При уменьшении индуктивного сопротивления (увеличение $OKЗ$ соответственно) возникает недостаток демпфирующего момента, что приводит к колебательному нарушению устойчивости. Адаптация традиционной структуры ВСГ под такие условия является сложной и нетривиальной задачей. Решить её только путём настройки крайне сложно, ввиду всегда существующих на практике ограничений на величину задаваемых коэффициентов. В связи с этим предлагается использовать разработанную авторами структуру ВСГ, которая является управляемой по току (ВСГ-Т) в отличие от традиционных ВСГ, управляемых по напряжению (ВСГ-Н). Представленные в статье анализ

собственных чисел и результаты моделирования доказывают, что разработанная структура обеспечивает устойчивое функционирование в малом СИ в условиях широкого изменения плотности сети: от ультра-слабых ($OK3 < 2$) до ультра-сильных ($OK3 > 30$). При этом разработанная структура ВСГ-Т позволяет сохранить эффективный динамический отклик (быстрота, качество демпфирования), что недостижимо при использовании традиционной структуры ВСГ-Н.

Причины нарушения устойчивого функционирования ВСГ-Н при изменении плотности электрической сети

Общий вид исследуемой электрической сети с системой управления сетевым инвертором на основе традиционного ВСГ-Н приведены на рис. 1. СИ подключается к сети в точке общего подключения через LC-фильтр. В качестве первичного источника энергии используется идеальный конденсатор неограниченной мощности. Внешняя энергосистема представлена в виде идеального источника переменного напряжения U_g , определяющего частоту сети ω_g .

В системе управления параметры P_{ycm} , Q_{ycm} являются уставками по активной и реактивной мощности, P_e и Q_e отражают выходную активную и реактивную мощность, i_{cv} является током на выходе СИ, u_o и i_o являются напряжением и током в точке подключения СИ за фильтром, $E_{BCГ}$ и $\theta_{BCГ}$ являются амплитудой и фазой выходного напряжения ВСГ, $\delta_{BCГ}$ является углом между фазами напряжений ВСГ и внешнего источника. Регулирование выходной активной и реактивной мощности обеспечивается путём управления фазой и амплитудой выходного напряжения ВСГ, соответственно. Внутренний контур управления является типовой частью всей системы управления и состоит из каскадных пропорционально-интегральных регуляторов тока и напряжения, за счёт которых формируется опорный сигнал $u_{abc,m}$ для широтно-импульсной модуляции (ШИМ) с частотой коммутации f_{sw} .

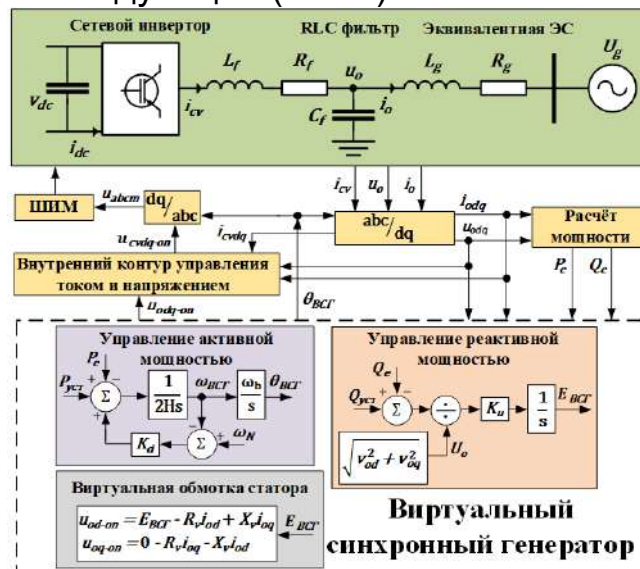


Рис. 1 – Схема тестовой энергосистемы.

Выходные мощности СИ в установившемся режиме во вращающихся осях dq описываются выражением (1), которое получено в соответствии с теорией мгновенной мощности [5].

$$\begin{aligned} P_e &= \frac{-R_V U_g^2 + E^2 R - E^2 R_V - ER U_g \cos \delta + 2ER_V U_g \cos \delta + EX U_g \sin \delta}{R^2 + X^2}, \\ Q_e &= \frac{-X_V E^2 + E^2 X - U_g^2 X_V - ER U_g \sin \delta - EX U_g \cos \delta + 2EX_V U_g \cos \delta}{R^2 + X^2}. \end{aligned} \quad (1)$$

Из уравнения (1) следует, что выходная мощность зависит от изменения напряжения ВСГ ΔE и взаимного угла $\Delta \delta$. Выполним линеаризацию уравнения (1) в точке равновесия 0 и представим $\delta = \delta_0 + \Delta \delta$, $E = E_0 + \Delta E$. В итоге получим замкнутую передаточную функцию (рис. 2), отражающую механизм взаимовлияния контуров управления активной и реактивной мощностей для традиционного ВСГ-Н.

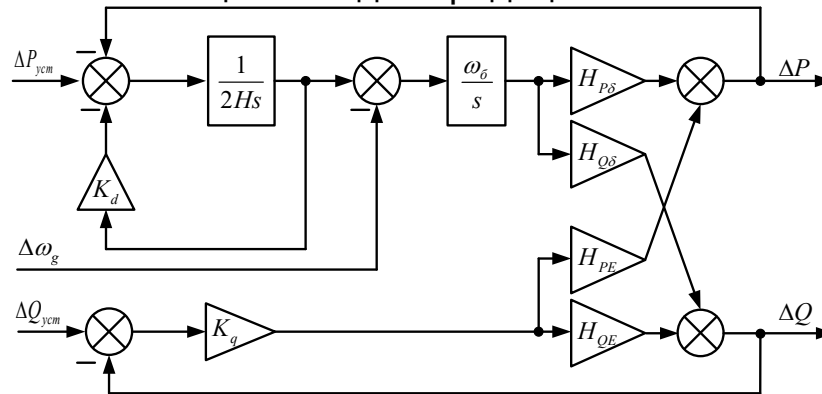


Рис. 2 – Замкнутая передаточная функция линеаризованной модели ВСГ-Н.

Переменные $H_{P\delta}$, H_{PE} , $H_{Q\delta}$, H_{QE} являются передаточными функциями, демонстрирующими влияние малого приращения угла и напряжения ВСГ на малое изменение выходных мощностей, и описываются выражением (2).

$$\begin{aligned} H_{P\delta} &= \frac{E_0 \cdot R \cdot U_g \cdot \sin \delta_0 - 2 \cdot E_0 \cdot R_V \cdot U_g \cdot \sin \delta_0 + E_0 \cdot U_g \cdot X \cdot \cos \delta_0}{R^2 + X^2}, \\ H_{PE} &= \frac{2 \cdot E_0 \cdot R - 2 \cdot E_0 \cdot R_V - R \cdot U_g \cdot \cos \delta_0 + 2 \cdot R_V \cdot U_g \cdot \cos \delta_0 + U_g \cdot X \cdot \sin \delta_0}{R^2 + X^2}, \\ H_{Q\delta} &= \frac{-E_0 \cdot R \cdot U_g \cdot \cos \delta_0 + E_0 \cdot U_g \cdot X \cdot \sin \delta_0 - 2 \cdot E_0 \cdot U_g \cdot X_V \cdot \sin \delta_0}{R^2 + X^2}, \\ H_{QE} &= \frac{-2 \cdot E_0 \cdot X_V + 2 \cdot E_0 \cdot X - R \cdot U_g \cdot \sin \delta_0 - U_g \cdot X \cdot \cos \delta_0 + 2 \cdot U_g \cdot X_V \cdot \cos \delta_0}{R^2 + X^2}. \end{aligned} \quad (2)$$

Из полученной замкнутой передаточной функции следует, что величина взаимовлияния мощностей определяется выражениями H_{PE} , $H_{Q\delta}$, величины которых зависят от взаимного угла δ_0 и сопротивления сети. Причём наиболее критичным является влияние изменение напряжения ВСГ ΔE на контур по активной мощности, численно определяемое величиной H_{PE} , которая увеличивается при росте угла δ_0 и отношения R/X сети (рис. 3).

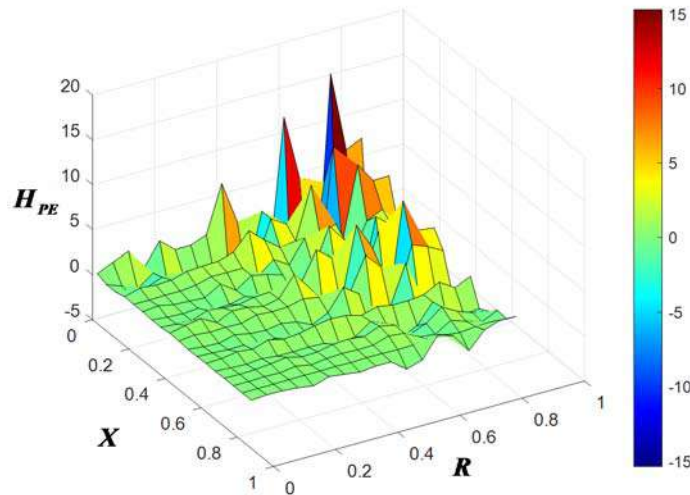


Рис. 3 – Величина взаимовлияния контура управления по реактивной мощности на контур управления по активной мощности при изменении отношения сопротивлений R/X сети.

Рассмотрим уравнение движения в осях dq (3), которое является основой контура по управлению активной мощностью ВСГ-Н (рис. 1), с учётом обозначенного взаимовлияния:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\omega_{BCГ}}{dt} = \frac{1}{2H} [P_{ycм, BCГ} - (P_0 - H_{P\delta}\Delta\delta) - H_{PE}\Delta E + K_d\Delta\omega_{BCГ}]; \\ \frac{d\Delta\delta_{BCГ}}{dt} = \Delta\omega_{BCГ}\omega_6, \end{cases} \quad (3)$$

где K_d – коэффициент демпфирования; ω_6 – базисное значение частоты вращения в рад/с; $\omega_{BCГ}$ – текущая частота вращения виртуального ротора в о.е.; H – постоянная инерции ВСГ; $P_{ycм, BCГ}$ – уставка ВСГ по активной мощности.

Из выражения (3) следует, что составляющая H_{PE} имеет противоположный знак демпфирующей мощности $K_d\Delta\omega_{BCГ}$. Соответственно при увеличении ОКЗ сети (увеличение отношения R/X) величина H_{PE} также увеличивается, тем самым ухудшая демпфирующие свойства ВСГ-Н. При уменьшении ОКЗ сети ситуация противоположная, вклад демпфирующей мощности растёт, что приводит к уменьшению скорости работы ВСГ-Н и ухудшению инерционного отклика всей системы. Таким образом, уменьшение взаимовлияния мощностей возможно путём увлечения демпфирующей мощности за счёт задания большего демпфирующего коэффициента K_d . Однако в этом случае происходит замедление работы ВСГ-Н и ухудшение инерционного отклика всей системы. Настройка ВСГ-Н для конкретного значения ОКЗ позволяет минимизировать проблему взаимовлияния мощностей, но при его изменении будет ухудшаться инерционный отклик системы. В итоге для традиционной структуры ВСГ-Н неизбежен поиск компромисса между обеспечением устойчивого функционирования и эффективной скоростью работы при изменении плотности сети.

В связи с обозначенными ограничениями традиционной структуры ВСГ-Н разработана модифицированная модель ВСГ-Т (рис. 4). Основной особенностью данной модели является параллельная работа контуров, формирующих опорные значения мощности. Первый из них отвечает за формирование уставок по активной и реактивной мощности ($P_{уст}$ и $Q_{уст}$). Второй контур воспроизводит динамику виртуального синхронного генератора, формируемые выходные мощности $P_{ВСГ}$ и $Q_{ВСГ}$ которого затем прибавляются к значениям уставок. Из результирующих опорных значений мощностей $P_{оп}^*$ и $Q_{оп}^*$ вычисляются опорные значения токов i_{cvdqon} для внутреннего контура управления током (ВКУТ). ВКУТ представлен аналогично ВСГ-Н пропорционально-интегральными регуляторами. Отличие уравнения движения, используемого в ВСГ-Т, от традиционного заключается в исключении демпферного коэффициента K_d . В структуре ВСГ-Т демпфирование обеспечивается за счёт виртуальной демпферной обмотки, эффективность действия которой определяется параметрами: постоянной времени T_{1q} и индуктивным сопротивлением L_{1q} , являющимися аналогом коэффициента K_d . Также стоит отметить отсутствие необходимости использования блока ФАПЧ. Предлагаемая модель ВСГ-Т является управляемой по току, соответственно выходным параметром модели является ток, а входными параметрами являются напряжения в точке подключения СИ к сети. Детальное описание разработанной системы приведено в [6].

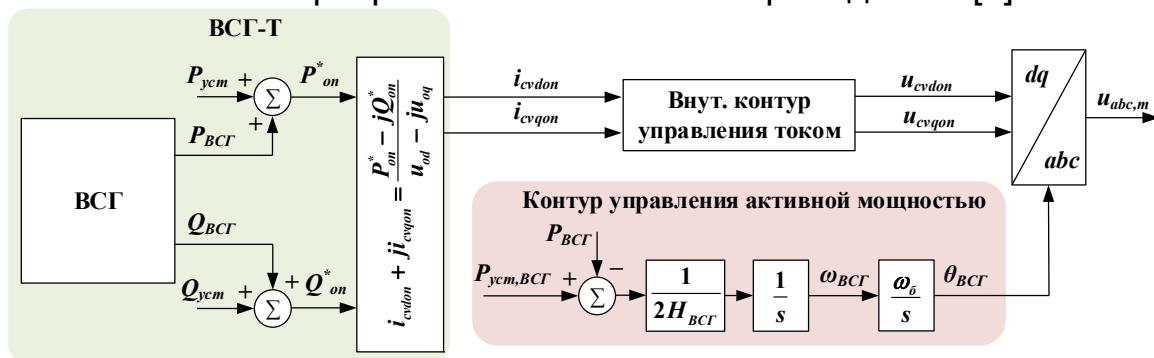


Рис. 4 – Структурная схема ВСГ-Т.

Анализ устойчивости в малом моделей ВСГ-Н и ВСГ-Т

Сравнительный анализ устойчивости в малом при изменении плотности электрической сети для моделей ВСГ-Н и ВСГ-Т возможен путём сопоставления корней их характеристического уравнения. Однако данное уравнение является довольно громоздким с учётом описания дифференциальными уравнениями процессов в фильтре и сети. В связи с этим более удобно использовать модель в пространстве состояний. Причём наибольший интерес в данном случае представляют собственные числа матрицы состояния системы A , которые также являются корнями характеристического уравнения. Модель в пространстве состояний описывается с помощью уравнения (4), которое отражает поведение системы при малых возмущениях в окрестностях точки линеаризации x_0 :

$$\Delta \dot{x} = A(x_0) \Delta x + B(x_0) \Delta u, \quad (4)$$

где x – вектор состояния, u – вектор входа, A – матрица состояния, B – матрица управления.

Для сравнения ВСГ-Н и ВСГ-Т используется тестовая схема, приведённая на рис. 1. С её учётом разработаны модели в пространстве состояний ВСГ-Н и ВСГ-Т в MATLAB, для которых определены собственные числа. Наибольший интерес представляет мода с наименьшей собственной частотой колебаний, которая определяет инерционный отклик и отражает демпфирующие свойства всей системы управления. В статье приводится только данная составляющая. Для ориентировочной оценки величины ОКЗ используется формула (5), рекомендованная в [7]. Путём изменения ОКЗ в соответствии с данной формулой выполнено построение траектории движения собственных чисел с наименьшей собственной частотой (рис. 5):

$$\text{ОКЗ} \approx \frac{1}{L_g}. \quad (5)$$

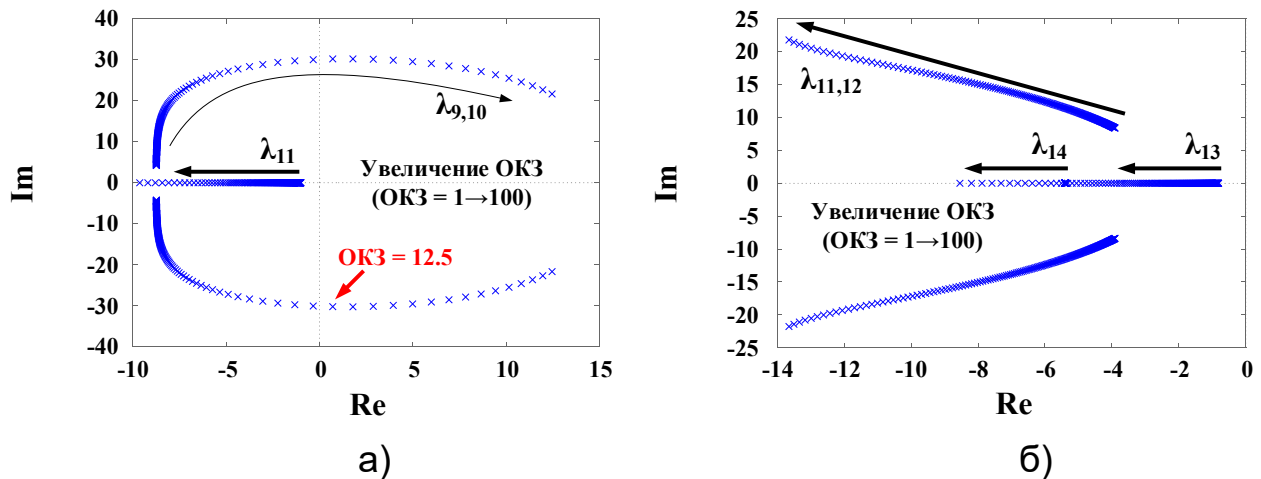


Рис. 5 – Корневые годографы при изменении значения ОКЗ от 1 до 100 для:
а) ВСГ-Н; б) ВСГ-Т.

Из полученного корневого годографа для ВСГ-Н следует, что собственные числа при увеличении ОКЗ движутся в сторону мнимой оси, а при достижении значения ОКЗ = 12,5 переходят в правую полуплоскость, что свидетельствует о нарушении устойчивости (рис. 5а). Напротив, для модели ВСГ-Т при увеличении ОКЗ корни движутся в левую сторону, тем самым улучшаются демпфирующие свойства и устойчивость системы в целом (рис. 5б). Важным моментом, на который необходимо обратить внимание, является расположение собственных чисел для модели ВСГ-Н довольно близко к вещественной оси при малых величинах ОКЗ (слабые и ультра-слабые сети), что свидетельствует о высоком демпферном коэффициенте ($\zeta \approx 0,9$). Для модели ВСГ-Т ситуация обратная, но при этом на всем интервале изменения ОКЗ обеспечивается устойчивая работа всей системы с достаточной величиной демпферного коэффициента.

При рассмотрении ЛАФЧХ замкнутой передаточной функции выходной активной мощности от входной активной мощности для ВСГ-Н (рис. 6а) видно, что по мере увеличения коэффициента демпфирования K_d и, соответственно, роста ζ , величина перерегулирования, длительность переходного процесса уменьшаются. Однако, что более важно в рамках рассматриваемой проблемы, рост демпфирования сопровождается уменьшением полосы пропускания и, соответственно, снижением быстродействия системы управления. В результате даже в случае обеспечения устойчивости при увеличении ОКЗ путём задания большого коэффициента K_d будет существенно ухудшен инерционный отклик системы управления. Для модели ВСГ-Т при увеличении демпферного коэффициента ζ также происходит уменьшение величины перерегулирования и длительности колебаний (рис. 6б). Однако в отличие от ВСГ-Н рост ζ увеличивает полосу пропускания, что обеспечивает более быстрый динамический отклик. Таким образом увеличение демпфирующих свойств ВСГ-Т за счёт τ_{1q} и L_{1q} одновременно повышает способность системы к подавлению перерегулирования и увеличению скорости отклика, т.е. при изменении ОКЗ в широком диапазоне обеспечивается устойчивое функционирование и при этом сохраняются эффективными динамические свойства системы управления.

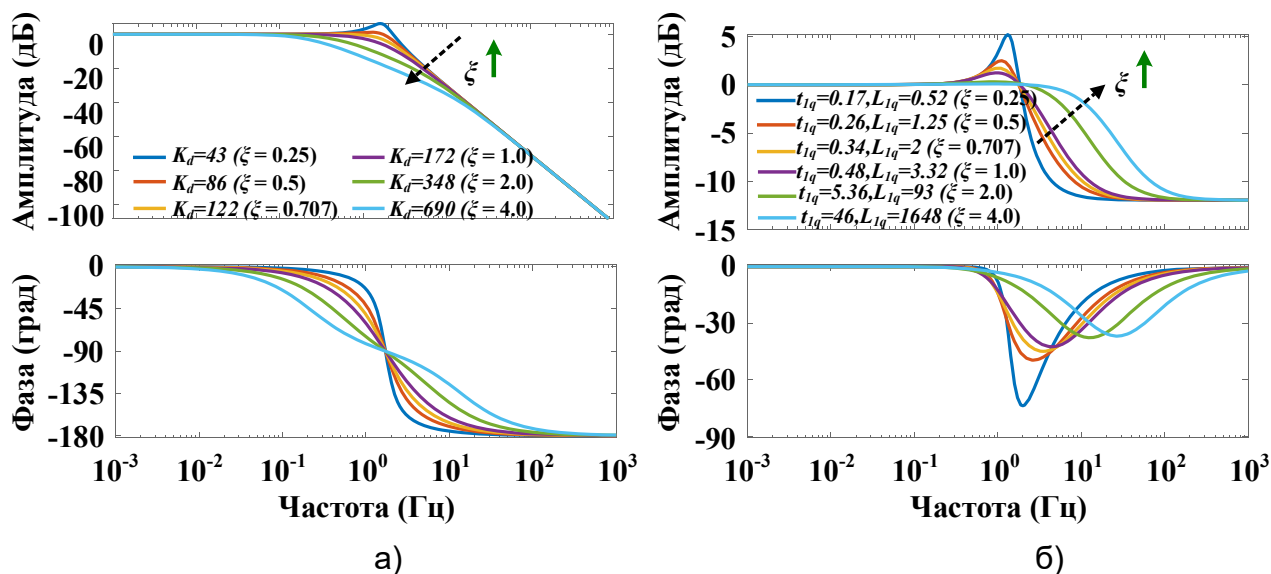


Рис. 6 – ЛАФЧХ зависимости выходной от входной активной мощности:
а) ВСГ-Н; б) ВСГ-Т.

Результаты гибридного моделирования

Для доказательства сделанных выводов на основе линеаризованных моделей выполнено детальное динамическое моделирование эквивалентной схемы (рис. 1) с помощью гибридных (цифро-аналого-физических) средств моделирования (рис. 7), позволяющих на модельном физическом уровне воспроизвести работу сетевого инвертора. Для этого силовые ключи реализуются с помощью цифро-

управляемых аналоговых ключей, система управления воспроизводится с помощью микроконтроллера, формирующего сигнал ШИМ. Более детально гибридное моделирование силовых преобразователей описано в [8].

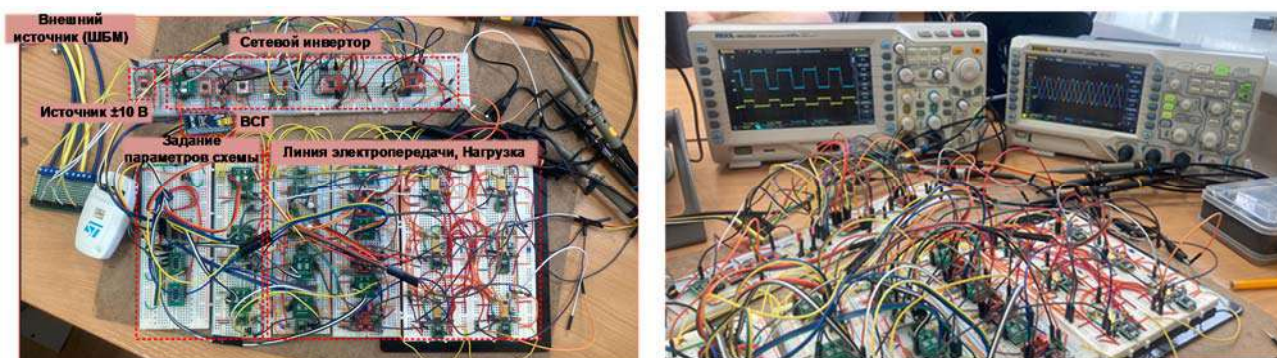


Рис. 7 – Гибридная модель тестовой схемы.

Результаты моделирования представлены на рис. 8. Из них видно, что при малых значениях $ОКЗ$ традиционная структура ВСГ-Н обладает высоким коэффициентом демпфирования из-за чего наблюдается монотонный характер отклика, свидетельствующей о медленной скорости работы. При увеличении $ОКЗ$ происходит резкое ухудшение демпфирующих свойств, приводящее к перерегулированию и колебаниям, что, как было отмечено, связано с проявлением проблемы взаимовлияния мощностей. Для модели ВСГ-Т обеспечивается приемлемый уровень демпфирования и скорости реакции для любого значения $ОКЗ$ по сравнению с ВСГ-Н. Например, при изменении $ОКЗ$ с 1 до 6,7 время набора мощности для ВСГ-Т изменяется только в 1,5 раза, а для ВСГ-Н происходит изменение в 5 раз.

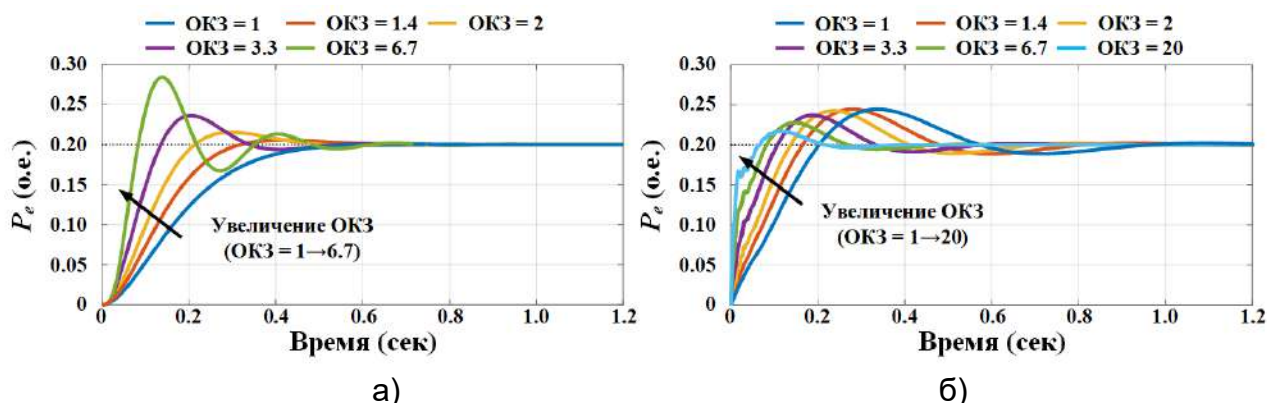


Рис. 8 – Осциллограммы активной мощности при изменении уставки $P_{уст}$ с 0 а.е. до 0.2 а.е. для моделей: а) ВСГ-Н; б) ВСГ-Т.

Заключение

Устойчивость в малом традиционной структуры ВСГ-Н существенно зависит от $ОКЗ$ сети. Для её обеспечения в условиях изменения плотности сети необходимо увеличивать степень демпфирования. Однако это негативно влияет на инерционный отклик всей системы. В

связи с этим предложена модифицированная структура управления СИ на основе ВСГ-Т, которая обеспечивает устойчивость в малом от ультра-слабых сетей ($OKЗ = 1$) до ультра-сильных сетей ($OKЗ > 30$) с сохранением качества динамического отклика на всём интервале изменения. Данные выводы подтверждены с помощью анализа устойчивости в малом, а также гибридного (цифро-аналого-физического) моделирования.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №22-79-00204.

Литература

1. Li Y., Fan L., Miao Z. Wind in Weak Grids: Low-Frequency Oscillations, Subsynchronous Oscillations, and Torsional Interactions // IEEE Transactions on Power Systems, 2020, Vol. 35, No. 1, pp. 109–118.
2. Rathnayake D.B. et al. Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications // IEEE Access, 2021, Vol.9, pp. 114781–114807.
3. Aragon D.A., Unamuno E., Ceballos S., Barrena J.A. Comparative small-signal evaluation of advanced grid-forming control techniques // Electric Power Systems Research, 2022, Vol. 211, 108154.
4. Li M. et al. Impedance adaptive dual-mode control of grid-connected inverters with large fluctuation of SCR and its stability analysis based on D-partition method // IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, Vol. 36, No. 12, pp. 14420–14435.
5. Chen J., O'Donnell T. Analysis of virtual synchronous generator control and its response based on transfer functions // IET Power Electronics, 2019, Vol. 12, No. 11, pp. 1–13.
6. Суворов А.А., Аскарлов А.Б., Рудник В.Е., Андреев М.В. Анализ и исследование подходов к управлению силовыми преобразователями возобновляемых источников энергии на основе концепции виртуального синхронного генератора // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022, С.163–172.
7. Meng X., Liu J., Liu Z. A Generalized Droop Control for Grid-Supporting Inverter Based on Comparison between Traditional Droop Control and Virtual Synchronous Generator Control // IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, Vol. 34, No. 6, pp. 5416–5438.
8. Уфа Р.А., Гусев А.С., Васильев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А. Проблема адекватного моделирования функционирования вставок постоянного тока в электроэнергетических системах и средства её решения (часть 1) // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2017, № 5, С. 32–46.

УДК 681.5.017

СИНТЕЗ АЛГОРИТМОВ АДАПТИВНОЙ ИНЕРЦИИ И ДЕМПФЕРНОЙ ОБМОТКИ ДЛЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Аскаров* А.Б., Рубан** Н.Ю., Радько*** П.П.

Аннотация

Установка в электрических сетях объектов распределенной генерации на базе генерирующих установок с силовыми преобразователями (ГУ с СП) приводит к изменению характера протекания процессов в энергосистемах, уменьшению общей инерции системы и ухудшению ее демпфирующих свойств. Это приводит к снижению надежности функционирования энергосистем. В связи с этим, возникает актуальная задача по совершенствованию подходов к управлению ГУ с СП. Предлагается переход к управлению СП в режиме ведущего с применением структуры системы управления на основе уравнений виртуального синхронного генератора (ВСГ). Это позволит расширить перечень системных функций, которые способны выполнять ГУ с СП, в том числе обеспечивать необходимый инерционный отклик. Для достижения максимальной эффективности системы управления на базе ВСГ в различных схемно-режимных условиях необходимо использовать в ее структуре адаптивные алгоритмы. В статье приведены результаты синтеза алгоритмов для виртуальной инерции и виртуальной демпферной обмотки ВСГ, которые разработаны с применением нелинейной сигмоидальной функции и диаграммы Вышнеградского. Для структуры ВСГ сформирована передаточная функция, с помощью которой разработаны адаптивные алгоритмы, а также выполнена их верификация с применением численного моделирования.

Ключевые слова: распределенная генерация, силовой преобразователь, система управления, адаптивный алгоритм, виртуальный синхронный генератор.

Введение

Увеличение уровня внедрения распределенной генерации с применением различных генерирующих установок с силовыми

* Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: aba7@tpu.ru

** Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: rubanny@tpu.ru

*** Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: ppr1@tpu.ru

преобразователями (ГУ с СП), таких как ветроэнергетические установки третьего и четвертого типов, фотоэлектрические установки, а также системы накопления электрической энергии, оказывает непосредственное влияние на динамические свойства современных энергосистем и, как следствие, характер протекания переходных процессов [1]. Одной из основных проблем в сетях с ГУ с СП является значительное изменение величины общей постоянной инерции системы в течение времени [2]. При этом в общем случае наблюдается снижение инерции энергосистемы, поскольку традиционно ГУ с СП не обладают инерционным откликом или же их инерция существенно меньше в сравнении с синхронной генерацией. В результате при возмущениях существенно увеличивается скорость изменения частоты и величина ее максимального отклонения, а также ухудшаются демпфирующие свойства энергосистемы, снижается ее надежность и запасы устойчивости в целом.

Особенность ГУ с СП заключается в динамике их функционирования, которая определяется самим преобразователем – сетевым инвертором, с помощью которого осуществляется подключение ГУ к электрической сети, и его быстродействующей системой автоматического управления (САУ). В связи с этим одним из первых направлений по улучшению динамического отклика ГУ с СП являлось введение в структуру алгоритма синтетической инерции [3]. Подобное решение позволяет обеспечить за счет ГУ с СП вклад в инерционный отклик системы, однако принципиальным недостатком такой САУ является сохранение традиционного подхода к управлению сетевым инвертором в режиме ведомого сетью. Последнее обуславливает возникновение сложностей с обеспечением устойчивости функционирования ГУ с СП в различных схемно-режимных условиях, особенно в слабых сетях с низким значением отношения короткого замыкания [4].

Таким образом перспективным направлением является синтез новых структур систем управления СП на базе виртуального синхронного генератора (ВСГ) [5], с применением которых режим работы сетевого инвертора меняется на ведущий. В результате значительно расширяется перечень системных функций, выполняемых современными ГУ с СП, в частности обеспечивается инерционный отклик и улучшается демпфирование колебаний. Благодаря этому становится возможным повышение надежности функционирования энергосистем как в нормальных, так и в переходных режимах. Однако качество функционирования САУ на основе ВСГ существенно зависит от заданных параметров настройки. Причем из-за периодически меняющихся схемно-режимных условий в современных энергосистемах, связанных с изменением общей постоянной инерции системы и плотности сети, выбор постоянно заданных параметров настроек не позволяет достичь желаемых целей управления. Следовательно, в качестве модернизации САУ на основе ВСГ предлагаются различные подходы, например, к

разработке алгоритмов адаптивной виртуальной инерции. Подобное становится возможным в связи с отсутствием привязки параметров ВСГ к параметрам синхронной машины конкретной реализации. Одним из первых решений в данной области являлась система управления ВСГ с альтернативным моментом инерции, где осуществлялось изменение виртуальной инерции в уравнении движения в реальном времени с помощью двухпозиционного управления [6]. В рамках системы управления помимо адаптивного управления виртуальной инерцией ВСГ возможным является адаптивное управление демпферным коэффициентом в уравнении движения [7]. Взамен двухпозиционного управления для виртуальной инерции также предлагаются и другие подходы, например, в [8] предложено ее изменение в соответствии с нелинейной функцией, сформулированной только на основе отклонения частоты вращения виртуального ротора.

При этом в представленных работах преимущественно рассматривается традиционная каскадная структура ВСГ, управляемая по напряжению [9], и, соответственно, разрабатываемые адаптивные алгоритмы применимы в рамках нее. В данной работе рассматривается альтернативная структура ВСГ, управляемая по току (ВСГ-Т), обладающая значительными преимуществами в сравнении с традиционной каскадной структурой ВСГ [10], для которой разработаны соответствующие алгоритмы для адаптивного изменения виртуальной инерции и параметров виртуальной демпферной обмотки ВСГ с целью обеспечения эффективности динамического отклика ГУ с СП.

Синтез алгоритмов адаптивной виртуальной инерции и виртуальной демпферной обмотки

Рассматриваемая в статье обобщенная структура САУ сетевого инвертора на основе ВСГ-Т представлена на рис. 1. Более детальное описание внутренних и внешних контуров управления данной САУ, используемых уравнений виртуальной синхронной машины, свойств и принципа работы в целом приведено в [10].

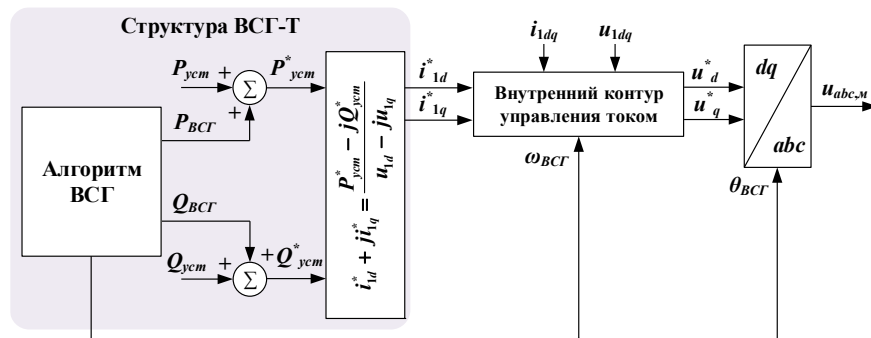


Рис. 1 – Обобщенная структура САУ на основе ВСГ-Т.

Для обеспечения с помощью ВСГ-Т эффективного инерционного отклика, позволяющего, во-первых, снизить скорость изменения частоты и уменьшить величину максимального ее отклонения в случае

возмущения в электрической сети, и, во-вторых, обеспечить быстрое восстановление частоты до номинального значения с высокими показателями демпфирования, необходима реализация алгоритма с изменением виртуальной инерции, соответствующего рисунку 2, на котором профиль изменения частоты разделен на определенные интервалы с обозначением характера изменения постоянной инерции на каждом из них (таблица 1).

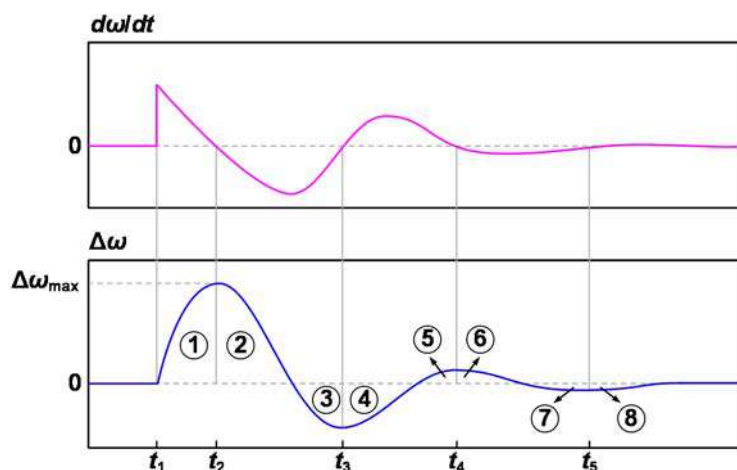


Рис. 2 – Процесс изменения частоты при возмущении.

Таблица 1. Характер изменения постоянной инерции при изменении частоты

Интервал	$d\omega/dt$	$\Delta\omega$	$\Delta\omega \cdot d\omega/dt$	Характер $T_{J,всг}$
1, 5	>0	>0	>0	Увеличить
2, 6	<0	>0	<0	Уменьшить
3, 7	<0	<0	>0	Увеличить
4, 8	>0	<0	<0	Уменьшить

Указанный подход является общим и широко распространен при разработке алгоритмов адаптивной виртуальной инерции с применением классического двухпозиционного управления для традиционных структур ВСГ. Учитывая особенности двухпозиционного управления, можно выделить, что подобная система управления является достаточно простой в реализации, однако всегда использует максимальную доступную энергию из-за дискретного изменения значения инерции и может приводить к нежелательным колебаниям параметров относительно установившегося значения. Для нивелирования последнего аспекта в систему управления неизбежно добавляются зоны нечувствительности для контролируемых параметров, чтобы исключить излишние переключения виртуальной инерции при достижении установившегося значения частоты. Однако, как следствие, в алгоритм вводится некоторая задержка функционирования, напрямую зависящая от границ зоны нечувствительности. Также классическое двухпозиционное управление при восстановлении частоты не позволяет учитывать ограничения на скорость ее изменения, что может приводить к

превышению допустимого значения скорости изменения частоты, регламентируемого стандартами и другой нормативно-технической документацией, по причине соответствующего снижения до минимума виртуальной инерции ГУ с СП.

В связи с вышесказанным в данной работе синтезирован алгоритм для адаптивного изменения виртуальной инерции $T_{J,BCG}$ на основе нелинейной сигмоидальной функции, который был интегрирован в контур управления активной мощностью ВСГ (рис. 3). Данный алгоритм описывается уравнениями (1)–(4). При этом минимальное значение инерции ВСГ $T_{J,min}$ должно жестко ограничиваться величиной близкой к нулю для исключения деления на нуль в уравнении движения ВСГ.

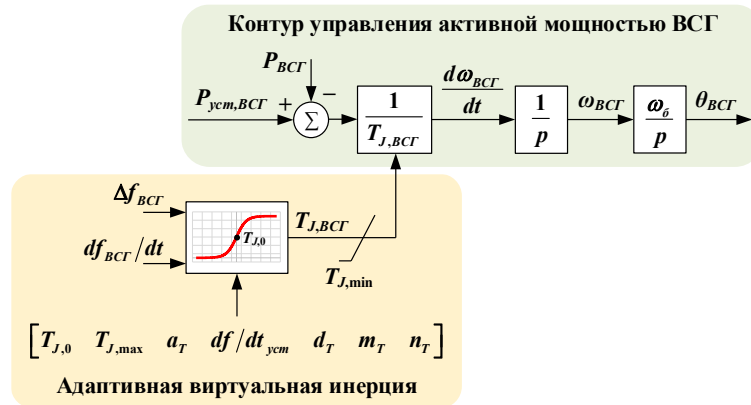


Рис. 3 – Структура контура управления активной мощностью ВСГ с адаптивной постоянной инерции.

$$T_{J,BCG} = \left(T_{J,0} - \frac{T_{J,0} \cdot k_{T1}}{2} \right) + \frac{T_{J,0} \cdot k_{T1}}{1 + \exp \left[-k_{T2} \cdot \left[\frac{df_{BCG}}{dt} \cdot \left(\Delta f_{BCG} + k_{T3} \cdot k_{T4} \cdot \left| \frac{df_{BCG}}{dt} \right| \right) \right] \right]} \quad (1)$$

$$k_{T1} = \begin{cases} 2 \cdot \left(\frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} - 1 \right) & \text{если } a_T + b_T \cdot c_T \cdot \left(\frac{df_{BCG}}{dt} \right)^3 > 2 \cdot \left(\frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} - 1 \right) \\ a_T + b_T \cdot c_T \cdot \left(\frac{df_{BCG}}{dt} \right)^3 & \text{если } 2 \cdot \left(1 - \frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} \right) \leq a_T + b_T \cdot c_T \cdot \left(\frac{df_{BCG}}{dt} \right)^3 \leq 2 \cdot \left(\frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} - 1 \right) \\ 2 \cdot \left(1 - \frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} \right) & \text{если } a_T + b_T \cdot c_T \cdot \left(\frac{df_{BCG}}{dt} \right)^3 < 2 \cdot \left(1 - \frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} \right) \end{cases} \quad (2)$$

$$1 \leq a_T \leq 2 \cdot \left(\frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} - 1 \right), \quad b_T = \text{sign}(f_{BCG} - f_0), \quad c_T = \begin{cases} \frac{2 \cdot \left(\frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} - 1 \right) - a_T}{df / dt_{уст}^3} & \text{если } k_{T1} \geq a_T \\ a_T - 2 \cdot \left(1 - \frac{T_{J,max}}{T_{J,0}} \right) / \frac{df}{dt_{уст}^3} & \text{если } k_{T1} < a_T \end{cases} \quad (3)$$

$$k_{T2} = d_T + \left[-m_T + \frac{2 \cdot m_T}{1 + \exp(-n_T \cdot |\Delta f_{BCG}|)} \right], \quad k_{T3} = \text{sign}(f_{BCG} - f_0), \quad k_{T4} = \frac{\frac{df_{BCG}}{dt}^2}{\frac{df_{BCG}}{dt}^2 + \Delta f_{BCG}^2 + 1}, \quad (4)$$

где $T_{J,0}$ – постоянная инерции ВСГ в нормальном установившемся

режиме, с; $\Delta f_{BCГ} = f_{BCГ} - f_0$ – отклонение текущей частоты ВСГ $f_{BCГ}$ от номинального значения f_0 , где $f_{BCГ} = \omega_{BCГ}/2\pi$, Гц; $df_{BCГ}/dt$ – скорость изменения частоты ВСГ, Гц/с; k_{T1-T4} , a_T , b_T , c_T , d_T , m_T , n_T – коэффициенты адаптивной функции.

Величина $T_{J,0}$ задается на основании максимально допустимого значения инерции ВСГ $T_{J,max}$, которое определяется зарядной емкостью конденсатора в цепи постоянного тока.

В рамках рассматриваемой структуры ВСГ-Т динамический отклик ГУ с СП помимо контура управления активной мощностью ВСГ также определяется параметрами настройки демпферного контура: постоянной времени τ_Q и индуктивность L_Q виртуальной демпферной обмотки. С целью разработки алгоритма для адаптивного изменения указанных параметров для структуры САУ на основе ВСГ-Т изначально была получена замкнутая передаточная функция контура по управлению активной мощностью (5) в эквивалентной схеме сети (рис. 4):

$$G_{\omega/P}(p) = \frac{\Delta \omega_{BCГ}}{\Delta P_{yсм}} = \frac{X_{C_\phi L_c} L_c p (\tau_Q p + 1)}{ap^3 + bp^2 + cp + d}, \quad X_{C_\phi L_c} = \frac{1}{1 - C_\phi L_c} \quad (5)$$

где $a = T_{J,BCГ} \tau_Q (L_v + X_{C_\phi L_c} L_c)$, $b = T_{J,BCГ} (L_v + L_Q + X_{C_\phi L_c} L_c)$, $c = U_c \omega_\delta X_{C_\phi L_c} \tau_Q$, $d = U_c \omega_\delta X_{C_\phi L_c}$, C_ϕ – емкость фильтра, L_c – эквивалентная индуктивность сети, L_v – виртуальная индуктивность статора, U_c – напряжение со стороны сети, ω_δ – базисное значение угловой частоты вращения, $P_{yсм}$ – уставка ГУ с СП по активной мощности.

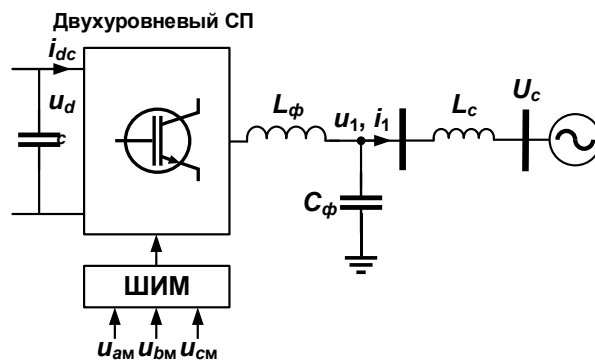


Рис. 4 – Эквивалентная схема сети с ГУ с СП.

Характеристическое уравнение функции $G_{\omega/P}(p)$ является многочленом третьей степени, для анализа которого удобно использовать диаграмму Вышнеградского (рис. 5), отражающую условия устойчивости системы третьего порядка, в координатах параметров А и В (6), через которые также могут быть выражены постоянная времени τ_Q и индуктивность L_Q виртуальной демпферной обмотки.

$$A = \frac{b}{\sqrt[3]{a^2 d}}, \quad B = \frac{c}{\sqrt[3]{a d^2}} \quad (6)$$

Принцип работы предлагаемого адаптивного алгоритма для виртуальной демпферной обмотки основывается на изменении

коэффициентов A и B , используемых для определения необходимых значений τ_Q и L_Q . В нормальном режиме с целью обеспечения высоких запасов устойчивости и уровня демпфирования колебаний, а также быстрогодействия системы оптимальным решением является нахождение в точке с коэффициентами $A = 3$ и $B = 3$. При возникновении отклонения частоты ВСГ следует снизить быстродействие системы, но при этом также обеспечить высокий уровень демпфирования и запасов устойчивости. Для достижения указанных свойств необходимо двигаться вправо по кривой CF (рис. 5), например, к точке с координатами $A = 25$ и $B = 9$. После этого с целью снижения величины максимального отклонения частоты ВСГ при условии быстрого восстановления частоты до номинального значения с сохранением высокого уровня демпфирования и наименьшего перерегулирования эффективным является перемещение вправо по кривой CG (рис. 5) к точке с координатами $A = 4$ и $B = 4$.

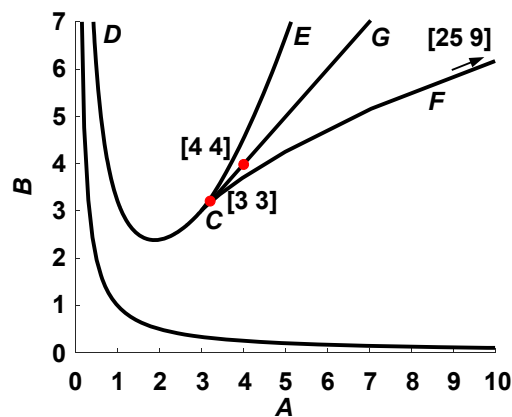


Рис. 5 – Диаграмма Вышнеградского.

Условия переключения между выбранными парами коэффициентов A и B определяются на основании изменения тока виртуальной демпферной обмотки и изменения частоты ВСГ (7), что позволяет управлять откликом СП на протяжении всего переходного процесса и обеспечить адекватные условия переключения. Разработанный алгоритм для адаптивной виртуальной демпферной обмотки отражает рис. 6.

$$[A \ B] = \begin{cases} [25 \ 9] & \text{если } i_Q \cdot \Delta f_{\text{ВСГ}} < 0 \\ [3 \ 3] & \text{если } i_Q \cdot \Delta f_{\text{ВСГ}} = 0 \\ [4 \ 4] & \text{если } i_Q \cdot \Delta f_{\text{ВСГ}} > 0 \end{cases} \quad (7)$$

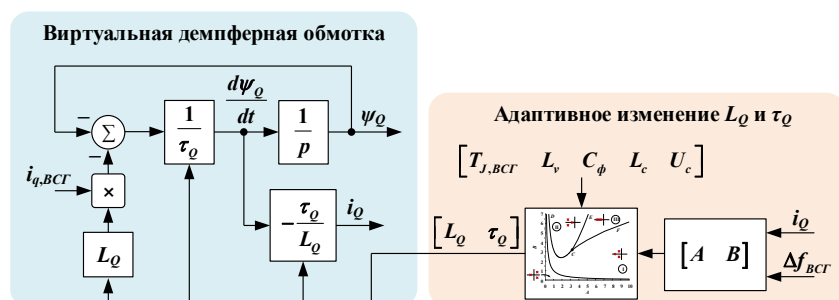


Рис. 6 – Структура адаптивной виртуальной демпферной обмотки ВСГ-Т.

Анализ эффективности разработанных адаптивных алгоритмов

С целью верификации синтезированных алгоритмов для адаптивного изменения виртуальной инерции и параметров виртуальной демпферной обмотки ВСГ-Т, а также оценки их эффективности выполнено численное моделирование рассматриваемой ранее эквивалентной схемы электрической сети (рис. 4) с учетом детальной модели ГУ с СП вместе с модифицированной САУ в программно-аппаратном комплексе моделирования электромагнитных переходных процессов. В качестве тестовых возмущений рассматривались изменение уставки ГУ с СП по активной мощности, а также наброс нагрузки в точке ее подключения к сети. Результаты имитационного моделирования с осциллограммами отклонения частоты и активной мощности ГУ с СП приведены на рис. 7.

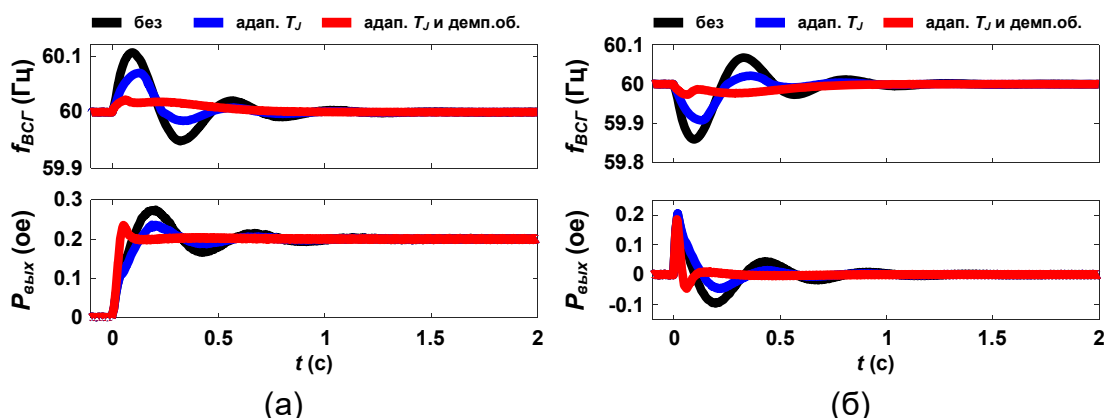


Рис. 7 – Осциллограммы переходных процессов: а – при изменении уставки, б – при набросе нагрузки.

Из полученных осциллограмм следует, что одновременное независимое управление виртуальной инерцией и параметрами демпферной обмотки ВСГ позволяет добиться наилучшего характера переходных процессов в сравнении со случаями без адаптивных алгоритмов и только с адаптивной инерцией. При рассмотрении первого возмущения видно, что скорость изменения активной мощности ГУ с СП при адаптивных инерции и демпферной обмотке является наибольшей (время нарастания составляет 0,034 с, в то время как для случая без адаптивных алгоритмов оно равно 0,083 с), что позволяет добиться эффективности работы САУ как при внутренних возмущениях (изменениях уставки по активной мощности), так и при внешних возмущениях. Последнее следует из анализа профиля изменения частоты для второго возмущения: максимальные отклонение частоты и скорость ее изменения составляют 0,03 Гц и 0,58 Гц/с, при этом для случая без адаптивных алгоритмов – 0,14 Гц и 2,64 Гц/с соответственно.

В качестве примера на рис. 8 также показаны осциллограммы процессов при анализе функционирования разработанного алгоритма адаптивной виртуальной инерции на основе нелинейной сигмоидальной функции с учетом разных уставок по скорости изменения частоты при набросе нагрузки. Как видно, предложенный алгоритм позволяет гибко

контролировать величину скорости изменения частоты на этапе ее восстановления, а также не уступает по качеству регулирования классическому двухпозиционному управлению при задании большого значения уставки по скорости изменения частоты. При этом, исходя из анализа последнего графика с изменением виртуальной инерции ВСГ, синтезированный алгоритм позволяет меньше расходовать энергии цепи постоянного тока при возмущениях, что может быть качественно и количественно оценено с помощью площади под кривой $T_{J,BCG}$.

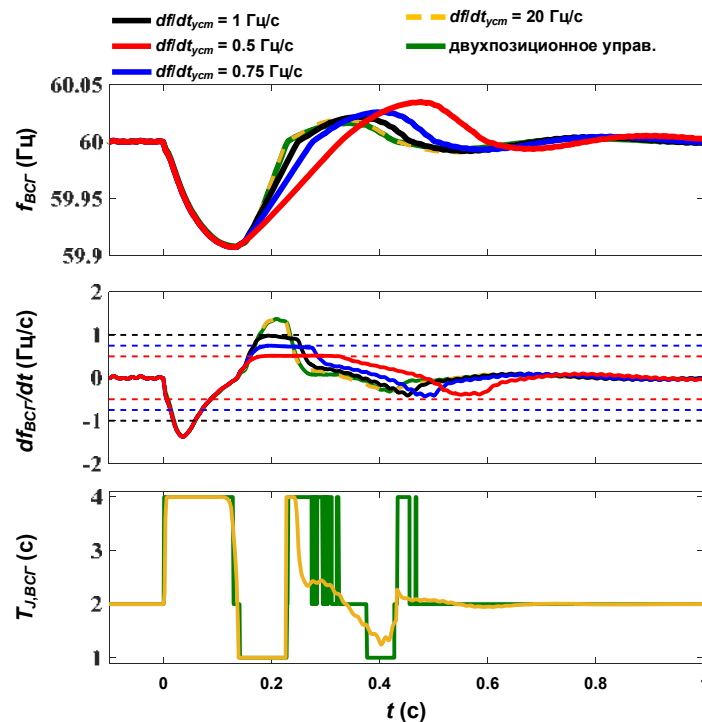


Рис. 8 – Осциллограммы работы алгоритма адаптивной виртуальной инерции.

Заключение

Для структуры САУ на основе ВСГ-Т синтезирован алгоритм для адаптивного изменения виртуальной инерции на основе нелинейной сигмоидальной функции со вспомогательными коэффициентами, что позволяет эффективно и адекватно изменять величину виртуальной инерции на этапах ускорения и торможения профиля изменения частоты. При разработке алгоритма для адаптивного изменения параметров виртуальной демпферной обмотки использовались передаточная функция системы управления на основе рассматриваемой ВСГ-Т и диаграмма Вышнеградского. В результате были сформированы условия для переключения между парами значений постоянной времени и индуктивности виртуальной демпферной обмотки с учетом быстродействия и сохранения высоких демпфирующих свойств системы, что способствуют улучшению инерционного отклика ГУ с СП и профиля изменения частоты в целом. С целью верификации разработанных адаптивных алгоритмов управления выполнено детальное моделирование ГУ с СП во временной области в эквивалентной схеме

энергосистемы, которое подтвердило надёжную и эффективную работу модифицированной САУ на базе ВСГ-Т.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-79-00204.

Литература

1. Илюшин П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник Московского энергетического института, 2022, № 4, С. 98–107.
2. Разживин И.А., Рубан Н.Ю., Рудник В.Е., Гусев А.С. Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2021, Т. 25, № 2 (157), С. 220–234.
3. Денисенко А.И., Смоловик С.В., Чудный В.С. Динамическое поддержание частоты в энергосистеме за счет асинхронизированного синхронного ветрогенератора // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2022, № 2 (87), С. 5–10.
4. ГОСТ Р 59027-2020. Передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2020.
5. Rathnayake D.B. et al. Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications // IEEE Access, 2021, Vol.9, pp. 114781–114807.
6. Alipoor J., Miura Y., Ise T. Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2015, Vol. 3, No. 2, pp. 451–458.
7. Shi K. et al. Rotor inertia adaptive control and inertia matching strategy based on parallel virtual synchronous generators system // IET Generation, Transmission and Distribution, 2020, Vol. 14, No. 10, pp. 1854–1861.
8. Chen J., Liu M., Milano F., O'Donnell T. Adaptive Virtual Synchronous Generator Considering Converter and Storage Capacity Limits // CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, Vol. 8, No. 2, pp. 580–590.
9. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Рудник В.Е., Андреев М.В., Бай Ю.Д. Синтез и тестирование типовых структур систем автоматического управления на основе виртуального синхронного генератора для генерирующих установок с силовым преобразователем // Электрические станции, 2022, № 3 (1088), С. 43–57.
10. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Рудник В.Е., Малюта Б.Д. Управление сетевым инвертором на основе виртуального синхронного генератора при изменении плотности электрической сети // Электричество, 2023, № 3, С. 35–51.

УДК 621.311

НОВОЕ КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ – РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО С ТОПОЛОГИЕЙ СХЕМЫ В ВИДЕ МНОГОГРАННИКА

Гринев* Н.В.

Аннотация

Предлагается и анализируется новое комплексное решение – открытое распределительное устройство (ОРУ) с топологией схемы в виде многогранника, которое включает в себя принципиально новые схемные и компоновочные подходы, вплоть до новых электроаппаратов. Ключевые особенности: уменьшение числа разъединителей, улучшение структурных характеристик, исключение уязвимых мест таких как секции или системы сборных шин. За счет топологии схемы и состава оборудования достигается системное повышение надёжности, гибкости, экономичности ОРУ в целом. Приводятся примеры компоновочных решений. Исследуются показатели простоев элементов ОРУ 220 кВ в одном из крупнейших регионов страны за 2018-2020 гг. Отмечается, что внедрение элегазовых выключателей снизило частоту и длительность простоев элементов ОРУ по энергосистеме в целом, однако даже при этом целесообразно применять схемы с обходной системой сборных шин или схемы с двумя выключателями на присоединение.

Ключевые слова: надёжность, высоковольтное распределительное устройство, схема электрических соединений.

Введение

Особенностями электроэнергетических систем (ЭЭС) XXI века должны стать их интеллектуализация, внедрение новых видов электрооборудования, надёжность, компактность, экологичность и безопасность электросетевых объектов.

Уже сегодня в развитых районах страны плотность электрических связей возросла настолько, что все шире находит применение критерий «N–2» (как развитие известного критерия «N–1»), заключающийся в том, что рассматриваются всевозможные сочетания отказов и ремонтов.

По критерию «N–2» узким местом ЭЭС неизбежно станут распределительные устройства (РУ) электрических станций и узловых подстанций. И будут им являться, пока будут содержать такие элементы централизации, как секции/системы сборных шин с соединяющими их выключателями, ведь централизация на понятийном уровне не совместима с живучестью. В этом смысле необходимо развитие архитектуры ЭЭС.

* ООО «Эверест», г. Екатеринбург, Россия, e-mail: grinevn@ya.ru

К РУ предъявляются высокие конструктивные, функциональные, эргономичные требования. Они формируют костяк ЭЭС, их параметры имеют стратегическое значение.

Схемы, конструкции и компоновки РУ описывались в 60-80-е гг. [1,2], рассматривались в 90-00-е гг. [3-5]. Указанные монографии значимы и сейчас. Схемы, используемые сегодня на подстанциях, приведены в [6]. Объектом исследования выбраны ОРУ 110-220 кВ.

Согласно [7] облик ЭЭС будущего определяют условия развития и функционирования. Растут масштабы ЭЭС, увеличиваются обслуживаемые территории, объединяются различные ЭЭС. И одновременно расщедоточивается электропотребление по территории страны. Тенденция децентрализации развивается и со стороны генерации.

С учетом указанного можно ожидать, что ранее известные принципы развития и построения ЭЭС постепенно потребуют новых подходов.

В статье приводятся предложения, направленные на повышение надежности РУ за счет применения новой, ранее не использовавшейся топологии. Рассматриваются следующие вопросы:

- описывается существо решения и выделяются его ключевые особенности;
- изучается возможность реализации;
- исследуются фактические данные простоев, выполняется оценка внедрения элегазовых выключателей (ЭВ) на ремонтные показатели ОРУ в целом;
- моделируется совмещение простоев ОРУ и присоединений.

Материалы и методы. Существо решения

В статье используются: аналогия; элементы теорий систем, графов и надежности.

Для энергетики будущего логично использовать новые, ранее не использовавшиеся подходы, и поэтому появилась привлекательная гипотеза о применении топологии, пожалуй, одной из самых известных биоструктур – молекулы ДНК (рис. 1).

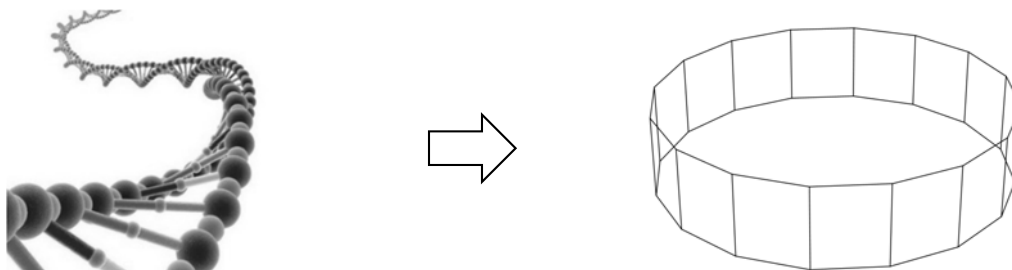


Рис. 1 – Спираль ДНК.

Можно заметить, что структура ДНК топологически эквивалентна многограннику, а именно многогранной призме. Структура многогранника имеет высокую связность, но при этом является децентрализованной.

Данная структура, как РУ нового типа, может быть реализована следующим образом: каждое присоединение подключается через развилку из разъединителей и таким образом присоединение и его разъединители образуют ребро, в вершинах многогранника устанавливаются выключатели, причем в каждой вершине соединяются не более трех ребер; присоединение отключается выключателями инцидентных вершин.

Ремонт присоединения в РУ нового типа обеспечивается отключением двух разъединителей. Ремонт выключателей – отключением трех разъединителей, примыкающих к вершине, то есть в ремонт выводится вершина многогранника целиком, без простоя присоединений РУ.

Из условия соединения в вершине трех ребер в каждой вершине устанавливаются по меньшей мере два выключателя, или же один особый аппарат – 3D-выключатель.

3D-выключатель – это выключатель, имеющий три вывода для подключения разных цепей, причем главные контакты дугогасительных разрывов соединяются по схеме звезды, лучи которой содержат выводы устройства, образуя 3D-выключатель. В нем могут использоваться элементы современных серийно выпускаемых выключателей, причем в одном 3D-выключателе элементов меньше (рис. 2), чем в двух традиционных (исключаются опорный изолятор в каждом полюсе, опорная конструкция, фундамент и привод. Это позволяет рассчитывать на отсутствие «детских болезней» у нового электроаппарата (ЭА). Стоимость 3D-выключателя прогнозируется на уровне 150-190 % от стоимости серийного.

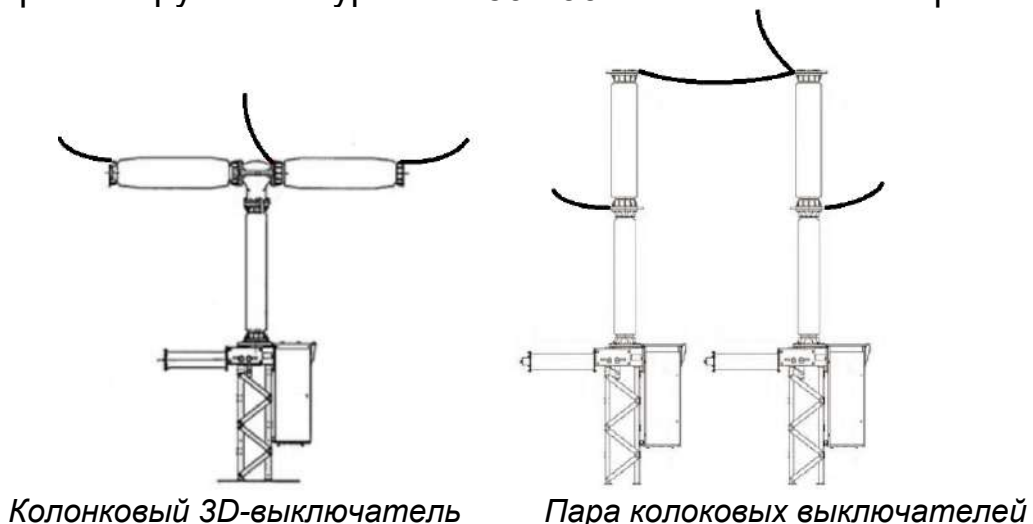


Рис. 2 – Сравнение 3D-выключателя и обычных выключателей.

Концепция новых ЭА проработана с одним из отечественных заводов, где подтверждена техническая возможность реализации.

Используя теорему Эйлера о многогранниках и лемму о рукопожатиях, можно рассчитать необходимое число вершин N_B и разъединителей N_P в зависимости от числа присоединений N_{Π} :

$$N_B = N_{\Pi} \cdot 2/3, N_P = N_{\Pi} \cdot 2 \quad (1)$$

Из (1) следует, что в новом решении число разъединителей меньше

чем в аналогах, что обеспечит экономичность для РУ в целом, в то время как стоимость и число 3D-выключателей способствуют тому, что затраты на выключатели не изменятся.

На достигнутом временном уровне наиболее ненадёжным и проблемным элементом РУ оказались разъединители, дальнейшее повышение их надёжности имеет ограничения [8]. Сокращение числа критических компонентов – это уже заметное достоинство.

Итак, ключевые особенности нового решения заключаются в иных топологии схемы и составе оборудования, благодаря которым ожидается повышение надёжности, гибкости, экономичности. Помимо уменьшения числа разъединителей этому будет способствовать исключение уязвимых мест таких как секции или системы сборных шин, лучшие структурные характеристики РУ. Указанный тезис обоснуем далее.

Структурные характеристики, являются частью топологических методов оценки надёжности, и сами по себе в проектной практике не используются, так как считается, что они не позволяют перейти к последующей технико-экономической оценке вариантов. Ценность этих параметров заключается в их получении на основе информации о составе элементов и их связей. В [9] выделены следующие структуры: последовательная, кольцевая, радиальная, полный граф, несвязная. Для сравнения с ними, рассчитаны характеристики многогранника на примере куба (таблица 1).

Таблица 1. Структурно-топологические характеристики различных структур

Показатель \ Вид структуры	R	K_c	ε^2	Q	d	δ	r_i
последовательная	0	1	1,2	1	4	0,67	0,25
кольцевая	0,25	2	0	0,5	2	0	0,2
радиальная	0	1	7,2	0,6	2	1	0,5
полный граф	1,5	2	0	0	1	0	0,2
несвязная	-0,25	0	-	-	-	-	0,25
многогранник	0,71	2	0	0,71	3	0	0,13

Для объектов электроэнергетики важны первые три показателя: показатель R (структурная избыточность) является косвенной оценкой надёжности и экономичности и определяет принципиальную возможность функционирования и сохранения связей системы при отказе некоторых ее элементов, система с большей избыточностью потенциально более надёжна; показатель K_c (связность) характеризует возможность повреждения и ремонта элемента; показатель ε^2 (квадратическое отклонение распределения степеней вершин) характеризует недоиспользование возможностей структуры и является косвенной оценкой экономичности.

Полученные показатели демонстрируют, что структура многогранника имеет лучшие свойства связности, надёжности, гибкости, экономичности, является открытой, масштабируемой. Структура многогранника имеет самые близкие характеристики к эталонной структуре «полный

граф». Исходя из этого, параметры РУ нового типа будут не ограничивать, но способствовать интеллектуализации ЭЭС.

Реализация

Компоновка РУ заключается в размещении ЭА в определенном порядке согласно их назначению и требованиям действующих правил и соединении их между собой в соответствии со схемой. РУ обычно состоит из ряда аналогичных присоединений. Поэтому достаточно рассматривать одну типовую ячейку, а также способ их соединений между собой.

Выпуклый многогранник всегда можно показать в виде плоского графа, при любом числе присоединений и без пересечения ребер.

Примером предлагаемой структуры является куб. Упрощенная схема такого РУ показана на рис. 3. Для 12 присоединений требуется 8 вершин. В традиционных схемах общее число выключателей составляет 13-14.

Для ОРУ с топологией схемы в виде многогранника удобной и наглядной является компоновка с размещением вершин в два ряда вдоль проезда для их обслуживания (рис. 3).

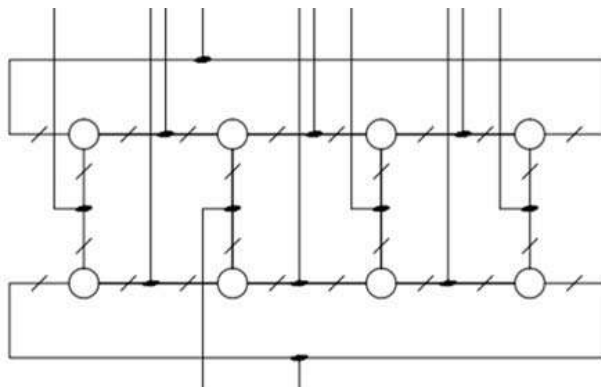


Рис. 3 – Пример схемы ОРУ с топологией куба.

РУ нового типа имеет модульную структуру. На напряжение 110 кВ вершину многогранника удобно реализовать в виде модуля блочного исполнения (рис. 4). Компоновка ОРУ 110 кВ приведена на рис. 5.

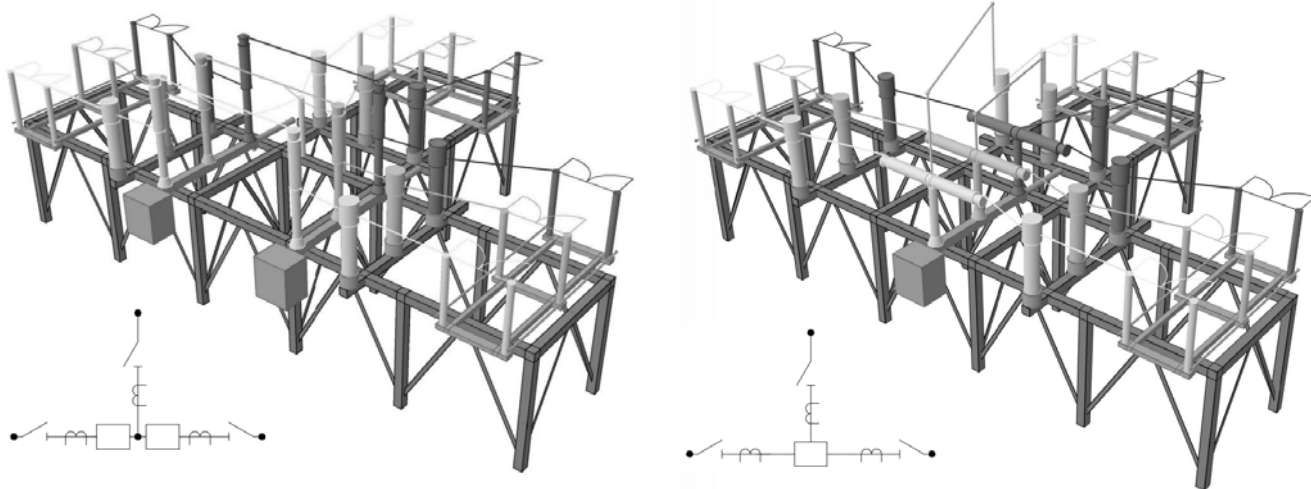


Рис. 4 – Пример модуля для ОРУ 110 кВ нового типа.

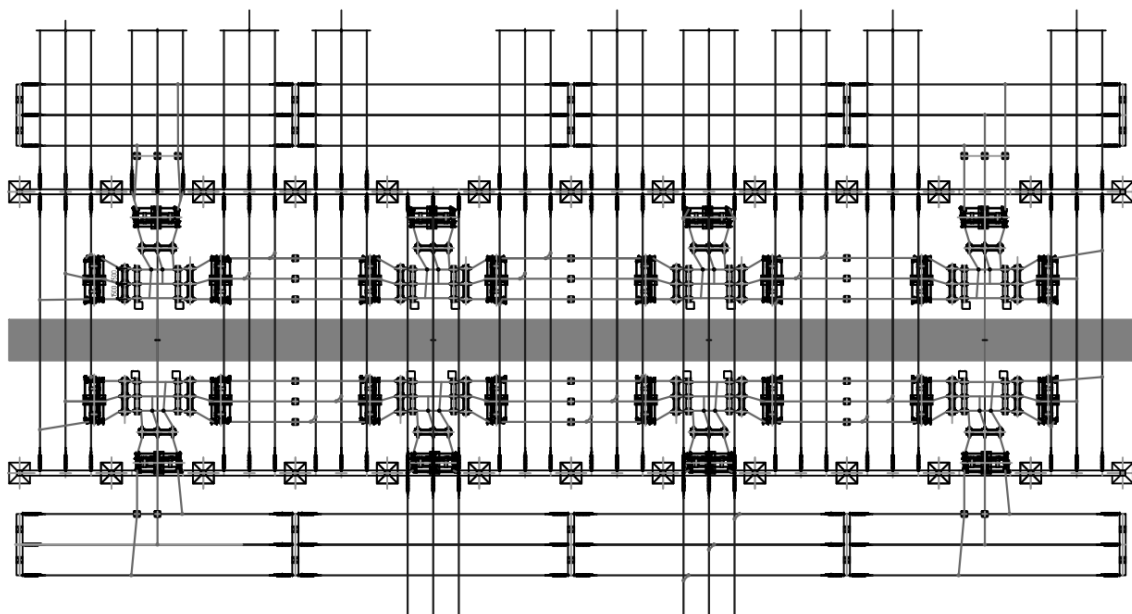


Рис. 5 – Компоновка ОРУ 110 кВ нового типа.

Пример «дворика» 220 кВ показан на рис. 6. Выводы средней точки 3D-выключателя подключаются элементами жесткой ошиновки.

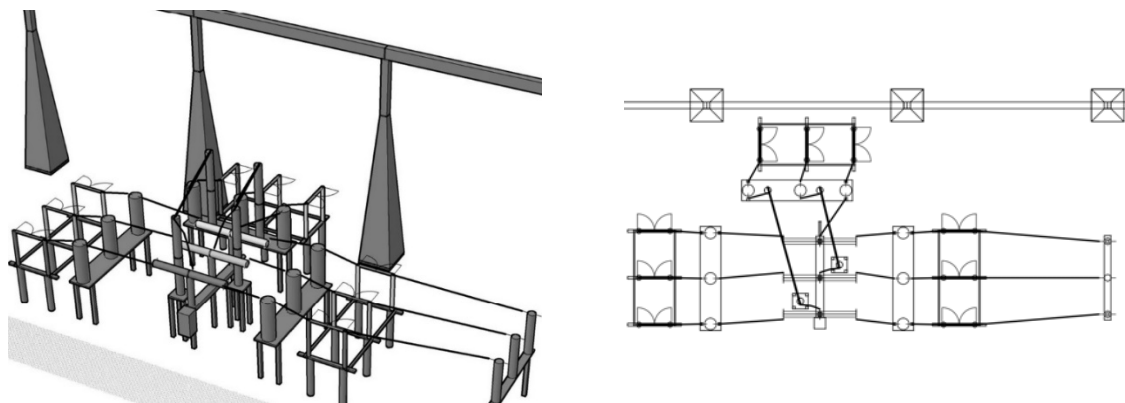


Рис. 6 – «Дворик» с 3D-выключателем 220 кВ.

Рис. 4-6 демонстрируют, что компоновочные решения ОРУ нового типа укладываются в принятые каноны, обеспечивая все необходимые условия. По компактности - превосходят лучшие аналоги или получаются на том же уровне, а структура многогранника не является громоздкой.

С учетом изложенного, тезисы о меньшем числе разъединителей, отсутствии уязвимых мест, лучших структурных характеристиках РУ нового типа принимается как обоснованный.

Обсуждение

За последние 30 лет в ЕНЭС России установлено много ЭВ. На начальном этапе их внедрения ожидалось, что от этого настолько снизится частота и длительность простоев РУ, что они будут поглощаться простоями присоединений. Сегодня уже можно оценивать, насколько были оправданы эти ожидания.

Простоям в принципе уделяется мало внимания, а данные по ним зачастую противоречивы. Например, данные из [10] и [11] используются с 80-х гг. Но хотя оба источника ссылаются используют рекомендации фирмы ОРГРЭС, различаются между собой.

Автором рассмотрены ремонты элементов РУ в одном из крупнейших регионов страны (более 150 подстанций и более 1000 выключателей, в разных климатических зонах) за 2018-2020 гг. – всего 3777 простоев по ОРУ 220 кВ. Рассмотрены только текущие и средние ремонты, причем лишь тех РУ, где в указанный период не менялись выключатели. Капитальные ремонты исключены, так как такой ремонт для устаревших типов выключателей в настоящее время не практикуется, а в эту категорию попадают замены выключателей.

Полученные фактические показатели приведены в таблице 2.

Текущие показатели находятся на сопоставимом уровне с данными из [10], а вот по сравнению со значениями из [11] отличаются в 9-12 раз.

Заметно преимущество ЭВ. Однако, принципиальное изменение, на порядок и более, не выявлено. Например, средняя длительность простоя ячейки ОРУ 220 кВ с колонковым ЭВ – 105 ч, а с маломасляным – 137 ч. Полученные значения в целом согласуются с данными из [5].

Таблица 2. Ремонтные параметры элементов ОРУ 220 кВ

Тип выключателя	Из [10]		Из [11]			Текущие показатели				
	Воздушный	Масляный	Воздушный	Маломасляный	Масляный баковый	Воздушный	Маломасляный	Масляный баковый	Баковый ЭВ	Колонковый ЭВ
μ , 1/год	2	2	0,2	0,14	0,14	1,77	1,73	1,61	1,18	1,13
$T_{\text{п}}$, ч	88	37	96			142	137	148	97	105

Структура простоев с разнесением по видам ЭА приведена в таблице 3, в виде дроби: в числителе - в виде доли от общего числа произведенных операций во всех простоях, эта сумма равна 100 %; в знаменателе – в виде доли от общего числа простоев, эта сумма больше 100 %. Например, на ТТ приходится 17 % от общего числа случаев, при этом ТТ затрагивались в 25 % простоев. Примерно в 45 % простоев работы выполнялись сразу на нескольких ЭА.

Таблица 3. Структура простоев элементов ОРУ 220 кВ

В с приводом	ТТ	ШР	ЛР (ТР)	ОР	ВЦ	Прочее	Итого
<u>37%</u>	<u>17%</u>	<u>19%</u>	<u>11%</u>	<u>2%</u>	<u>8%</u>	<u>6%</u>	<u>100%</u>
53%	25%	28%	16%	2%	12%	9%	145%

Примечание: В – выключатель, ТТ – трансформаторы тока, ШР/ЛР/ТР/ОР – шинный/линейный/трансформаторный/обходной разъединитель, ВЦ - вторичные цепи

На рис. 7 показано распределение ремонтов элементов ОРУ 220 кВ по продолжительности. График интересен тем, что идентичен такому же

графику для воздушной ЛЭП из [13], и тем, что оба имеют характер показательного распределения, которое встречается, когда имеют дело с распределением совершенно случайных событий. Это значит, что совмещать требуется два независимых, случайных во времени потока.

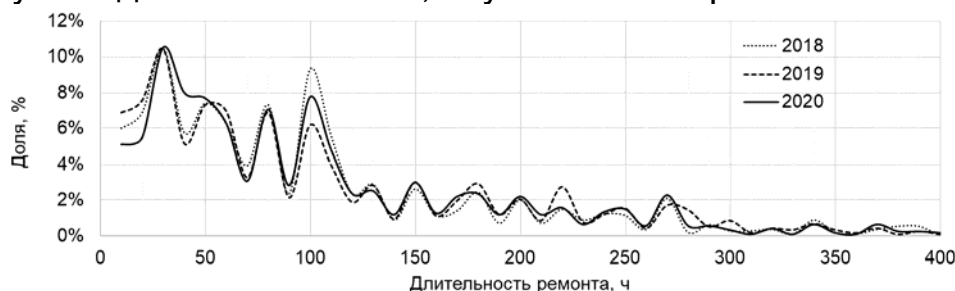


Рис. 7 – Распределение простоев элементов ОРУ 220 кВ по продолжительности.

Независимость потоков существенно осложняет их совмещение. Развивая эту мысль, совмещение было смоделировано (потоки перемешаны и сопоставлены), а время общего простоя принято максимальным из двух (обратный конец ЛЭП условно не учтен). Для ЛЭП взято распределение ремонтов из [12], а для ячеек ОРУ – собранные данные (для ЭВ).

Длительность одновременных простоев увеличивается в среднем более чем на 60 %. Результаты моделирования коррелируются с фактическими данными, где простои РУ и присоединений совмещаются.

Таким образом, внедрение ЭВ снизило частоту и длительность простоев элементов ОРУ по ЭЭС в целом, однако по-прежнему не целесообразно совмещать простои, а применять схемы с обходной системой сборных шин или схемы с двумя выключателями на присоединение, к числу которых можно отнести и схему в виде многогранника.

Заключение

Новое комплексное решение – РУ с топологией схемы в виде многогранника включает в себя принципиально новые схемные, компоновочные подходы, вплоть до новых аппаратов – 3D-выключателей, концепция которых подтверждена на одном из отечественных заводов. Для РУ нового типа прогнозируется повышение надежности, гибкости, экономичности, компактности.

Для принятия решения об использовании 3D-выключателя в ОРУ нового типа необходима его разработка, изготовление и проведение всего комплекса заводских испытаний.

Целесообразно изучение ОРУ нового типа и реализация пилотного проекта для принятия решения о дальнейшем тиражировании данного технического решения.

РУ нового типа могут быть использованы при сооружении новых и реконструкции действующих РУ, имеющих 5 присоединений и более. В силу связности структуры многогранника ее целесообразно применять в сетях, где практикуется параллельная работа: это сети 110 кВ и выше, а также РУ генерации. В сетях с раздельной работой (РУ 6-35 кВ) такие РУ могут

стать альтернативой секциям сборных шин.

Компоновочные решения ОРУ нового типа укладываются в принятые каноны, обеспечивая все необходимые условия. По компактности - превосходят лучшие аналоги или получаются на том же уровне.

Исследованы фактические текущие показатели простоев элементов ОРУ 220 кВ в одном из крупнейших регионов страны за 2018-2020 гг. Даже с учетом внедрения ЭВ, которое снизило частоту и длительность простоев элементов ОРУ в целом, по-прежнему целесообразно применять схемы без совмещения простоев РУ и присоединений.

Предложения, изложенные в статье, открывают перспективу исследования важного направления, которое способно повысить надёжность ЭЭС в целом.

Литература

1. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М.: Энергия, 1985, 222 с.
2. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-500 кВ. М.: Энергия, 1977, 368 с.
3. Балаков Ю.Н., Васильчиков А.И. и др.; под ред. Шунтова А.В. Коммутационные узлы энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1997, 240 с.
4. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш. и др. Схемы выдачи мощности электростанций: Методологические аспекты формирования. М.: Энергоатомиздат, 2002, 287 с.
5. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: Изд. дом МЭИ, 2006, 288 с.
6. ГОСТ Р 59279-2020. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ. Типовые решения. Рекомендации по применению. М., Стандартинформ, 2021, 154 с.
7. Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего. ЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА: ФИЛОСОФИЯ И ФОРСАЙТ, 2014, выпуск 5, с. 60-63.
8. Абдурахманов А.М., Линт М.Г. и др. О конструктивных решениях для распределительных устройств с комбинированными аппаратами. Электрические станции, 2008, № 5, с. 50-55.
9. Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие. – Новосибирск: Наука, Сибирская изд. фирма РАН, 2000, 73 с.
10. Ершевич В.В., Зейлингер А.Н. и др.; под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро И. М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985, 352 с.
11. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л. и др.; под ред. Файбисовича Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012, 376 с.
12. Абдурахманов А.М., Глушкин С.В. и др. О характеристиках надёжности воздушных линий основной сети энергосистем. Электричество, 2018, №8, с. 12-17.

УДК 621.311

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЕ СРАВНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 220 КВ С РАЗНЫМИ СХЕМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Гринев* Н. В.

Аннотация

В контексте того, что автором предлагается новое комплексное решение – открытое распределительное устройство (ОРУ) с топологией схемы в виде многогранника, которое включает в себя принципиально новые схемные и компоновочные подходы, в статье выполняется сравнение разных вариантов ОРУ 220 кВ. Сравнение рассматривается как многокритериальная задача, в которой основные критерии это: надёжность, экономичность, объем эксплуатации, экологичность, компактность. Для оценки надёжности предлагается оригинальная расчетная модель. Показатели ОРУ с топологией схемы в виде многогранника в каждом критерии превосходят лучшие аналоги или получаются их на уровне. В частности, достигается: чрезвычайно высокая надёжность, низкие капитальные затраты, крайне низкие затраты на обслуживание и собственные нужды (снижение углеродного следа). Но по совокупности показателей ОРУ с топологией схемы в виде многогранника доминирует над всеми существующими аналогами.

Ключевые слова: надёжность, высоковольтное распределительное устройство, выбор схем электрических соединений.

Введение

В контексте того, что автором предлагается новое комплексное решение – открытое распределительное устройство с топологией схемы в виде многогранника (ОРУ нового типа), в статье выполняется сравнение этого решения и существующих аналогов. Актуальность темы обусловлена тем, что новое решение способно повысить надёжность ЕНЭС РФ на системной основе.

В статье рассматриваются критерии: надёжность, экономичность, компактность, удобство и объем эксплуатации, экологичность, но, исходя из тематики семинара, чуть большее внимание уделено критерию надёжности. Целью поиска является ОРУ, с наименьшими затратами на сооружение и обслуживание, без перерывов электроснабжения у потребителя, наименьшей площади, без влияния на окружающую среду.

На сегодня практика такова, что универсальной, наилучшей по всем критериям схемы электрических соединений (далее – схемы) просто не

* ООО «Эверест», г. Екатеринбург, Россия, e-mail: grinevn@ya.ru

существует. Схемы ОРУ, используемые на современном этапе, а также схема ОРУ нового типа приведены на рис. 1.

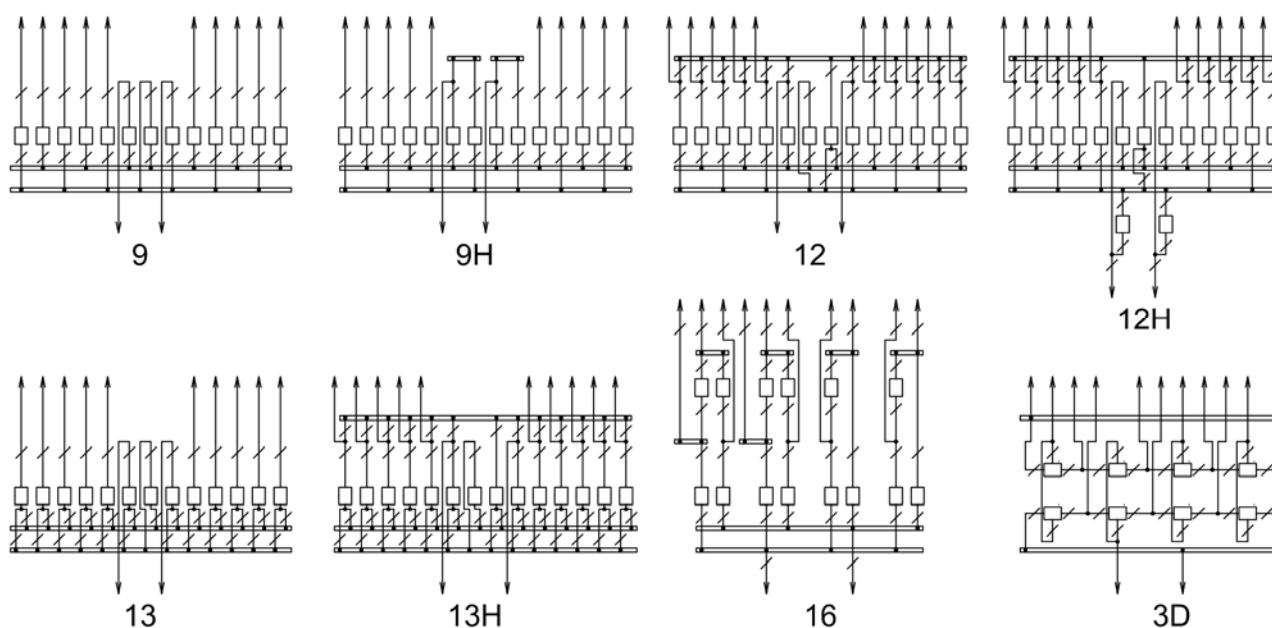


Рис. 1 – Детализация схем по номерам.

Основы формализации описания структур заложены в теории графов [1]. Известно, что любой выпуклый многогранник можно представить в виде плоского графа без пересечения ребер. В этом смысле многогранник не является объемной фигурой и может размещаться в плоскости земной поверхности.

Модели, методика

В статье используются: математическое моделирование; технико-экономическое сравнение; элементы теорий графов и надежности; цепи Маркова (ЦМ).

В статье сравнивается РУ нового типа с существующими аналогами, поэтому уместно использовать ранее известные, проверенные методики. Задача сравнения различных схем РУ по показателям надёжности неоднократно обсуждалась на заседаниях семинара «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики», а также в монографиях Ф. И. Синьчугова (1971), М. Н. Розанова (1974), Ю. Б. Гука (1976 и др.), А. Т. Шевченко (1997 и др.), М. Ш. Мисриханова и А. В. Шунтова (2002, 2004), В. А. Непомнящего (2013) и др. В статье эти методики используются с актуальными на сегодня показателями по отказам [2-5] и фактическими показателями по простоям (собранными автором).

В решении многокритериальной задачи используются методы «идеальной точки» и графический (оптимизация по Парето).

Метод «идеальной точки» является примером сведения многокритериальной задачи к однокритериальной, где в качестве критерия принимается расстояние до некоторой идеальной, недостижимой точки. При рассмотрении по методу «идеальной точки» целевая функция суммарного

эффекта может быть представлена в виде:

$$C = \sqrt{C_1^2(x, t) + C_2^2(x, t) + \dots + C_n^2(x, t) \times (1 + d)^{-t}} \rightarrow \min, x \in R, \quad (1)$$

где $C_1, C_2, \dots, C_n$ – количественные показатели критериев; d – ставка дисконтирования; R – область ограничений. Переменными x являются мероприятия по сооружению ОРУ и их обслуживанию в году t .

Формула (1) – это выражение для расчета длины вектора из начала координат (целью является поиск минимума, поэтому в качестве «идеальной» принимается точка с координатами $\{0; 0; 0; 0; 0\}$). Целевая функция C по сути представляет собой вектор в n -мерном пространстве, где n – количество рассматриваемых критериев (в данном случае – 5). Постановка (1) отражает принцип минимизации суммарных приведенных затрат при соблюдении обязательных требований к функционированию.

Графический метод решения (оптимизация по Парето) заключается в том, что в n -мерном пространстве показываются параметры всех схем (в виде лепестковой диаграммы). Если по отношению к какой-либо схеме имеется другая, превосходящая ее по всем показателям одновременно, то такая схема признается аутсайдером и выбывает.

Оптимизация по Парето – это прямой метод, и поэтому наилучший, так как другие методы, как правило, представляют собой сведение многокритериальной задачи к однокритериальной через различные допущения, подходы и(или) приоритеты. Приоритеты критериев – это крайне деликатный вопрос.

Оба метода требуют наличия количественных показателей по каждому критерию. Покажем далее, как получаются показатели.

Критерий – надежность (C_1). При выборе схемы РУ важными являются имеют последствия отказов и ремонтпригодность. Отказы и простои, как правило, описывают через параметры потоков: частоту ω и μ , 1/год; продолжительность восстановления T_B и $T_{П}$, ч, соответственно.

Используя декомпозицию, РУ принято делить на монтажные единицы – ячейки. Применив двойную декомпозицию, разделим каждую ячейку на три зоны по последствиям отказов/ремонтов:

Зона 1 – зона присоединения, отказ здесь ликвидируется отключением выключателя; при отказе теряется присоединение на время восстановления; ремонт возможен только вместе с присоединением.

Зона 2 – зона собственно выключателя с приводом, трансформаторами тока, устройствами релейной защиты и автоматики; при отказе здесь теряются смежные присоединения на время оперативных переключений; потеря присоединения на время ремонта имеется лишь в некоторых схемах.

Зона 3 – зона сборных шин, отказ здесь ликвидируется защитой шин с отключением смежных присоединений. Шинные разъединители входят в данную зону.

Таким образом, система имеет пять состояний: «0» – базовое, все

элементы в работе; «1...3» – при переходе в зону 1...3, соответственно; «4» – ремонт ячейки. В результате событий (ремонт и отказов) объекты эволюционируют из одного состояния в другое.

Показанная разбивка согласуется с [5, 6].

Вероятности событий (обнаружить систему в одном из этих состояний) рассчитаны с помощью ЦМ. Метод известен, применяется в [7], легко реализуется в MS Excel. Вместо ЦМ может использоваться другой метод.

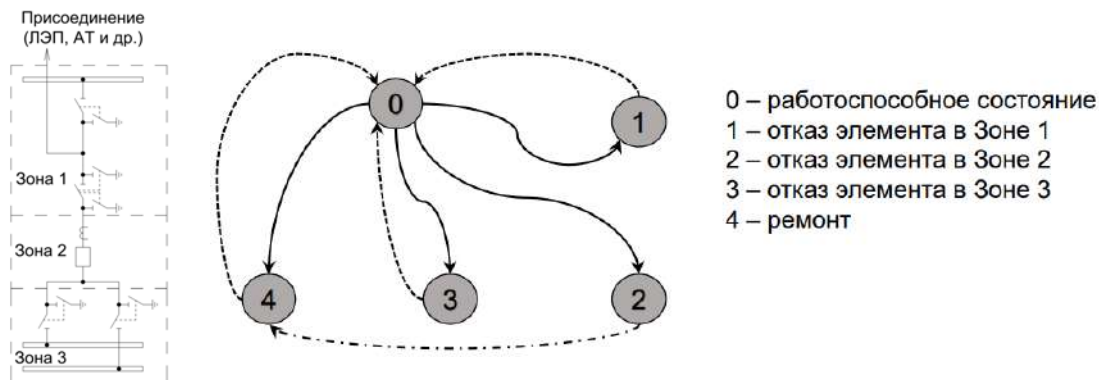


Рис. 2 – Граф расчетной модели с использованием ЦМ.

Граф модели приведен на рис. 2. Потоки событий в модели описываются через траектории переходов между состояниями. Статистическая модель описывается уравнениями Колмогорова, решением которых является вектор вероятностей состояний $P(A) = \{P(A)_0, \dots, P(A)_i\}$. Для их решения возьмем показатели по отказам из [3-5], а по ремонтам – фактические, собранные автором.

Однако, полученные вероятности представляют собой массив данных, что не позволяет их использовать как один количественный показатель. Поэтому введем дополнительный условный показатель W' - ожидаемое количество недоотпущенной электроэнергии W за 1 год (всем K присоединениям РУ), который будем определять по формуле:

$$W' = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N P_{max_i} \times P(A)_i \times 8760, \quad (2)$$

где K – количество присоединений, P_{max_i} – расчетная мощность, которая теряется при отказе или простое в i -й зоне k -го присоединения.

Чтобы не забывать об условности этого показателя, в его обозначении используется штрих – W' . А условный он потому, что реальный недоотпуск у потребителя происходит лишь при потере двух взаиморезервируемых питающих цепей, так как большинство из них получают питание по двум цепям.

Показатель W' является собирательным из критерия «N-1» (отражает вероятности полной потери электроснабжения у потребителя), удобен тем, что не зависит от схемы прилегающей сети и позволяет различать ценность присоединений, например, таких как автотрансформаторы (АТ),

подключение которых в схемах 9Н и 12Н выполняется через развилки из выключателей.

Показатели по оставшимся критериям ($C_2 - C_5$) получим на основании количества ячеек ОРУ и характеристик электроаппаратов (ЭА): элегазовых выключателей (ЭВ), разъединителей (Р), трансформаторов тока (ТТ).

Критерий – экономичность (C_2). В качестве количественного параметра используем капитальные затраты на основное оборудование ОРУ, которые найдем с помощью укрупненных нормативов цен из [8, сс. 64-65]: трехфазный комплект ТТ 220 кВ – 4,5 млн руб.; трехполюсный Р 220 кВ – 6,03 млн руб.; однополюсный Р 220 кВ – 2,09 млн руб.; ЭВ 220 кВ – 11,39 млн руб.; элегазовый 3Д-выключатель – $11,39 \times 170\% = 19,36$ млн руб. Тогда:

$$C_2 = 11,39 \times N_B + 19,36 \times N_{B3} + 6,03 \times N_{P3} + 2,09 \times N_{P1} + 4,5 \times N_{TT}, \quad (3)$$

где C_2 – капитальные затраты на оборудование ОРУ, млн. руб.; N_B и N_{B3} – количество ЭВ и 3Д-ЭВ, соответственно; N_{P3} и N_{P1} – количество трёхполюсных и трехфазных комплектов однополюсных разъединителей, соответственно; N_{TT} – количество ТТ.

Критерий – удобство и объем эксплуатации (C_3). В качестве количественного параметра используем объем эксплуатационного обслуживания ОРУ, которые найдем с помощью удельных значений из [9]: трехфазный комплект элегазовых ТТ 220 кВ - 0,57 ОЕ; Р 220 кВ - 1,09 ОЕ; ЭВ 220 кВ - 1,18 ОЕ; 3Д-ЭВ - 1,46 ОЕ (по ЭВ 500 кВ, как прототипу). Тогда:

$$C_3 = 1,18 \times N_B + 1,46 \times N_{B3} + 1,18 \times (N_{P3} + N_{P1}) + 0,57 \times N_{TT}, \quad (4)$$

где C_3 – объем эксплуатационного обслуживания ОРУ, ОЕ.

Критерий – экологичность (C_4). Одним из важных направлений является снижение вредного воздействия на окружающую среду. ОРУ не оказывает заметного влияния на атмосферный воздух, подземные воды, почву и прочее, поэтому в качестве количественного параметра критерия экологичности используем «углеродный след», который можно оценить по мощности нагревательных устройств. В данном случае имеется в виду влияние на глобальное потепление. Это, как правило, основная категория для оборудования, потребляющего энергию в течение срока службы. Результат выражается в эквивалентном выбросе углекислого газа CO_2 . Воздействие на окружающую среду от потребления электроэнергии, произведенной различными видами станций, было оценено странами-участницами ОЭСР и составляет: 0,6265 кг CO_2 на кВт·ч [10]. Мощности нагревательных элементов по одному из отечественных заводов следующие: привод ЭВ – $(50+600 \times 0,5)$ кВт, привод Р – $(25+200 \times 0,5)$ кВт, выносной блок управления Р – $(100 \times 0,5)$ кВт. Тогда:

$$C_4 = [350 \times (N_B + N_{B3}) + 175 \times N_{P3} + 425 \times N_{P1}] \times 8760 \times 0,6265 \times 10^{-6}, \quad (5)$$

где C_4 – эквивалентный выброс CO_2 , килотонн CO_2 /год.

Критерий – компактность (C_5). В качестве количественного параметра используем площадь земельного участка, которую найдем по формуле:

$$C_5 = [L \times a / 10000] \times N_{\text{ячеек}}, \quad (6)$$

где C_5 – площадь земельного участка ОРУ, Га; $L \times a$ – габариты ячейки, м. Возьмем данные из типовых проектов или, например, из [11] – результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Габариты ячеек ОРУ 220 кВ

Схема РУ	9	9Н	12	12Н	13	13Н	16	3Д
L , м	76	95	95	105	76	95	154	76
a , м	15,4							

Результаты

Для демонстрации методики принимается ОРУ 220 кВ на 12 присоединений (2 АТ, 10 ЛЭП) со схемами: 9; 9Н; 12; 12Н; 13; 13Н; 16 (рис. 1). Принимаются следующие значения P_{max} : ЛЭП – 40 МВт; автотрансформатора – 200 МВт; секции/системы сборных шин - 200/500 МВт.

Результаты оценки по надежности (C_1) - в таблицах 2, 3. Аналогичные расчеты могут быть проведены для иного состава присоединений.

По влиянию на итоговый результат выделенные состояния можно распределить следующим образом:

1) Наименьшее влияние – «2». Влияние крайне мало, так как является редким и при отказе здесь поврежденный элемент выводится в ремонт.

2) Второе – «1». Является условной константой для всех схем.

3) Третье – «3». Обусловлено наличием секции/системы шин. Более заметно для схем с системами шин.

4) Наибольшее – «4». Характерно для схем, где при простое теряется присоединение (9, 9Н, 13).

Полученные результаты позволяют ранжировать схемы по надежности (от более надежной схемы к менее): 3Д; 16; 12Н; 12; 13Н; 9Н; 9; 13. Изменение W' на 2 порядка - это весомое основание для выбора более надежного решения. Полученный ряд коррелируется с известными результатами, а именно с тем, что схема 16 наиболее надежная среди существующих, и что схемы 12Н, 12, 13Н применяются чаще, чем 9, 9Н.

Глубинная причина полученных результатов заключается в высокой ремонтпригодности ОРУ нового типа. Здесь можно взять в ремонт любой электроаппарат без перерыва электроснабжения для присоединения. Все разъединители в его схеме являются линейными (или трансформаторными), имея паритет в этой части с существующими аналогами. В схеме ОРУ нового типа принципиально отсутствуют системы сборных шин и шинные разъединители, на которые приходится до 20 % всех простоев и до 25 % отказов на ОРУ. При этом действием устройства резервирования отказа выключателя в ОРУ нового типа отключается всего

2 «здоровых» присоединения, существенно превосходя в этом радиальные схемы и незначительно уступая кольцевым.

Таблица 2. Вероятность состояния $P(A)$, о.е.

Схема РУ, и ее элементы		Состояние					Итого, о.е.
		«0»	«1»	«2»	«3»	«4»	
9	ЛЭП, АТ	9,87E-01	4,36E-05	1,13E-06	7,68E-05	1,32E-02	1
	СВ	9,86E-01	7,67E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,35E-02	
9Н	ЛЭП	9,87E-01	4,36E-05	1,13E-06	7,68E-05	1,32E-02	
	АТ	9,75E-01	6,68E-05	1,22E-06	6,53E-05	2,48E-02	
12	ЛЭП, АТ	9,86E-01	5,63E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,36E-02	
	СВ	9,86E-01	7,67E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,35E-02	
12Н	ЛЭП	9,86E-01	5,63E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,36E-02	
	АТ	9,75E-01	6,68E-05	1,22E-06	6,53E-05	2,48E-02	
13	ЛЭП, АТ	9,87E-01	4,36E-05	1,13E-06	7,80E-05	1,32E-02	
	СВ	9,86E-01	7,67E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,35E-02	
13Н	ЛЭП	9,86E-01	5,63E-05	1,13E-06	6,73E-05	1,36E-02	
	ШСВ	9,86E-01	7,67E-05	1,13E-06	7,67E-05	1,35E-02	
16	ЛЭП - СШ	9,86E-01	2,81E-05	1,13E-06	1,14E-04	1,36E-02	
	ЛЭП - ЛЭП	9,86E-01	2,82E-05	1,13E-06	0	1,36E-02	
3D	ЛЭП, АТ	9,88E-01	2,82E-05	1,69E-06	0	1,19E-02	

ЛЭП – линия электропередачи; АТ – автотрансформатор; ШСВ – шиносоединительный выключатель; СШ – сборные шины

Таблица 3. Условный недоотпуск электроэнергии W' (показатель C_1)

Схема РУ	Состояние				Итого W'	
	Зона 1 (отказ в сторону присоединения)	Зона 2	Зона 3 (отказ СШ)	Зона 4 (ремонт)	МВтч/год	о.е.
9	305,88	36,51	2 151,58	92 374,59	94 868,56	0,970
9Н	386,96	40,84	1 802,11	46 187,29	48 417,21	0,495
12	394,52	36,49	2 150,82	0,00	2 581,84	0,026
12Н	431,28	40,83	1 801,56	0,00	2 273,68	0,023
13	305,88	36,51	5 053,02	92 374,47	97 769,87	1,000
13Н	394,52	36,49	4 688,23	0,00	5 119,24	0,052
16	138,09	23,67	1 601,42	0,00	1 763,18	0,018
3D	197,61	23,71	0,00	0,00	221,32	0,002

Оценка по критериям «экономичность (C_2)», «объем эксплуатации (C_3)», «экологичность (C_4)», «компактность (C_5)», а также количество ЭА – в таблице 4. Количество ячеек и их размещение условно показаны на рис. 1.

Количественные параметры всех критериев в нормированном виде сведены в общую таблицу 5. Сюда же добавлен результат расчета по методу «идеальной точки» [по формуле (1)].

Таблица 4. Состав оборудования и показатели ($C_2 - C_5$) в именованных единицах

Схема РУ	9	9Н	12	12Н	13	13Н	16	3D
Состав оборудования								
N_B	13	14	14	15	13	14	14	-
N_{B3}	-	-	-	-	-	-	-	8
N_{P3}	26	28	41	43	38	39	40	24
N_{P1}	-	-	-	-	-	14	-	-
N_{TT}	13	14	14	15	13	14	14	24
$N_{ячеек}$	13	14	14	13	13	14	11	12
Количественные показатели, в им. ед.								
C_2 , млн. руб.	363,35	391,30	469,69	497,64	435,71	545,41	463,66	407,60
C_3 , ОЕ	51,09	55,02	69,19	73,12	64,17	82,27	68,10	51,52
C_4 , кт CO_2 э/г	49,62	53,44	65,85	69,66	61,07	96,38	64,89	38,17
C_5 , Га	1,52	2,05	2,05	2,10	1,52	2,05	2,61	1,40

Таблица 5. Показатели критериев в нормированном виде и оценка по формуле (1)

Схема РУ	Формула	9	9Н	12	12Н	13	13Н	16	3D
C_1 , о.е.	(2)	0,970	0,495	0,026	0,023	1	0,052	0,018	0,002
C_2 , о.е.	(3)	0,666	0,717	0,861	0,912	0,799	1	0,850	0,747
C_3 , о.е.	(4)	0,621	0,669	0,841	0,889	0,780	1	0,828	0,626
C_4 , о.е.	(5)	0,515	0,554	0,683	0,723	0,634	1	0,673	0,396
C_5 , о.е.	(6)	0,583	0,785	0,785	0,806	0,583	0,785	1	0,538
C , о.е.	(1)	1,542	1,460	1,591	1,672	1,729	1,902	1,692	1,182

Метод «идеальной точки» показывает, что 3D-схема является самой универсальной, а наиболее распространенная схема 13Н имеет малопривлекательные показатели. Но стоит отметить, что в этом методе критерии имеют равную значимость, а взаимные приоритеты относятся к достаточно деликатным вопросам и являются предметом отдельной дискуссии.

Решение графическим методом приведено на рис. 3. Численные показатели построенных диаграмм – в таблице 4.

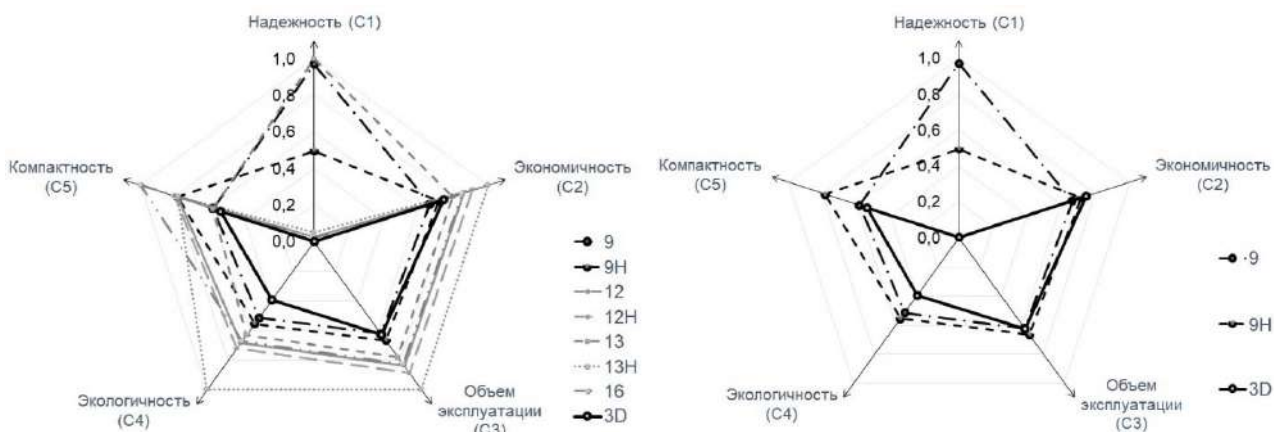


Рис. 3 – Графическое решение задачи.

Читается эта диаграмма следующим образом: чем меньше показатель, тем лучше; соответственно, пятиугольник с меньшей площадью соответствует той схеме, которая является наилучшей.

В левой части рис. 3 показаны диаграммы для всех рассмотренных ОРУ (аутсайдеры показаны серым цветом), а в правой части рис. 3 – только неулучшаемые, без выбывших схем. ОРУ нового типа только по экономичности не выбывает из сравнения самые дешевые из существующих – схемы 9, 9Н. Данное обстоятельство объясняется большей стоимостью одного 3D-выключателя, по сравнению с традиционным ЭВ, а также большим количеством ТТ. Стоимость новых видов ЭА для ОРУ нового типа может быть уточнена и снижена на этапе внедрения.

Графический метод демонстрирует, что ОРУ нового типа в каждом критерии превосходит лучшие аналоги, или демонстрирует показатели на их уровне. А совокупность показателей создает фигуру, которая доминирует над всеми аналогами.

Если не учитывать ОРУ нового типа, то использованная методика показывает, что единственная, наилучшая по всем критериям схема, среди современных, на сегодня отсутствует. Тем самым, результаты согласуются с практикой. Например, схемы 9, 9Н, имея такие преимущества, как меньшие габариты и стоимость, распространены гораздо реже, чем схема 13Н. Дело в том, что схема 13Н имеет перед ними преимущество в надежности за счет более высокой ремонтпригодности.

Внедрение ОРУ нового типа обеспечит следующие преимущества:

- повышение надежности электроснабжения потребителей, так как вероятность потери электроснабжения зависит от длительности производства ремонтных работ;
- повышение безопасности персонала, так как в схеме все присоединения подключены единообразно, уменьшено число электроаппаратов;
- удобство ремонтных графиков за счет топологии схемы;
- снижение капитальных затрат на основное оборудование за счет состава оборудования;
- сокращение операционных затрат на обслуживание и собственные нужды за счет количества электроаппаратов;
- повышение углеродной нейтральности.

Заключение

Многокритериальное сравнение ОРУ 220 кВ, применяющихся на современном этапе, и ОРУ нового типа демонстрирует, что последнее наиболее сбалансировано. В каждом критерии показатели ОРУ нового типа превосходят лучшие аналоги или получаются на их уровне. В частности, достигаются: чрезвычайно высокая надежность, низкие капитальные и операционные затраты. Но по совокупности всех рассмотренных показателей ОРУ с топологией схемы в виде многогранника доминирует над всеми существующими аналогами.

Предложения, изложенные в настоящей работе, открывают перспективу исследования важного направления, которое способно повысить

надёжность энергосистемы в целом.

И хотя предлагаемое ОРУ еще подлежит изучению и совершенствованию, уже сейчас просматриваются задачи на будущее:

- применение комбинированных аппаратов «выключатель-разъединитель» [10] и полный отказ от разъединителей;
- разработка 3D-трансформаторов тока.

Литература

1. Харари Ф. Теория графов / Ф. Харари. М., Мир, 1973, 301 с.
2. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш. и др. Еще раз о составляющих модели отказа выключателя. Электрические станции, 2005, № 4, с. 41-48.
3. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш. и др. Об особенностях структуры параметра потока отказов выключателя. Электрические станции, 2005, № 5, с. 54-57.
4. Дементьев Ю.А., Мисриханов М.Ш. и др. О надёжности ячеек элегазовых выключателей 110 - 750 кВ подстанций. Электрические станции, 2011, № 1, с. 51-54.
5. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Анализ моделей отказа выключателей в схемах коммутации электроустановок. Электричество. 2007. № 4. с. 2-11.
6. Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. под ред. Устинова П. И. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. М.: «Энергия», 1974, 576 с.
7. ГОСТ Р 27.010-2019 (МЭК 61703:2016). Надёжность в технике. Математические выражения для показателей безотказности, готовности, ремонтпригодности.
8. Укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства. Утв. Приказом Минэнерго России от 17.01.2019 г. № 10.
9. Методические рекомендации по расчету трудозатрат (численности) производственного персонала на вновь вводимые и реконструируемые объекты на основе Системы объемообразующих единиц ОАО «ФСК ЕЭС». Утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.04.2008 г. № 162.
10. Выключатель-разъединитель. Руководство по применению. [Электронный ресурс]: [http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/verifydisplay/47a0a0579b641143c12578a200222b19/\\$file/1HSM954323-03ru%20Disconnecting%20Circuit%20Breakers%20Buyers%20and%20Application%20Guide.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/verifydisplay/47a0a0579b641143c12578a200222b19/$file/1HSM954323-03ru%20Disconnecting%20Circuit%20Breakers%20Buyers%20and%20Application%20Guide.pdf)
11. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. 10-е изд., стереотипное. М.: Издательский центр «Академия», 2013, 448 с.

УДК 621.3.019.3

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Андреев¹ Д.А., Назарычев² А.Н., Коломацкий³ Д.А., Мельникова⁴ О.С.

Аннотация

Рассматриваются и анализируются вопросы управления технико-производственными рисками объектов электроэнергетики, в качестве основного драйвера которых принят уровень технического состояния оборудования. Для количественной оценки технического состояния оборудования используются модели расчета технического ресурса или индекса технического состояния. Основное внимание уделено методам количественной оценки технико-производственного риска и его показателей на основе определения вероятностей отказов и их последствий.

Ключевые слова: надёжность, риск, ранг риска, вероятность отказа, последствия отказа, объекты энергетики, энергетическое оборудование, техническое состояние.

Введение

При сооружении и эксплуатации электроэнергетических объектов, а также при осуществлении хозяйственной деятельности компании топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов (ТЭК и МСК) сталкиваются с различными факторами, влияние которых создает неопределенности при достижении поставленных целей функционирования энергообъектов. Следствием влияния таких неопределенностей на достижение поставленных целей является риск [1]. Влияние неопределенности может быть положительным, тогда говорят о появлении новых возможностей (риск-возможность) для достижения целей, которыми следует воспользоваться, или отрицательным, тогда говорят об угрозе (риск-угроза) достижению цели, которую необходимо исключить или минимизировать.

В современных условиях целями хозяйственной деятельности, как правило, являются извлечение прибыли и поддержание (повышение)

¹ АО «Атомэнергопроект», Нижний Новгород, Россия, andreevda@gmail.com

² АО «Атомэнергопроект», Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: nazarythev@mail.ru

³ АО «Атомэнергопроект», Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: kolomatsky99@yandex.ru

⁴ АО «Атомэнергопроект», ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт», г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: o.s.melnikova@mail.ru

рентабельности функционирования компаний ТЭК и МСК. Повышение вероятности наступления и усиление влияния благоприятных событий (условий), а также снижение вероятности наступления и ослабление неблагоприятных событий (условий) являются основными целями системы управления рисками энергетических компаний, как совокупности мер, направленных на изменение риска [1]. На практике под риском обычно понимают риск-угрозу, т.е. сочетание вероятности события и значимости его негативного последствия [2].

Современная нормативная база РФ уделяет значительное внимание необходимости управления рисками сложных технологических объектов, к которым без сомнения относятся объекты электроэнергетики. Так, в статье 2 Федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании» [3] вводится понятие риска как «вероятности причинения вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений с учетом тяжести этого вреда». Статьей 7 [3] предусмотрена разработка технических регламентов, которые с учетом степени риска причинения вреда (риска-угрозы, риска) устанавливают минимально необходимые требования, обеспечивающие безопасность различных видов (пожарную, электрическую, радиационную и т.д.) в целях защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества; охраны окружающей среды, жизни или здоровья животных и растений; предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, в том числе потребителей; обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения.

Таким образом, к собственным целям (извлечение прибыли) компаний, занимающихся сооружением и эксплуатацией электроэнергетических объектов, добавляются обязательные цели, установленные в [3], а в анализ собственных рисков включаются риски причинения вреда, регламентируемые законодательством.

Основным драйвером (риск-образующим фактором) для указанных выше рисков является техническое состояние (ТС) основных производственных активов (оборудования), ухудшение которого повышает вероятность возникновения аварий и, следовательно, наступления негативных последствий различной тяжести для компании. Подобные риски, возникающие в рамках производственного процесса и влияющие на его результат, называются технико-производственными [4] и являются предметом менеджмента риска на всех стадиях жизненного цикла электроэнергетических объектов. Для управления такими рисками компании создают свои собственные системы управления рисками. Так, например, в ПАО «Россети», Госкорпорации «Росатом» и в других крупных электроэнергетических компаниях сформированы основные положения корпоративных систем управления рисками, предполагающие интеграцию накопленного опыта управления рисками и обеспечивающие

комплексное управление операционными, инвестиционными и другими, в том числе технико-производственными рисками. На рис. 1 представлена общая схема управления технико-производственными рисками с учетом технического состояния (ТС) оборудования.



Рис. 1 – Схема управления технико-производственными рисками по техническому состоянию.

Шаг 1. В зависимости от рода деятельности компании, от рассматриваемой стадии жизненного цикла, от решаемых задач, в которых необходимо использовать результаты оценки риска, а также, исходя из возможностей декомпозиции объекта управления рисками на структурные элементы и обеспеченности методологической базой оценки ТС, приведенная на рис. 1 схема может быть применена для объектов разных уровней значимости, например, для отдельного электроэнергетического объекта (станции, подстанции), электроустановки, отдельной единицы оборудования, его подсистемы или сборочной единицы. В целом такой подход соответствует Методике [5, 6, 7], в которой показатели ТС могут определяться, как для оборудования и его сборочных единиц, так и для объекта электроэнергетики в целом.

Для компаний, осуществляющих сооружения и эксплуатацию электроэнергетических объектов, целесообразно выделить три основных уровня декомпозиции объектов управления технико-производственными рисками:

1. Сборочная единица оборудования, например, обмотка силового трансформатора, статор генератора, опора линии электропередачи (ЛЭП) и т.д.;
2. Единица оборудования, например, генератор, трансформатор, выключатель, ЛЭП и т.п.;
3. Объект электроэнергетики, например, подстанция, блок электростанции и т.п.

Следующими уровнями декомпозиции при необходимости могут быть электрические сети или энергосистемы, но для данной работы ограничимся представленными тремя уровнями.

Шаг 2. Драйвер риска – это фактор (некое обстоятельство), оказывающий основное влияние на вероятность и последствия риска, но не являющийся его непосредственной причиной. С учетом этого и на основании вышесказанного следует идентифицировать ТС (его ухудшение), как один из основных (интегральных) драйверов технико-производственного риска, вызванного естественными физико-химическими процессами, протекающими в оборудовании в результате старения, а также воздействия природных и эксплуатационных факторов. При этом под ТС понимается совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризующаяся в каждый определенный момент времени (в более общем случае наработки) соответствием фактических параметров и признаков нормативным показателям и признакам, установленным технической документацией на этот объект [6, 7].

В процессе эксплуатации, несмотря на проведение мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР), ТС объекта в целом непрерывно ухудшается в зависимости от режимов и условий работы под воздействием эксплуатационных факторов различной физической природы [8]. Объект изнашивается, постепенно утрачивая свои технические свойства. Чем больший износ имеет объект, тем хуже его ТС и, соответственно, больше вероятность того, что какое-либо эксплуатационное воздействие приведет к отказу, т.е. к реализации риска. Значимость последствий отказа зависит от назначения, особенностей и места отказавшего объекта в технологическом процессе.

Таким образом, износ объекта проявляется ухудшением его ТС, количественной мерой которого в общем случае являются разрозненные количественные показатели ТС, каждый из которых вносит свой вклад в общий интегральный показатель ТС.

Существуют различные подходы к определению интегральных показателей ТС. Так, например, в [8] авторами разработаны методы и модели комплексной оценки ТС электрооборудования, где в качестве интегрального показателя технического состояния принят технический ресурс (сработанный и остаточный), позволяющие не только оценить численно не только уровень ТС, но и временные рамки работоспособности оборудования. Тем не менее, в настоящее время на законодательном уровне закреплено [5, 6, 7], что таким показателем должен быть индекс технического состояния (ИС), применяемый для количественного расчета физического износа и объединяющий значения ряда других показателей ТС в единую величину, удобную для сравнения и оценки.

Шаг 3. Процесс оценивания технико-производственного риска заключается в выборе и применении технологий (методов) оценки

риска, которые подробно описаны и в области менеджмента риска [9] и в области надежности [10]. Оба документа, по сути, содержат одни и те же методики и подходы. Оценивание риска в общем случае включает в себя детерминистический (как правило, качественный) и вероятностный (в основном, количественный) анализ. Первый, как правило, основан на учете опыта эксплуатации и успешности проектных и конструкторских решений, второй – на поиске недостатков в этих решениях с точки зрения возможных последствий и их значимости (тяжести).

Качественный анализ риска целесообразно выполнять с целью подтверждения соответствия объекта обязательным техническим требованиям, установленным, например, в технических регламентах. Посредством качественного анализа отсекаются, как правило, консервативно, заведомо неприемлемые риски вне зависимости от возможности их количественной оценки.

Количественная оценка рисков проводится, если это требуется (допускается) согласно требованиям технических регламентов (например, установлены нормативные значения индивидуального пожарного риска 10^{-6} раз в год [11] или суммарная вероятность тяжелой аварии блока АЭС 10^{-5} раз в год [12]), а также во всех других случаях для снижения влияния неопределенности на достижение собственных целей компании, например, установленной нормы рентабельности или ее повышения.

Для перехода к шагу 4 по рис. 1 в результате оценивания риска необходимо определить численные показатели риска, на основании которых будет возможно принять формализованное решение о необходимости снижения риска, о приемлемости или неприемлемости риска. Учитывая, что оценка риска в общем случае должна содержать в себе не только вероятностные оценки, но и оценку значимости последствия наступления события, представляется правильным применять различные индексы (ранги) риска, к которым относится показатель RPN (Risk Priority Number), рассчитываемый по выражению, [13]:

$$RPN = M \cdot Q \cdot D, \quad (1)$$

где M – ранг значимости последствий отказа, Q – ранг вероятности отказа, D – ранг обнаруживаемости отказа. Диапазон каждого ранга обычно условно выбирается в пределах от 1 до 10, тогда диапазон RPN будет находиться в пределах от 1 до 1000.

Обнаруживаемость D обычно ранжируют в обратном порядке по отношению к значимости последствий и вероятности возникновения отказа: чем выше значение обнаружения, тем меньше вероятность обнаружения. В этом случае более низкая вероятность обнаружения приводит к более высокому RPN.

В анализе видов и последствий отказов FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) [13] обнаруживаемость отказа D является дополнительным параметром и применяется в том случае, если это

требуется при оценке рисков. Применительно к оценке рисков по ТС за обнаруживаемость D следует принять показатель, отражающий результативность существующих средств контроля, т.е. принятых средств и методов определения интегрального показателя ТС, в том числе, методики оценки ТС основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утверждаемых Министерством энергетики РФ [6, 7]. На сегодняшний день отсутствуют какие-либо официальные оценки результативности указанной методики, как и многих других. Это направление, как мы полагаем, должно быть предметом отдельного и длительного исследования, связанного с анализом больших объемов многолетних статистических данных, которые еще предстоит собрать в рамках их применения. В связи с этим для данной работы предлагается не учитывать влияние параметра D на оценку риска. В этом случае формула (1) приобретает вид:

$$RPN = Q \cdot M. \quad (2)$$

Представляется, что назначение ранга величинам при оценке технико-производственных рисков при наличии конкретных числовых значений вероятностей Q и значимости последствий M является избыточным. Все оценки значимости последствий M , включая стоимость среднестатистической человеческой жизни [14], можно объединить в одну общую оценку, выраженную в денежном эквиваленте.

Вышесказанное хорошо коррелируется со многими исследованиями и стандартами в области оценки рисков различной природы, поскольку позволяет решать задачи технико-экономической оптимизации процессов на всех стадиях жизненного цикла объекта. Риск-ориентированное принятие решений позволяет с одной стороны выявить избыточно консервативные требования к технологическому процессу и возможности для роста, а с другой – выявить дефициты безопасности и компенсировать их до приемлемого уровня.

Схема количественной оценки риска по ТС может быть представлена в виде диаграммы на рис. 2, где в качестве интегрального показателя ТС целесообразно принимать или ИС, или фактический сработанный ресурс.

В [15] предложена математическая модель, связывающая вероятности безотказной работы P и отказа оборудования Q с его ИС через оценку фактического сработанного ресурса. Общие выражения для расчета вероятностей имеют вид:

$$P(r) = \exp \left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1 - S(r)}{1 - S_0(r)} dr \right), \quad (3)$$

$$Q(r) = 1 - \exp \left(-\lambda_0 \int_0^r \frac{1 - S(r)}{1 - S_0(r)} dr \right). \quad (4)$$

где g – календарная наработка (независимая переменная, например, время); $S(r)$ – функция изменения ИС рассматриваемой ЭО в фактических условиях эксплуатации; $S_0(r)$ – базовая функция изменения ИС рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях эксплуатации; $\lambda_0 = \text{const}$ – интенсивность отказов оборудования рассматриваемого типа из рассматриваемой группы оборудования в базовых нормативных условиях эксплуатации.

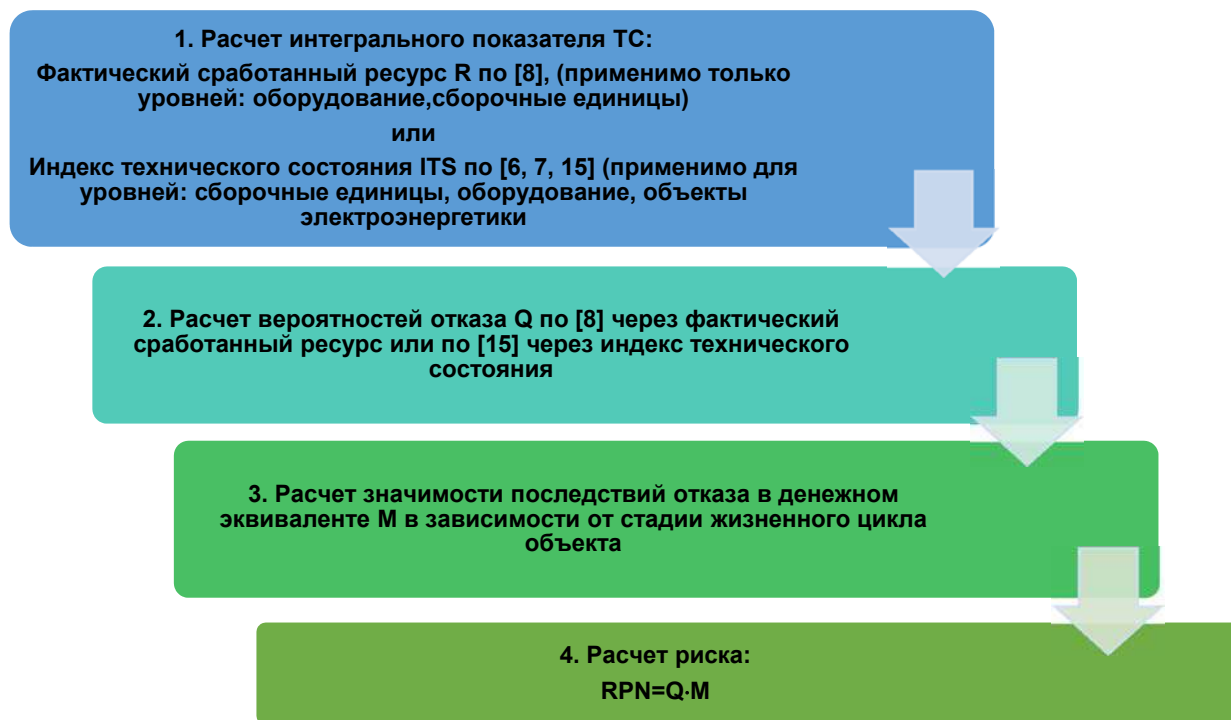


Рис. 2 – Схема количественной оценки риска по техническому состоянию.

Следует отметить, что в [16] предлагается свое выражение для определения вероятности отказа оборудования через ИС, которое не соответствует классическому определению вероятности события из теорий вероятностей и надежности [17]. Поэтому установить, что именно означает величина, рассчитываемая по этому выражению, не представляется возможным. В части определения непосредственно значимости последствий в денежном эквиваленте подход, изложенный в [16], может быть применен.

Для каждого уровня декомпозиции при управлении рисками могут быть определены одни и те же события, но отличающиеся значимостью их последствий. Представляется, что риск, определяемый по формуле (2) с повышением уровня декомпозиции объекта может только увеличиваться. Так, например, собственный риск отказа трансформатора (уровень сборочной единицы оборудования) оценивается по вероятности его отказа и значимости последствий этого отказа именно для самого трансформатора. Для подстанции (уровень объекта электроэнергетики), где установлено два трансформатора, включая рассматриваемый, к

рisku собственному риску добавляются сопутствующие риски, например, прекращение электроснабжения потребителей, выход соседнего оборудования из строя и т.п. Таким образом, риск на рассматриваемом уровне декомпозиции логично определять, как сумму рисков на нем и всех более низких уровнях:

$$RPN_g = \sum_{h=1}^g RPN_g = \sum_{h=1}^g Q_h M_h \quad (5)$$

где $g \geq h$; RPN_g – риск на g -м уровне декомпозиции; RPN_h , Q_h , M_h – риск, вероятность, значимость, соответственно, на h -м уровне декомпозиции.

Например, если вероятность отказа трансформатора к моменту времени t составляет $Q_2=0.01$, а стоимость его ремонта в денежном эквиваленте составляет $M_2=10$ условных единиц (у.е.), то собственный риск $RPN_2=0.1$ у.е. Если на двухтрансформаторной подстанции возможно наложение отказов одного трансформатора на другой такой и с таким же ТС с вероятностью $Q_3=0.0001$, а последствия от недоотпуска электроэнергии оцениваются в 100 у.е., то $RPN_3=0.1+0.01=0.11$ у.е.

Шаг 4. После выполнения шага 3 (оценивание технико-производственных рисков) необходимо принять решение о приемлемости полученных результатов оценивания (качественных и количественных). Для этого требуется сравнить полученные оценки рисков с критериями приемлемости, которые разрабатываются индивидуально для каждой компании в зависимости от ее области деятельности, капитализации, оборота, социальной и системой значимости и т.п. Для этих целей применяются [9, 10] критерии ALARP (As Low As Reasonably Practicable, т.е. низкий, насколько это возможно) и SFAIRP (So Far As Is Reasonably Practicable, низкий, насколько это возможно на практике). ALARP обычно требует, чтобы уровень риска был снижен до минимально возможного уровня, что по сути является требованием максимальной безопасности и фактически используется в законодательной базе. SFAIRP в свою очередь обычно требует обеспечения безопасности до такой степени, насколько это практически возможно или часто подразумевается рентабельно.

Шаг 5. Если на шаге 4 принято решение о необходимости снижения рисков, то техническим руководством компании планируются и проводятся мероприятия по снижению технико-производственных рисков. Они могут заключаться в проведении ТОиР, реконструкции, техническом перевооружении, разработке и внедрении новых проектных решений при сооружении аналогичных объектов и т.п. Например, при неудовлетворительном ТС генераторного выключателя блока большой мощности и невозможности его ремонта и замены, в качестве мероприятия по снижению рисков прекращения деятельности может быть рассмотрен вариант схемы выдачи мощности без применения выключателя на генераторном напряжении [18]. Для оценки

эффективности запланированных и проведенных мероприятий возвращаются к шагу 1 и последующим шагам по рис. 1.

Заключение

Предложения, изложенные в настоящей работе, открывают перспективу дальнейшего исследования актуальной проблемы – оценки технико-производственных рисков энергетического оборудования объектов энергетики на основе оценки его вероятности отказа с учетом интегрального показателя технического состояния. В энергетических компаниях предлагается выделить три основных уровня декомпозиции объектов управления технико-производственными рисками. В качестве основного драйвера риска следует принимать уровень технического состояния, на основе оценки которого определяются вероятность нежелательных событий и их последствия с целью определения ранга рисков и его приемлемости в каждом конкретном случае. Управления технико-производственными рисками с учетом технического состояния оборудования целесообразно реализовывать на основе пяти описанных шагов. Требуется также внесение изменений в действующий нормативный документ по расчету вероятности отказа оборудования, который имеет явные недоработки, что не позволяет получать правильные научно-обоснованные результаты.

Литература

1. ГОСТ Р ИСО 31000-2019 Менеджмент риска. Принципы и руководство
2. ГОСТ Р 51901.1-2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем
3. Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 N 184-ФЗ
4. ГОСТ Р 58969-2020 Менеджмент риска. Управление технико-производственными рисками промышленного предприятия
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 г. № 1401 "О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядка осуществления мониторинга таких показателей" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, N 52, ст. 7665)
6. Приказ Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей"
7. . Приказ Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 "О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи"

электрических станций и электрических сетей, утверждённую приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676"

8. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. 224 с.

9. ГОСТ Р 58771-2019. Менеджмент риска. Технологии оценки риска

10. ГОСТ Р МЭК 31010-2021 Надёжность в технике. Методы оценки риска

11. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ

12. НП-001-15 Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии "общие положения обеспечения безопасности атомных станций" (Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 декабря 2015 г. N 522)

13. ГОСТ Р 27.303-2021 (МЭК 60812:2018). Надёжность в технике. Анализ видов и последствий отказов

14. Легасов В.А. Дисконтирование и компромисс между поколениями / В.А. Легасов., В.Ф. Демин, Я.В. Шевелев // Проблемы анализа риска, том. 2. 2005. №2. С. 114-131

15. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Таджибаев А.И. Определение вероятности отказа оборудования электросетевых предприятий на основе оценки технического состояния / Под ред. А.Н. Назарычева: ФГАОУ «ПЭИПК». СПб., 2017. 194 с.

16. Приказ Министерства энергетики РФ от 19 февраля 2019 г. № 123 "Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа"

17. Назарычев А.Н. Техническая диагностика оборудования в системе управления рисками электросетевых компаний // Электроэнергия. Передача и распределение, 2023. № 2 (77). С.110 – 117.

18. Андреев Д.А., Назарычев А.Н., Фольварчук А.С., Обоснование перспектив выбора основного электрооборудования в цепи генератора энергоблоков большой мощности атомных электростанций // Электрические станции, 2023. № 3. С.26 – 33.

УДК 621.386

ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ СКАНИРУЮЩЕЙ ЦИФРОВОЙ РЕНТГЕНОГРАФИИ ДЛЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Дарьян* Л.А., Образцов* Р.М., Никитин** О.А.

Аннотация

В статье проведён критический анализ ранее разработанного и апробированного для обследования высоковольтного электротехнического оборудования портативного диагностического комплекса первого поколения, действие которого основано на дискретной рентгенографии. По результатам проведенного анализа впервые предложено применение в электроэнергетике сканирующей системы цифровой рентгенографии на автомобильном шасси – мобильного диагностического комплекса второго поколения.

На основе разработанной физико-математической модели, устанавливающей связь между энергетическим спектром рентгеновского излучения источника и вкладом этого излучения в формирование изображений при рентгенографии высоковольтного оборудования, представлена оценка эффективности применённого в портативном диагностическом комплексе уникального рентгеновского аппарата.

Приведены основные технические требования к мобильному диагностическому комплексу второго поколения, реализующему цифровую сканирующую рентгенографию, для обследования высоковольтного оборудования в эксплуатации.

Ключевые слова: высоковольтный выключатель, излучение, рентгенография, сканирование, рентгеновский аппарат, рентгенограмма, энергетический спектр.

Введение

Визуальный контроль технического состояния внутренних элементов высоковольтного оборудования (ВВО), в частности маломасляных и элегазовых выключателей, перед разборкой требует их расшиновки, слива масла или откачки элегаза, демонтажа с привлечением специализированных грузоподъёмных механизмов (автовышек). После проведения визуального контроля необходимо выполнить сборку ВВО, монтаж, наполнение изолирующей средой, присоединение токоотводов. Для повышения оперативности контроля технического состояния ВВО и сокращения вре-

* АО «Техническая инспекция ЕЭС», г. Москва, Россия, e-mail: Daryan-LA@ti-ees.ru

** ФГУП «РФЯЦ – ВНИИТФ им. ак. Е.И. Забабахина», г. Снежинск, Россия

мени простоя оборудования, необходимо применять технологии, позволяющие либо исключить часть указанных мероприятий, либо сократить время выполнения этих мероприятий [1, 2].

Рентгенографический контроль, например, высоковольтных выключателей позволяет оперативно выявить большинство дефектов, связанных с изменением геометрических размеров внутренних элементов и узлов конструкции [3]:

- деформация, износ, повреждение подвижного (изгиб, обгар, задиры и т.п.) и неподвижного контактов (повреждение кожуха, нарушение порядка размещения ламелей и т.п.);
- повреждение тросов, подшипников и пружин системы управления подвижным контактом;
- дефекты крепежа и прогары внутренних оболочек;
- сместившиеся или отсутствующие элементы конструкции (крепежные детали и т.п.);
- посторонние элементы (стружка, и т.п.).

В мировой практике накоплен опыт по рентгенографии ВВО с применением в качестве источников ионизирующего излучения радиоизотопов, рентгеновских генераторов постоянного и импульсного действия, а также бетатронов. В качестве приёмников рентгеновского излучения применяются, как правило, рентгеновские плёнки, фотOLUMИНЕСЦЕНТНЫЕ запоминающие экраны и цифровые плоскопанельные детекторы [4-7]. При этом специалистами в области неразрушающего радиационного контроля в исследованиях [8, 9] показано, что с помощью систем цифровой рентгенографии можно получать качество изображения несколько лучшее по сравнению с плёночными системами, и подтверждено, что цифровая технология в большинстве практических случаев позволяет полностью заменить рентгеновскую плёнку. Следует отметить, что все перечисленные выше применяемые для обследования ВВО рентгенографические системы реализуют так называемую дискретную рентгенографию: когда рентгенограмма в полном размере формируется при одновременном облучении всей поверхности приёмника излучения.

Дискретная рентгенография характеризуется двумя основными недостатками: искажение на рентгенограммах изображений протяжённых элементов и повышенный уровень радиационной опасности при экспозиции. Кроме того, существующие системы, являясь портативными, требуют для их позиционирования и надёжного закрепления индивидуальных решений, что может привести к увеличению временных затрат при подготовке к проведению обследования ВВО.

По принципу формирования рентгенограмм все технические решения, реализующие дискретную рентгенографию ВВО, можно условно отнести к первому поколению рентгенографических комплексов (РК), а технические решения, реализующие сканирующую рентгенографию ВВО – ко второму поколению.

Целью настоящей работы явилась разработка технических требований к мобильному диагностическому комплексу второго поколения, предназначенному для оперативного контроля технического состояния высоковольтного электротехнического оборудования и обеспечивающего минимизацию радиационно-опасной зоны относительно дискретной рентгенографии.

Портативный приборно-аналитический комплекс первого поколения

В 2019 году было завершено создание уникального портативного РК для контроля технического состояния внутренних конструктивных элементов маломасляных выключателей класса напряжения 110 кВ. Комплекс прошел апробацию и введён в эксплуатацию на объекты электрических сетей [10]. РК состоит из следующих основных функциональных элементов:

- рентгеновский аппарат (РА) с коллиматором, пультом питания и пультом управления;
- цифровой плоскопанельный детектор (приёмник рентгеновского излучения);
- система позиционирования для моноблока и детектора;
- программное обеспечение для обработки рентгенографических изображений в цифровом виде.

Особенностью применённого моноблочного РА постоянного действия является секционированная рентгеновская трубка с максимальным напряжением 400 кВ. Этот аппарат не имеет аналогов по проникающей способности излучения (60 мм в Fe-эквиваленте) при умеренных массогабаритных показателях (22 кг). На выходном окне рентгеновской трубки установлен фильтр (медная пластина), позволяющий значительно понизить уровень рассеиваемого обследуемым объектом излучения и улучшить контрастность изображения на рентгенограмме внутренних элементов гетерогенных конструкций с массивными фарфоровыми изоляторами. Установленный на РА коллиматор формирует расходящийся в форме прямоугольной пирамиды рабочий пучок $32^\circ \times 24^\circ$ [11].

Следует отметить, что эффективность РА определяется энергией квантов излучения, вносящих наибольший вклад в получаемое рентгенографическое изображение. Ниже рассмотрена физико-математическая модель рентгенографии ВВО применительно к упомянутому РА.

Физико-математическая модель рентгенографии ВВО

Рассмотрим физико-математическую модель рентгенографии ВВО, которая включает в себя РА со своим спектром излучения, объект контроля и среду, в которой распространяется излучение. Исходный энергетический спектр испускаемого мишенью рентгеновской трубки излучения – распределение количества ионизирующих частиц по их энергии, описан

в физико-математической модели рентгенографии ВВО в соответствии с формулой Крамерса, согласно [12]:

$$I(E) = k \cdot i \cdot Z \cdot \left(\frac{E_0}{E} - 1 \right) \quad (1)$$

где k – коэффициент пропорциональности ($k \approx 10^{-9}$); i – ток, протекающий через рентгеновскую трубку; Z – атомный номер материала анода; E_0 – максимальная энергия квантов в спектре.

Так как в соответствии с формулой (1) при $E \rightarrow 0$ получим $I_E \rightarrow \infty$, тогда при расчёте энергетических спектров можно установить нижний энергетический порог в 10 кэВ. Такое ограничение не вносит заметных искажений в результаты расчётов, так как конструкции излучателей (моноблоков) РА практически полностью поглощают излучение с энергией до 15 кэВ.

Изменение энергетического спектра рентгеновского излучения при прохождении объекта контроля описано в предложенной авторами физико-математической модели рентгенографии ВВО с использованием формулы Бугера-Ламберта-Бера [12, 13]:

$$I_n = I_0 \cdot e^{-\eta \delta} \quad (2)$$

где I_0 – интенсивность излучения, падающего на просвечиваемую среду; I_n – интенсивность излучения, прошедшего слой вещества толщиной δ ; δ – толщина поглотителя; $\eta \sim Z^3 \cdot \lambda^3$ – линейный коэффициент ослабления; Z – атомный номер элемента; λ – длина волны излучения.

Так как РА имеет внешний фильтр, то в спектре источника (рис. 1а – график 2 и рис. 1б) очень малая доля низкоэнергетических квантов (до 120 кэВ). Возможность и эффективность применения фильтрации исходного излучения (рис. 1а – график 1) обусловлены тем, что напряжение на трубке аппарата весьма высокое для РА такого типа. Отношение площадей графиков 2 и 1 соответствует доле квантов излучения РА, пропускаемых внешним фильтром [14].

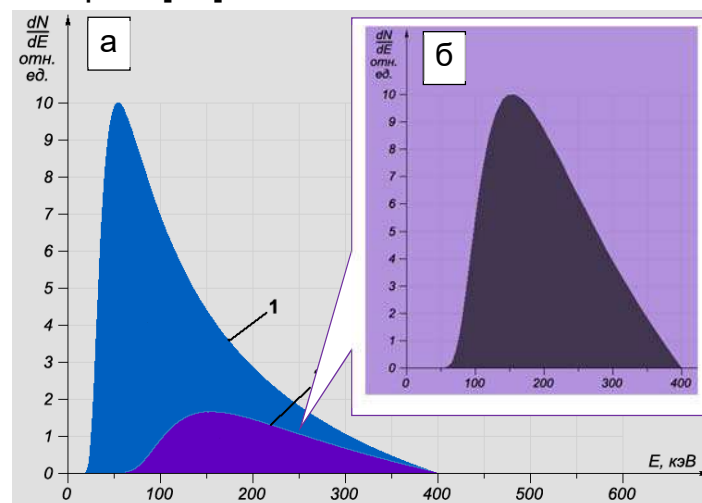


Рис. 1 – Энергетический спектр излучения РА: область 1 – энергетический спектр исходного излучения; область 2 – энергетический спектр излучения после прохождения через внешний фильтр.

Оценить эффективность РА можно при сравнении его спектров излучения, полученных без объекта контроля и с объектом контроля. Для этого необходимо вычислить свёртку спектров исходного излучения и излучения после прохождения через объект контроля, после чего определить долю энергии излучения, прошедшего сквозь объект контроля и участвующего в формировании рентгенограммы. Первое действие представляет собой произведение функций двух указанных выше энергетических спектров излучения:

$$S(E) = I_0 \cdot I_n, \quad (3)$$

где I_0 – интенсивность излучения, падающего на просвечиваемую среду; I_n – интенсивность излучения, прошедшего сквозь объект контроля и участвующего в формировании рентгенограммы.

Второе действие – вычисление процентного отношения площади свёртки энергетических спектров излучения к площади энергетического спектра исходного излучения:

$$P(E) = \int_{10}^{400} S(E) dE / \int_{10}^{400} I_0(E) dE. \quad (4)$$

По совмещённому графику энергетического спектра исходного излучения с графиком свёртки энергетических спектров исходного излучения и излучения после прохождения через объект контроля можно оценить область спектра излучения РА, которая наиболее эффективно формирует рентгенографическое изображение. Эта область (рис. 2) находится между пиком свёртки энергетического спектра излучения 2 и точкой 3 и характеризует энергию квантов рентгеновского излучения, вносящих наибольший вклад в получаемое рентгенографическое изображение.

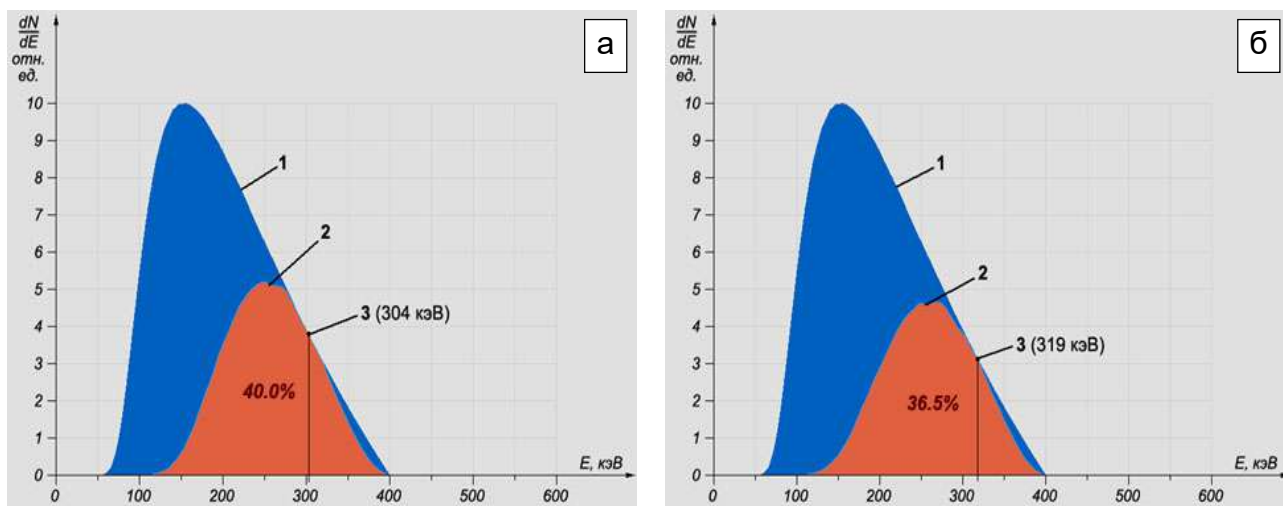


Рис. 2 – Оценка эффективности РА при рентгенографии полюсов ВГТ-110 (а) и ВМТ-110 (б): область 1 – энергетический спектр исходного излучения; область 2 – свёртка спектров исходного излучения и излучения после прохождения через объект контроля; точка 3 – верхняя граница энергетического спектра излучения, кванты которого вносят наибольший вклад в формирование рентгенограммы.

Таким образом, анализ эффективности применённого РА показывает, что доля энергии излучения, участвующего в формировании рентгенограмм ВГТ-110 (рис. 2а), составляет 40%, а в формировании рентгенограмм ВМТ-110 (рис. 2б) – 36,5%. Важно отметить, что, согласно результатам исследований в [14], эффективность аппаратов с напряжением на трубке 250 кВ при рентгенографии тех же объектов контроля составляет 8-9%.

Пример обследования выключателя марки ВМТ-110 в полевых условиях

Ниже приведены результаты выполненного авторами рентгенографического обследования выключателя марки ВМТ-110 в условиях эксплуатации с применением выше описанного РА. Портативный РК первого поколения смонтирован на полюсе выключателя (рис. 3). Система позиционирования (С) закреплена на раме выключателя. Рентгеновский аппарат (РА) с коллиматором (К) закреплён на первой стойке системы позиционирования, а плоскопанельный цифровой детектор (П) – на второй стойке.

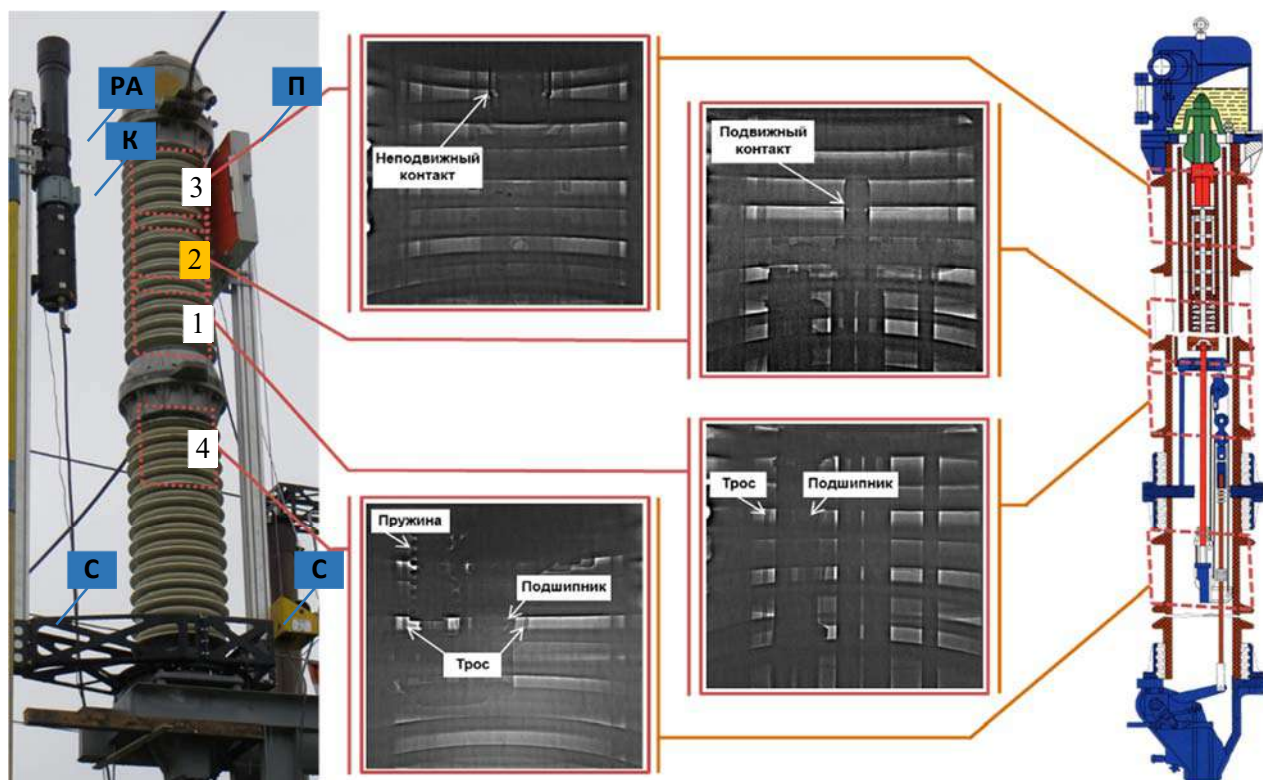


Рис. 3 – Рентгенография маломасляного выключателя ВМТ-110 в полевых условиях.

Оценка технического состояния контактного стержня подвижного контакта этого выключателя, проведенная по двум представленным ниже рентгенограммам (рис. 4а и 4б), которые получены в двух взаимно перпендикулярных ракурсах (рис. 3, позиция 2), не выявила таких дефектов, как деформация, износ, обгар контактной поверхности, уменьшение высоты контактной части подвижного контакта [15].

После рентгенографии обследованный выключатель был разобран (рис. 4в), и при визуальном осмотре внутренних элементов выключателя

было подтверждено отсутствие указанных выше дефектов.

Таким образом, получено подтверждение возможности оценки по рентгенограммам исправности обследуемых узлов выключателя, что исключает необходимость его разборки и позволяет значительно экономить время и трудовые ресурсы.

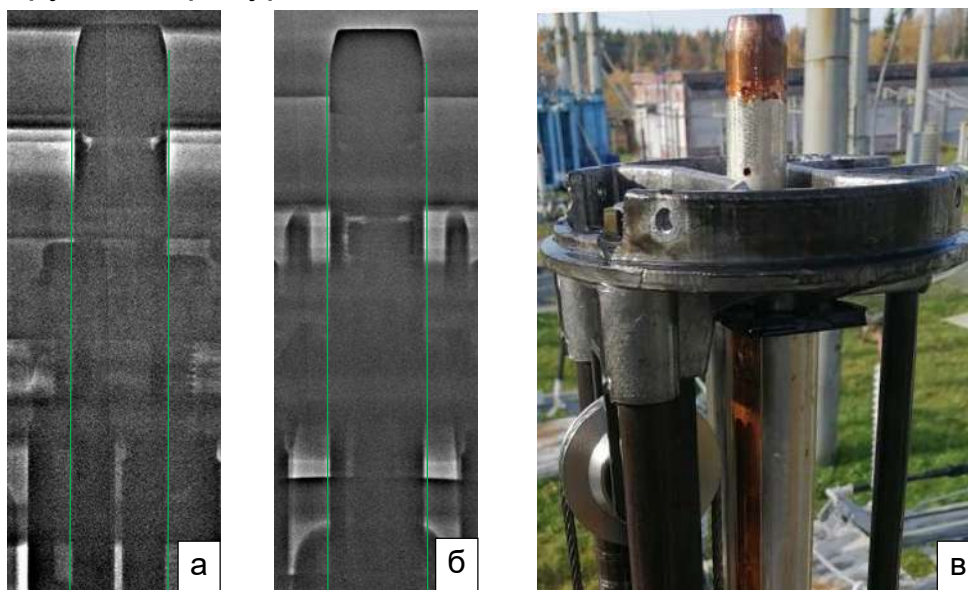


Рис. 4 – Контроль технического состояния контактного стержня подвижного контакта выключателя марки ВМТ-110: (а) рентгенограмма, полученная в первом ракурсе; (б) рентгенограмма, полученная во втором ракурсе, перпендикулярном первому; (в) контактный стержень подвижного контакта разобранного обследованного выключателя.

Технические требования к мобильным РК второго поколения

Необходимость разработки мобильных РК второго поколения вызвана требованиями повышения оперативности обследования ВВО, мобильности и универсальности применяемых технических решений, а также существенного снижения уровня радиационной опасности при рентгенографии.

С учётом накопленного опыта в области неразрушающего радиационного контроля и с учётом результатов оценки эффективности РА представляется целесообразным в качестве излучателя для рентгенографии ВВО применить тот же рентгеновский аппарат, которым был укомплектован портативный РК первого поколения.

В отличие от дискретной рентгенографии, сканирующая система работает по следующей схеме: узко коллимированный источник рентгеновского излучения и линейный радиографический регистратор синхронно перемещаются вдоль исследуемого объекта, последовательно построочно получая его рентгеновское изображение [16]. В блоке управления сканирующей системой получаемые данные от линейных регистраторов в цифровом виде обрабатываются и передаются в программное обеспечение в виде пикселей рентгенограммы. Это программное обеспечение после завершения сканирования формирует из полученных пикселей

рентгенограмму в полном размере. При этом по сравнению с дискретной рентгенографией обеспечиваются следующие преимущества [3]:

- снижение уровня «шума» на рентгенограммах не менее чем в 4 раза за счёт коллимирования излучения;
- получение всех строк изображения в одной геометрической проекции, что позволяет избежать искажения изображения протяженных элементов обследуемого объекта – каким и является, например, полюс выключателя;
- расширение возможностей постобработки получаемого изображения на цифровой рентгенограмме (например, можно «вычистить» неинформативное изображение ребристого изолятора ВВО и тем самым значительно улучшить визуализацию внутренних конструктивных элементов);
- обеспечение сниженного уровня радиационной опасности при рентгенографии ВВО в полевых условиях (сокращение радиационно-опасной зоны вокруг РК при экспозиции не менее чем в 2 раза).

Для повышения оперативности обследования ВВО необходимо, чтобы скорость сканирования составляла не менее 0,5 м/мин. При этом ВВО может быть в корпусе диаметром до 1 м при суммарной радиационной толщине объекта контроля до 60 мм в Fe-эквиваленте. Разрешение получаемого на рентгенограммах изображения должно быть не более 1 мм в оригинальном масштабе оборудования.

Шасси для мобильного диагностического РК со сканирующей системой должно удовлетворять следующим техническим требованиям:

- возможность движения на РК по пересеченной местности и дорогам общего пользования;
- габаритные размеры РК должны обеспечивать высокую манёвренность на территории подстанций;
- полноприводность и оптимальная грузоподъёмность для обеспечения возможности перемещения по сырым грунтовым дорогам;
- наличие конструктивных элементов и вспомогательных средств, обеспечивающих защиту сканирующей системы при транспортировании и хранении от воздействия осадков, пыли и других внешних факторов;
- наличие защищённой от ионизирующего излучения кабины, обеспечивающей безопасное размещение и работу операторов РК;
- наличие в кабине операторов РК автоматизированного рабочего места.

Позиционирование сканирующей системы относительно ВВО должно осуществляться размещённой на шасси РК крано-манипуляторной установкой. Манипулятор должен обеспечивать позиционирование сканирующей системы из одной позиции припаркованного РК по вертикали от 1 м до 7 м от земли и по горизонтали на 2 м в любую из сторон от центрального положения.

Стоит также отметить, что в современных экономических условиях

важным является использование в РК ключевых элементов российского производства: автомобильное шасси, РА, линейные радиографические регистраторы, система для их перемещения относительно объекта контроля, а также специализированное программное обеспечение.

Выводы

1. Проведен критический анализ ранее апробированного портативного диагностического рентгенографического комплекса первого поколения. Показано, что принципиальное значение для рентгенографии ВВО имеет выбор рентгеновского аппарата.

2. На основании ранее разработанной физико-математической модели рентгенографии ВВО проведена оценка эффективности применённого рентгеновского аппарата. Показано, что с повышением напряжения на трубке увеличивается доля энергии излучения, участвующего в формировании рентгенограмм.

3. Используемая в разработанном портативном диагностическом комплексе первого поколения рентгеновская трубка с максимальной энергией фотонов в 400 кэВ по своей эффективности превосходит все известные рентгеновские аппараты с учётом их массогабаритных показателей. Результатами оценки эффективности этого рентгеновского аппарата обоснована целесообразность его использования в мобильном сканирующем комплексе второго поколения.

4. Предложены основные технические требования к мобильным диагностическим комплексам второго поколения, реализующим цифровую сканирующую рентгенографию и обеспечивающим оперативное обследование ВВО при сокращении радиационно-опасной зоны вокруг рентгенографического комплекса.

Литература

1. Michaelson J. SF6 Breaker & GIS Internal Inspection Using Radiography // ABB Library [Электронный ресурс]. URL: library.e.abb.com (дата обращения: 08.11.2016).

2. Verify SF6 circuit breaker reliability while reducing maintenance costs // Siemens [Электронный ресурс]. URL: www.usa.siemens.com/assetservices (дата обращения: 22.08.2017).

3. L.A. Darian, E.P. Grabchak, R.M. Obratsov et al. Investigation of the Possibility of Using X-Rays to Control the Technical Condition of High-Voltage Low-Oil Switches // (Russian Electrical Engineering) Russ. Electr. Engin. № 91, PP. 500-504 (Published 09.11.2020), DOI: 10.3103/S1068371220080076.

4. Л.А. Дарьян, Е.П. Грабчак, Р.М. Образцов и др. Опыт применения бетатрона для рентгенографии специального дефектного образца высоковольтного маломасляного выключателя // Электроэнергия. Передача и распределение, № 3(60), май-июнь 2020, с. 96-105.

5. Л.А. Дарьян, Образцов Р.М. Современные источники рентгеновского излучения для контроля технического состояния высоковольтного

оборудования // Энергоэксперт, №2(70), 2019, с.48-55.

6. Xianhai Pang, Yanxun Qi, Xiaofeng Li et al. Research on Defect Pattern Recognition of GIS Equipment Based on X-ray Digital Imaging Technology // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), September 10–13, 2018, Athens, Greece.

7. Tianhui Li, Xianhai Pang, Boyan Jia et al. Detection and Diagnosis of Defect in GIS Based on X-ray Digital Imaging Technology // Energies. 2020. № 13. Article № 661. DOI: 10.3390/en13030661.

8. А.А. Майоров. Цифровые технологии в радиационном контроле // В мире неразрушающего контроля. № 3 (45), сентябрь 2009.

9. К.А. Багаев, А.Б. Спирков. Компьютерная радиография и радиографический контроль на плёнку. Сопоставление выявляемости искусственных дефектов. Практические рекомендации по эксплуатации техники // Промышленная безопасность. № 5 (30), 2013.

10. Л.А. Дарьян, П.В. Голубев, Р.М. Образцов и др. Рентгенографическое обследование высоковольтных выключателей. Опытнo-промышленная эксплуатация рентгенографического комплекса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 1(52). С. 134-141; Б.Б. Эбзеев (интервью) Мобильный приборно-аналитический комплекс для выполнения рентгенографического обследования высоковольтных выключателей на месте их установки // Энергоэксперт. 2020. № 4. С. 12-13.

11. Дарьян Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М. и др. Мобильное устройство рентгенографического контроля высоковольтных выключателей. Патент на полезную модель № 189440 RU, приоритет от 10.01.2019.

12. Гурвич А.М. Физические основы радиационного контроля и диагностики. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

13. Бета- и гамма- спектроскопия / Под ред. К. Зигбана; пер. с англ. под ред. Л. В. Грошева, В.Б. Берестецкого. М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1959.

14. Л.А. Дарьян, Р.М. Образцов, О.В. Озеров, О.А. Никитин. Радиационная безопасность при рентгенографии высоковольтного оборудования в эксплуатации // Энергетик, № 3, март 2021, с. 3-12. DOI: 10.34831/EP.2021.40.75.001.

15. L.A. Darian, E.P. Grabchak, P.V. Golubev, R.M. Obratsov. Investigation of X-Ray Technology to Assess the Technical Condition of High-Voltage Minimum Oil Circuit Breakers // Proceedings of the 87-th International Conference of Doble Clients, Boston, MA, 2020.

16. L.A. Darian, P.V. Golubev, R.M. Obratsov, E.P. Grabchak, V.I. Zverev et al. X-ray Testing of High-voltage Oil-filled Electrical Equipment: Physical Background and Technical Requirements // IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 27, № 1, pp. 172-180, Feb. 2020. DOI: 10.1109/TDEI.2019.008363.

УДК 621.3.048

МАРКЕРЫ СТАРЕНИЯ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ ИЗОЛЯЦИИ: СЕЗОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

Дарьян* Л.А., Образцов* Р.М., Максимченко* А.В.,
Полищук** В.П., Асосков*** С.М.

Аннотация

Представлены результаты многолетних наблюдений за содержанием маркеров старения целлюлозной изоляции: метанола, этанола и оксидов углерода, растворённых в масле силового трансформатора. Установлена корреляционная связь между сезонными экстремумами температуры трансформаторного масла и значениями концентраций маркеров старения. Для повышения достоверности диагностических заключений на основе измерения концентрации маркеров старения предлагается учитывать их сезонные изменения.

Ключевые слова: метанол, этанол, старение изоляции, трансформаторное масло, оксид углерода, диоксид углерода.

Введение

Старение внутренней изоляции силовых трансформаторов (СТ), сопровождающееся ухудшением физико-химических, механических, электрических и других свойств, может привести к крупномасштабной аварии. В связи с этим оценка степени и интенсивности старения изоляции имеет большое практическое значение. Интенсивность старения изоляции может быть оценена по содержанию продуктов её разложения (маркеров старения), растворённых в трансформаторном масле (ТМ). Наиболее распространёнными маркерами старения целлюлозной изоляции являются оксиды углерода и вода (маркеры старения первого поколения), фурановые производные (маркеры старения второго поколения), а также спирты – метанол и этанол (маркеры старения третьего поколения).

В последние годы возрос интерес к маркерам старения третьего поколения, поскольку по измеренным значениям их концентраций можно непосредственно получить оценку степени старения целлюлозы. При этом они позволяют обнаружить процессы деградации изоляции уже на ранней стадии их развития [1, 2]. Следует отметить, что метанол преимущественно выделяется при реакции гидролиза целлюлозы, т.е. при относительно низкотемпературных процессах старения. Наличие в ТМ другого спирта, этанола, указывает на высокотемпературный локальный перегрев целлюлозной изоляции, сопровождающийся реакцией пиролиза [3, 4].

* - АО «Техническая инспекция ЕЭС», Москва, Россия, e-mail: Daryan-LA@ti-ees.ru

** - Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия

*** - ООО «Газпром энерго», Москва, Россия

Маркеры старения, и в первую очередь спирты и вода, активно сорбируются целлюлозной изоляцией. С позиций физико-химической диагностики это свойство, с одной стороны, является весьма полезным, так как только небольшая часть маркеров старения (растворенная в масле) удаляется при дегазации, регенерации и замене масла. С другой стороны, требуется достаточно высокая чувствительность приборно-аналитического обеспечения для анализа маркеров старения третьего поколения, так как при старении изоляции образуется относительно небольшое их количество. Например, если для анализа газов, растворенных в ТМ, нижний предел их обнаружения должен находиться на уровне $10^{-4}\%$ об. (1 ppm), то для маркеров старения третьего поколения это требование ужесточается: предел их обнаружения должен находиться на уровне $10^{-7}\%$ об. (1 ppb). Следует также отметить, что вследствие сильной температурной зависимости коэффициента распределения маркеров старения в системе «масло-целлюлоза» для интерпретации результатов измерений представляется целесообразным либо приводить измеренные значения концентрации к нормальным условиям, либо рассчитывать их суммарное содержание во внутренней изоляции [2].

Процессы сорбции-десорбции маркеров старения изоляции при изменении температуры в настоящее время недостаточно изучены и практически не применяются на электроэнергетических предприятиях. Исключение составляет только вода, распределение которой между ТМ и целлюлозной изоляцией рассчитывается на основе равновесных кривых в рабочем диапазоне температур [5]. Отметим, что изменения температуры в СТ связаны как с режимами нагрузки, так и сезонными колебаниями температуры окружающей среды.

Целью представленных исследований явилось выявление связи между сезонными изменениями температуры ТМ и концентрацией маркеров старения целлюлозной изоляции в СТ.

Объект и методы исследования

Измерения концентрации маркеров старения проводились на трёхфазном СТ класса напряжения 110 кВ мощностью 80 МВА, масса ТМ—41 т. Трансформатор был введён в эксплуатацию в 1986 г.

На СТ установлена система диагностического мониторинга девяти газов (оксиды углерода, углеводороды, водород, кислород и азот), растворенных в ТМ. Значения концентраций газов измерялись не реже чем 1 раз в 24 часа. Погрешность измерения концентраций газов по данным изготовителя системы мониторинга — 10 %. Примерно раз в месяц отбирались пробы ТМ для определения концентраций метанола и этанола. Анализ проводился в исследовательской лаборатории АО «Техническая инспекция ЕЭС» на уникальном хроматографическом комплексе по аттестованной методике. Диапазон измерений составлял от 10 ppb до 21 ppm, показатель точности (границы относительной погрешности при довери-

тельной вероятности, равной 0,95) не превышал 15%, а показатель воспроизводимости – 4%.

Контроль концентраций диагностических газов и спиртов велся на протяжении пяти лет и продолжается в настоящее время.

Температура окружающей среды, температура верхних и нижних слоёв масла и ток нагрузки СТ регистрировались системой мониторинга каждый час. По данным температуры окружающей среды и тока нагрузки СТ рассчитывалась температура наиболее нагретой точки изоляции по методике, регламентированной стандартом МЭК [6].

Следует отметить, что отдельный интерес представляет изменение концентраций контролируемых маркеров старения при проведении профилактических мероприятий – текущем и капитальном ремонтах. Примерно через год после начала наблюдений был проведен капитальный ремонт СТ с заменой масла. Во время ремонта была проведена сушка целлюлозной изоляции СТ и ревизия активной части. Осмотр внутренних поверхностей трансформатора не выявил признаков ухудшения состояния целлюлозной изоляции и прессовки обмоток.

СТ также выводился в ремонт через 4 года после начала наблюдений для замены уплотнительной прокладки между крышкой и баком СТ и герметизации сварных соединений. В этот период измерения концентрации спиртов проводились не реже одного раза в день.

Результаты измерений

Как показал анализ результатов измерений, характерное отличие температуры верхних и нижних слоёв ТМ в СТ составляло около 10°C, максимальное отличие этих температур достигало 30°C. Температура окружающей среды отличалась от температуры нижних слоёв масла максимум на 5°C. Примерно таким же было отличие рассчитанного значения температуры наиболее нагретой точки изоляции от температуры верхних слоёв масла.

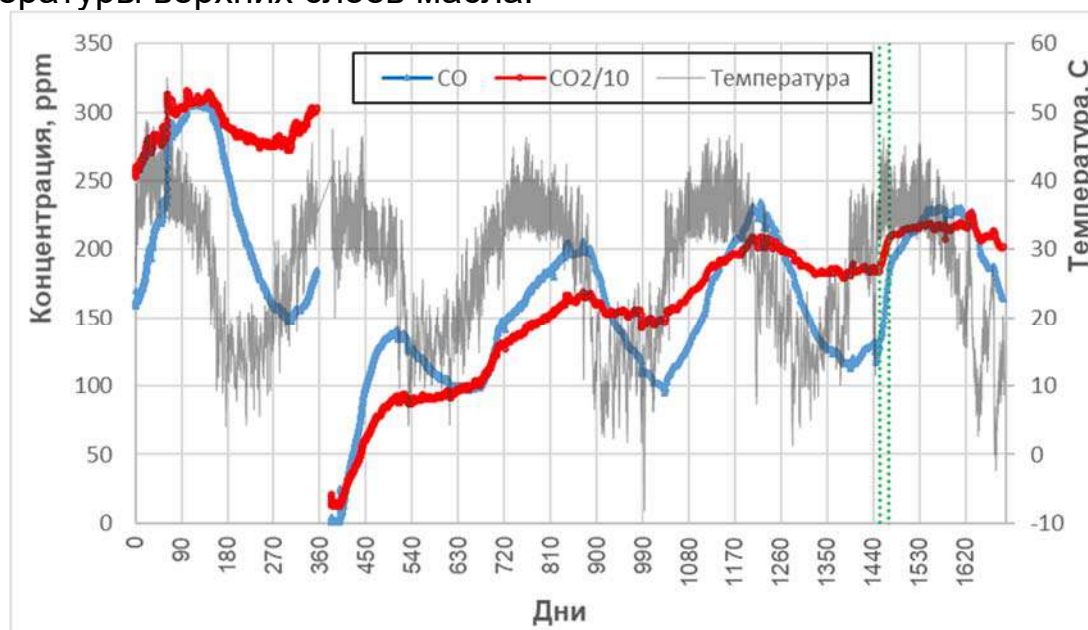


Рис. 1 – Концентрации оксидов углерода за время наблюдений.

Среднее значение температуры верхних и нижних слоёв ТМ принималось за характерную температуру внутренней изоляции. На рис. 1 приведены значения характерной температуры, концентраций оксида и диоксида углерода за всё время наблюдений.

Для наглядности при одновременном отображении этой пары газов значения концентрации диоксида углерода на этом графике уменьшены в 10 раз. Резкое снижение концентрации оксидов углерода произошло после замены ТМ во время капитального ремонта.

На рис. 2 приведены значения концентрации метанола, а также нагрузки трансформатора за всё время наблюдений. Нагрузка трансформатора изменялась в относительно небольшом диапазоне – от 20 до 50%, и в среднем составляла 30%. Влияния нагрузки на сезонное изменение концентрации не наблюдается. Период, когда СТ проходил капитальный ремонт с заменой ТМ, отмечен на рис. 2 вертикальными пунктирными линиями. «Сгущение» точек на этом графике связано с увеличением частоты отбора проб и измерений.

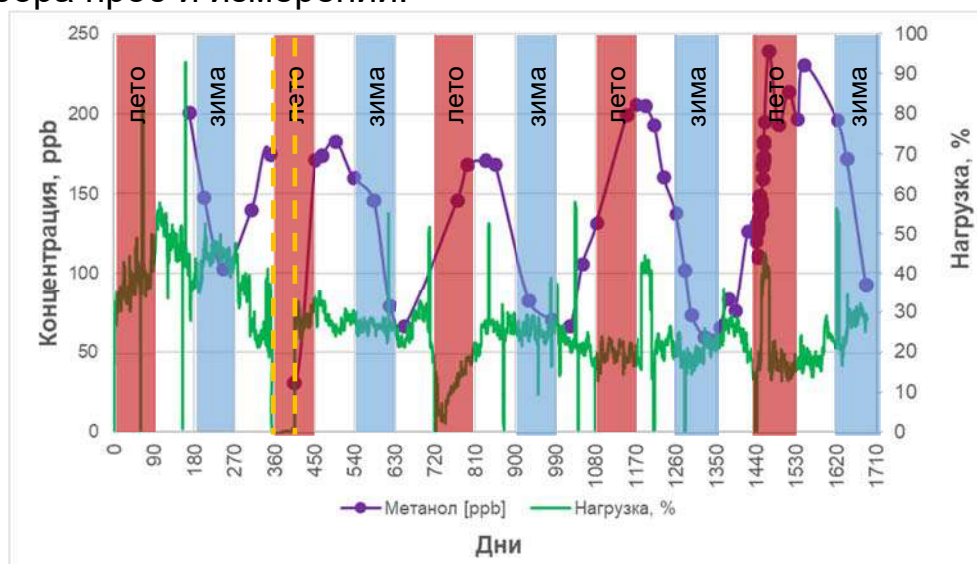


Рис. 2 – Зависимости концентрации метанола и нагрузки СТ от времени.

Как и в случае с оксидами углерода, резкое уменьшение концентрации метанола произошло во время капитального ремонта с заменой ТМ. Однако если концентрации оксидов углерода после замены ТМ уменьшились практически до нуля (рис. 1), то значение концентрации метанола оставалось достаточно заметным – 31 ppb. Этот феномен, по-видимому, связан с тем, что отбор пробы масла для анализа на содержание метанола производился не сразу после замены масла, а по истечении 20 суток. Из рис. 1 также следует, что за это время концентрации оксида и диоксида углерода также возросли. Таким образом, можно предположить, что после замены масла в нем отсутствовал метанол.

Контроль содержания этанола начал проводиться не одновременно с контролем метанола, так как методика измерения объемной доли этанола в ТМ была разработана и внедрена позже. Качественный вид зави-

симости концентрации этанола от времени был таким же, как и у метанола. Интересно отметить, что после резкого изменения нагрузки СТ (ток в нём увеличился с 75 до 160 А – на рис. 1 вертикальные пунктирные линии) концентрация этанола увеличилась более чем в 2 раза – с 15 до 35 ppb. При этом максимальная концентрация этанола составила около 15% от концентрации метанола.

Обсуждение полученных результатов

Как видно из рисунков 1 и 2, характер зависимостей концентраций маркеров старения от времени является периодическим. Они были искажены в результате резкого уменьшения концентрации маркеров старения после капитального ремонта СТ. С учётом этого обстоятельства зависимость концентрации маркеров старения от времени качественно согласуется с аналогичной зависимостью характерной температуры внутренней изоляции СТ (рис. 1). Максимальные концентрации маркеров старения для исследуемого СТ регистрируются в конце лета и первой половине осени (август – октябрь), минимальные – в конце зимы и в начале весны (февраль – апрель). При этом следует учитывать, что для исследуемого трансформатора нагрузка в течение длительного времени оставалась практически неизменной.

Принимая во внимание, что скорость образования маркеров старения мала, значения их концентрации в ТМ устанавливаются в результате баланса процессов сорбции поверхностью целлюлозной изоляции и диффузионного переноса маркеров старения вглубь неё. Скорость десорбции экспоненциально зависит от температуры поверхности целлюлозной изоляции, поэтому вполне обоснованным будет заключение о корреляции между зависимостями характерной температуры изоляции и концентраций маркеров старения от времени. Однако зависимости, приведенные на рисунках 1 и 2, представляются весьма нетривиальными.

Как видно из рис. 1, резкое снижение содержания оксидов углерода после замены масла сменилось постепенным ростом на фоне осциллирующих значений концентраций. Можно отметить качественную особенность на зависимости концентрации диоксида углерода: монотонный рост концентрации продолжался полтора года после замены ТМ. За этот же промежуток времени на зависимости концентрации оксида углерода были зарегистрированы два экстремума. Через три года после капитального ремонта значения концентрации оксида углерода в экстремумах (при характерной температуре внутренней изоляции около 45°C) достигли примерно 75% от значений, зафиксированных до ремонта. Содержание оксидов углерода после замены масла в ТМ стало восстанавливаться вследствие их образования в результате окислительных процессов и десорбции из целлюлозной изоляции.

Выше отмечено, что качественно зависимости концентрации метанола (рис. 2) и оксида углерода от времени (рис. 1) являются подобными. При этом, вероятно, отношение количества метанола, содержащегося в

целлюлозе, к его количеству в ТМ было несколько больше, чем на тот же момент аналогичные отношения для оксида и диоксида углерода. Об этом свидетельствует хотя бы тот факт, что отношение концентраций в максимумах и минимумах в пределах одного года для метанола изменялось от 3 до 5 (рис. 2), а для оксидов углерода это отношение составляло около 1,5-2 (рис. 1) при сезонном изменении характерной температуры около 25°C. Значения концентрации метанола вернулись к исходным примерно через два года после капитального ремонта. По-видимому, это связано с небольшой скоростью образования метанола в СТ.

Из рис. 2 следует, что значение концентрации метанола в первом максимуме после ремонта оказалось несколько меньше, чем до него. Затем проявился рост концентрации метанола – за два года она увеличилась примерно на 35%. Однако фактический рост концентрации мог оказаться меньше, так как погрешность её определения составляет около 15%. Практически постоянное значение концентрации в трёх последних минимумах свидетельствует о том, что скорость образования метанола в рассматриваемом СТ была невелика – его концентрации в масле в минимумах отличались между собой не более чем на 8 ppb.

Из сравнения данных на рисунках 1 и 2 следует, что существует временной лаг между экстремумами характерной температуры и концентраций маркеров старения. Экстремумы концентрации маркера старения и температур определялись по следующему алгоритму: выбирался интервал времени в 6-8 месяцев вблизи точки экстремума, затем экспериментальные точки аппроксимировались полиномом вида:

$$y = A \cdot x^3 + B \cdot x^2 + C \cdot x + D, \quad (1)$$

где y – концентрация маркера старения (или температура); x – время (количество дней от начала исследований).

Параметры функции (1) для приведённых характеристик ТМ представлены в таблице 1. Степени детерминации аппроксимирующих кривых более 0,8, что свидетельствует об удовлетворительной аппроксимации. Время в днях, соответствующее экстремумам, приведено в таблице 1. Эти значения получены путём приравнивания первой производной каждой из аппроксимирующих кривых к нулю.

Таблица 1. Параметры аппроксимирующей функции (1)

Функция $y(x)$	A	B	C	D	R^2	x при $y' = 0$
Характерная температура ТМ	$8 \cdot 10^{-7}$	-0,0031	3,4025	-1098,4	0,830	770
Концентрация метанола	10^{-5}	-0,0386	39,472	-12733	0,996	823

Фактически аппроксимирующие кривые использовались также для сглаживания пульсаций значений концентраций и температур. Из полученной зависимости определялось значение концентрации маркера старения в точке экстремума. Аналогично находилось значение характерной температуры внутренней изоляции в точке экстремума концентрации. По

такой же схеме определялось время достижения экстремума характерной температуры.

На рис. 3 продемонстрирован пример аппроксимации функцией (1) измеренных значений концентрации метанола и характерной температуры в области локальных максимумов.

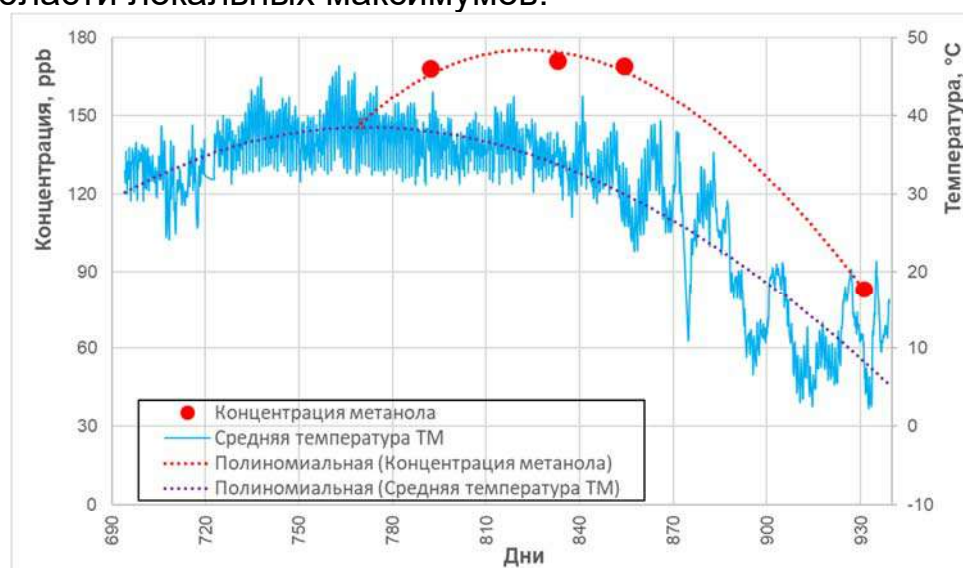


Рис. 3 – Концентрация метанола и характерная температура ТМ вблизи локальных максимумов.

В таблице 2 приведены характеристики экстремумов концентрации метанола и предшествующих им экстремумов характерной температуры в зависимости от времени за весь период наблюдений.

Таблица 2. Параметры экстремумов концентрации метанола

Тип экстремума	Время (день) экстремума концентрации метанола	Концентрация метанола, ppb	День предшествующего экстремума характерной температуры	Временной лаг, дни
Минимум	255	112	229	26
МАКСИМУМ	481	190	438	43
Минимум	659	64	584	75
МАКСИМУМ	823	173	770	53
Минимум	990	63	953	37
МАКСИМУМ	1166	210	1129	37
Минимум	1351	61	1323	28
МАКСИМУМ	1544	234	1504	40

Как видно, экстремумы характерной температуры «опережали» экстремумы концентрации на один-два месяца. При проведении оценочных расчётов принято, что временной лаг между экстремумами концентрации метанола и характерной температурой составляет 45 дней. Возможность распространения этого допущения на другие трансформаторы требует дополнительных исследований.

Учет сезонных изменений концентрации метанола

Для нормализации значений концентраций маркеров старения, зависящих от температуры внутренней изоляции, в зарубежных литературных источниках предлагается применять температурный коэффициент ($K(T)$) [7], который представляет собой отношение концентраций маркера старения в ТМ при температуре 20 °С ($C_M(20)$) и при произвольной температуре $C_M(T)$.

$$K(T) = C_M(20)/C_M(T) \quad (2)$$

При этом температурный коэффициент $K(T)$ может быть описан выражением:

$$K(T) = a \cdot \exp(b_M/(T + 273)), \quad (3)$$

где a – предэкспоненциальный множитель;

b_M – экспоненциальный коэффициент;

T – произвольная температура в °С.

Значение экспоненциального коэффициента b_M , рассчитано для метанола из экспериментальных данных, приведенных в [7]:

$$b_M = 3720 \text{ К.}$$

Таким образом, используя температурный коэффициент $K(T)$, можно получить нормализованные концентрации маркеров старения, измеренные при произвольных температурах ТМ в СТ.

Как было отмечено выше, для оценки степени старения целлюлозной изоляции необходимы данные о суммарном содержании метанола во внутренней изоляции СТ. Преобразовав выражения (2) и (3) с учётом того, что метанол практически перестает сорбироваться целлюлозной изоляцией при 90 °С [7], получаем выражение:

$$C_M(90) = C_M(T_{cp}) \cdot \exp(b_M \left(\frac{1}{273+T_{cp}} - \frac{1}{273+90} \right)), \quad (4)$$

где $C_M(90)$ – концентрация метанола в ТМ при температуре 90 °С;

$C_M(T_{cp})$ – концентрация метанола в ТМ при характерной температуре внутренней изоляции СТ;

T_{cp} – характерная температура внутренней изоляции СТ, равная среднему значению между температурами верхних и нижних слоев ТМ.

Полученное значение $C_M(90)$ можно использовать для расчета суммарного количества метанола Q_M , содержащегося во внутренней изоляции СТ:

$$Q_M = C_M(90) \cdot V_{TM}, \quad (5)$$

где V_{TM} – объем ТМ в СТ.

Оценка влияния временного лага между характерной температурой и концентрацией метанола на результаты расчета концентраций $C_M(90)$ приведена на рис. 4. Расчет по формуле (4) проводился без учета временного лага (синие столбцы диаграммы), т.е. в качестве характерной температуры принималось среднее значение температур верхних и нижних слоев ТМ в день отбора пробы, а также с учетом временного лага

в 45 суток (зелёные столбцы диаграммы). То есть во втором случае при расчёте по формуле (4) в качестве температуры T_{cp} брали характерную температуру внутренней изоляции СТ, которая была «45 дней назад». Учитывая что скорость генерации метанола в исследуемом СТ мала, расчетные значения концентрации $C_M(90)$ должны практически совпадать для всех измерений.

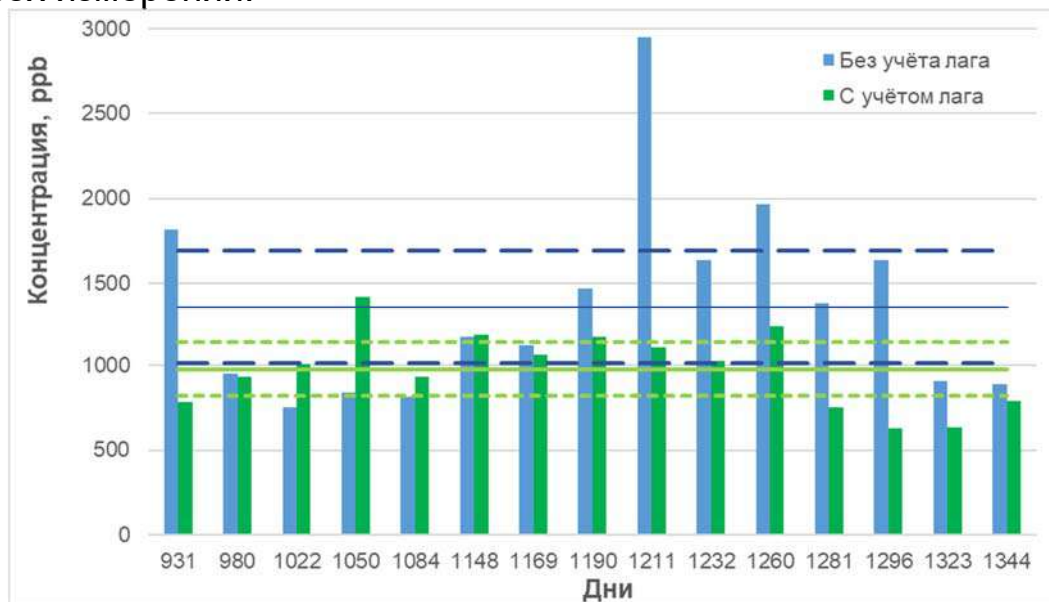


Рис. 4 – Концентрация метанола при характерной температуре внутренней изоляции СТ.

На рис. 4 также приведены результаты статистической обработки по ГОСТ [8] значений концентрации $C_M(90)$, рассчитанных по (4). Горизонтальными сплошными линиями показаны средние значения концентрации $C_M(90)$: синяя линия – без учёта временного лага; зеленая линия – с учётом временного лага. Горизонтальными пунктирными линиями аналогичных цветов показаны доверительные интервалы при доверительной вероятности, равной 0,95. Согласно ГОСТ [9], это означает, что в длинном ряду выборок относительная частота случаев, когда доверительный интервал накрывает истинное значение параметра совокупности, больше или равна 0,95 для приведенного расчета.

Не трудно заметить, что при учете временного лага стандартное отклонение значений концентрации $C_M(90)$ снизилось в 2,6 раза (с 592 до 228 ppb), а доверительный интервал сократился в 2,1 раза (с 339 до 159 ppb). То есть при одинаковой доверительной вероятности сужается «коридор», в котором находится истинное значение концентрации $C_M(90)$, что свидетельствует о повышении точности расчета. Таким образом, можно констатировать, что учет временного лага между концентрацией метанола и характерной температурой позволяет повысить достоверность расчетов суммарного количества маркера старения во внутренней изоляции СТ.

Выводы

1. По результатам длительного наблюдения за содержанием маркеров старения в масле СТ в эксплуатации показано наличие сезонных экстремумов их концентраций: максимумы регистрируются в конце лета и первой половине осени, минимумы – в конце зимы и в начале весны.
2. Экстремумы концентрации метанола отстают от экстремумов характерной температуры внутренней изоляции оценочно на 45 дней.
3. Концентрации маркеров старения третьего поколения в ТМ могут отличаться в 3-5 раз при сезонном изменении характерной температуры внутренней изоляции в пределах 25°C, а концентрации оксидов углерода при тех же условиях – в 1,5-2 раза. По этой причине представляется целесообразным при оценке состояния внутренней изоляции СТ использовать либо нормализованные значения концентраций, либо суммарные количества маркеров старения во внутренней изоляции СТ.
4. Учет временного лага при нормализации значений концентраций или расчете суммарного количества маркера старения во внутренней изоляции СТ повышает достоверность его определения.

Литература

1. Field experience with experience with transformer solid insulation ageing markers. Technical Brochure of CIGRE. WG A2/D1-46. 2019.
2. Дарьян Л.А., Максимченко А.В., Образцов Р.М., Гончарова Е.А. Способ оценки состояния бумажной изоляции маслонаполненных электрических аппаратов. Патент RU 2647224. 2018.
3. E. M. Rodriguez-Celis, S. Duchesne, J. Jalbert and M. Ryadi, "Understanding ethanol versus methanol formation from insulating paper in power transformers", Cellulose, (DOI 10.1007/s10570-015-0693-0), 2015.
4. E. Rodriguez-Celis, J. Jalbert, S. Duchesne, B. Noirhomme, and M-C.Lessard, "Chemical markers use for diagnosis and life estimation of power transformers, a preliminary study of their origins", CIGRE Canada Conference, CIGRÉ-083, 2012.
5. Oommen T. V. Moisture equilibrium in paper–oil insulation systems //1983 EIC 6th Electrical/Electrical Insulation Conference. IEEE, 1983. С. 162–166.
6. МЭК 60076-7:2018 Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов
7. Jalbert J., Lessard M-C, and Mohamed Ryadi, Cellulose Chemical Markers in Transformer Oil Insulation. Part 1: Temperature Correction Factors // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation (2013) 20 № 6. P. 2287-91.
8. ГОСТ Р 50779.22 2005. Статистические методы. Статистическое представление данных. Точечная оценка и доверительный интервал для среднего.
9. ГОСТ Р 50779.10-2000 (ИСО 3534-1-93) Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения.

УДК 621.311.001.57

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С СОЛНЕЧНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННЫХ МОДЕЛЕЙ

Рудник* В.Е., Суворов** А.А.

Аннотация

В России, происходит активная интеграция в электроэнергетические системы (ЭЭС) генерирующих установок, функционирующих на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в частности на базе солнечной генерации (фотоэлектрические солнечные электростанции (ФСЭС)). Для ФСЭС особенностью является их подключение к сети с помощью сетевого инвертора. Широкомасштабное внедрение ФСЭС приводит к изменениям динамических свойств энергосистемы из-за особенностей функционирования сетевого инвертора и его системы автоматического управления. Изучение и анализ таких особенностей возможен с помощью математического моделирования. Обычно для моделирования переходных процессов используются программные комплексы по расчету электро-механических переходных процессов. В таких программных комплексах для анализа переходных процессов в ЭЭС с ФСЭС разработаны и используются обобщенные математические модели ФСЭС. В данном исследовании представлен анализ обобщенных моделей ФСЭС, выявлены их особенности и упрощения, которые не позволяют воспроизводить полный спектр процессов при внедрении ФСЭС в слабые сети. Также предложен альтернативный, всережимный вариант моделирования ФСЭС в ЭЭС, для более качественного решения проблем, связанных с функционированием ФСЭС в ЭЭС, в том числе в слабых сетях.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, моделирование, фотоэлектрическая солнечная электростанция, сетевой инвертор, обобщенная модель, электроэнергетическая система.

Введение

В настоящее время во всём мире, а также в России, принят вектор на декарбонизацию энергетического сектора, реализуемый в виде широкомасштабной интеграции в современные ЭЭС низкоуглеродных источников генерации, преимущественно на базе возобновляемых источников

* Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: ver3@tpu.ru

** Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская обл., Россия, e-mail: suvorovaa@tpu.ru

энергии (ВИЭ), например, фотоэлектрических солнечных электростанций (ФСЭС). В соответствии с отчетом международного энергетического агентства [1] прирост установленной мощности ФСЭС [2] только за 2021 г. составил почти 175 ГВт и превысил мощность ветроэнергетических установок – 102 ГВт. Одной из основных причин такого значительного прироста ФСЭС является существенное удешевление технологий производства фотоэлектрических модулей (ФЭМ). Так в период времени с 1975 по 2021 гг. средняя мировая цена на ФЭМ, измеряемая в долларах за ватт, уменьшилась более чем в 400 раз [1].

Для ФСЭС особенностью является их инверторное подключение, что отсекает прямое сопряжение с ЭЭС. Широкомасштабное внедрение ФСЭС с сетевыми инверторами (СИ), в основном функционирующих на базе статического преобразователя напряжения (СПН), принципиально изменяют динамические свойства энергосистем из-за особенностей функционирования СИ и его системы автоматического управления (САУ) по сравнению с традиционными генерирующими установками:

- увеличение скорости переходных процессов из-за уменьшения общей инерции энергосистемы, что может послужить причиной для неправильной работы противоаварийной автоматики;
- несогласованное действие системы управления ФСЭС с системами управления другого оборудования приводит к нарастающим колебаниям режимных параметров после возмущений за счёт использования больших коэффициентов усиления [3].

Обозначенные особенности приводят к существенному влиянию ФСЭС на переходные процессы в энергосистеме [4-6]. Особенно остро стоит данная проблема, когда ФСЭС внедряются в слабые сети. В таких сетях в последнее время по всему миру возникают незатухающие колебания [7], приводящие к нарушению устойчивости как в самих энергорайонах, так и распространяющиеся на целые энергообъединения. Данное свойство сети характеризуется с помощью коэффициента отношения короткого замыкания (ОКЗ) (short-circuit ratio (SCR)) – отношение мощности короткого замыкания сети переменного тока при номинальном напряжении в точке подключения к шинам внедрения ФСЭС (уравнение 1) [8, 9]:

$$\text{ОКЗ} = \frac{S_{\min}}{P_{\text{ВИЭ}}}, \quad (1)$$

где $S_{\min}$ – минимальное значение мощности короткого замыкания в точке подключения ВИЭ к сети без учета влияния ВИЭ (МВА), $P_{\text{ВИЭ}}$ – номинальная мощность ВИЭ (МВт).

Чем слабее система переменного тока, то есть чем меньше ОКЗ системы переменного тока к мощности ФСЭС, тем сильнее будет взаимодействие между системами переменного тока и ФСЭС. Следующие значения ОКЗ используются для классификации плотности сети:

- сеть с высоким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ, превышающему 3 о.е. (сильные сети/сильные энергорайоны).

- сеть с низким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ между 2 о.е. и 3 о.е. (слабые сети).
- сеть с очень низким ОКЗ классифицируется по значению ОКЗ ниже 2 о.е. (ультраслабые сети).

Именно в слабых и ультраслабых сетях в последнее время по всему миру возникают субсинхронные колебания, приводящие к нарушению устойчивости как в самих энергорайонах, так и распространяющиеся на целые энергообъединения.

Для решения обозначенных проблем необходима полная и достоверная информация о процессах в ФСЭС и слабых сетях при различных режимах их работы. Основным из доступных способов получения информации о режимах и процессах является математическое моделирование. При исследовании переходных процессов в традиционных ЭЭС обычно используются программно-вычислительные комплексы, основанные на расчете электромеханических переходных процессов. В данных комплексах приходится прибегать к различного рода упрощениям моделей силового оборудования. Один из вариантов решения проблемы упрощений оборудования ЭЭС является альтернативный комплексный подход, представляющий из себя гибридное моделирование, позволяющий для каждой стороны решаемой проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные способы и средства, объединение которых обеспечивает успешное решение проблемы в целом [10].

Обобщенная математическая модель фотоэлектрической солнечной электростанции и ее модернизация

Подкомитет по моделированию и верификации рабочей группы по моделированию ВИЭ (англ. Modeling and Validation Subcommittee Renewable Energy Modeling Working Group) из западного координационного совета по электроэнергии (англ. The Western Electricity Coordinating Council (WECC)) разработал ряд модульных, стандартных и общедоступных наборов динамических моделей ВИЭ, в том числе ФСЭС, для использования их в исследованиях, связанных с моделированием ЭЭС [11]. В настоящее время основными моделями ФСЭС, используемыми для моделирования являются обобщённые модели (англ. generic models), которые используются в программно-вычислительных комплексах для расчета электромеханических переходных процессов [12].

Основные особенности обобщенной модели ФСЭС, которые оказывают существенное влияние на полноту и достоверность расчёта режимов и процессов в ЭЭС, следующие:

1. Динамика работы блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) не воспроизводится.
2. Внутренний контур управления током (КУТ) воспроизводится упрощенно.
3. Контур управления активной мощностью (КУАМ) воспроизводится упрощенно. Упрощение связано с отсутствием системы управления СИ

со стороны источника и системы слежения за точкой максимальной мощности.

4. Цепь постоянного тока (ЦПТ) и её система управления не воспроизводятся.

5. Динамика самого первичного источника генерации также не воспроизводится.

6. Данная модель не подходит для точек соединения слабых сетей, где ОКЗ в точке соединения может составлять от 2 о.е. до 3 о.е. или меньше.

С учетом обозначенных упрощений были выполнены исследования по верификации обобщённых моделей ФСЭС, которые показали удовлетворительные результаты [13-14]. Однако общим для всех исследований является моделирование с помощью обобщённых моделей довольно медленных процессов, связанных с изменениями мощности ФСЭС. Причём, как правило, рассматриваются только небольшие возмущения, как это представлено на рис. 1, в данном случае проводилась верификация обобщённой модели на основании натурных данных [14].

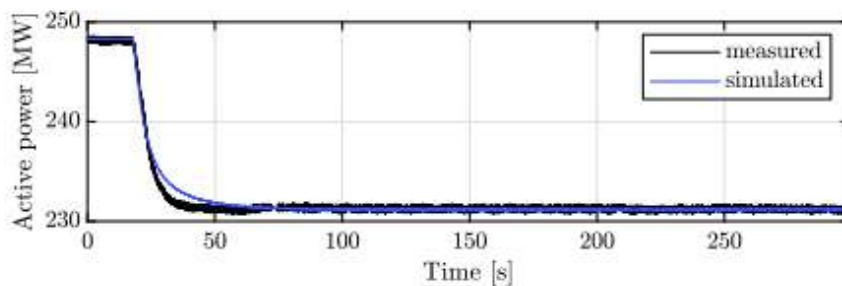


Рис. 1 – Изменение активной мощности ФСЭС [14].

Ввиду возникающих проблем с достоверностью результатов моделирования при использовании обобщённых моделей были предложены мероприятия по их модернизации, которые позволяют учесть обозначенные недостатки и использовать их для исследования переходных процессов в ЭЭС с ФСЭС, в том числе в слабой сети [6]. Для повышения численной устойчивости решения вместо источника тока предлагается использовать источник напряжения (рис. 2) [6, 11, 15].

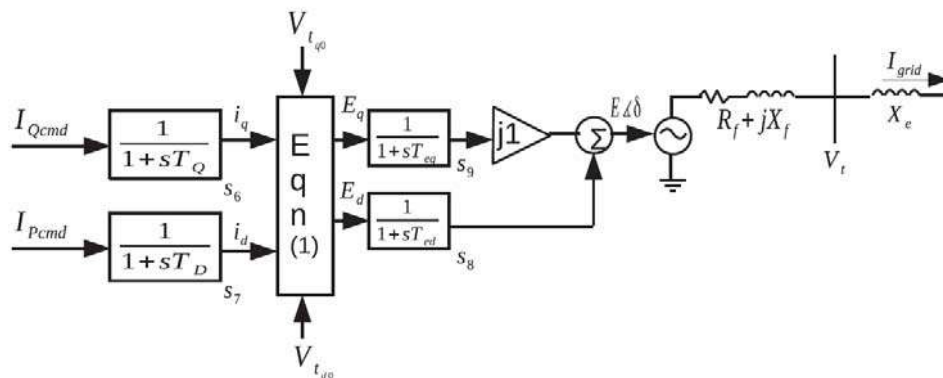


Рис. 2 – Модернизация блока REGC обобщённой модели ФСЭС [15].

Для возможности воспроизведения колебательных процессов в слабой сети в модель добавляется логика функционирования блока ФАПЧ, которая предназначена для определения угла вектора напряжения источника через частоту (рис. 3).

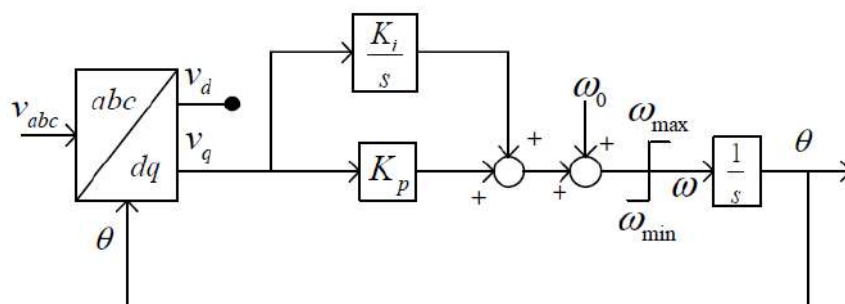


Рис. 3 – Структурная схема блока ФАПЧ используемая в модернизированной обобщённой модели ФСЭС [15].

Реализация динамики КУТ осуществляется без изменений с помощью апериодического звена первого порядка. Проведенные исследования показывают, что независимо от коэффициентов усиления пропорционально-интегральных каналов КУТ примерно через 10 мс после возмущения отклик детальной модели КУТ и её аппроксимации в виде апериодического звена совпадают [15]. Общая структурная схема модернизированной модели ФСЭС (рис. 4) описана в [15]. Данная модернизация является наиболее совершенной в настоящее время и позволяет рассматривать весь спектр возмущений в любой реальной ЭЭС.

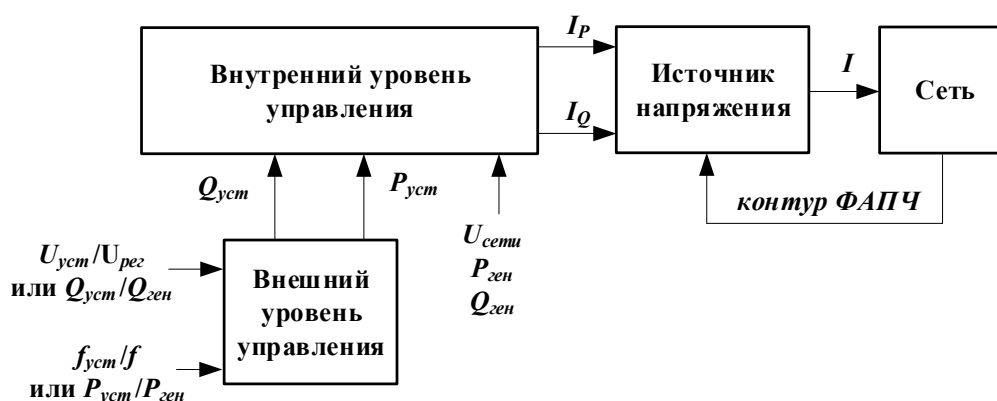


Рис. 4 – Модернизированная обобщенная модель ФСЭС.

Однако модернизированная модель не позволяет воспроизвести субсинхронные колебания режимных параметров, которые возникают преимущественно в слабой сети из-за быстрой динамики работы системы управления, которая, как правило настраивается на достижение быстрой реакции САУ СИ. Добавление в модернизированную обобщенную модель ФСЭС только ФАПЧ является недостаточным. Кроме этого, даже в случае добавления всех быстрых контуров в обобщенную модель ФСЭС, спектр процессов на которые они реагируют отличается от реальных, поскольку идеология численного моделирования электромеханических переходных

процессов исключает возможность воспроизведения необходимого в данном случае высокочастотного спектра. Это приводит к сложностям анализа результатов моделирования, получаемых с помощью модернизированной обобщенной модели ФСЭС, для настройки реальных систем управления ФСЭС, т.к. коэффициенты усиления и другие параметры из обобщенных моделей не могут быть перенесены в явном виде в реальное оборудование.

Альтернативный метод моделирования фотоэлектрических установок

Концепция альтернативного подхода к моделированию ФСЭС в общем виде основана на аналогичном подходе, который реализуется во всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [10]. С учетом конфигурации и специфики функционирования ФСЭС применяется структура моделирования, представляющая из себя специализированный гибридный процессор (СГП), приведенный на рис. 5 [16]:

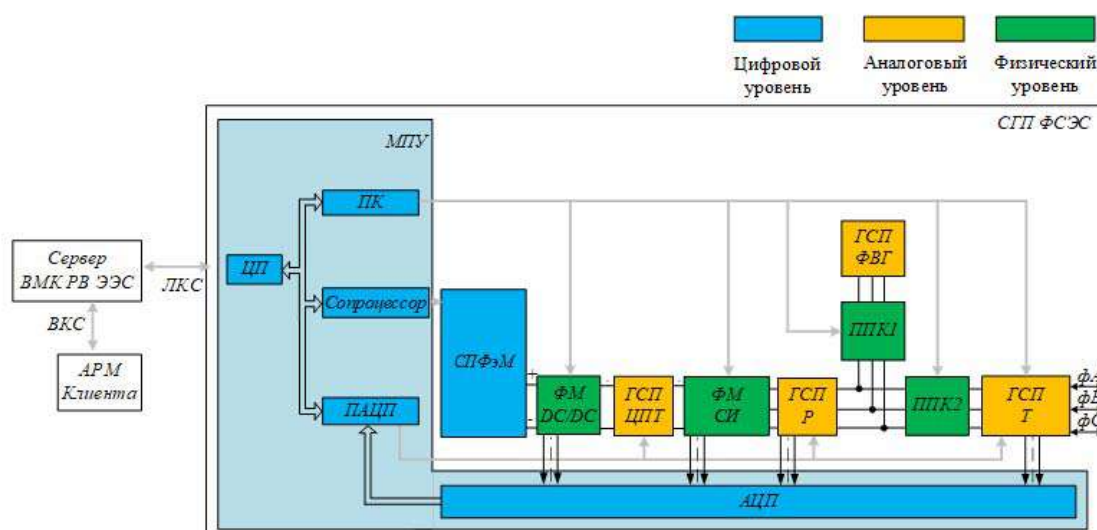


Рис. 5 – Структурная схема СГП ФЭС, где ВКС – внешняя компьютерная сеть, ЛКС – локальная компьютерная сеть, МПУ – микропроцессорный узел, ЦП – центральный процессор, ПК – процессор коммутации, ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования, СП – сопроцессор, ФМ – физическая модель, ГСП Р, ФВГ, Т - гибридные сопроцессоры реактора, фильтра высших гармоник, трансформатора, ППК – продольно-поперечный коммутатор.

В исследовании было интересно оценить возможности разработанного СГП ФСЭС воспроизводить субсинхронные колебания режимных параметров при внедрении ФСЭС в слабые сети. Для этого была реализована модель тестовой энергосистемы (рис. 6).

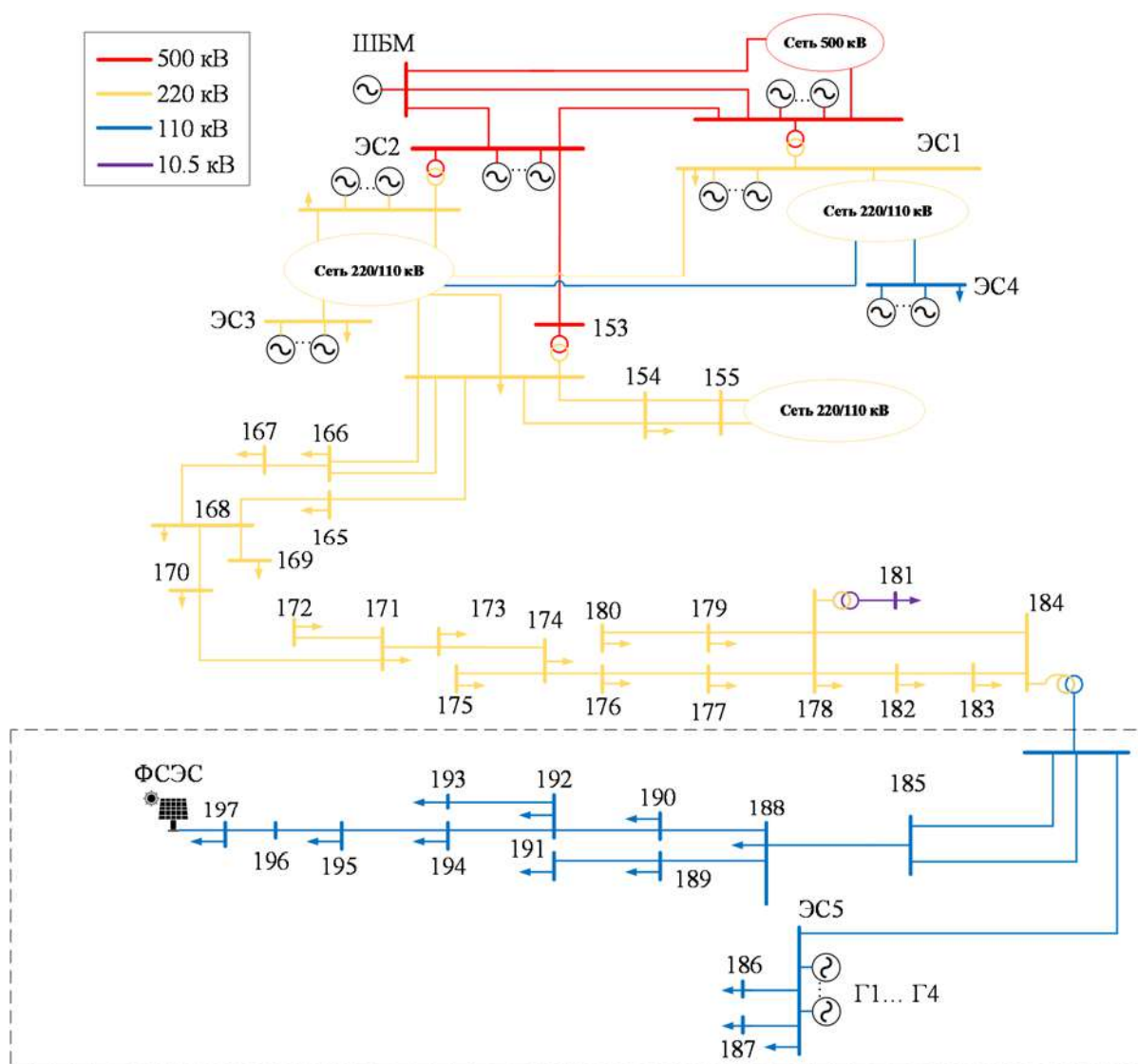


Рис. 6 – Схема тестовой ЭЭС.

Выделенная область (энергорайон 110 кВ) на рис. 6 показывает удалённый дефицитный энергорайон с местной синхронной генерацией (Г1-Г4), в который внедряется ФЭС. При внедрении ФЭС мощностью 35 МВт происходит изменение плотности сети и сеть становится слабой ($OK3 < 3$).

Рассмотрен сценарий с увеличением солнечной инсоляции. Сценарий заключался в изменении ОКЗ энергорайона путём увеличения выдаваемой мощности ФЭС за счёт скачкообразного изменения уровня инсоляции, исследование проводилось при разной настройке блока ФАПЧ (изменение полосы пропускания). Полосы пропускания были приняты следующие: ФАПЧ1 (5 Гц ($K_i = 232$; $K_p = 21$)), ФАПЧ2 (15 Гц ($K_i = 2096$; $K_p = 64$)), ФАПЧ3 (30 Гц ($K_i = 8387$; $K_p = 130$)), ФАПЧ4 (50 Гц ($K_i = 23298$; $K_p = 215$)). Полученные результаты представлены на рис. 7. Расчет полосы пропускания осуществлялся согласно формулам [17]:

$$\begin{aligned}
 f_{\text{пп}} &= 15 \\
 \omega l_{\text{пп}} &= 2 \cdot \pi \cdot f_{\text{пп}} = 94.248 \\
 Ki_{\text{ФАПЧ}} &= \frac{\omega l_{\text{пп}}^2}{2 + \sqrt{5}} = 2096.9 \\
 Kp_{\text{ФАПЧ}} &= \sqrt{2 \cdot Ki_{\text{ФАПЧ}}} = 64.76
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

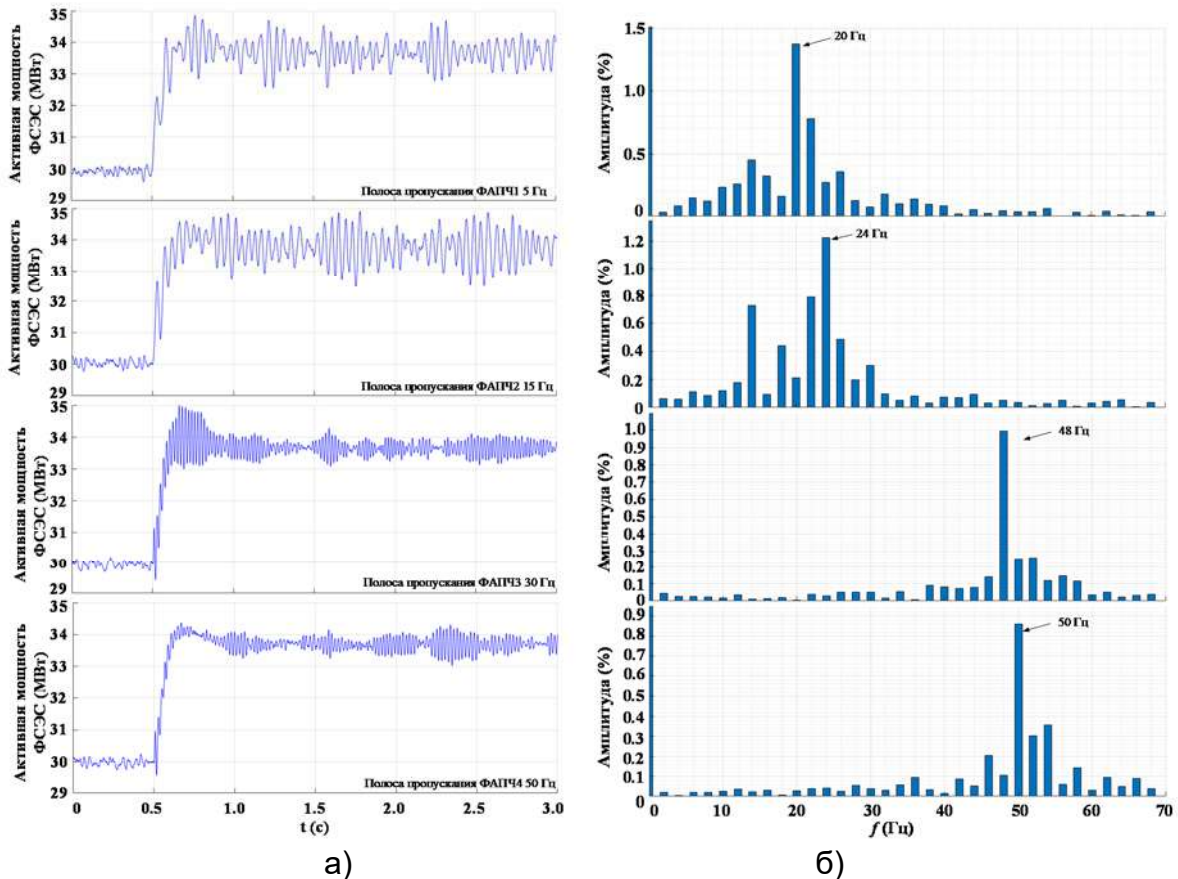


Рис. 7 – Осциллограммы активной мощности ФСЭС:

а – при разных полосах пропускания ФАПЧ,

б – гармонический спектр мощности ФСЭС при разных полосах пропускания ФАПЧ.

Увеличение солнечной инсоляции и как следствие уменьшение ОКЗ энергорайона приводит к возникновению незатухающих колебаний мощности (рис. 7а) разной частоты в зависимости от полосы пропускания ФАПЧ. Для каждого эксперимента был выполнен анализ гармонического спектра (рис. 7б) активной мощности, который выявил, что при полосе пропускания ФАПЧ 5 Гц в колебаниях мощности ФСЭС доминируют колебания частотой 20 Гц, при полосе пропускания ФАПЧ 15 Гц в колебаниях мощности ФСЭС доминируют колебания частотой 24 Гц, при полосе пропускания ФАПЧ 30 Гц в колебаниях мощности ФСЭС доминируют колебания частотой 48 Гц, при полосе пропускания ФАПЧ 50 Гц в колебаниях мощности ФСЭС доминируют колебания частотой 50 Гц. Экспериментально доказано, что с помощью разработанного СГП ФСЭС могут быть воспроизведены субсинхронные колебания режимных параметров различной частоты и амплитуды при изменении основных, влияющих на них факторов: настройка блока ФАПЧ и изменение ОКЗ сети.

Заключение

Широкомасштабное внедрение ФСЭС на базе СИ существенно изменяет динамику протекания переходных процессов в ЭЭС из-за особенностей функционирования СИ и его системы управления. Вследствие этого в ЭЭС, особенно в слабых сетях, могут наблюдаться явления, связанные с возникновением слабозатухающих и незатухающих колебаний режимных параметров различной частоты и амплитуды, которые возникают по причине неподходящей настройки САУ СИ ФСЭС для разных ОКЗ сети.

Для решения возникающих проблем, необходима информация о процессах в ФСЭС и ЭЭС в целом. Основной способ получения такой информации – математическое моделирование.

В работе представлен альтернативный подход моделирования ФСЭС в ЭЭС. В рамках существующей концепции всережимного моделирования разработан прототип СГП ФСЭС. Проведены тестовые испытания разработанного СГП ФСЭС.

Литература

1. Renewable Energy Market Update. Outlook for 2021 and 2022. Электронный ресурс]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/18a6041d-bf13-4667-a4c2-8fc008974008/RenewableEnergyMarketUpdate-Outlookfor2021and2022.pdf> (дата обращения: 20.02.2023).
2. ГОСТ Р 51594-2000. СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА Термины и определения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000.
3. Илюшин П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ, № 4, 2022, с. 98–107
4. Рудник В.Е., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Андреев М.В., Бай Ю.Д. Исследование функционирования алгоритма синтетической инерции в электроэнергетических системах разной плотности // iPolytech Journal, 2022, Т. 26, № 3, с. 465-486.
5. Huang S.H. et al. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience. IEEE PES General Meeting, San Diego. – CA, 2012, pp. 1–7.
6. Ramasubramanian D. et al. Positive Sequence Voltage Source Converter Mathematical Model for Use in Low Short Circuit Systems // IET Generation Transmission and Distribution, 2020, Vol. 14, pp. 87-97.
7. Cheng Y. et al. Real-World Subsynchronous Oscillation Events in Power Grids With High Penetrations of Inverter-Based Resources // IEEE Transactions on Power Systems, 2023, Vol. 38, № 1, pp. 316-330.
8. IEEE Std 1204-1997. IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities.
9. ГОСТ Р 59027-2020 (МЭК 60633:2019) «Передача электроэнергии постоянным током высокого напряжения». – М.: Стандартинформ, 2020.

10. Уфа Р.А., Гусев А.С., Васильев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А. Проблема адекватного моделирования функционирования вставок постоянного тока в электроэнергетических системах и средства её решения (часть 1) // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2017, № 5, с. 32–46.
11. WECC REMTF. Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline MVWG. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wecc.org/Reliability/Solar%20PV%20Plant%20Modeling%20and%20Validation%20Guideline.pdf> (дата обращения: 10.02.2023)
12. Clark K., Miller N.W., Walling R. Modeling of GE Solar Photovoltaic Plants for Grid Studies // General Electr. Int. Rep., 2010, Ver. 1.1.
13. Pourbeik P. et al. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies // IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, Vol. 32, № 3, pp. 1108-1116.
14. Machlev R. et al. Verification of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plant Models for Dynamic Studies of Transmission Networks // Energies, 2020, Vol. 13, 3191.
15. Ramasubramanian, D. et al. Converter Model for Representing Converter Interfaced Generation in Large Scale Grid Simulations // IEEE Transactions on Power Systems, 2017, Vol. 32, № 1, pp. 765-773.
16. Ruban N., Rudnik V., Razzhivin I., Kievec A. A hybrid model of photovoltaic power stations for modeling tasks of large power systems // EEA – Electrotehnica, Electronica, Automatica, 2021, Vol. 69, pp. 43-49.
17. Huang L., Xin H., Wang Z. Damping Low-Frequency Oscillations Through VSC-HVdc Stations Operated as Virtual Synchronous Machine // IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, Vol. 34, № 6, pp. 5803-5818.

УДК 621.311.1

УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКОЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Курбацкий* В.Г., Чулюкова** М.В.

Аннотация

При переходе энергетики России к новым моделям рынка электроэнергии и ориентированности электросетевых компаний на рост качества услуг становится актуальным вопрос изменения подходов к обеспечению надёжности электроснабжения (ЭС) конечного потребителя. Основное внимание в этом контексте уделяется повышению гибкости электроэнергетических систем (ЭЭС), находящихся в процессе трансформации. Для достижения этой цели активно используются различные источники гибкости, основанные на новых интеллектуальных технологиях. В статье рассмотрен новый метод гибкого управления нагрузкой потребителей в послеаварийном установившемся режиме и исследована эффективность предложенного метода на примере аварии в Приморском крае.

Ключевые слова: надёжность, гибкость, активный потребитель, распределенная генерация, электроснабжение, управление нагрузкой.

Введение

Преобразования в электроэнергетической отрасли России привели к ее разделению вертикально-интегрированных компаний и появлению множества самостоятельных предприятий и специализированных субъектов, каждый из которых влияет на уровень надёжности электроснабжения потребителей. Реформа электроэнергетики выявила экономические проблемы обеспечения надёжности электроснабжения: затраты на поддержание требуемого уровня надёжности или повышение (усиление и модернизация электрической сети, строительство и ввод новых мощностей) несут субъекты электроэнергетики, а негативные последствия от нарушения электроснабжения, главным образом, возникает у конечного потребителя вследствие нарушения технологического процесса производства [1–3].

Ключевым фактором работы с потребителями становится клиентоориентированность электросетевых компаний (ЭСК). Активное развитие высокоинтеллектуальных цифровых технологий привело к

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: kurbatsky@isem.irk.ru

** АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания, г. Благовещенск, Амурская обл., Россия, e-mail: margarita_kaigor@inbox.ru

появлению электроприемников, чувствительных к любым колебаниям напряжения. Нарушение ЭС, длящееся всего несколько миллисекунд, может повлиять на десятки тысяч основных операций технологических процессов. Результатом могут быть сбои в работе и потеря данных с опасными (аэропорты, больницы) или дорогостоящими последствиями (потеря производства). Выход из строя электроустановки может представлять серьезную опасность, как для ЭСК, так и для потребителей [4, 5].

На субъекты электроэнергетики возложена ответственность расстановки приоритетов отключаемых потребителей по категории надежности электроснабжения для выполнения задания Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) для обеспечения системной надежности. Зачастую это очень трудоемкая и практически невыполнимая задача, так как некоторым субъектам электроэнергетики сложно набрать просто необходимый объем нагрузки для отключения, не говоря уже о разбивке по очередям и категорийности. Несоответствие категорийности потребителей реальным угрозам его ЭС не учитывается при отключении нагрузки.

Особое внимание к вопросам надежности ЭС конечного потребителя вызывает значительный рост числа системных аварий каскадного характера с массовыми нарушениями режима ЭС в России и мире за последние годы, что негативно отражается на особо ответственных и социально-значимых потребителях, перерывы в ЭС которых по условиям технологического процесса недопустимы [6].

Логика рыночных отношений требует переосмысления нормативов надежности электроснабжения. Они должны быть экономически обоснованными и являться неотъемлемой частью, в первую очередь, деятельности отдельных субъектов и только во вторую - межсубъектных отношений. В этих условиях задачи обеспечения системной надежности и надежности электроснабжения нужно привести в соответствие с моделями оптового и розничных рынков [7].

Актуальные подходы к обеспечению надежности

Нормативы надежности ЭС в нашей стране сформулированы в правилах устройства электроустановок (ПУЭ). Причинами существенных дефектов современных нормативов является построение их на опыте прежней экономики страны и поэтому при проектировании существенно новых систем электроснабжения (СЭС) появляется риск выработки неверных решений. Нормативы допускают много неточностей, например, в критериях отнесения электроприемников к различным категориям. Нечеткость требований к надежности приводит к неграмотно спроектированным СЭС. [8].

В [9] предлагается придерживаться двух основных аспектов решения проблемы обеспечения надежности ЭС – технологического и организационно-мотивационного. Организационно-мотивационный

аспект состоит в мотивации субъектов электроэнергетики по управлению уровнем надёжности и позволяет ответить на вопрос: как организовать выявление оптимальных уровней надёжности и регулярное внедрение эффективных мероприятий по обеспечению надёжности. Технологический аспект заключается в разработке технологий, методик повышения надёжности по выбранным критериям. Он позволяет ответить на вопрос: за счёт каких технических средств, каким образом и насколько можно повысить уровень надёжности.

Появление новых интеллектуальных технологий в энергетике послужило появлению нового свойства ЭЭС – гибкости. Это относительно новое понятие по смыслу близко свойству режимной надёжности систем (security), как способности системы сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. Согласно [10], термин «гибкость» в большей степени отражает «активность» системы в смысле ее самоадаптации к названным внутренним и внешним факторам, чем «режимная надёжность». Таким образом, повышение гибкости ЭЭС является актуальным для решения вышеуказанных проблем.

На данный момент в России и мире существует много научных разработок совершенствования и адаптации устройств противоаварийного управления (ПАУ) к новым свойствам ЭЭС, основанных на гибком управлении активными элементами [11–15 и др.]. В качестве новых источников гибкости в ЭЭС рассматриваются системы накопления электроэнергии (СНЭ) и механизм управления спросом. Управление спросом, как источник гибкости, реализует следующий принцип: снижение мощности и потребления электроэнергии равносильно увеличению мощности генерации и росту выработки электроэнергии, а, следовательно, получению дополнительной мощности [16]. Такой имеющийся ресурс поддержания баланса мощности на стороне конечных потребителей электроэнергии может быть эффективно использован при решении вопросов восстановления электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях и повышения надёжности электроснабжения.

В статье рассматривается автоматика противоаварийного управления нагрузкой активных потребителей (АПУНАП) в качестве нового инструмента повышения гибкости СЭС и надёжности электроснабжения потребителей [17, 18]. Данная автоматика разработана для интеллектуальных СЭС с активными элементами, включающих в себя собственные распределённые энергоисточники, СНЭ, регулируемую нагрузку потребителей. Известно, что принципиально возможно два режима работы таких СЭС: параллельная работа с энергосистемой и изолированная (автономная).

При выделении интеллектуальной СЭС на изолированную работу в аварийных ситуациях сначала начинает работать традиционная противоаварийная автоматика (ПА). Для реализации управляющих

воздействий (УВ) традиционной ПА могут быть использованы электроустановки потребителей всех категорий надёжности электроснабжения [19]. Действия традиционной ПА направлены на отключение нагрузки высшего класса напряжения (6/10/35/110 кВ) и не учитывают сохранение питания ответственных потребителей от более низкого класса напряжения (0,4 кВ). Следовательно, в аварийных ситуациях при разных схемно-режимных условиях могут быть отключены потребители 1 категории наряду с тем, что часть потребителей 2 и 3 категории остаются включенными.

Кроме того, в последнее время задача обеспечения надежного электроснабжения социально-значимых объектов (СЗО) усугубилась изменением климата и повышенным требованиям к системам тепло-, водоснабжения, которые проектировались в прошлом веке. Зачастую, в аварийных ситуациях отключения нагрузки в условиях аномально низких температур в большинстве регионов России под ограничения в электроснабжении попадают котельные, бойлерные, насосные, водозаборы и т.д. При этом надо отметить, что согласно ПУЭ, эти объекты относятся ко 2 категории надёжности электроснабжения, но согласно [20] котельные по отпуску тепла имеют 1 категорию надёжности, являющиеся единственным источником тепловой энергии системы теплоснабжения, обеспечивающей потребителей первой категории, не имеющей резервных источников тепловой энергии. В связи с этим, в условиях дефицита генерирующей мощности для оперативного восстановления электроснабжения СЗО, в первую очередь — котельных, СО ЕЭС вынуждены получать дополнительную мощность за счет ввода графиков аварийного ограничения (ГАО) и отключать потребителей, чтобы восстановить электроснабжение СЗО.

Основная идея АПУНАП состоит в автоматическом снижении потребления мощности активных потребителей 2-й и 3-й категории надёжности (второстепенная нагрузка) до минимальных значений и тем самым высвобождения дополнительной мощности для восстановления электроснабжения потребителей 1-й категории надёжности (ответственная нагрузка) и социально-значимых объектов, отключенных ранее действием традиционной ПА.

Разработанный алгоритм работы АПУНАП представлен на рисунке 1 в виде упрощенной блок-схемы, на которой стрелками показаны информационные связи координирующего комплекса автоматики.

АПУНАП является **дополнительной** автоматикой ПАУ в послеаварийном установившемся режиме работы СЭС, поэтому действия АПУНАП начинаются при установлении баланса потребляемой и генерируемой мощностей после завершения работы традиционной ПА. АПУНАП не работает при отключении нагрузки ответственных потребителей действием релейной защиты (РЗ) от повреждений электрооборудования.

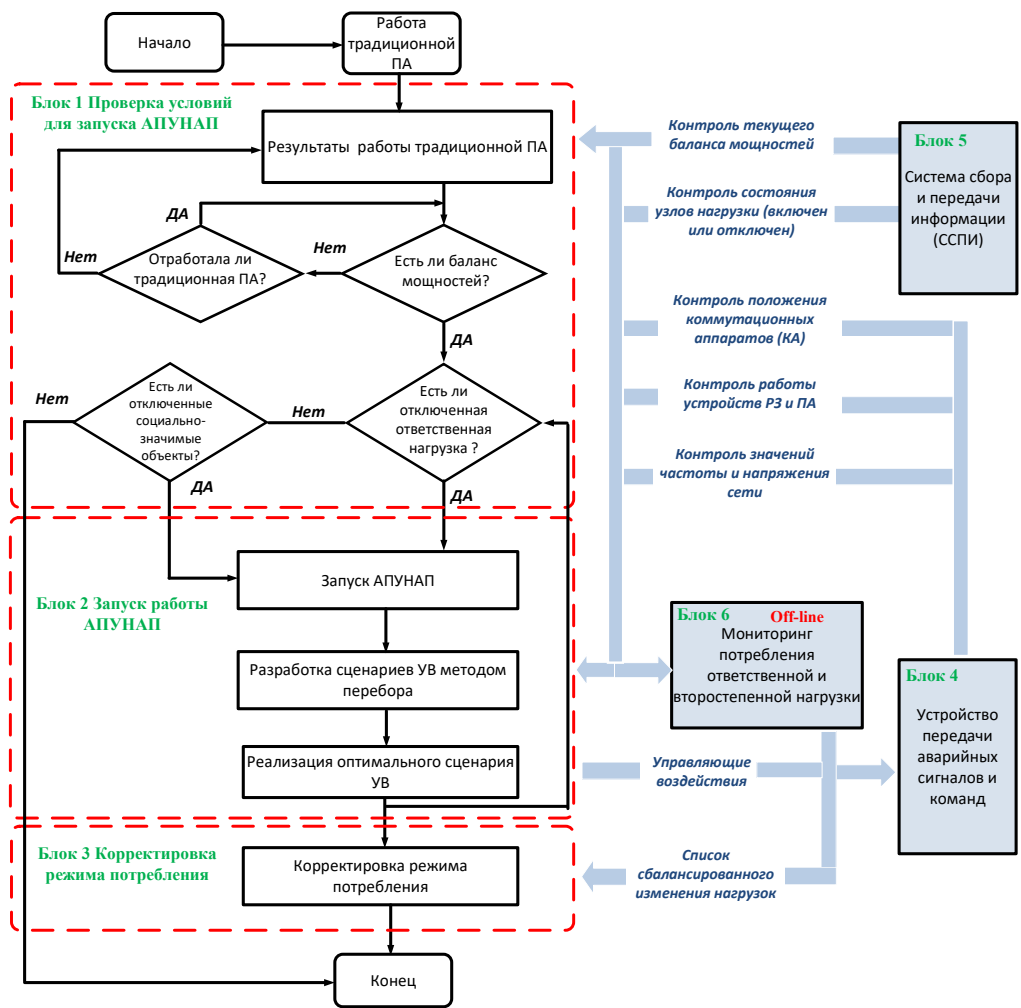


Рис. 1 – Упрощенная блок-схема алгоритма и информационных связей координирующего комплекса АПУНАП.

Блок-схема включает в себя шесть блоков, функции которых представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Функции и формулы блок-схемы алгоритма работы АПУНАП

Номер блока	Функции и формулы блока
1	2
Блок 1	Определение условий для запуска АПУНАП: а) <i>установление баланса мощностей после завершения работы традиционной ПА в изолированной «активной» СЭС</i> $P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}} + \pi. \quad (1)$ где $P_{\text{ген}}$ – генерирующая мощность, МВт; $P_{\text{потр}}$ – потребляемая мощность, МВт; π – потери мощности, МВт; б) <i>критерий наличия отключенных ответственных потребителей:</i> $\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}i}^I > 0, \quad i = 1, \dots, K \quad (2)$

Продолжение Таблицы 1	
1	2
	в) критерий наличия отключенных объектов СЗО: $\sum_{i=1}^M P_{\text{откл}_i}^{\text{СЗО}} > 0, \quad i = 1, \dots, M \quad (3)$ $- \text{prizn}_j = \begin{cases} 0 - \text{включен} \\ 1 - \text{отключен} \end{cases} \quad \& \quad B_j = \begin{cases} 0 - \text{включен} \\ 1 - \text{отключен} \end{cases} \quad (4)$ где $P_{\text{откл}_i}^{\text{СЗО}}$ – отключенная мощность объекта СЗО в узле i, M – число узлов с объектами СЗО, prizn_j – признак состояния СЗО в узле i, B_j – узел с объектом СЗО.
Блок 2	Разработка УВ АПУНАП методом перебора по критерию минимальной разности между значениями отключенной активной мощности ответственной нагрузки (СЗО) и высвобожденной активной мощности второстепенной нагрузки: а) <i>целевая функция (ЦФ)</i> определения оптимального сценария потребления мощности для подключения ответственной нагрузки с учетом ограничений (6), (7), (8): $F = \min \left(\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^I - \left(\sum_{i=1}^N P_{i_{\text{свобод}}}^{III} + \sum_{i=1}^B P_{i_{\text{свобод}}}^{II} \right) \right) + \sum_{i=1}^K P_{\text{невосст}_i}^I \varepsilon^k, \quad (5)$ $P_{\text{ген\_изолир}} - (P_{\text{наг\_изолир}} + \pi) = 0 \quad (6)$ $0 < \sum_{i=1}^N P_{i_{\text{изолир}}}^{III} \leq P_{\text{ген\_изолир}} \quad (7)$ $0 < \sum_{i=1}^B P_{i_{\text{изолир}}}^{II} \leq P_{\text{ген\_изолир}} \quad (8)$ где $P_{i_{\text{свобод}}}^{III}$ – высвобожденная мощность нагрузки 3 категории в узле i, $P_{i_{\text{свобод}}}^{II}$ – высвобожденная мощность нагрузки 2 категории в узле i, ε^k – коэффициент штрафа за длительность перерыва ЭС потребителей, $P_{\text{невосст}_i}^I$ – невосстановленная мощность потребителей 1 категории в узле i; N – количество узлов с нагрузкой 3 категории; B – количество узлов с нагрузкой 2 категории б) <i>коэффициент штрафа</i> за длительность перерыва в ЭС ответственных потребителей $\varepsilon^k = \frac{k}{n_{\text{апунап}} + b_{\text{апунап}} + k}, \quad (9)$ где k – число узлов нагрузки 1 категории, которую не удалось включить УВ, $n_{\text{апунап}}$ – количество узлов нагрузки 3 категории со сниженным потреблением до минимальных значений, $b_{\text{апунап}}$ – количество узлов нагрузки 2 категории со сниженным потреблением до минимальных значений;

Продолжение Таблицы 1	
1	2
	в) <i>критерий оптимальности</i> выбора сценария потребления мощности и реализации УВ для подключения ответственных потребителей: $\min \{F_i\}, \quad i = 1, \dots, n_c, \quad (10)$ при $\min \{n_{\text{апунап}_{\text{nc}}}\}, \min \{b_{\text{апунап}_{\text{nc}}}\}$ где n_c – число рассматриваемых сценариев перераспределения потребления мощностей; г) ЦФ для минимизации отключенных СЗО за счет снижения потребления мощности второстепенной нагрузки при ограничениях (6, 7, 8) $F_{\text{сзо}} = \min \left(\sum_{i=1}^M P_{\text{откл}_i}^{\text{сзо}} - \left(\sum_{i=1}^N P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^B P_{i_{\text{свобод}}}^{\text{II}} \right) \right) + \quad (11)$ $+ \sum_{i=1}^M P_{\text{невосст}_i}^{\text{сзо}} \varepsilon^m,$ где $P_{\text{откл}_i}^{\text{сзо}}$ – отключенная мощность объекта СЗО в узле i, M – число узлов с объектами СЗО, $P_{\text{невосст}_i}^{\text{сзо}}$ – невозстановленная мощность объектов СЗО в узле i; д) <i>коэффициент штрафа</i> за длительность перерыва в ЭС объектов СЗО $\varepsilon^m = \frac{m}{n_{\text{апунап}} + b_{\text{апунап}} + m} \quad (12)$ где m – число объектов СЗО, которых не удалось включить УВ, $n_{\text{апунап}}$ – количество узлов нагрузки 3 категории со сниженным потреблением до минимальных значений, $b_{\text{апунап}}$ – количество узлов нагрузки 2 категории со сниженным потреблением до минимальных значений; е) <i>критерий оптимальности</i> выбора сценария потребления мощности и реализации УВ для подключения объектов СЗО: $\min \{F_{\text{сзо}_i}\}, \quad i = 1, \dots, n_c, \quad (13)$ при $\min \{n_{\text{апунап}_{\text{nc}}}\}, \min \{b_{\text{апунап}_{\text{nc}}}\}$
Блок 3	Корректировка режима потребления для снижения ущерба потребителей со сниженной до минимальных значений нагрузкой до момента полного восстановления режима работы «активной» СЭС путем минимизация суммарной ЦФ (14), (15) на всем прогнозном времени восстановления за счет выбора состава и времени УВ x_t для каждого момента времени предполагаемого диапазона [21]: $\min \sum_{t=0}^T f_t (\{x_0, \dots, x_t\}) \quad (14)$ $\min \sum_{t=1}^T f_t (X_t, t) = \sum_{t=1}^T f_{dt} (X_t) + \sum_{t=1}^C f_{ci} (x_{ti}, t) \mid \begin{matrix} b(x) \geq 0 \\ g(x) = 0 \end{matrix} \quad (15)$ где X_t – УВ, доступные в момент времени t; f_{dt} – функция статической оптимизации каждого режима для времени t; f_{ci} – монотонно убывающая функция стоимости УВ x_{ti}, зависящая от времени воздействия, которые были выполнены до времени t; $b(x)$ – ограничения на управляющие параметры; $g(x)$ – сетевые ограничения.

Продолжение Таблицы 1	
1	2
Блок 4	Реализация УВ с контролем восстановления напряжения и контролем набора активной мощности у ответственных потребителей и СЗО
Блок 5	Измерение технических параметров и контроля состояния СЭС в режиме онлайн в нормальных и аварийных режимах с последующей передачей информации в пусковые органы АПУНАП
Блок 6	Формирование и постоянное обновление единой база данных энергорайона в режиме оффлайн, содержащей информацию о величине потребляемой мощности потребителей 1, 2, 3 категории и СЗО с учетом их суточных графиков нагрузки с последующей ее передачей в Блок 5.

Критерием оценки эффективности работы УВ АПУНАП является время восстановления (restoration time) ЭС потребителей с ответственной нагрузкой и СЗО [12].

Авария 23 января 2023 года в Приморском крае [22, 23]

Энергосистема Приморского края состоит из 4-х энергорайонов. В энергорайон №2, в котором произошла авария 23 января 2023 года, входят потребители Артёмовского и Уссурийского городских округов, Хасанского, Шкотовского, Надеждинского муниципальных районов. Электроснабжение энергорайона №2 осуществляется по 9ВЛ-110 кВ, которые получают мощность от Артемовской ТЭЦ и подстанции ПС-220 кВ Уссурийск-2.

23 января 2023 года около 7 часов утра на Артемовской ТЭЦ произошло аварийное отключение блока-генератора №7 с нагрузкой 95 МВт. Для ликвидации токовой перегрузки в сети 110 кВ на подстанции ПС-220 кВ Уссурийск-2 была сформирована команда на запуск автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) для разгрузки ВЛ-110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье.

В 7:19 были реализованы УВ на отключение 4-х ВЛ-35 кВ и 5-ти фидеров 6 кВ. В результате действий ПА было отключено суммарно 37,4 МВт (население 34960 человек Уссурийского городского округа). В условиях аномально низких температур (-25°C) без напряжения остались 12 объектов систем теплоснабжения (угольные котельные, бойлерные, насосные), которые обеспечивают теплом потребителей 1-й категории, не имеющих резервных источников тепловой энергии.

В условиях дефицита генерирующей мощности для оперативного восстановления ЭС СЗО, в первую очередь — котельных, в 9:02 по команде Приморского РДУ были введены графики ГАО и отключены дополнительно 5 МВт (второстепенной нагрузки). Полученная свободная мощность была перераспределена между СЗО в ручном режиме путем выполнения переключений оперативно-выездными бригадами и были запитаны к 12:17 (через 4 часа 58 минут). В 13:08 восстановлено ЭС всех потребителей.

Демонстрация работы алгоритма автоматики АПУНАП для восстановления электроснабжения СЗО

Первый шаг (логика работы Блока 1 алгоритма)

Проверка условий для запуска АПУНАП:

а) результаты работы традиционной ПА в результате аварийного выделения «активной» СЭС на изолированную работу по формуле (1):

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}} + \pi = 34 \text{ МВт};$$

б) наличие отключенных ответственных потребителей по формуле (2):

$$\sum_{i=1}^K P_{\text{откл}_i}^I = 0 \text{ МВт};$$

в) наличие отключенных объектов СЗО по формулам (3), (4) (данные сведены в таблицу 2):

Таблица 2. Отключенные объекты СЗО с разбивкой по мощности

№ узла с СЗО	1	2	4	5	5.1	6	9	10	11	14	19	36
$P_{\text{откл}_i}^{\text{СЗО}}$, МВт	0,2	0,4	0,6	0,4	0,4	0,7	0,4	0,3	0,3	0,5	0,5	0,3
$\text{prizn}_j \& B_j$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

$$\sum_{i=1}^M P_{\text{откл}_i}^{\text{СЗО}} = 5 \text{ МВт}, \quad M = 12$$

Условия (1), (3), (4) для запуска АПУНАП выполнены.

Второй шаг (логика работы Блока 2 алгоритма)

а) Формирование УВ АПУНАП методом перебора для подключения объектов СЗО.

На данном этапе работы алгоритма работы АПУНАП рассматривается помощь эксперта. Эксперту алгоритм АПУНАП предложил два сценария снижения потребления второстепенной нагрузки для получения свободной мощности и подключения объектов СЗО в (Таблица 3).

Таблица 3. Разработанные сценарии УВ АПУНАП для подключения объектов СЗО

Исходная информация					Результаты расчетов			
№ узла $P_i^{\text{СЗО}}$	$P_{\text{откл}_i}^{\text{СЗО}}$ МВт	№ узла P_i^{III}	$P_{\text{вкл}_{\max}}^{\text{III}}$ МВт	$P_{\text{вкл}_{\min}}^{\text{III}}$ МВт	$P_{\text{свобод}}^{\text{III}}$ МВт	$P_{\text{невосст}}^{\text{СЗО}}$ МВт	F_1 по формуле (11)	ε_1^m по формуле (12)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сценарий №1								
1	0,2	7	0,75	0,4	0,35	-	-	-
2	0,4	13	0,8	0,5	0,3	-	-	-
4	0,6	16	0,85	0,5	0,35	-	-	-
5	0,4	17	2,5	1,5	1,0	-	-	-
5.1	0,4	18	2,3	1,3	1,0	-	-	-

Продолжение Таблицы 3								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0,7	22	2,2	1,2	1,0	-	-	-
9	0,4	10	2,6	1,6	1,0	-	-	-
10	0,3	-	-	-	-	-	-	-
11	0,3	-	-	-	-	-	-	-
14	0,5	-	-	-	-	-	-	-
19	0,5	-	-	-	-	-	-	-
39	0,3	-	-	-	-	-	-	-
Итого	5,0	-	12,0	7,0	5,0	0	0	0
Сценарий №2								
№ узла $P_i^{сзо}$	$P_{откл\_i}^{сзо}$ МВт	№ узла P_i^{III}	$P_{вкл\_max}^{III}$ МВт	$P_{вкл\_min}^{III}$ МВт	$P_{свобод}^{III}$ МВт	$P_{невосст\ i}^{сзо}$ МВт	F_1 по формуле (11)	ε_1^m по формуле (12)
1	0,2	3	0,55	0,2	0,35	-	-	-
2	0,4	7	0,75	0,4	0,35	-	-	-
4	0,6	13	0,8	0,5	0,3	-	-	-
5	0,4	19	1,0	0,8	0,2	-	-	-
5.1	0,4	21	0,65	0,4	0,25	-	-	-
6	0,7	26	1,05	0,35	0,7	-	-	-
9	0,4	28	2,4	1,5	0,9	-	-	-
10	0,3	30	1,8	1,0	0,8	-	-	-
11	0,3	32	0,55	0,4	0,15	-	-	-
14	0,5	33	2,2	1,2	1,0	-	-	-
19	0,5	-	-	-	-	-	-	-
39	0,3	-	-	-	-	-	-	-
Итого	5,0	-	11,75	6,75	5,0	0	0	0

б) Расчет критерия оптимальности по формуле (13).

$$\min \{0; 0\}, \quad i = 1, 2, \text{ при } \min \{7; 10\}$$

Отсюда, целевые функции сценария №1 F_1 и сценария №2 F_2 имеют минимальные значения и равняются нулю. Эксперт выберет для реализации сценарий №1, поскольку в данном сценарии для получения свободной мощности АПУНАП использовалось меньшее число узлов нагрузки 3 категории, чем в сценарии №2.

Третий шаг (логика работы Блока 3 алгоритма)

Корректировка режима потребления по условиям (14), (15).

Заключение

1. Разработки и внедрение новых технических средств для повышения гибкости, что позволяет успешно СЭС адаптироваться к нынешним неопределенным условиям их развития. При этом одним из эффективных и востребованных средств управления как нормальными, так и аварийными режимами работы СЭС является механизм управления спросом.

2. В статье предложена новая автоматика ПАУ, основанная на технологии управления нагрузкой потребителей. Технический результат от УВ АПУНАП продемонстрирован на реальной аварии с нарушением электроснабжения социально-значимой нагрузки. Результаты исследований подтвердили актуальность перехода существующих СЭС к новым «интеллектуальным» СЭС с активными элементами.

Литература

1. Папков Б.В., Куликов А.Л. Основы теории систем для электроэнергетиков / под ред. Н.И. Воропая. Н.Новгород: изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2011. 456 с.
2. Эдельман В.И. Надёжность технических систем: экономическая оценка. М.: Экономика, 1988. 151 с.
3. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010. 188 с.
4. Осак А.Б. Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надёжности ЭЭС / А.Б. Осак, А.Б. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Сборник: Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надёжности систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 258–264.
5. Папков Б.В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, В.Л. Осокин. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. 51 с.
6. Авхимов К.Б., Будовский В.П. Основные тенденции изменения аварийности энергосистем // International independent scientific journal. 2020. №15. С. 28-33.
7. Кучеров Ю.Н., Китушин В.Г. Реформирование и надёжность электроснабжения // Энерго Рынок. 2005. № 1. С. 40–47.
8. Воропай Н.И. Надёжность систем электроснабжения: учебное пособие для вузов по направлению «Электроэнергетика и электротехника» / Н.И. Воропай, Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ СО РАН). Новосибирск: Наука, 2015. 208 с. – ISBN 978-5-02-019201-0.
9. Шарыгин М.В. Общий подход к решению проблемы обеспечения надёжности электроснабжения потребителей // Электричество. 2015. №2. С. 12–17.
10. Надёжность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов / отв. ред. Н.И. Воропай. М.: Энергия, 2007. 192 с.
11. Jamborsalamati P., Garmabdari R., Hossain J., Lu J., Dehghanian P. Planning for resilience in power distribution networks: A multi-objective decision support // IET Smart Grid, 2021, Vol.4, No.1, pp.45–60. doi: 10.1049/stg2.12005
12. Xu J., Xie B., Liao S., Yuan Z., Ke D., Sun Y., Li X., Peng X. Load Shedding and Restoration for Intentional Island with Renewable Distributed

Generation // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, Vol.9, No.3, pp.612–624. doi: 10.35833/MPCE.2019.000062

13. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Каратаев Б.Н. и др. Адаптивные алгоритмы автоматики распределенного отключения нагрузки // Электрические станции. №11(1024). 2016. С.27–35.

14. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019, 364 с.

15. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем / Н. И. Воропай, К. Ретанц, У. Хэгер [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение, 2021, № 1(64), с. 52–63.

16. Зубакин В., Опадчий Ф., Кулешов М., Архипов А., Шевченко С. Влияние проектов по управлению спросом на изменение цены электроэнергии на примере ВИНК // Энергорынок, 2019, № 7, с.

17. Воропай Н.И. Чулюкова М.В. Противоаварийное управление нагрузкой для обеспечения гибкости электроэнергетических систем / Вестник ИрГТУ. 2020. Вып.4. С. 781-794.

18. Voropai, N. I., Chulyukova, M. V., Petrov A. A. Automatic emergency load control of electric power systems: trends, new solution, problems. 11th Symposium on Control of Power and Energy Systems, IFAC-CPES 2022, Vol. 55, Issue 9, pp. 12-17, DOI: 10.1016/j.ifacol.2022.07.003.

19. Приказ Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 «Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики», зарегистрирован в Минюсте России 9 августа 2013 г., № 29348. 52 с.

20. Строительные нормы и правила: СНиП II-35-76 «Котельные установки»: нормативно-технический материал. Москва: [б.и.], 2016. 93 с.

21. Домышев А.В. Стохастический метод для оптимального управления нормальными электрическими режимами энергосистем // Энергетик, 2021, №1, С. 11-14.

22. Сайт МедиаХолдинга PrimaMedia <https://primamedia.ru/news/1453940/?from=19> (дата обращения 19.02.23).

23. Сайт ИАА «ВостокМедиа» <https://vostokmedia.com/news/2023-01-23/tret-ussuriyska-ostalas-bez-elektrichestva-v-anomalnye-holoda-v-primorie-prichiny-2643403> (дата обращения 19.02.23).

УДК 338.51

НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, КАК ФАКТОР УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Ахметова* И.Г., Залялова А.Р., Нурисламова А.Р.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания №075-01262-22-00 от 28.12.2021 (дополнительное соглашение №075-01262-22-01 от 28.01.2022 г., №075-03-2022-151/1 от 31.01.2022 г., №075-03-2023-291/1 от 28.02.2023 г.).

Аннотация

Надёжность тепловых сетей – один из важных принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных Федеральным законом. Надёжность теплоснабжения на всей территории Российской Федерации имеет тенденцию к снижению из-за недостаточного объема замены тепловых сетей. В статье рассмотрена возможность использования программного документа - схемы теплоснабжения, как инструмента для обоснования получения бюджетного финансирования мероприятий по повышению надёжности теплоснабжения или перехода к «ценовой зоне».

Ключевые слова: надёжность тепловых сетей, схема теплоснабжения, метод «альтернативной котельной», повреждаемость тепловых сетей.

Климатические условия Российской Федерации с длительным временем стояния отрицательных температур наружного воздуха на большей площади территории страны определяют отрасль теплоснабжения, как ключевую, обеспечивающую нормальную жизнедеятельность населения.

Надёжность теплоснабжения один из важных принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Без обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения невозможно строить планы по устойчивому развитию отрасли.

Ключевым элементом системы теплоснабжения, определяющим ее надёжность, являются тепловые сети. Это обусловлено тем, что источники тепловой энергии имеют резервное теплогенерирующее, насосное оборудование. Выход из строя одного котла или насоса, как правило, не

* ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань, Республика Татарстан, Россия, e-mail: irina_akhmetova@mail.ru

приводит к отключению потребителей, в самом негативном случае снижаются параметры и качество поставляемой тепловой энергии.

При авариях на тепловых сетях возможно полное отключение теплоснабжения потребителей, что при низких температурах наружного воздуха может привести к усугублению ситуации за счет «размораживания» внутренних систем отопления потребителей, участков тепловых сетей.

Из материалов доклада о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г., подготовленного Министерством энергетики Российской Федерации и ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России [1], следует, что при общей протяженности тепловых сетей в стране 167,4 тыс. км. требуют замены 51,51 тыс. км. (30,77%), находятся в ветхом состоянии 38,8 тыс. км. (23,18%). При этом за последние 5 лет общая протяженность тепловых сетей по Российской Федерации снизилась на 4,15 тыс. км., а доля ветхих тепловых сетей за тот же период увеличилась на 2,04 тыс. км.

Основной причиной высокого износа трубопроводов тепловых сетей являются недостаточные объемы замены. Так, перекладка тепловых сетей в 2020 г. составила в целом по России всего 3,371 тыс. км, т. е. всего 6,7% от требуемых объемов замены сетей (рис. 1).



Рис. 1 – Соотношение протяженности требующих замены трубопроводов и замененных в РФ в 2016-2020 гг., тыс. км.

Увеличение доли трубопроводов, нуждающихся в замене, приводит к увеличению количества аварий в тепловых сетях. С 2018 по 2020 год аварийность тепловых сетей в целом по Российской Федерации выросла на 22% [1].

Сохранение тенденции увеличения уровня износа и аварийности тепловых сетей в среднесрочной перспективе неизбежно приведет к критическому снижению надежности теплоснабжения.

При этом причиной недостаточного объема замены тепловых сетей может служить как дефицит средств на реконструкцию, модернизацию, ремонт, учтенных в тарифе на тепловую энергию, так и неудовлетворительное, некачественное планирование теплоснабжающих организаций в рамках инвестиционных программ, планов капитального и текущего ремонта.

Необходимо отметить, что проблема обеспечения надежности коммунальной инфраструктуры и тепловых сетей в частности не остается без внимания Правительства Российской Федерации. Разработаны механизмы, обеспечивающие дополнительные источники финансирования мероприятий по замене ветхих сетей. Это программы, осуществляемые при содействии Фонда развития территорий:

- выдача субсидий регионам на создание, реконструкцию, модернизацию объектов коммунальной инфраструктуры (Постановление Правительства РФ от 26 декабря 2015 года №1451);

- льготные займы на модернизацию объектов коммунальной инфраструктуры (Постановление Правительства РФ от 2 февраля 2022 года №87);

- выделение невозвратных бюджетных средств на реконструкцию линейных объектов (Постановление Правительства РФ от 08.12.2022 № 2253).

Разработаны программы, реализуемые через банк «ДомРФ»:

- финансирование строительства (реконструкции) объектов инфраструктуры с использованием облигаций ООО «СОПФ «Инфраструктурные облигации»;

- предоставление займов на цели проектирования, строительства и (или) реконструкции объектов инфраструктуры на основании концессионного соглашения или соглашения о государственно-частном партнерстве, соглашения о муниципально-частном партнерстве.

Отдельно следует отметить предложенное Правительством РФ решение проблемы в рамках перехода на новую целевую модель рынка тепловой энергии: метода ценовых зон или метод «Альтернативной котельной» (АК). Этот метод регулирования введен Постановлением Правительства РФ от 15 декабря 2017 г. N 1562 «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)» [2].

Впервые идея новой модели рынка тепла была озвучена в 2010 году, и значительно эволюционировала с учетом минимизации всех возможных рисков. Такая модель предусматривает переход от государственного регулирования к установлению предельного уровня цены на тепловую энергию. Важно, что такой предельный уровень определяется не от текущих

затрат поставщика тепловой энергии в реальной системе централизованного теплоснабжения, сложившейся к текущему моменту, а методом сравнения (бенчмаркинга) со стоимостью наиболее эффективного альтернативного теплоснабжения для потребителя, замещающего централизованное теплоснабжение (цена «альтернативной котельной»). То есть стоимость централизованного теплоснабжения для потребителя не должна быть дороже перехода на собственные источники генерации тепла [3]. Методология и порядок расчета предельного уровня на тепловую энергию утверждены [2] и едины для всей страны.

При методе «альтернативной котельной» цена на тепловую энергию может отличаться от фактических установленных тарифов как в большую, так и в меньшую сторону. Если стоимость «альтернативной котельной» будет меньше, то тарифы будут заморожены, пока не сравняются с предельным уровнем цены. Если же стоимость выше, то будет составлен график постепенного доведения до цены «альтернативной котельной» на 5-10 лет.

Теплоснабжающие организации при условии превышения цены «альтернативной котельной» величины тарифов на тепловую энергию установленных до перехода к ценовым зонам обязаны направить дополнительные средства от реализации тепловой энергии на мероприятия, повышающие надежность, качество и энергоэффективность теплоснабжения.

При переходе на метод ценовых зон в населенном пункте определяется единая теплоснабжающая организация (ЕТО). Она отвечает за работу всех элементов теплоснабжения в своей деятельности: производство, транспортировка, сбыт тепловой энергии. В одном населенном пункте может быть несколько ЕТО.

ЕТО наделяется расширенными полномочиями по управлению системой теплоснабжения, при этом одновременно усиливается контроль, в том числе антимонопольный, за ее деятельностью и ее ответственность, как перед потребителями, так и перед властью. ЕТО получает возможность влиять на оптимизацию и развитие системы теплоснабжения. Цены на производимую тепловую энергию и цены на услуги по передаче между ЕТО и другими компаниями в зоне ее деятельности определяются по соглашению сторон — это обеспечивает непосредственную экономическую заинтересованность всех участников теплоснабжения к повышению эффективности. ЕТО заключает договоры с потребителями. Причем за отключения теплоснабжения и нарушение его качества (например, при низкой температуре теплоносителя) предусмотрены штрафы для ЕТО в виде существенного снижения платы за тепло для потребителя [4].

На новую модель расчета тарифов в России перешли 38 муниципалитетов, и как показывает практика, метод ценовых зон работает: теплоснабжающие организации, которые попробовали новый метод стремятся увеличивать города, которые перейдут в ценовые зоны. Рост вложений

который планируется по новому методу расчета тарифов превышает финансирования по «старой» модели. Хотя и специфика внедрения метода «альтернативной котельной» отличается в разных регионах, это не является препятствием для повышения надежности и эффективности теплоснабжения.

Но переход на новую модель всех регионов РФ ставится под сомнение. По словам некоторых специалистов, новый метод пусть и зарекомендовал себя в некоторых случаях как хорошая альтернатива действующему методу тарифного регулирования, однако он не является эталонным. И переход к методу АК как к единственно возможному методу регулирования рынка тепла представляется неправильным, поскольку не для всех муниципальных образований этот метод подойдет. Более того, отмечаются и негативные последствия перехода теплоснабжения на новую модель тарифного регулирования. Например, необоснованный рост тарифов, который приведет к уходу потребителей от систем централизованного теплоснабжения, повлечет за собой уменьшение тепловой нагрузки на ТЭЦ; монопольная структура управления теплоснабжением не стимулирует предпринимательскую инициативу и конкуренцию за потребителя; а возросшая плата за тепловую энергию может способствовать росту объемов неплатежей.

Таким образом, Правительством РФ предложено достаточно широкое инфраструктурное меню, для привлечения инвестиций для повышения надежности работы коммунальной инфраструктуры в целом и теплоснабжения в частности.

При этом нельзя забывать, что вышеперечисленные решения реализуются либо за счет бюджетных средств, либо за счет роста тарифа на тепловую энергию для потребителей.

В связи с этим, принятие любых решений для каждого теплоснабжающего предприятия должно сопровождаться: анализом целевого использования существующих тарифных источников финансирования, направленных на повышение надёжности теплоснабжения; обоснованностью формирования инвестиционных программ и программ капитального и текущего ремонта; минимально необходимым объемом финансирования для поддержания системы теплоснабжения в нормативном состоянии.

Ключевой задачей является расчет надежности теплоснабжения, в рамках которого будут оценены не только текущие показатели, но и перспективная надежность при различных сценариях замены тепловых сетей.

В [5] предлагается экспресс-оценка состояния тепловых сетей без вывода их из эксплуатации.

Методики расчета надежности тепловых сетей, принципы формирования статистики отказов и влияние реальных показателей на фактическое значение показателя надежности приведены в [6].

Оценка надежности работы тепловых сетей с применением кластерного анализа представлена в [7].

В [8] рассмотрены основные особенности принятия решений по отбору участков тепловых сетей для проведения капитальных ремонтов, путем их ранжирования по ряду критериев.

Предложения по мониторингу надежности работы тепловых сетей приведены в [9].

Несмотря на достаточное количество методик оценки надежности систем теплоснабжения, применение их на практике не является обязательным для теплоснабжающих организаций.

В то же время существует документ, обязательный к разработке и утверждению в рамках действующего законодательства – это схема теплоснабжения.

Схема теплоснабжения является основным программным документом, определяющим развитие системы теплоснабжения поселений, городских округов, городов федерального значения на долгосрочный период. Разрабатывается в соответствии с требованиями документов, приведенных в [10, 11]. Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации, в случае утверждения генерального плана разрабатывается проект новой схемы теплоснабжения.

Одной из важных задач разработки (актуализации) схемы теплоснабжения является обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду. Состав схемы теплоснабжения включает целую главу по оценке надежности теплоснабжения с целью разработки предложений по реконструкции тепловых сетей, не обеспечивающих нормативную надежность теплоснабжения. Расчет надежности производится на базе электронной модели системы теплоснабжения, обеспечивающей выполнение требований к расчету, установленных в [11].

Объективность расчета надежности системы теплоснабжения определяется вводом достоверной и полной информации о фактической повреждаемости системы теплоснабжения теплосетевых и теплоснабжающих организаций за ретроспективный период не менее 5 лет, о годах ввода в эксплуатацию, реконструкции и ремонтах тепловых сетей.

Правильно выполненный расчет надежности позволит не только оценить текущее состояние надежности тепловых сетей, но и разработать комплекс мероприятий на долгосрочную перспективу по приведению состояний тепловых сетей к нормативным значениям. На основе расчета надёжности тепловых сетей можно объективно оценить действительно необходимый объем капитальных вложений в тепловые сети, обеспечивающий качественное и надежное теплоснабжение. В случае недостатка финансирования, учтенного в тарифах на тепловую энергию, разработчиком схемы теплоснабжения должны быть предложены варианты привлечения дополнительных средств.

На конец перспективного горизонта планирования схемы теплоснабжения за счет реализации комплекса мероприятий показатели надежности должны соответствовать нормативным значениям.

К сожалению, на практике в подавляющем большинстве случаев расчеты надежности выполняются в схеме теплоснабжения формально и не решают вышеуказанную задачу.

К основным причинам формальной разработки главы по надёжности теплоснабжения можно отнести:

- проблему отсутствия полной и достоверной информации для объективного расчета надежности системы теплоснабжения по годам ввода в эксплуатацию тепловых сетей (например, некоторые организации искусственно занижают фактическое количество отказов тепловых сетей, что приводит по результатам расчёта надежности к ошибочному получению нормативных показателей работы системы теплоснабжения);

- разработчики схемы теплоснабжения учитывают только мероприятия, предложенные теплоснабжающими организациями и обеспеченные источниками финансирования, расчеты надежности искусственно подгоняются под нормативные значения;

- для объективного выполнения расчета надёжности требуются значительные трудозатраты на анализ и ввод в электронную модель большого массива данных, при разработке схем теплоснабжения небольших населенных пунктов с учетом сравнительно небольшой договорной ценой разработки схемы теплоснабжения разработчик не выполняет расчет надежности.

Схема теплоснабжения является важнейшим инструментом реализации государственной политики по повышению надежности, качества и энергоэффективности теплоснабжения. В настоящее время для получения бюджетного финансирования или перехода к «ценовой зоне» нужно обеспечить включение планируемых мероприятий в схему теплоснабжения. Но при этом учитывается только последняя актуализация схемы. Сравнение таких схем с предыдущими актуализациями наглядно показывает, что необходимость в дополнительных мероприятиях и источниках финансирования находит отражение только в последней актуализации. В предыдущих версиях схемы эти результаты отсутствуют. Актуализация схем теплоснабжения под нужды конкретного проекта вызывает сомнения в объективности полученных результатов.

Для возможности полноценного использования схем теплоснабжения, как инструмента перспективного планирования, в целях качественного проведения расчета надежности, разработки планируемых мероприятий, предлагается законодательно установить правило, согласно которому для обоснования получения бюджетного финансирования или других источников инвестиций необходима согласованность предлагаемых мероприятий не менее чем с тремя актуализациями схем теплоснабжения.

Это обеспечит более тщательную разработку и актуализацию схем теплоснабжения, позволит максимально использовать полученные результаты в целях повышения надежности теплоснабжения.

Выводы

1. Надёжность теплоснабжения в целом по РФ в результате недостаточного объема замены тепловых сетей имеет тенденцию к снижению. Аварийность тепловых сетей возрастает.

2. Правительством РФ разработаны механизмы привлечения дополнительных инвестиций в отрасль.

3. Обоснование необходимого объема дополнительных инвестиций в разрезе каждой теплоснабжающей организации осуществляется недостаточно объективно.

4. Роль инструмента оценки необходимого объема дополнительных инвестиций и механизма эффективного их использования в разрезе каждой теплоснабжающей организации могут и должны выполнять схемы теплоснабжения, при условии проведения обоснованных расчетов надёжности систем и разработки соответствующих мероприятий.

5. Значительная часть схем теплоснабжения выполняется формально без обоснованного расчета надёжности систем.

6. С целью повышения качества разработки схем теплоснабжения, объективности выполняемых расчетов надёжности и выбора мероприятий предлагается законодательно установить условие, согласно которому для обоснования получения бюджетного финансирования или другого источника инвестиций необходима согласованность предлагаемых мероприятий не менее чем с тремя актуализациями схем теплоснабжения.

Литература

1. Доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г., Министерство энергетики Российской Федерации, ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/22832>.

2. Постановление Правительства РФ от 15 декабря 2017 г. N 1562 "Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)" [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/556118651>.

3. Бухаров, С. В. "Альтернативная котельная" как механизм решения существующих проблем теплоснабжения / С. В. Бухаров // ЭКО. 2019. № 3(537). С. 57-65.

4. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902363976>.

5. Чичерин С.В. Методика для обобщённой оценки состояния трубопроводов тепловых сетей. В мире неразрушающего контроля. 2017; 4: с. 66-69.
6. Горбунова Т.Г., Ваньков Ю.В., Медяков А.А. Надёжность тепловых сетей: теория и практика. Надёжность и безопасность энергетики. 2017; 4: с. 275-279.
7. Ильина М. Н., Ларюшкин Д. В. Совершенствование методики оценки надёжности тепловых сетей объектов магистральных трубопроводов. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021; 2: с. 198-202.
8. Цуверкалова О. Ф. Отбор участков тепловых сетей для капитального ремонта при реализации схем теплоснабжения территорий. Наука Красноярья. 2020; 3-4: с. 173-182.
9. Сорокин А. М. Мониторинг систем теплоснабжения. Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. серия: строительство и архитектура. 2022; 2(87): с. 90-98.
10. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902332189>.
11. Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/553937025>.

УДК 621.3.019.3 : 697.331 : 697.341 : 658.264

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НАДЕЖНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Постников¹ И.В., Медникова Е.Е.²

Аннотация

Формулируются основные научно-методические задачи построения и функционирования централизованно-распределенных теплоснабжающих систем, включая определение границ экономической эффективности централизованного и распределенного теплоснабжения (секторов просьюмеров), анализ и синтез надежности систем, экономический анализ аварийных состояний системы (определение ущербов от недоотпуска тепловой энергии). Рассматриваются методические положения для решения этих задач, структурированных в виде общего алгоритма, увязывающего получаемые результаты.

Ключевые слова: централизованно-распределенная теплоснабжающая система, просьюмер, радиус эффективного теплоснабжения, надежность теплоснабжения.

1. Введение

Эффективное построение и функционирование теплоснабжающих систем (ТСС) в процессе их развития предполагает решение широкого спектра научно-методических задач. В монографии [1] приведена достаточно обширная методическая база для решения ключевых проблем применительно к традиционным действующим централизованным ТСС. Однако, на текущем этапе энергоперехода в теплоснабжении происходят достаточно кардинальные преобразования, ориентированные, в первую очередь, на достижение ТСС уровня систем теплоснабжения 4-го поколения (4G district heating systems) [2–4], а в перспективе рассматривается уже 5-е поколение ТСС [5]. Одно из ключевых направлений развития ТСС связывают с формированием интегрированной энергетической инфраструктуры [6], предполагающей эффективное комплексное использование различных технологий производства энергии (мультиресурсные системы), другое направление предполагает создание принципиально иной концепции построения системы, основанной на рациональном применении централизованного теплоснабжения (ЦТ) с активным спросом на тепловую энергию. Активные потребители или

¹ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН), Иркутск, Россия, postnikov@isem.irk.ru

² ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, yakimetse@isem.irk.ru

просьюмеры (prosumer: professional consumer или producer & consumer) образуют подсистемы (сектора) распределенного теплоснабжения (РТ). Таким образом, на современном этапе своего развития ТСС трансформируются в системы *централизованно-распределенного* типа (ЦРТСС), эффективно сочетающие централизованную и распределенную генерацию тепловой энергии [7, 8]. Имплементация просьюмеров с собственными источниками тепловой энергии (ИТ) определяет новые свойства исследуемых систем, что требует разработки методического обеспечения для решения задач их функционирования и развития.

В настоящей работе кратко излагается ряд методических положений для решения некоторых задач построения и функционирования ЦРТСС с просьюмерами: масштабирование систем с определением зон эффективности ЦТ и РТ на основе предлагаемых критериев, анализ надежности системы, как стохастический, так и экономический с учетом ущербов от недоотпусков тепловой энергии, некоторые подходы к обеспечению надежности при использовании резервов просьюмера.

2. Методические положения

2.1. Масштабирование ЦРТСС

Задача эффективного масштабирования ЦРТСС (как и традиционных ТСС) состоит в определении границ эффективности ЦТ на основе критерия *радиуса эффективного теплоснабжения* (РЭТ) [9]. Ограничением многих методов является допущение о территориальной равномерности распределения тепловой нагрузки. Основная идея предлагаемого методического подхода состоит в том, что для каждого ИТ исследуемой системы проводится расчет эксплуатационных затрат на производство и распределение тепловой энергии по каждому участку тепломагистралей до потребителей, подключенных к нему. Результатом анализа всей системы является карта границ эффективности ЦТ, определяющая масштабы необходимой реконструкции и возможного внедрения секторов РТ на этих границах (подсистем просьюмеров). Методы и модели, применяемые при решении задачи эффективного масштабирования ЦРТСС, подробно рассмотрены в [10, 11].

2.2. Стохастический анализ надежности ЦРТСС

Предлагается *комплексный подход* к анализу надежности ЦРТСС, состоящий в определении интегрального воздействия всех объектов системы на надежность теплоснабжения потребителей. Комплекс задач анализа надежности и методов их решения разделен на два основных блока: *вероятностное* и *физическое* моделирование функционирования системы. Множество состояний системы (далее – состояний) формируется как сочетание состояний ее подсистем ЦТ и РТ с учетом технологической возможности их реализации. Оценка вероятностей состояний производится с учетом заданных параметров надежности элементов (интенсивностей отказов и восстановлений) на основе модели *марков-*

ского случайного процесса. Физическое моделирование заключается в расчете соответствующих теплогидравлических режимов в ТС с помощью моделей теории гидравлических цепей (ТГЦ) [12]. Итоговый результат составляют узловые показатели надежности (ПН), рассчитываемые с использованием ранее полученных результатов вероятностного и физического моделирования состояний. Методология комплексного анализа надежности систем теплоснабжения и ее практические приложения подробно изложены в работах [13–15].

2.3. Экономический анализ надежности ЦРТСС

Основная задача экономического анализа надежности ЦРТСС заключается в оценке *аварийных режимов* их функционирования при минимизации эксплуатационных затрат с учетом ожидаемых *ущербов* (экономических потерь от возможных недоотпусков тепловой энергии) при отказах элементов системы. Для получения параметров искомых режимов предлагается методический подход, заключающийся в совместном расчете *узловых цен* на тепловую энергию и *ущербов* в исследуемой системе на основе *метода множителей Лагранжа*. Данный метод с тестовыми расчетами применительно к ТСС подробно рассматривается в [16]. Разработанные методы и модели позволяют на основе получаемых показателей идентифицировать наиболее «узкие» места в системе, соответствующие максимальным экономическим потерям от нарушения теплоснабжения потребителей.

2.4. Обеспечение надежности ЦРТСС

Достижение и поддержание некоторого заданного уровня надежности функционирования ЦРТСС обеспечивается средствами резервирования как в секторе ЦТ, так и просьюмеров. Исходя из этого, задача исследования формулируется как разработка методов обеспечения надежности ЦРТСС с учетом дополнительного функционального резерва собственных ИТ просьюмеров (временной резерв, активная тепловая мощность). Постановка научно-методической проблемы состоит в определении оптимального соотношения параметров надежности элементов системы (интенсивностей отказов и/или восстановлений) и производительности распределенных ИТ просьюмеров, которые обеспечивают требуемый уровень надежности теплоснабжения потребителей при минимальных суммарных затратах на надежность системы и эксплуатацию просьюмеров в рамках допустимых значений параметров. Исследование является развитием предыдущих работ авторов [17, 18].

3. Заключение

Предложен возможный вариант методической основы для обоснования решений по переходу действующих ТСС к системам централизованно-распределенного типа с имплементацией просьюмеров в качестве источников локализованных подсистем, формируемых на границах

технико-экономической эффективности централизованного теплоснабжения. Изложен ряд методических положений, направленных на решение задач обоснования эффективности и надежности принимаемых решений. Важным свойством предлагаемых подходов является возможность корректировки экономической эффективности системы по условиям надежности, учитывающим технические и экономические последствия возможных нарушений теплоснабжения и создание необходимых резервов для их сокращения.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-01252, <https://rscf.ru/project/22-29-01252/>

Литература

1. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. Новосибирск: Наука, 1987.
2. Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., Алексеев А.В. и др. Современное состояние, тенденции и задачи интеллектуализации систем теплоснабжения (обзор). Теплоэнергетика, 2022, №5, с. 65–83.
3. Lund H., Østergaard P., Chang M., et al. The status of 4th generation district heating: Research and results. Energy, 2018, Vol. 164, p. 147–159.
4. Pakere I., Gravelins A., Lauka D., et al. Linking energy efficiency policies toward 4th generation district heating system. Energy, 2021, Vol. 234, 121245.
5. Revesz A., Jones P., Dunham C., et al. Developing novel 5th generation district energy networks. Energy, 2020, Vol. 201, 117389.
6. Системные исследования в энергетике: энергетический переход. Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022.
7. Brange L., Englund J., Lauenburg P. Prosumers in district heating networks – A Swedish case study. Applied Energy, 2016, Vol. 164, p. 492–500.
8. Pipiciello M., Caldera M., Cozzini M., et al. Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers. Energy, 2021, Vol. 223, 120036.
9. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ (ред. от 29.12.2014) «О теплоснабжении».
10. Медникова Е.Е., Стенников В.А., Постников И.В. Разработка методики оценки эффективности присоединения новых потребителей к теплоснабжающей системе. Промышленная энергетика, 2018, №2, с. 13–20.
11. Stennikov V., Iakimetc E. Optimal planning of heat supply systems in urban areas. Energy, 2016, Vol. 110, p. 157–165.
12. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. Москва: Наука, 1985.

13. Стенников В.А., Постников И.В. Комплексный анализ надёжности теплоснабжения потребителей. Известия РАН. Энергетика, 2011, №2, с. 107–121.

14. Stennikov V.A., Postnikov I.V. Methods for the integrated reliability analysis of heat supply. Power Technology and Engineering, 2014, Vol. 47(6), p. 446–453.

15. Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., Penkovskii A. Methodology for optimization of component reliability of heat supply systems. Applied Energy, 2018, Vol. 227, p. 365–374.

16. Postnikov I., Penkovskii A. Comprehensive price-reliability analysis for district heating systems. Energy Reports, 2022, Vol. 8(13), p. 129–136.

17. Постников И.В., Медникова Е.Е. Методы определения оптимальных параметров надёжности систем централизованно-распределенного теплоснабжения с просьюмерами. Вестник Южно-Уральского государственного университета (серия Энергетика), 2022, т. 22, №2, с. 104–115.

18. Postnikov I. Methods for the reliability optimization of district-distributed heating systems with prosumers. Energy Reports, 2023, vol. 9(1), p. 584–593.

УДК 621.311.1

ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИКОВЫХ ИСТОЧНИКОВ НА НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ¹

Бойко*Е.Е., Мышкина**Л.С.

Аннотация

Наиболее уязвимым элементом системы теплоснабжения являются тепловые сети, т.к. значительная часть трубопроводов тепловых сетей Российской Федерации функционируют с превышением предельного срока службы 25 лет и более. Установлено, что в отопительный период в дни с низкой температурой окружающей среды тепловые сети испытывают дополнительную нагрузку деформации теплопроводов из-за увеличения температуры, повышения скорости и давления теплоносителя. В статье приводятся результаты моделирования режима работы тепловой сети и отмечается, что показатели надежности теплоснабжения повышаются при выносе пиковых источников тепловой энергии с крупных ТЭЦ и котельных ближе к потребителям.

Ключевые слова: система теплоснабжения, пиковый источник, тепловая сеть, бесперебойность теплоснабжения, облегченный режим работы, отказ.

Введение

Уровень надежности систем теплоснабжения в России определяются частотой отказов теплоснабжения потребителей. Их основной причиной являются аварии, которые все чаще возникают в отопительный период. Нарушения в коммунальной системе теплоснабжения в холодное время года порождают социальную напряженность, а на этот сектор приходится 40% потребляемой в России тепловой энергии.

Повышение надежности систем теплоснабжения является первоочередной задачей и для ее решения на стадии управления развитием принимаются определенные меры [1, 2]. Этому способствует появление различных новых технологий, как в области производства тепловой энергии, так и в области ее передачи и потребления.

Статистика показывает, что тепловые сети являются наиболее уязвимым звеном систем теплоснабжения. Их отказы обусловлены не только плохим техническим состоянием, т.к. износ составляет около 70% [1], но

¹ Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

* Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия,
e.boiko1991@yandex.ru

** Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия,
Lsmyskhina@gmail.com

и тяжелыми условиями их работы в период прохождения максимальных, пиковых нагрузок.

Известно, что наиболее капиталоемким мероприятием по повышению надежности тепловых сетей является замена трубопроводов, что в условиях плотной городской застройки требует не только значительных материальных затрат, но и времени на осуществление указанных мероприятий. Поэтому снижение аварийности тепловых сетей – приоритетная задача, от решения которой зависит эффективность систем теплоснабжения.

Авторами обосновывается эффективность исторически развиваемой технологии выноса пиковых источников тепла в непосредственную близость к потребителям тепловой энергии, что обеспечивает менее напряженный режим работы тепловой сети, что приведет к снижению числа отказов на тепловых сетях и повышению бесперебойности теплоснабжения.

Цель работы - показать эффективность такой структуры системы теплоснабжения и, прежде всего, в системах с изношенными тепловыми сетями.

Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

- Анализ надежности систем теплоснабжения.
- Расчет показателей надежности систем теплоснабжения в зависимости от режима работы сети.
- Оценка влияния переноса пиковых источников на бесперебойность теплоснабжения.

1. Анализ причин отказов в системах теплоснабжения

Источники теплоснабжения, потребители тепла, соединённые тепловыми сетями, образуют систему теплоснабжения. Согласно информационно-аналитическому докладу [3] в Российской Федерации сегодня функционирует около 600 тепловых электростанций и свыше 76,5 тыс. отопительных котельных. Централизованные источники тепловой энергии в сумме вырабатывают около 1221,4 млн. Гкал, около 500 млн. Гкал при этом потребляет население.

При расчете показателя надежности источника, согласно [4], учитывается наличие резервирования в электроснабжении, топливоснабжении, водоснабжении и другие факторы. Известны, единичные факты отключения потребителей по причине отказа источников тепловой энергии в малых муниципальных образованиях. Примером такого случая стало отключение котельной в с. Октябрьское Мошковского района Новосибирской области в ноябре 2022 г. Без электроэнергии и отопления остались 22 дома. Причиной перебоя в теплоснабжении стало прерывание электроснабжения котельной, что привело к отказу насосного оборудования [5].

Если технологические нарушения в работе источников тепловой энергии достаточно редкое событие, они практически отсутствуют на крупных ТЭЦ и котельных, то отказ в работе тепловых сетей наблюдается

повсеместно. Согласно данным Росстата около 70% тепловых сетей, работает с превышением нормативного срока службы, который для тепловых сетей составляет 25 лет. Во всех федеральных округах срок эксплуатации сегодня превышен на 20%, а в шести округах доля превышений нормативного срока составляет более 50%, рисунок 1 (ЦФО – Центральный федеральный округ, СЗФО – Северо-Западный, ЮФО – Южный, СКФО – Северо-Кавказский, УФО – Уральский, СФО – Сибирский).

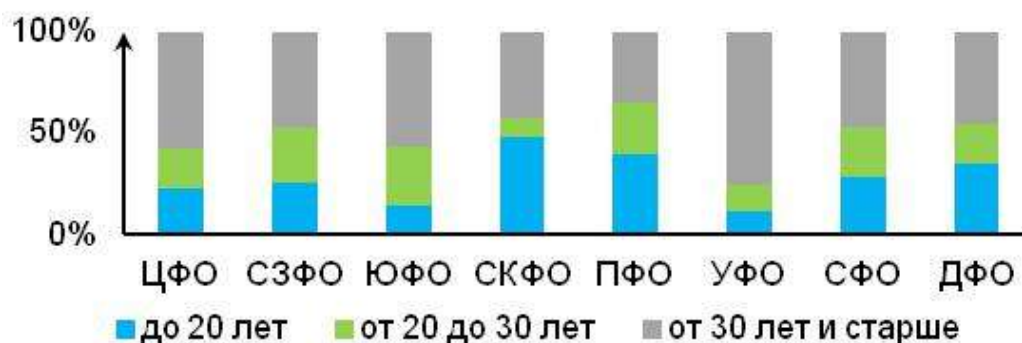


Рис. 1 – Протяженность магистральных сетей по срокам эксплуатации по ФО в км.

На необходимость повышения надежности систем теплоснабжения указывается в «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года», а в «Докладе о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в РФ на 2020 г.» отражена взаимосвязь нуждающихся в замене трубопроводов с числом отказов. Для корректного сравнения состояния тепловых сетей в различных федеральных округах используется число отказов на 1000 километров трубопроводов в год, рисунок 2.

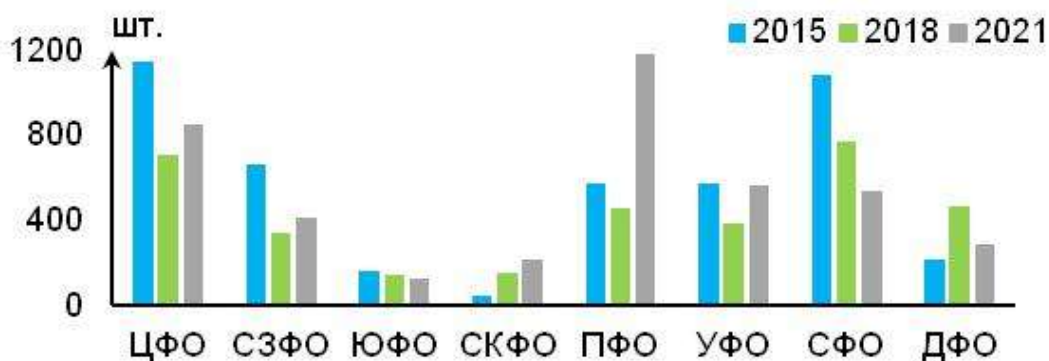


Рис. 2 – Число отказов на тепловых сетях в 2016-2020 гг. шт./тыс. км.

В качестве частного примера, отражающего проблему низкой надежности тепловых сетей, можно отметить г. Ростов-на-Дону, где с начала 2023 г. произошло уже 15 коммунальных аварий по причине отказов на теплотрассах [6]. Износ Ростовских тепловых сетей составляет 80% и среди причин возникновения дефектов указывается на изменения гидравлических и температурных режимов работы сетей в период максимальных нагрузок. Подобное наблюдается также в СФО. Так в г. Новосибирск ежегодно растет число отказов, как на магистральных, так и на квартальных трубопроводах. В среднем этот рост составляет около 10% в год.

Текущей износ не позволяет сетям функционировать с требуемой надёжностью и, прежде всего, в период пиковых нагрузок, что иллюстрируется в таблице 1, где собраны отдельные примеры аварии в различных регионах [5-10].

Таблица 1. Примеры коммунальных аварий в отопительный период 2022-2023 гг.

Муниципальное образование	Сезон	Причина	Масштаб повреждений
Новосибирск	Ноябрь 2022	Прорыв на тепловой сети	162 объекта
Курск	Декабрь 2022	Прорыв на тепловой сети	162 объекта
Искитим	Декабрь 2022	Прорыв на тепловой сети	168 объекта
Хабаровск	Январь 2023	Прорыв на магистральном трубопроводе	145 объектов
Ростов-на-Дону	Январь 2023	Прорыв на магистральном	15 аварий по 100-200 объектов

2. Варианты повышения надёжности тепловых сетей

Для ремонтов и замены тепловых сетей необходимо привлечение дополнительного финансирования, в силу масштабности рассматриваемой проблемы. Один из известных способов привлечения инвестиций - заключение концессионных соглашений между муниципалитетами и субъектами, доминирующими на рынке теплоснабжения. Однако такое решение приводит к тому, что субъекты в первую очередь преследуют свои коммерческие интересы, а вопрос повышения надёжности тепловых сетей решается по остаточному принципу. Усилия концессионеров, как правило направлены на поддержание текущего состояния сетей. Они редко берут на себя обязательства по повышению надёжности тепловых сетей.

Наряду с концессионными соглашениями, некоторые муниципальные образования используют возможность перехода в ценовую зону, где единая теплоснабжающая организация принимает на себя обязательства по осуществлению затрат на восстановление и поддержание тепловых сетей в работоспособном состоянии, получая необходимые для этого средства за счет повышения тарифа на тепловую энергию. На конец 2022 г. в России на эту модель перешли 33 муниципалитета. Суммарный объем инвестиций в системы теплоснабжения муниципальных образований, включая тепловые сети, составил более 120 млрд. рублей. Расчеты показывают, что в 32 из 36 городов при переходе на механизм «Альтернативная котельная» тариф на тепловую энергию возрастет (рис. 3) [10]. Очевидно, что такое решение противоречит интересам потребителей и на это указывает ежегодное увеличение задолженности за тепловую энергию, в том числе на 12% она возросла у населения.

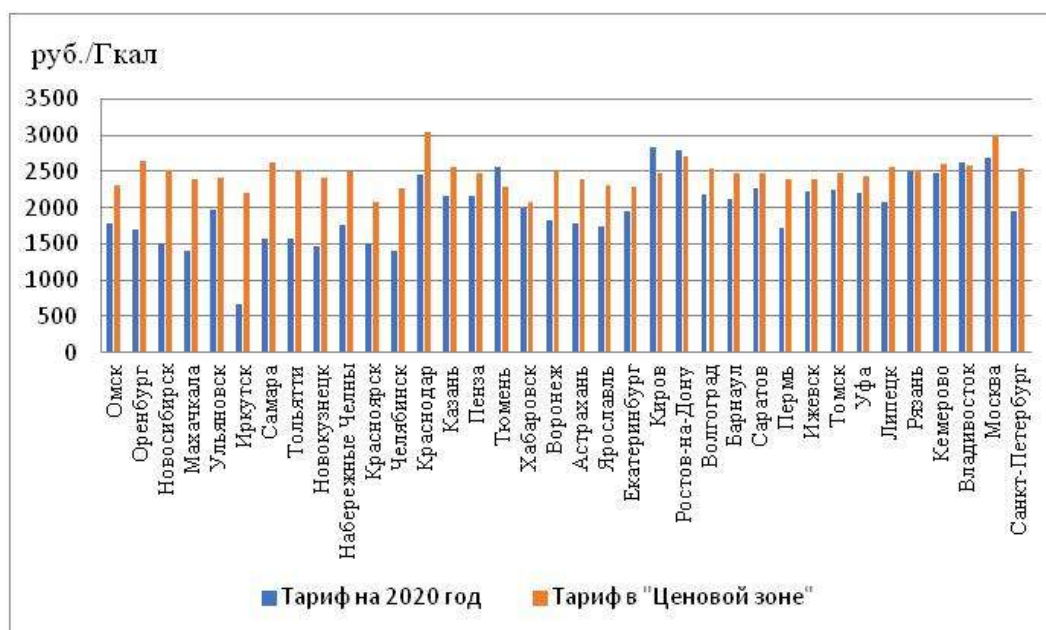


Рис. 3 – Сравнение тарифов во втором полугодии 2020 г. и ценами «Альтернативной котельной».

Эффективен и способ повышения надежности функционирования систем теплоснабжения путем совершенствования систем управления процессами производства и передачи тепловой энергии. Большинство технических решений в области автоматизации требуют перехода на закрытые системы теплоснабжения. Однако по имеющимся оценкам, такие системы используются приблизительно у 30% потребителей страны, но с 1 января 2022 года снят запрет на использование открытых систем теплоснабжения. Поэтому следует ожидать замедления перехода на закрытые системы и внедрения автоматизированных систем управления [11].

Вместе с тем, автоматизация находит применение на тепловых сетях. В том числе известны случаи установки автоматического регулирования с целью своевременного выявления дефектов на тепловых сетях. Так в г. Екатеринбург ПАО «Т-Плюс» реализована система «Цифровой двойник». Она обеспечивает непрерывный контроль за производством и транспортировкой теплоносителя от источника до конечного потребителя, что позволяет оперативно выявлять повреждения тепловых сетей и в сжатые сроки устранять их. При помощи «Цифрового двойника» удалось сохранить, надежность сетей на уровне 2021 года, что потребовало затрат около 40 млрд. руб. на 716 км тепловых сетей.

Еще одним технологическим решением, применяемым для повышения надежности системы теплоснабжения, является установка индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) для обеспечения жителей отоплением и горячей водой, что активно реализуется в г. Москва, Казань, Санкт-Петербург, Красноярск, Новосибирск и других городах, где развивается строительство новой городской инфраструктуры с закрытой системой теплоснабжения.

Другой способ повышения надёжности теплоснабжения путем установки пикового источника тепла в непосредственной близости к потребителю тепловой энергии, может позволить обеспечить облегченный режим работы тепловой сети в период прохождения пиковых нагрузок. Целесообразно в этом случае рассматривать экологически чистые источники. Отметим, что данное решение применимо как для закрытых, так и открытых систем теплоснабжения.

3. Моделирование изменения режима работы системы теплоснабжения

Режим функционирования тепловой сети в период максимальных нагрузок обуславливает повышенную нагрузку на трубопроводы и запорно-регулирующую арматуру из-за увеличения температуры или расхода теплоносителя на источнике. В этих режимах возникает необходимость повышения скорости теплоносителя в тепловых сетях (возможно выше допустимые 3,5 м/с), что совместно с высокой температурой теплоносителя может приводить к гидроударам, сопровождающимися отказом участка тепловой сети.

Для наглядной демонстрации особенностей функционирования системы теплоснабжения, представлена простейшая математическая модель, показывающая изменение параметров на источнике для трех режимов: температура воздуха наиболее холодной пятидневки ($t_{взм} = -35\text{ }^{\circ}\text{C}$), средняя температура самого холодного месяца ($t_{взсрх} = -25\text{ }^{\circ}\text{C}$) и температура включения пиковых водогрейных котлов (ПВК) ($t_{взср} = -21\text{ }^{\circ}\text{C}$), при этом температура внутри помещений потребителей должна обеспечиваться на уровне $t_{вн} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Расчет проводился для котельной, проектной мощностью $Q_k = 6\text{ МВт}$, работающей по температурному графику $95/70\text{ }^{\circ}\text{C}$, обеспечивающей отопление и горячее водоснабжение 5 жилых десятиэтажных домов. Принималась бесканальная прокладка тепловой сети длиной $L = 3000\text{ м}$, усредненным диаметров $D_y = 250\text{ мм}$, коэффициент местных тепловых потерь $\beta = 1,2$. Нормы тепловых потерь для температурного графика $95/70\text{ }^{\circ}\text{C}$ приняты для трубопровода прямой сетевой воды $q_{нп1} = 56\text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{м})$, для обратной – $q_{но1} = 22\text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{м})$. Падение температуры в обратном трубопроводе $\Delta t_{oc} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$, в прямом – $\Delta t_{пс} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На основании данных произведены расчеты.

1. Необходимой мощности источника на каждом режиме Q_k :

$$Q_k = Q_{ков} \cdot \alpha + Q_{квгс} \quad (1)$$

где $Q_{ков}$ – нагрузка котельной на отопление и вентиляцию, МВт, α – коэффициент снижения расхода теплоты на отопление и вентиляцию зависящий от температуры наружного воздуха и температуры внутри помещения, $Q_{квгс}$ – нагрузка котельной на обеспечение горячего водоснабжения (ГВС), равная 15% от номинальной нагрузки источника.

2. Расхода воды потребителями, G_c т/ч:

$$G_c = G_{ов} + G_{квгс} \quad (2)$$

где $G_{ов}$ и $G_{квгс}$ – расход сетевой воды на отопление, вентиляцию и ГВС, т/ч;

3. Количественное регулирование G_k для максимально зимних нагрузок, т/ч:

$$G_k = \frac{3600(Q_k - \Delta Q)}{4,19(t_{пс} - t_{оф})} \quad (3)$$

где ΔQ – потери тепла по трассе от котельной до потребителя, МВт; $t_{пс}$ – температура прямой сетевой воды, °С; $t_{оф}$ – фактическая температура обратной сетевой воды, °С.

4. Дополнительная нагрузка котельной на каждом режиме с учетом потерь определялась следующим образом:

$$Q_{фр} = \frac{G_c \cdot 4,19 \cdot ((t_{пср} - t_{оср}) + \Delta t_{ос})}{3600} - Q_k \quad (4)$$

где $t_{пср}$ – температура прямой сетевой воды при заданном режиме, °С;

$t_{оср}$ – температура обратной сетевой воды при заданном режиме, °С.

Моделируя количественное регулирование по расходу сетевой воды и качественное регулирование по температуре на источнике получены результаты, которые сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Расчет режимов работы системы теплоснабжения при нахождении пикового источника вблизи основного

Параметры	Максимально-зимний режим	Средняя температура самого холодного месяца	Температура включения ПВК
Температура воздуха, °С	-35	-25	-21
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, МВт	6	5,0727	4,7018
Расход воды потребителями в подающей магистрали тепловой сети, т/ч	206,2053	174,3372	161,5899
Увеличенный расход сетевой воды для количественной компенсации теплопотерь, т/ч	309,3079	253,0701	230,575
Дополнительная нагрузка на источник при количественном регулировании, МВт	4,8	4,7	4,1
Фактически необходимая температура прямой сетевой воды на котельной для компенсации недогрева у потребителей, °С	110	95	95

После производились расчеты работы системы теплоснабжения при переносе пикового источника к потребителю. Основное отличие заключается в отсутствии качественного и количественного регулирования. При этом пиковый источник разбивается на несколько и устанавливается максимально близко к потребителю. Расчет мощности пикового источника производился по известному выражению, зависящему от теплотребления, температуры воды, пришедшей к ПВК и расходу сетевой воды. Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3. Расчет режимов работы системы теплоснабжения при нахождении пикового источника вблизи потребителя

Параметры	Максимально-зимний режим	Средняя температура самого холодного месяца	Температура включения ПВК
Температура воздуха, °С	-35	-25	-21
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, МВт	6	5,0727	4,7018
Мощность ПВК для 1 потребителя	0,82	0,60	0,51
Нагрузка на источник при количественном регулировании, т/ч	Количественное регулирование не требуется, максимальный расход сетевой воды составит 206,2053 т/ч		
Фактически необходимая температура прямой сетевой воды на котельной для компенсации недогрева у потребителей, °С	Качественное регулирование не требуется, максимальная температура прямой сетевой воды в подающем трубопроводе составит 95 °С		

Очевидно, что качественное регулирование приводит к значительному увеличению нагрузки на источник, количественное регулирование - к повышенной нагрузке при работе не только источника, но и тепловой сети, что с учетом ее технического состояния способствует снижению вероятности нахождения в работоспособном состоянии, т.к. частота отказов трубопровода ω_i возрастает с увеличением расхода сетевой воды в трубопроводе со значения $G_{баз}$ до значения G_i .

Предлагается моделировать связь частоты отказов с расходом воды для количественной компенсации тепловых потерь:

$$\omega = \lambda \cdot L \sqrt{\frac{G_i}{G_{баз}}}, \quad (5)$$

где λ – интенсивность отказа трубопровода в базовом режиме (1/км·год).

Можно отметить, что в режимах максимальных нагрузок вероятность нахождения ветхой тепловой сети в работоспособном состоянии снижается. Если допустить что время восстановления t_v при отказах не зависит

от причины отказов, можно рассчитать изменение коэффициента неготовности тепловой сети.

$$\Delta Q = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_2} = \frac{\mu(\omega_1 - \omega_2)}{\omega_2(\mu + \omega_1)} \quad (6)$$

где Q – коэффициент неготовности, μ – интенсивность восстановления трубопровода (1/год).

Для обеспечения облегченного режима работы трубопроводов предлагается установить пиковый источник в непосредственной близости от теплоприемников. Данное решение позволит работать основной котельной без повышения температурного графика и расхода воды. Расчеты показали, что для этого достаточно установить пиковый источник вблизи теплоприемника мощностью 0,82 МВт, который обеспечит потребителей необходимыми температурами внутри помещения при снижении температуры наружного воздуха ниже -21°C , до которой основной источник способен покрывать нужды отопления и ГВС потребителей, работая по температурному графику 95/70 $^\circ\text{C}$. Результаты моделирования согласно (5), (6) позволяют оценить уменьшение коэффициента неготовности в изношенной тепловой сети при установке пикового источника в непосредственной близости от теплоприемников. Снижение расхода воды на 48% позволяет снизить коэффициент неготовности на 26%.

Выводы

Анализ существующих схем теплоснабжения показал, что для увеличения надежности систем теплоснабжения с изношенными тепловыми сетями необходимо изменить ее структуру. Показана целесообразность установки пиковых источников тепловой энергии в близости от тепловых потребителей, это позволит повысить бесперебойность работы тепловой сети, что может быть следствием снижения механической нагрузки – одной из основных причин технологических нарушений в тепловых сетях.

Литература

1. Анализ текущего состояния в сфере теплоснабжения [Электронный ресурс]. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4228 (дата обращения 21.03.2023).
2. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2023)
3. Информационно-аналитический доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в РФ в 2020 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/22832/181259> (дата обращения: 05.03.2023).
4. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 26 июля 2013 года № 310 «Методические указания по анализу

показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/499038726> (дата обращения 21.03.2023)

5. Новостной портал «Новосибирск онлайн» [Электронный ресурс]. URL: <https://ngs.ru/text/incidents/2022/11/27/71849456/> (дата обращения 21.03.2023)

6. Новостной портал «Ростов-на-Дону онлайн» [Электронный ресурс]. URL: <https://161.ru/text/gorod/2023/01/22/71995589/> (дата обращения 21.03.2023)

7. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rbc.ru/rbcfreenews/> (дата обращения: 05.03.2023).

8. Главные новости политики, экономики и бизнеса, комментарии аналитиков, финансовые данные с российских и мировых биржевых систем [Электронный ресурс]. URL: https://nsk.rbc.ru/nsk/02/12/2022/638a04ed9a794777f3641870?from=from_main_11 (дата обращения: 05.03.2023).

9. РИА Новости. События в Москве, России и Море [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/20230119/khabarovsk-1845868548.html> (дата обращения: 05.03.2023).

10. Бойко Е.Е., Бык Ф.Л., Илюшин П.В., Мышкина Л.С. Способы повышения эффективности территориальных систем энергоснабжения // Известия высших учебных заведений. Электромеханика, 2022, № 4, с. 108–117.

11. Российская газета [Электронный ресурс]. URL: <https://rg.ru/2022/01/09/v-rossii-sniat-zapret-na-ispolzovanie-otkrytyh-sistem-teplosnabzheniia.html> (дата обращения: 21.03.2023).

УДК 624.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ОТКАЗОВ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ГРАФИКАХ

Ваньков¹ Ю.В., Кузнецов П.А., Измайлова Е.В.,
Гарнышова Е.В., Валиев Р.Н.

Аннотация

В работе рассматривается переход от существующего температурного графика на температурный график с пониженными параметрами теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения города и результаты расчетов прогнозных значений параметра потока отказов в тепловых сетях.

Ключевые слова: система централизованного теплоснабжения, отказы тепловых сетей, температурный график.

Введение

Этапы развития систем теплоснабжения можно разбить на четыре поколения. Поколения отличаются параметрами теплоносителя, источниками тепловой энергии, системами управления, использованием нетрадиционных и возобновляемых источников энергии [1]. В настоящее время большинство стран имеет системы теплоснабжения 2-3 го поколения. Ряд европейских стран перешли к 4 поколению, в других принимаются стратегии развития по переходу их систем теплоснабжения к пятому поколению. В качестве примера можно привести г. Копенгаген, столицу королевства Дания, система теплоснабжения которого работает в интеграции со станциями охлаждения, мусоросжигательными заводами, тепловыми электростанциями и пиковыми котельными [2].

Системы теплоснабжения последних поколений отличаются от предыдущих, пониженными температурами теплоносителя, что приводит к повышению энергоэффективности систем в результате использования нетрадиционных источников тепла и уменьшения потерь при его транспортировке.

В Российской Федерации одним из факторов, влияющих на величину тепловых потерь в сетях, является физический износ трубопроводов (разрушение теплоизоляционного слоя, коррозионный износ металла трубопроводов), следствием которого является увеличение числа аварий, связанных с потерей тепловой энергии с теплоносителем

¹ Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия,
e-mail: yvankov@mail.ru; evgeniya-izmailova@yandex.ru

(протечки на аварийных участках, слив теплоносителя при аварийно-восстановительных работах).

Основной причиной высокого износа тепловых сетей являются недостаточные объёмы перекладки трубопроводов. Так, замена тепловых сетей в 2020 г. составила в целом по России 3,371 тыс. км, что составляет 6,7% от требуемого объёма замены сетей.

В течение последних 5 лет ситуация с перекладкой сетей принципиально не меняется. Ежегодно в РФ перекладывается, в среднем, 3,3 тыс. км тепловых сетей, этот объём недостаточен, что приводит к неуклонному росту протяжённости трубопроводов, нуждающихся в замене и, как следствие, увеличивается число аварий и уровень потерь тепловой энергии (рис. 1) [3].



Рис. 1 – Соотношение общей протяжённости тепловых сетей с протяжённостью нуждающихся в замене и заменённых сетей в РФ в 2016-2020 гг., тыс. км.

В ближайшее время замена всех ветхих трубопроводов невозможна по объективным причинам (накопленный большой объем работ, отсутствие инвестиций). Снижение температуры теплоносителя может привести к снижению потерь через изоляцию и снижению потоков отказов ввиду того, что тепловые сети перейдут на более щадящий режим работы.

В статье рассматриваются вопросы повышения надежности системы теплоснабжения населенного пункта численностью 65 000 человек в результате ее перевода на пониженный температурный график функционирования.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления принята равной минус 33 °С. Продолжительность отопительного периода – 209 суток.

1. Состояние вопроса исследований

1.1. Структура и характеристика тепловых сетей

Суммарная протяженность тепловых сетей города составляет 242,3 км в однострубно́м исчислении, в том числе магистральных 55,3 км, квартальных 142,4 км, сетей ГВС после тепловых пунктов 44,6 км.

Материальная характеристика тепловых сетей равна 43 944 м². По протяженности преобладают трубопроводы диаметрами 50, 100 и 150 мм.

Выдача мощности от теплоисточника осуществляется по схеме с общим коллектором посредством разветвления на две тепломагистрали. Обратная сетевая вода возвращается в котельный цех по аналогичной схеме. Потребители подключены к централизованной системе отопления через индивидуальные тепловые пункты и центральные тепловые пункты (ЦТП), а горячее водоснабжение проходит подготовку в центральных тепловых пунктах. От ЦТП до потребителей проложена четырехтрубная тепловая сеть.

Регулирование отпуска от источника тепловой энергии производится качественным методом. Параметры теплоносителя, установленные при проектировании тепловой сети, соответствовали значениям 150/70 °С при расчётной температуре наружного воздуха. В тоже время тепловые сети работают по температурному графику 150/70 °С со срезкой на 130 °С и нижним порогом в 70 °С, для обеспечения нагрузки на нужды ГВС.

1.2. Износ стенок трубопроводов тепловых сетей

Скорость коррозии определена с использованием данных по результатам анализа показаний индикаторов коррозии, устанавливаемых ежегодно на внутренней поверхности трубопроводов [4]. Результаты измерений отражены в таблице 1.

Таблица 1. Скорость внутренней коррозии, мм/год

Место установки	2019	2020	2021
ТМ-1, ТК-119 (подающий)	0,0743	0,0747	0,0607
ТМ-1, ТК-119 (обратный)	0,0758	0,0783	0,0667
ТМ-2, ТК-2405 (подающий)	0,0748	0,0705	0,0611
ТМ-2, ТК-2405 (обратный)	0,0791	0,0694	0,0625
ТМ-5, ТК-530 (подающий)	0,0700	0,0671	0,0591
ТМ-5, ТК-530 (обратный)	0,0743	0,0690	0,0626
ТМ-8, ТК-822 (подающий)	0,0746	0,0684	0,0618
ТМ-8, ТК-822 (обратный)	0,0723	0,0798	0,0637
ТМ-12, ТК-12004 (подающий)	0,0786	0,0753	0,0643
ТМ-12, ТК-12004 (обратный)	0,0757	0,0767	0,0581

Для оценки остаточного ресурса участков тепловой сети результаты представленных измерений распространены на все виды теплопроводов тепловых сетей.

Обработка результатов измерений выполнена в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 [5]. Проверка гипотезы о принадлежности результатов измерений нормальному распределению проведена с уровнем значимости 5%.

Фактические данные о внешней коррозии отсутствуют, ввиду чего скорость коррозии принималась в зависимости от типа прокладки в диапазоне от 0,01 до 0,03 мм/год.

1.3. Повреждения (отказы) на участках тепловых сетей

Данные по отказам каждой группы диаметров трубопроводов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Отказы в тепловых сетях города за 2015-2021 гг.

Диаметр участка тепловой сети, мм	Средний срок службы, лет	Протяжённость (в однотр. исч.), м	Количество отказов за 7 лет	Частота отказов, 1/год	Приведённая частота отказов, 1/км/год
700	39,8	1 778	0	0,0	0,00
600	27,7	3 897	6	0,9	0,22
500	26,2	10 760	19	2,7	0,25
400	23,6	12 397	11	1,6	0,13
350	43,9	7 215	6	0,9	0,12
300	37,3	8 872	9	1,3	0,14
250	33,3	8 963	27	3,9	0,43
200	30,7	12 303	25	3,6	0,29
150	33,0	33 770	55	7,9	0,23
100	34,5	42 233	88	12,6	0,30
80	29,0	12 548	26	3,7	0,30
70	32,8	13 267	22	3,1	0,24
50	36,7	17 057	32	4,6	0,27
Всего		185 060	326	46,6	0,25

За 7 лет наблюдений в период эксплуатации было зарегистрировано 326 отказов. Большинство отказов регистрировалось на теплопроводах с диаметрами 250 мм и меньше.

Средневзвешенный срок службы теплопроводов, приведённая частота отказов (приведённая повреждаемость) тепловой сети системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) города вычислялся с использованием методики и формул, приведённых в [6]. Частота отказов по каждой группе участков тепловых сетей приведена на рис. 2. Частота отказов по всем диаметрам превышает частоты устойчивых отказов, равных 0,05 1/год/км, что характеризует систему теплоснабжения города как средне надёжную в которой проявляется эффект старения (деградации).

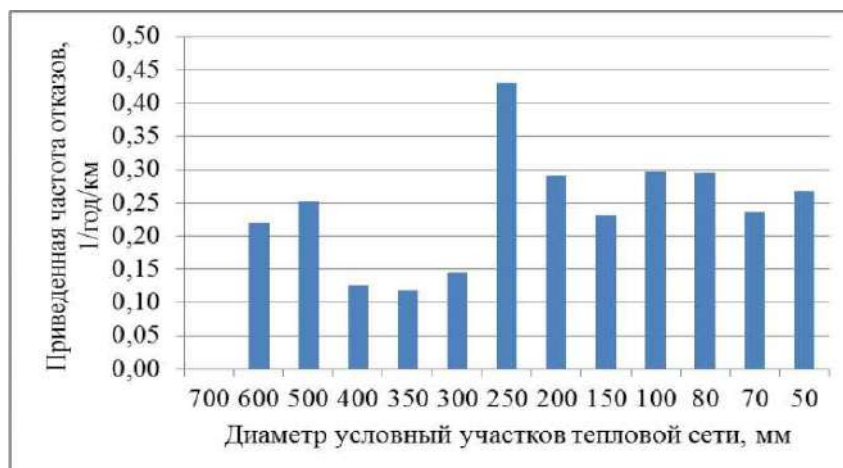


Рис. 2 – Приведённая частота отказов участков тепловой сети СЦТ.

2. Техническое решение по реконструкции системы теплоснабжения

Переход с зависимой на независимую схему присоединения всех потребителей в СЦТ города, остаётся невозможным по объёму требуемых инвестиций, отсутствию их источников и большим срокам их возврата.

Предлагается замена существующей зависимой схемы присоединения систем отопления потребителей с использованием элеваторных установок на зависимую схему с использованием корректирующих насосов [7]. Корректирующий насос устанавливается параллельно линии смещения элеватора и позволяет изменять общий коэффициент смешения для теплоносителя, подаваемого на отопление из тепловой сети. Схема присоединения системы отопления на абонентском вводе с корректирующим насосом приведена на рис. 3.

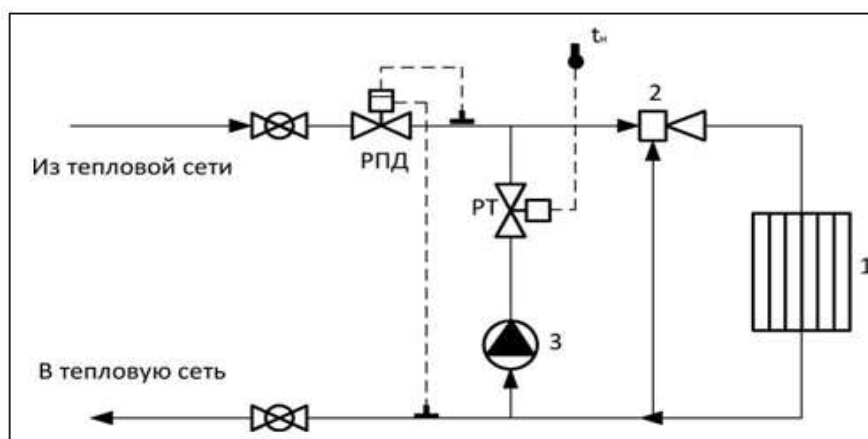


Рис. 3 – Схема присоединения системы отопления с корректирующим насосом:
 1 – система отопления; 2 – элеватор; 3 – корректирующий насос; РДП – регулятор перепада давления; РТ – регулятор температуры.

Расчёт температурных графиков выполнен с учётом реализации зависимой схемы присоединения потребителей с использованием

корректирующего насоса для модельной системы теплоснабжения с тепловой нагрузкой системы отопления равной 1 Гкал/ч. Принято, что центральное регулирование отпуска тепла в тепловые сети осуществляется в соответствии с графиком по отопительной тепловой нагрузке.

Для полноты условий сравнения кроме исходного и пониженных температурных графиков рассматривался также график 150/70 °С с установкой корректирующих насосов:

- температурный график 150/70 °С при исходных условиях по присоединению систем отопления;

- температурный график 150/70 °С с корректирующим насосом;

- температурный график 130/70 °С с корректирующим насосом;

- температурный график 110/70 °С с корректирующим насосом;

- температурный график 95/70 °С с корректирующим насосом.

Условия, принятые при расчете показателей приведены в таблице 3.

Таблица 3. Условия расчетов при различных температурных графиках

Температурный график, °С	Расчётные расход воды, т/ч	Коэффициент смешения элеватора
150/70 исходный	12,5	2,2
150/70	12,5	2,2
130/70	16,7	1,4
110/70	25,0	0,6
95/70	40,0	0,0

Для сопоставления режимных показателей проведены расчеты температурных графиков, графиков расходов воды из тепловой сети и через корректирующие насосы, а также определена зависимость отпуска тепла от температуры наружного воздуха.

При снижении температурных графиков снижается среднегодовая средняя температура в подающих и обратных трубопроводах.

Средние значения расходов теплоносителя при понижении температурного графика увеличиваются, однако это увеличение существенно меньше, чем при прямом снижении температурного графика без использования корректирующих насосов. Отпуск тепла потребителям одинаков для всех температурных графиков. Это обуславливается работой корректирующих насосов и соответствующей схемой их автоматизации.

3. Обработка данных по отказам в тепловых сетях

Данные по отказам в тепловых сетях представлены только за последний семилетний период (с 2015 по 2021 год), не являются полными. Выборка данных по отказам в тепловых сетях относится к выборкам «усечённым слева» и «цензурированным справа». Усечение слева образуется за счет потери данных об отказах тепловых сетей с

начала срока эксплуатации до момента начала наблюдений. Цензурирование справа образуется за счет учета участков тепловых сетей, наблюдение за которыми прекращено без регистрации отказа.

Для обработки данных такого рода в моделях о сроках жизни с распределением Вейбулла-Гнеденко использован метод пропорциональных интенсивностей Кокса [8].

Оценка влияния перехода на пониженные температурные графики на частоту отказов, затраты на аварийные и капитальные ремонтные работы возможна только в сопоставимом виде. Сопоставимый вид достигается оценочной функцией прогноза количества отказов в год по всему комплексу тепловых сетей.

При переходе на пониженные температурные графики, требуются перекладки тепловых сетей с увеличением их диаметра, для обеспечения нормативных перепадов давления на абонентских вводах. Учет этих перекладок приводит к увеличению материальной характеристики тепловых сетей при сохранении ее протяжённости неизменной и незначительно влияет на частоту отказов в них.

Данные по перекладкам тепловых сетей приведены в таблице 4.

Таблица 4. Протяженность перекладок (км) тепловых сетей, для обеспечения нормативного гидравлического режима абонентов при переходе на пониженный температурной график

Условный диаметр, мм	Температурный график, °С				
	150/70	130/70	115/70	110/70	95/70
1000	0	0,00	0,00	0,00	0,50
800	0	0,00	0,00	0,00	0,01
700	0	0,00	0,00	0,00	2,49
600	0	0,00	1,34	1,88	2,28
500	0	0,00	0,26	0,36	1,85
450	0	0,00	0,00	0,00	0,94
400	0	0,00	0,26	0,26	0,39
350	0	0,00	0,00	0,09	0,56
300	0	0,00	0,01	0,10	0,81
250	0	0,02	0,12	0,59	2,48
200	0	0,40	1,75	1,94	5,26
150	0	0,27	0,86	1,31	4,68
125	0	0,58	2,03	2,25	3,76
100	0	0,32	0,92	0,87	3,17
80	0	0,14	0,33	0,62	1,52
70	0	0,27	0,56	0,58	1,53
40	0	0,00	0,00	0,00	0,00
50	0	0,00	0,23	0,23	0,07
Всего, км	0	2,01	8,68	11,07	32,30

Они характеризуют протяженность переключков тепловых сетей по существующим участкам с увеличением диаметра.

Для аварийного ремонта предполагается, что все элементы теплопровода, потерявшие плотность в процессе эксплуатации и гидравлических испытаний, заменяются на новые элементы. Принято, что элемент – это участок теплопровода протяжённостью 10 метров. Для капитального ремонта предполагается, что замена тепловых сетей осуществляется в период гидравлических испытаний.

На рис. 4 приведены результаты расчетов прогнозных значений параметра потока отказов в тепловых сетях СЦТ города для различных температурных графиков.

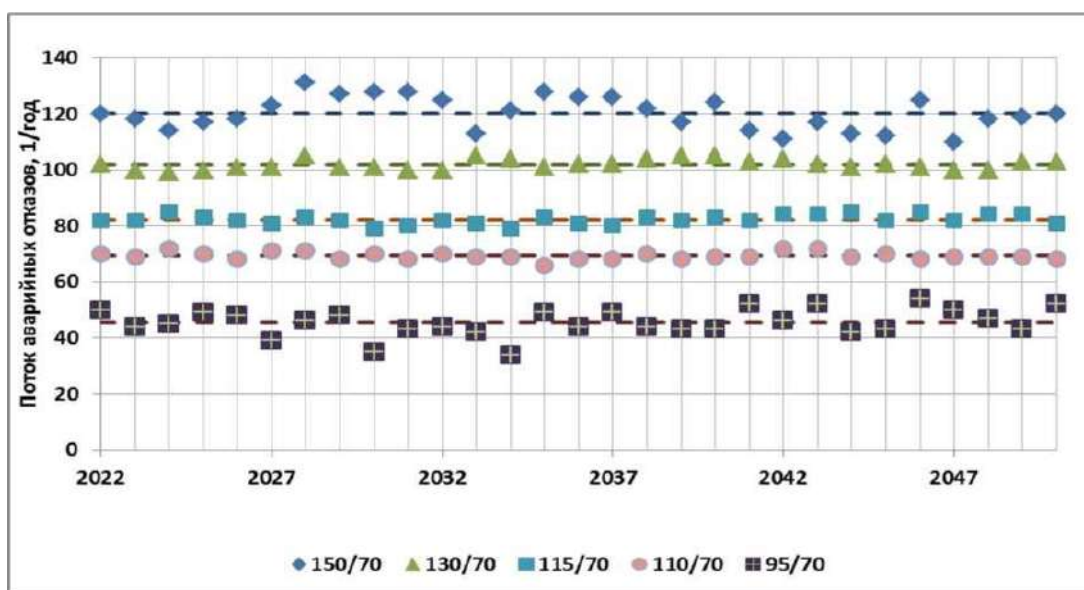


Рис. 4 – Прогнозные значения параметров потока отказов в тепловых сетях города при различных температурных графиках.

Выполнена оценка затрат на ликвидацию возникающих отказов на основании вычисленных значений потока отказов в тепловых сетях (рис. 4) при различных расчётных температурах теплоносителя в подающем теплопроводе тепловых сетей (температурных графиках) для всех градаций диаметров теплопроводов существующей тепловой сети и данных о стоимости ликвидации этих отказов. Значения этих затрат для каждого температурного графика учтены в финансово-экономической модели.

На рис. 5. представлены прогнозные значения переключков тепловых сетей при различных температурных графиках.

На основании вычисленных значений потока капитальных ремонтов в тепловых сетях при различных расчётных температурах теплоносителя в подающем теплопроводе тепловых сетей (температурных графиках) для всех градаций диаметров теплопроводов существующей тепловой сети и данных утвержденных значений укрупненных нормативов цен

строительства тепловых сетей, выполнена оценка затрат на выполнение капитальных ремонтов.

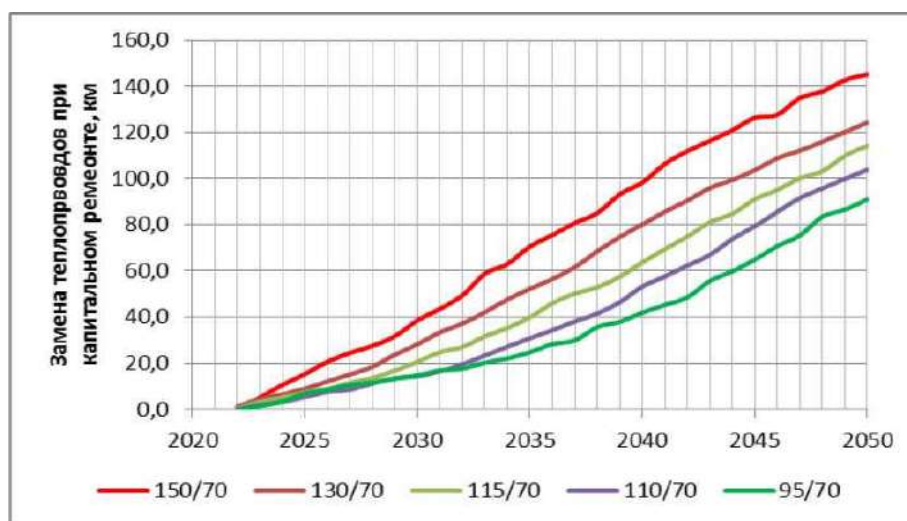


Рис. 5 – Прогнозные значения переключений тепловых сетей накопленным итогом при различных температурных графиках.

Заключение

По итогам проведенной работы определено, что сложившийся температурный график отпуска тепла от теплоисточника не является оптимальным. Целевой функцией оптимизации принята EBITDA. Для определения значения EBITDA при различных температурных графиках использовалась тарифно-балансовая модель позволяющая прогнозировать структуру затрат на теплоснабжение с учетом изменения топливно-энергетического баланса, операционных и капитальных затрат.

При определении долгосрочных ценовых последствий и приведения капитальных вложений в реализацию проектов к ценам соответствующих лет были использованы макроэкономические параметры, установленные Минэкономразвития России:

- прогноз социально-экономического развития РФ на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 гг. (опубликован 9 ноября 2021 г.);
- прогноз социально-экономического развития РФ на период до 2036 года (опубликован Министерством экономического развития РФ 28 ноября 2018 г.).

Допущения, принятые для формирования возврата капитальных затрат: капитальные затраты, осуществляются за счет долговых ресурсов, возврат аннуитетными платежами в течение 10 лет, WACC = 12,5%.

Установлено, что максимальное снижение издержек возможно при переходе на температурный график 130/70. При переходе на более низкие температурные графики потребуются значительное увеличение капиталовложений, что увеличивает срок окупаемости и нагрузку на конечного потребителя в виде увеличения тарифов на оплату.

В конечном итоге, при переходе на оптимальный температурный

график отпуска тепла от теплоисточника, в долгосрочной перспективе (рассматривался период окупаемости в 10 лет) тариф на покупку снизится ниже уровня значений 2022 года, что даст возможность вкладывать дополнительные средства в развитие системы теплоснабжения города, замену теплообменного оборудования на ЦТП для нужд ГВС, а также применение более современных методов контроля и автоматизации.

Литература

1. Энхжархал Х, Намхайням Б., Батмэнд Л., Баярсайхан Г., Лхамсурэн Ц. Тенденции развития систем теплоснабжения. Новости теплоснабжения № 232 (01 2023 год). С.16-25.
2. <https://www.danfoss.com/en/markets/district-energy/>
3. О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 г. Новости теплоснабжения № 231 (03 2022 год). С.12-21.
4. РД 153-34.1-17.465-00. Методические указания по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях. ОАО «ВТИ», 2001. 12 с.
5. ГОСТ Р 8.736-2011. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения.
6. РД 50-690-89. Методы оценки показателей надёжности по экспериментальным данным. Методические указания. Надёжность в технике. М.: Росстандарт, 1990, 133 с.
7. Байбаков С.А., Филатов К.В. О возможностях регулирования элеваторных узлов систем отопления. Новости теплоснабжения № 7 (119), 2010.
8. Чимитова Е.В. Митрофанов И.М. Построение вероятностных моделей выживаемости по усеченным слева и цензурированным справа данным. Вестник АГТУ. Сер.: Управление, вычислительная техника и информатика. 2016. № 1, стр. 50-61. ISSN 2072-9502.

УДК 621.311

КОММУНАЛЬНЫЕ ЛОКАЛЬНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ПРОБЛЕМА ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ¹

Бык* Ф.Л., Мышкина Л.С.

Аннотация

Рассматривается развитие электроэнергетики, базирующееся на трех составляющих: ресурсная достаточность, технологическая допустимость и экономическая доступность. Одним из направлений повышения надежности энергоснабжения потребителей, с учетом указанных трех «Д» является переход к распределенной энергетике и создание локальных энергосистем. Создание локальных энергосистем на предприятиях и в коммунальной инфраструктуре обладает различным влиянием на надежность и гибкость энергоснабжения, а также на экономичность. В работе исследуется возможность одновременного повышения надежности энергоснабжения и его экономичности. Цель исследования заключается в сопоставлении двух стратегий снижения уровня перекрестного субсидирования, во многом влияющего на экономичность энергоснабжения: основанной на опережающих темпах роста тарифов для населения и на формировании коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем.

Ключевые слова: распределенная энергетика, локальная интеллектуальная энергосистема, развитие, бесперебойность, управляемость, гибкость, коммунальная инфраструктура, перекрестное субсидирование.

Введение

Электроэнергетика является жизнеобеспечивающей отраслью для различных секторов: от промышленности до населения и прочих потребителей бытового сектора. Она формирует одну из критических инфраструктур страны. Ключевой задачей электроэнергетики является обеспечение надежного и доступного электроснабжения.

Однако по мнению многих экспертов, современная электроэнергетика из «локомотива» развития экономики превратилась в «тормоз». Повсеместно отмечается недостаточная эффективность отрасли, проявляющаяся, прежде всего, недостаточным уровнем надежности и экономической доступности электроснабжения.

Одновременно наблюдается переход к распределенной энергетике.

¹ Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-29-20278, <https://rscf.ru/project/22-29-20278/> и гранта № р-19 Правительства Новосибирской области в Новосибирском государственном техническом университете.

* Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, felixbyk@hotmail.com

Экономические причины во многом сподвигли промышленных и коммерческих потребителей самостоятельно решать вопрос повышения надёжности электроснабжения и доступности электрической энергии. Однако «решая свои задачи», потребители внедряющие в собственные системы электроснабжения распределенную генерацию, зачастую усугубляют положение оставшихся на региональном розничном рынке электрической энергии (РРЭ) потребителей, в том числе относящихся к категории население и приравненных нему потребителей.

Поэтому следует отметить нарастающую тенденции формирования локальных энергосистем на основе распределенной генерации, формирующих энергетическую инфраструктуру, в том числе, для коммунально-бытовых потребителей. Как показывает практика, их формирование в регионе, помимо повышения надёжности, способствует сокращению объема перекрестного субсидирования, во многом обуславливающего низкую доступность электрической энергии для промышленных и коммерческих потребителей.

В работе выдвинута гипотеза о том, что возможно одновременное повышение экономичности энергоснабжения и надёжности. Цель исследования заключается в сопоставлении двух стратегий снижения уровня перекрестного субсидирования: основанной на опережающих темпах роста тарифов для населения и на формировании коммунальных локальных интеллектуальных энергосистем.

Для достижения этой цели поставлены и решены следующие задачи исследования:

- исследование условий развития электроэнергетики;
- анализ влияние коммунальных локальных энергосистем на надёжность и экономичность электроснабжения;
- сопоставление способов снижения перекрестного субсидирования.

1. Три «Д» развития электроэнергетики

Устойчивое развитие электроэнергетики предполагает расширение ее масштабов для обеспечения экономического роста и повышения уровня электрификации на основе внедрения прогрессивных процессов. При этом происходят качественные преобразования отрасли, такие как изменение структуры генерации, топливно-энергетического баланса и внедрение экологически чистых установок. Устойчивое развитие электроэнергетики есть необходимое условие экономического роста.

На сегодняшнем этапе развития наблюдается изменение энергетической отрасли во многих странах мира. Формируется новый организационно-технологический уклад, предполагающий освоение эколого- и энергоэффективных технологий производства и потребления энергии, направленный на реализацию целей устойчивого развития. Условиями, определяющими процесс энергетического перехода в каждой стране, являются, рисунок 1:

- ресурсная достаточность;
- технологическая допустимость;
- экономическая доступность.

Различная достаточность первичных энергетических ресурсов в разных странах и регионах во много определяет направленность энергетического перехода. Ориентация на развитие и масштабирование определенных технологий отражает содержание технической политики. Организация и порядок рыночных отношений обуславливают институциональную среду для привлечения инвестиций в электроэнергетику.



Рис. 1 – Условия развития электроэнергетики.

В условиях энергетического перехода стратегическим направлением, выбранным многими странами, является развитие распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), систем накопления энергии, технологии управления спросом и др. [1, 2, 3 и др.]. Главным образом, причинами развития ВИЭ в странах является отсутствие собственной ресурсной достаточности углеводородного топлива.

В России ситуация с ресурсной достаточностью кардинально отличается, что формирует собственную концепцию энергетического перехода, где невысока роль ВИЭ в отличие от европейских стран [4]. Базисом современного этапа развития электроэнергетики в России можно считать радикальные изменения в области газификации, коренным образом изменившей топливный ландшафт в регионах. На начало 2023 года уровень газификации субъектов РФ составил 73%. Целевой показатель уровня газификации согласно Энергетической стратегии до 2035 года должен достичь 82,9% к 2035 году. По существу, с созданием разветвленной системы газопроводов появилась альтернатива электросетевому комплексу, так как газификация создает благоприятные условия для производства электрической и тепловой энергии в непосредственной близости от потребителей.

Таким образом, важным условием для России является высокий уровень энергетической независимости и безопасности, в силу наличия достаточных запасов ископаемого топлива для тепло- и электроэнергетики, а также разветвленных логистических систем.

В части технологической доступности следует рассматривать 3 направления:

- развитие ВИЭ, как ключевого способа повышения экологичности электроснабжения;

- развитие технологий когенерации, в силу климатических особенностей регионов и необходимости удовлетворения потребностей в электрической и тепловой мощности;
- развитие цифровизации и интеллектуализации систем управления, обеспечивающих согласованность децентрализованного и централизованного управления процессами производства, передачи и распределения электроэнергии.

Развитие ВИЭ в России, как и за рубежом происходит под знаменем развития чистой, безуглеродной энергетики с минимальными энергетическими выбросами.

Наряду с ВИЭ, ужесточение экологических требований привело к созданию в нефтегазовом комплексе России большого количества мини-ТЭЦ, направленных на утилизацию попутного нефтяного газа. По экспертным оценкам суммарная установленная мощность объектов распределенной энергетики на основе когенерационных технологий, составляет около 23–24 ГВт [5-6 и др.].

Развитие систем электроснабжения как ключевого элемента отрасли, включающей производство, передачу, распределение и сбыт электрической энергии, направленно на повышение уровня электрификации народного хозяйства, обусловленного ростом энерговооруженности спроса на электрическую энергию. Поэтому важной задачей становится анализ экономической доступности электроснабжения в России. При этом основной фокус на анализе секторов «производства» и «передачи» электроэнергии, на которые приходится 45% и 50% стоимости электроэнергии на РРЭ соответственно [7].

2. Распределенная энергетика с позиций 3 «Д»

На фоне общей динамики роста цен на электроэнергию нерыночные механизмы перекрестного субсидирования, отсутствие долговременных цен (стоимости) на электроэнергию стали одной из причин появления распределенной генерации в составе систем энергоснабжения промышленных предприятий [5-6], что во многом привело к изменению структуры потребления: снижение доли промышленных предприятий и увеличение доли коммунально-бытовых потребителей, в том числе благодаря ресурсной достаточности и технологической допустимости применения технологий распределенной энергетики, рисунок 2.

Усилия, направленные на повышение доступности электроэнергии для промышленных предприятий ведут к негативным последствиям для хозяйствующих субъектов, работающих в непромышленном секторе экономики. К ним относятся медицинские и образовательные учреждения, компании по оказанию бытовых услуг, проектные и другие инжиниринговые компании, торговые и развлекательные центры, банки, гостиницы и прочие организации, располагающихся в офисных зданиях и бизнес-центрах. В основном на них переносится тяжесть «перекрестки» и по факту

низкая цена электроэнергии для населения оборачивается высокой стоимостью товаров и услуг, особенно тех, где в себестоимости высока доля электроэнергии.

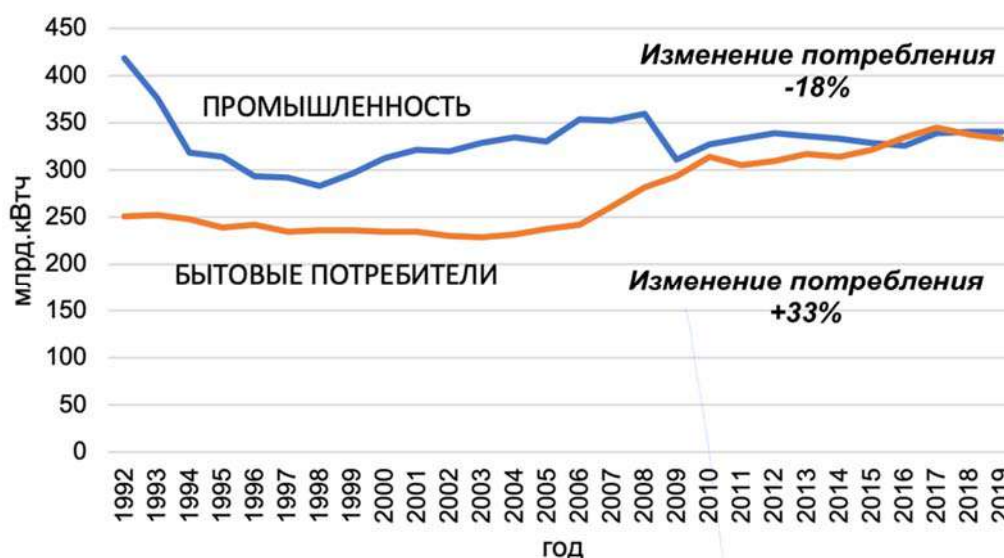


Рис. 2 – Динамика потребления электроэнергии в отдельных секторах, млн кВт·ч.

Указанное снижает экономическую доступность как электроснабжения, так и нового технологического присоединения промышленных и коммерческих предприятий к системе централизованного электроснабжения, сдерживая социально-экономическое развитие регионов страны.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод, что централизованная система электроснабжения во многом исчерпала заложенный при ее создании потенциал эффективности. Из драйвера экономики страны она превратилась в отрасль, сдерживающую развитие.

Для изменения данного положения дел разрабатываются различные стратегии и дорожные карты. Одним из решений, направленных на повышение эффективности рассматривается изменение системы планирования в отрасли. Согласно изменениям в ФЗ-35 «Об электроэнергетике», с 1 января 2023 года изменены правила перспективного планирования. Системный оператор будет обеспечивать разработку программных документов в сфере перспективного развития отрасли, включая разработку генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу и разработку Схем и программы развития электроэнергетических систем России на среднесрочную перспективу, включая решения по развитию ЭЭС России и региональных энергосистем.

Данное решение отменяет действовавшую ранее трехуровневую систему перспективных документов: Генеральная схема, Схема и программа развития ЭЭС России, Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Федерации, рисунок 3.



Рис. 3 – Планирование перспективного развития ЕЭС России.

Фактически, переход на новую систему планирования исключил у региональных властей возможность формирования условий устойчивого развития на региональном уровне. Ранее, вопросы повышения эффективности сетевого комплекса, а также эффективности объектов производства частично решались на уровне органов исполнительной власти региона, что позволяло управлять как технологической допустимостью, так и экономической доступностью электроснабжения. На настоящий момент, единственным вариантом развития системы электроснабжения на уровне региона становится развитие распределительных сетей среднего и низкого класса напряжения и распределенной энергетики для повышения экономической доступности электроснабжения на розничном рынке. Указанное может быть реализовано в рамках разработки и выполнения программ развития распределенной энергетики региона. При этом, распределенную энергетику следует учитывать не только с позиций развития системы электроснабжения, но и с позиций систем теплоснабжения, что может находить отражение при разработке Схемы теплоснабжения муниципального образования.

В этих условиях переход к распределенной энергетике, где повышение доступности и бесперебойности электроснабжения обеспечивается за счет распределенной когенерации, способной выполнять функции производителя электроэнергии на розничном рынке становится оправданным с позиций 3 Д: ресурсной достаточности, технологической допустимости и экономической доступности.

Актуальной задачей становится поиск решений, обеспечивающих гармоничное сочетание централизованной и децентрализованной энергетики при управлении развитием систем регионального электроснабжения. Как показывают проведенные ранее исследования формирование локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС), как одного из объектов распределенной энергетики, позволяет повысить бесперебойность электроснабжения, управляемость, долговечность оборудования, а также обеспечить рост наблюдаемости распределительных сетей. При этом, в зависимости от якорного потребителя в ЛИЭС различно влияние на уровень балансовой надежности, что проявляется на изменении требований

к величине оперативного резерва и маневренности генерирующего оборудования в системе [8, 9].

3. Влияние коммунальных ЛИЭС на экономичность

Проанализируем влияние интеграции коммунальных ЛИЭС. Значимым системным эффектом от электроснабжения населения и приравненных к нему категорий потребителей является ослабление нагрузки перекрестного субсидирования на промышленность. В частности, субъекты малого и среднего предпринимательства в составе ЛИЭС получают тепловую и электрическую энергию не только по сниженной, но и стабильной в течение года цене. Это важное конкурентное преимущество коммунальных ЛИЭС вызывает стремление субъектов малого и среднего предпринимательства в зоне действия коммунальной ЛИЭС переходить из систем централизованного электроснабжения в состав ЛИЭС.

Объясняется этот системный эффект сокращения нагрузки от перекрестного субсидирования снижением электропотребления населением из систем централизованного электроснабжения, где выполнение социальных обязательств со стороны государства ведет к необходимости повышать стоимость электроэнергии для хозяйствующих субъектов.

В настоящее время промышленные и непроеизводственные потребители вынуждены нести на себе нагрузку от 10 различных форм субсидирования. Одной из ключевых составляющих перекрестного субсидирования является «перекрестка в сетях». Актуальность решения данной проблемы отмечается на всех уровнях: от потребителей до органов власти.

Если исходить из того, что средняя стоимость электроэнергии на РРЭ за определенный период $\bar{C}$, а для населения установлен тариф в размере C_H , который составляет γ от тарифа для промышленных потребителей C_P , то размер перекрестки $\Delta C^{\text{пер}}$ можно определить, зная соотношение доли населения в структуре электропотребления λ_H .

$$\Delta C^{\text{пер}} = C_H \cdot \lambda_H \cdot (1 - \gamma) / \gamma \quad (1)$$

Очевидно, если тариф на электроэнергию для всех равный, то $\Delta C^{\text{пер}} = 0$. При снижении доли электропотребления населением размер $\Delta C^{\text{пер}}$ снижается. При превышении тарифа для населения над C_P , население начинает субсидировать промышленность и стимулировать развитие экономики, что можно наблюдать в Европе и Америке [10].

В настоящее время для решения «перекрестки» предлагается использовать механизм опережающих темпов повышения тарифа на электроэнергию для населения. Однако формирование коммунальных ЛИЭС позволит не только повысить экономичность электроснабжения, но и повысить его надежность.

На рисунке 4 показано, как различаются темпы снижения перекрестного субсидирования при условии, что доля населения $\lambda_H = 0.4$, соотношение стоимости электрической энергии $\gamma = 0.6$ и при снижении объема электроснабжения населения из систем централизованного электроснаб-

жения или при увеличении темпов роста стоимости тарифа для населения относительно промышленности, как это предполагается в рамках проекта федерального бюджета. Формы кривых показывают приоритет целесообразности создания и интеграции коммунальных ЛИЭС в сопоставлении с опережающими темпами роста тарифов.

Важной задачей в определении приоритетов развития ЛИЭС становится поиск баланса интересов субъектов, ведущих хозяйственную деятельность.

Как было отмечено выше, формирование промышленных ЛИЭС позволяет получить локальные эффекты, но одновременно сопровождается появлением отрицательных системных эффектов, усложняющих функционирование оставшихся на РРЭ субъектов. Коммунальные ЛИЭС в свою

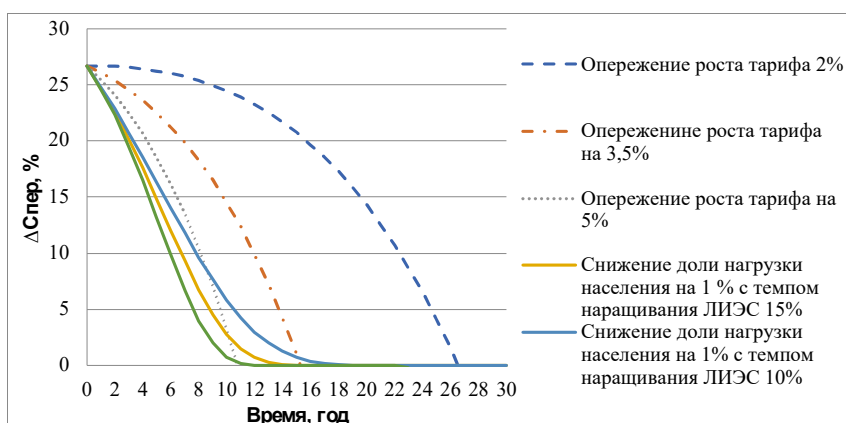


Рис. 4 – Сокращение перекрестного субсидирования между группами потребителей от выбора разных стратегий.

очередь позволяют нивелировать негативное влияние первых, повышая доступность к более дешевым источникам электрической и тепловой энергии не только отдельных субъектов.

4. Необходимые решения для сонаправленности повышения надежности и экономичности

Для повышения привлекательности ЛИЭС для частных инвестиций необходимо дополнение законодательства. Примером этого является изменения закона «Об электроэнергетике» в части стимулирования роста микрогенерации.

Указанные технические и экономические эффекты формирования и интеграции прежде всего коммунальных ЛИЭС позволяют повысить доступность и бесперебойность электроснабжения, энергоэффективность производства тепловой и электрической энергии, энергосбережение на транспорт энергии, что в совокупности ведет к сокращению срока возврата инвестиций и росту доходности за жизненный цикл проекта формирования ЛИЭС на основе распределенной когенерации.

Оценка целесообразности интеграции ЛИЭС в энергорайон, обусловленная ростом эффективности от выполнения новых функций, будет требовать расчета и сопоставления дополнительных локальных эффектов и

расходов на интеграцию. При этом, несмотря на наличие административных и корпоративных барьеров, наблюдается процесс не только формирования ЛИЭС, но и интеграции с возможностью выдачи мощности и энергии в региональную систему электроснабжения (пример: ЛИЭС мкр. Березовый в г. Новосибирск), что обуславливает получение значимых системных эффектов, указанных выше.

Полученные результаты исследований актуализируют следующую научную задачу определения соотношений промышленных и коммунальных ЛИЭС в каждом городе, регионе и федеральном округе для гармонизации структур потребления и генерации, направленной на одновременное повышение надежности и экономичности. Для этого требуется обосновать как приоритетные направления развития локальных энергосистем, так и оптимальные соотношения с позиций получаемых технических и экономических эффектов.

Заключение

Направление энергетического перехода и трансформации энергетики для повышения эффективности энергоснабжения во много определяется ресурсной достаточностью, технологической допустимостью и экономической доступностью. Для России наиболее эффективным с учетом страновых особенностей рассматривается развитие распределенной энергетики на основе энергоэффективной когенерационной технологии производства тепловой и электрической энергии и создание на их основе сбалансированных локальных интеллектуальных энергосистем.

Наличие и размер системных экономических эффектов во многом определяются назначением ЛИЭС. Промышленные, сельскохозяйственные, коммерческие ЛИЭС в качестве основной цели имеют снижение затрат хозяйствующих субъектов на энергоснабжение. Отдельно выделяются коммунальные ЛИЭС, основным потребителем которых является население и приравненные к нему группы потребителей социально-защищенной категории.

В исследовании показано, что формирование коммунальных ЛИЭС способствует одновременному повышению надежности и экономичности энергоснабжения, что может рассматриваться как развитие по траектории движения к оптимальному состоянию согласно принципу оптимальности по Парето. При этом нельзя исключать имеющуюся тенденцию формирования промышленных и коммерческих ЛИЭС, что требует определения баланса в развитии локальных интеллектуальных систем различного назначения, как основы развития региональных систем энергоснабжения.

В условиях изменившихся правил проектирования развития энергосистем актуальным и эффективным решением рассматривается разработка программ развития распределенной энергетики регионов, направленных на развитие систем тепло- и электроснабжения и обеспечивающих гармоничное сочетание централизованной и децентрализованной энергетики.

Литература

1. The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity – Transition, Agora Energiewende and Sandbag, February 2020 [Электронный ресурс]. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_EU_2019/172_A-EW_EU-Annual-Report-2019_Web.pdf (дата обращения: 20.12.2022).
2. Smart Electrification with Renewables: Driving the transformation of energy services // International Renewable Energy Agency. IRENA, 2022. [Электронный ресурс]. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Feb/IRENA_Smart-Electrification_Renewables_2022.pdf (дата обращения: 02.05.2023).
3. Новоселова, О.А. Распределенная энергетика в России: тенденции и перспективы // Региональная энергетика и энергосбережение, 2018, № 5, с. 12–14
4. Tracking SDG 7 [Электронный ресурс]. URL: <https://trackingsdg7.es-map.org> (дата обращения: 14.03.2023).
5. Цифровой переход в электроэнергетике России / Экспертно-аналитический доклад под общей ред. В.Н. Княгина, Д.В. Холкина. Москва. 2017. [Электронный ресурс]. URL: https://www.csr.ru/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf (дата обращения: 14.03.2023).
6. Илюшин, П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение, 2021, № 4, с. 70–80
7. Бык Ф. Л., Кожевников М.В., Мышкина Л. С. Повышение устойчивости энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем // Экономика региона, 2023, Т. 19, № 1, с. 163–177
8. Бык Ф. Л., Чукреев Ю.Я. Оценка влияния интеграции локальных интеллектуальных энергосистем на средства обеспечения балансовой надежности ЕЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 73: Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода: Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022, с. 41–50.
9. Бык Ф. Л., Мышкина Л. С. Интеграция локальных интеллектуальных энергосистем и энергетический переход // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 73: Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода: Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022, с. 31–40.
10. Grainger C., Schreibe A., Zhang F. Distributional impacts of energy-heat cross-subsidization. Energy Policy, 2022, 125, pp. 65-81

УДК 005:621.3

ТРАНСФОРМАЦИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ

Шевелева* Г.И.

Аннотация

Показана трансформация корпоративного управления в генерирующих компаниях электроэнергетики, обусловленная уходом иностранных собственников, обновленной методологией Банка России по его оценке. Предложены дополнительные стандарты и критерии для корпоративной практики этих компаний, структурная реорганизация их советов директоров в интересах инвесторов.

Ключевые слова: электроэнергетика, корпоративное управление, трансформация, собственность, критерии Кодекса, советы директоров, инвесторы.

Введение

Исследования в области повышения инвестиционной привлекательности генерирующих компаний электроэнергетики не утратили своей актуальности, в первую очередь по причине нерешенных проблем с привлечением инвестиций, обострившихся в условиях антироссийских санкций и безальтернативности внутреннего рынка заимствований.

Цель исследования – поиск дальнейших преобразований корпоративного управления в этих компаниях в интересах инвесторов в условиях современных вызовов.

Исследованы, главным образом, оптовые и территориальные генерирующие компании электроэнергетики (далее по тексту – генерирующие компании). Проведена оценка корпоративного управления генерирующих компаний, отчитавшихся о соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления (далее по тексту – принципы Кодекса) [1] в годовых отчетах или отчетах об устойчивом развитии на своих официальных сайтах или сайте «Интерфакс».

Использована информация открытого доступа, включая данные: отчетности и общей практики корпоративного управления этих компаний; Кодекса корпоративного управления; Единого государственного реестра юридических лиц; Банка России; информационных агентств «Bigelectricpowernews» и «РосБизнесКонсалтинг»; деловой газеты «Коммерсант»; международной компании Spencer Stuart; Национального совета по корпоративному управлению; Кодекса AFEP-MEDEF Франции; ESG-отчетов JPMorgan Chase & Co; лаборатории LECAP; авторитетных

* ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: sheveleva@isem.irk.ru

ESG-рейтингов (MSCI ESG Rating, RAEX Europe ESG, АКРА); проекта модельной методологии ESG-рейтингов Банка России; Российского института директоров, публикаций российских и зарубежных авторов.

Определена ротация собственности в генерирующих компаниях по итогам 2022 г. и сопутствующая ей трансформация корпоративного управления. Выявлены особенности обновленной методологии Банка России по оценке корпоративного управления [2]. Оценена на ее основе корпоративная практика генерирующих компаний в условиях современных вызовов, показавшая относительное ухудшение, особенно по разделу II Кодекса («Совет директоров»). Выполнен сравнительный анализ советов директоров этих компаний и зарубежных компаний, близких по концентрации собственности (Германия) и превалированию в ней государства (Франция). Обобщением всех полученных данных обозначены потенциальные преобразования корпоративного управления в российских генерирующих компаниях. Они, главным образом, касались частичной реструктуризации его стандартов, дополнительных критериев соответствия, структурной реорганизации советов директоров и актуализации внутренних документов.

Ротация собственности

Уход иностранных собственников и сопутствующая ему ротация собственности генерирующих компаний – один из современных вызовов для их корпоративного управления. Итальянская Enel в 2022 г. продала ПАО «Лукойл» (26.9%) и инвестиционному фонду «Газпромбанк – Фрезия» (29.5%)¹ акции ПАО «Энел Россия». Сменилось ее название – на ПАО «ЭЛ5-Энерго». В 2023 г. 56.4% акций ПАО «ЭЛ5-Энерго» перешли ПАО «Лукойл», ООО «ППИТ-7»² приобрело 5.5% этой компании. Финская Fortum и немецкий концерн Uniper не получили разрешений от российских регулирующих органов и Президента для ухода из российских генерирующих активов. Тем не менее, в 2022 г. концерн Uniper деконсолидировал активы принадлежащей ему ПАО «Юнипро» и классифицировал ее деятельность как «прекращенную»³. Финская Fortum исключила российскую компанию ПАО «Фортум» из своей новой стратегии⁴. Российские активы этих двух иностранных компаний были переведены под внешнее управление Росимущества. В дальнейшем могут быть переданы «Роснефти». Свидетельством тому являются назначения их новых генеральных директоров – выходцев из «Роснефти»⁵. Сменился основной акционер ПАО «Квадра». В 2022 г. 82,47% ее акций выкупило АО «Русатом Инфраструктурные решения» (дивизион госкорпорации «Росатом»)⁶.

¹ URL: <https://bigpowernews.ru/print/107032.phtml>

² ППИТ – перспективные промышленные и инфраструктурные технологии.

³ URL: <https://bigpowernews.ru/print/107665.phtml>

⁴ URL: <https://bigpowernews.ru/print/107803.phtml>

⁵ URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5954363>

⁶ URL: <https://bigpowernews.ru/print/101362.phtml>

С учетом дальнейших сделок эта доля выросла до 95,02%⁷. 92,2% акций ПАО «ТГК-14» приобрела АО «Дальневосточная управляющая компания»⁸. Ее основной акционер – бывший топ-менеджер РЖД К. Люльчев⁹. Акции ПАО «ТГК-2», принадлежащие ее офшорным компаниям, а также ООО «Корес Инвест» и ООО «Долговое агентство» перешли в доверительное управление ООО «СОВЛИНК» (57,8%). По данным Rescore¹⁰ его владелец – номинальный держатель. En+Group O. Дерипаски максимально увеличил свое участие в ОАО «ЕвроСибЭнерго» (ранее ОАО «Иркутскэнерго»). Все генерирующие активы ОАО «Новосибирскэнерго» (АО «СИБЭКО») перешли «Сибирской генерирующей компании» Мельниченко).

При увеличении присутствия государства, крупных частных владельцев и бизнес-групп в собственности генерирующих компаний неизбежна сопутствующая им трансформация корпоративного управления.

С увеличением присутствия государства, как правило, возрастает количество членов советов директоров и генеральных директоров из числа бывших государственных служащих. По наиболее важным вопросам членам советов директоров для голосования спускаются «сверху» определенные директивы. Понижается их ответственность (включая независимых директоров) перед акционерами и компанией в целом. Возрастают риски продвижения государством за счет акционерной стоимости компаний своих социальных и стратегических программ. Скорее всего, вследствие смешения функций государства в качестве регулятора и как акционера. Эти функции для компаний с государственным участием в зарубежной практике четко разделены. В роли регулятора корпоративных отношений государство добилось определенных успехов в последние годы, однако в качестве собственника обычно реализует исключительно свои права, игнорируя интересы других акционеров [3].

В компаниях с крупными частными владельцами отмечена узурпация ими полномочий, делегированных «де-юре» советам директоров. В таких компаниях мажоритарные акционеры, как правило, тесно связаны с топ-менеджментом, а советы директоров превращаются в формальных участников корпоративных отношений, нередко – в простых наблюдателей [3-4]. При таких собственниках нередки сделки со связанными сторонами и экспроприация миноритарных акционеров, переплата за ресурсы или покупку активов, заниженные цены на продукцию или продажу активов, предоставление кредитов аффилированным лицам или чрезмерное вознаграждение руководству. Отчасти косвенное подтверждение тому –

⁷ URL: <https://bigpowernews.ru/print/103885.phtml>

⁸ URL: <https://news.tgk-14.com>

⁹ URL: <http://www.bigpowernews.ru/print/101071.phtml>

¹⁰ Rescore – сервис автоматической потоковой экспертной проверки контрагентов высокой точности с помощью искусственного интеллекта. URL: <https://companies.rbc.ru/id/1027739102225-ooo-obschestvo-s-ogranichennoj-otvetstvennostyu-sovlink/>

формальное отношение этих компаний к соблюдению принципов Кодекса [5], их относительно невысокая рыночная стоимость [6]. Генерация электроэнергии нужна крупным частным владельцам или бизнес-группам, главным образом, для обеспечения их основных производств. В этих производствах, как правило, и сосредоточены «точки прибыли». Инвесторы генерирующих компаний рискуют недополученными дивидендами и низкой акционерной стоимостью.

Структура собственности генерирующих компаний, на наш взгляд, должна присутствовать в методологии Банка России в качестве отдельного стандарта корпоративного управления, а не в виде «незаметного» критерия Кодекса в его IV разделе. Тем более, что это принято международной и национальной ESG-повесткой, авторитетными рейтинговыми агентствами (MSCI ESG Rating, RAEX Europe ESG, АКРА) наряду с отдельным стандартом «внедрение принципов Кодекса» при оценке корпоративного управления.

Оценка корпоративного управления

Оценка корпоративного управления в генерирующих компаниях выполнена, главным образом, на данных их годовых отчетов «О соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления» за 2021 г. с применением обновленной методологии Банка России (далее по тексту – обновленная методология). На наш взгляд, эта методология – своего рода запоздавшая реакция регулятора на современные вызовы и отсутствующий пересмотр Кодекса с 2014 г. Прежде об ее основных особенностях.

Особенности обновленной методологии Банка России

В обновленной методологии сохранено 7 разделов Кодекса первого уровня: I. Права акционеров и равенство условий для акционеров при осуществлении ими своих прав; II. Совет директоров; III. Корпоративный секретарь; IV. Система вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников; V. Система управления рисками и внутреннего контроля; VI. Раскрытие информации, информационная политика; VII. Существенные корпоративные действия. Не изменилось число (24) подразделов второго уровня Кодекса («1.1.» и т.д.) с 79 принципами под трёхразрядными номерами («1.1.1.» и т.д.). Остался статус соответствия критериям Кодекса («соблюдается», «частично соблюдается», «не соблюдается»).

Выявленные *особенности* критериев Кодекса в обновленной методологии перечислены ниже.

- Увеличено их число (135 вместо 128).
- Они четче сформулированы.
- Перераспределены по-иному между принципами.
- Исключена часть критериев.

- Внесены дополнительные критерии (из Кодекса, не входившие в прежнюю методологию Банка России).
- Сформулированы новые (их не было ни в Кодексе, ни в прежней методологии).
- Введено обязательное их закрепление во внутренних документах. Выделены отдельные критерии Кодекса обновленной методологии, отражающие определенную часть современных вызовов:

ESG-повестка¹¹ (5.2.2., 6.2.2., 6.1.1).

- 5.2.2. Дана оценка корпоративного управления, включая взаимодействие с заинтересованными лицами.
- 6.2.2. Раскрыта информация о подконтрольных организациях, а также нефинансовый отчет, включая экологические, социальные и факторы корпоративного управления (ESG-факторы).
- 6.1.1. Рассмотрены вопросы об эффективности информационного взаимодействия с заинтересованными лицами и целесообразности его пересмотра.

Новые технологии (1.1.5., 2.7.2).

- 1.1.5. Предусмотрена возможность электронной формы бюллетеня.
- 2.7.2. Предоставлено членам совета директоров дистанционное участие в обсуждении вопросов повестки дня и голосовании (конференц- и видео-конференц-связь).

HR¹²-стратегия (2.9.1., 2.1.1., 2.3.1., 2.3.3.).

- 2.1.1. Рассмотрены вопросы о соответствии стратегии компании профессиональной квалификации, навыков и опыта исполнительных органов.
- 2.3.1. Проведена оценка кандидатов в совет директоров на наличие необходимого опыта, знаний, деловой репутации и отсутствие конфликта интересов.
- 2.3.3. Проанализированы потребности и необходимые компетенции совета директоров в краткосрочной и долгосрочной перспективе.
- 2.9.1. Определены во внутренних документах процедуры по проведению оценки работы совета директоров.

Критерии обновленной методологии Банка России, на наш взгляд, могли быть шире представлены в интересах инвесторов. В частности, в нее не вошли критерии, выявленные при дополнительном анализе Кодекса: организован Интернет-форум для сбора мнений о кандидатах в советы директоров; проведено предварительное обсуждение акционерами этих кандидатов; раскрыты сведения о выдвинувших их лицах, о характере отношений кандидатов с аффилированными лицами компании. Предложенные критерии могли бы войти во внутренние

¹¹ ESG (Environmental, Social and Corporate Governance) – экология, социальное развитие и корпоративное управление.

¹² HR – Human Resources (человеческие ресурсы).

документы генерирующих компаний. К сожалению, углубленный анализ состава и содержания внутренних документов за 2020-2022 гг. показал их низкую актуализацию, хотя она не менее важна для инвесторов, чем соблюдение этими компаниями принципов Кодекса.

Соблюдение Кодекса

Результаты оценки корпоративного управления в генерирующих компаниях в обобщенном виде представлены на рис. 1.

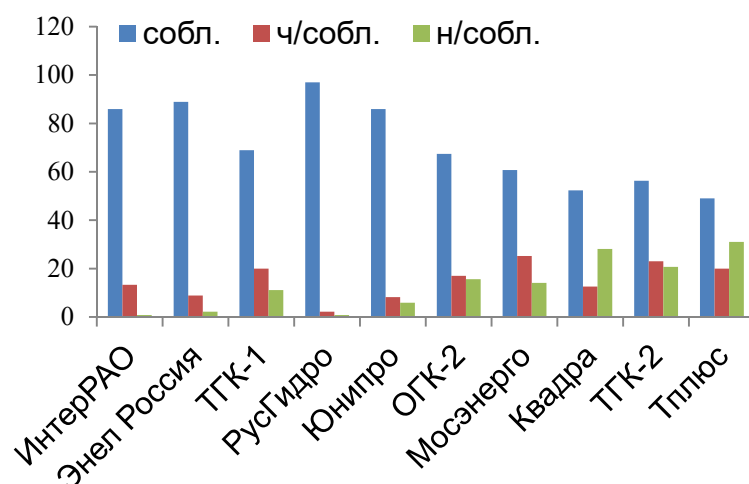


Рис. 1 – Соблюдение генерирующими компаниями критериев Кодекса, 2021 г.

Согласно данным, приведенным на рис. 1, явные лидеры по соблюдению критериев Кодекса среди генерирующих компаний – компании с государственным участием – ПАО «Интер РАО» и ПАО «РусГидро», а также с иностранными собственниками – итальянская ПАО «Энел Россия» и немецкая ПАО «Юнипро». Из 135 критериев Кодекса они соблюдали, соответственно, 85.9%, 97.0%, 88.9% и 85.9%. В аутсайдерах – ПАО «ТГК-2», ПАО «Квадра» и ПАО «Т Плюс», принадлежащие отечественным частным владельцам, с соблюдением в 2021 году 56.3%, 52.3%, 49.0% критериев Кодекса, соответственно. Лишь в несоблюдении этих критериев компании-аутсайдеры проявили свое лидерство – 20.7%, 28.1%, 31.0%.

Наблюдались разнонаправленные изменения по «частично соблюдаемым» и «не соблюдаемым» критериям Кодекса в этих компаниях в сравнении с предыдущим годом. Такая разнонаправленность была характерна как для компаний-лидеров, так и для компаний-аутсайдеров. В частности, в 2021 г. ПАО «Энел Россия» увеличила процент и «частично соблюдаемых», и «несоблюдаемых» критериев Кодекса относительно 2020 г. В ПАО «Юнипро», наоборот, эти показатели обоюдно и неравномерно снизились. Уменьшился процент «несоблюдаемых» критериев в ПАО «Интер РАО», но «частично соблюдаемых» увеличился на 12.5%. Противоположную динамику показала ПАО «Т Плюс», с 10%-м снижением «частично соблюдаемых» и с таким же повышением «несоблюдаемых»

критериев. ПАО «РусГидро» сохранило число «несоблюдаемых» критериев на прежнем уровне в 2021 г., но уменьшились «частично соблюдаемые» критерии.

Не исключено, что такие колебания в соблюдении критериев Кодекса вызваны пока что «не обкатанной» новой методологией Банка России. Возможно, сказался уход иностранных собственников, отличавшихся высокими стандартами корпоративного управления.

Дополнительный анализ числа частично- и несоблюдаемых критериев по каждому разделу Кодекса показал определенную «уязвимость» советов директоров генерирующих компаний (таблица 1).

Таблица 1. Частично- и несоблюдаемые критерии по разделам Кодекса, 2021

Компании (ПАО)	Не соблюдаемые							Частично соблюдаемые						
	I	II	III	IV	V	VI	VII	I	II	III	IV	V	VI	VII
Интер РАО	-	-	-	1	-	-	-	7	7	-	-	-	2	2
Энел Россия	-	1	-	1	-	-	1	7	-	3	-	-	-	2
ТГК-1	-	12	-	2	-	1	-	5	16	-	2	1	2	1
РусГидро	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-
Юнипро	1	3	-	-	-	3	1	3	2	-	2	2	2	-
ОГК-2	3	14	-	1	-	2	1	2	15	-	3	1	1	1
Мосэнерго	1	7	-	5	1	4	1	4	23	1	1	2	2	1
Квадра	2	25	-	6	-	3	2	-	12	-	-	-	1	4
ТГК-2	5	14	-	2	-	6	1	2	18	-	3	1	3	4

Согласно данным, приведенным в таблице 1, практически все генерирующие компании, вошедшие в исследование, не соблюдали большее число критериев по разделу II (Совет директоров) Кодекса. Несоблюдение критериев именно по этому разделу (не уменьшая значимость других разделов) способно спровоцировать особо чувствительные риски для инвесторов. Ведь в отечественных компаниях советам директоров делегировано подавляющее число из всех полномочий для защиты прав и интересов акционеров. Более того, на них – усиленный контроль над их соблюдением, обусловленный отсутствием должного внешнего контроля при относительно слабой институциональной среде. В возникшей ситуации, на наш взгляд, требуется определенная структурная реорганизация советов директоров этих компаний.

Структурная реорганизация советов директоров

Советы директоров «де-факто» в российских генерирующих компаниях не играют делегированной им «де-юре» ключевой роли в соблюдении прав и интересов инвесторов. Назревшие структурные изменения советов директоров этих компаний обозначены при их сравнительном анализе с советами директоров Франции и Германии (на начало 2021 г). При проведении такого анализа, в основном, использован типовой набор

структурных характеристик Индекса советов директоров Spencer Stuart¹³, их данные о советах директоров зарубежных компаний.

Средняя численность советов директоров российских генерирующих компаний (10.7) ниже уровня Франции (13.7) и Германии (13.8).

*Доля исполнительных*¹⁴ директоров в выявленных компаниях-лидерах (ПАО «Интер РАО», ПАО «РусГидро», ПАО «Энел Россия» и ПАО «Юнипро») сопоставима с показателем Франции (8%). В компаниях-аутсайдерах (ПАО «Квадра» и ПАО «ТГК-2») она завышена (33%) даже относительно рекомендованных значений ФЗ «Об акционерных обществах» (25%).

Средняя доля независимых директоров (25.7%) ниже рекомендованной Кодексом (30%). Самое высокое ее значение отмечено в ПАО «Энел Россия» (45.5%). Хотя и эта величина относительно невелика в сравнении с ее значениями Франции (58%) и Германии (60%).

Работа в других советах директоров на одного директора (1.8) почти сопоставима со средним значением Франции (1.3). Однако с учетом предложенной автором дополнительной структурной характеристики (работа в других организациях), типичной для российских компаний, этот усредненный показатель увеличивается в 3 раза (до 5.4). Максимальное присутствие отдельных директоров в других советах (без скобок) и других организациях (в скобках) отмечено в ПАО «РусГидро» 17 (22), ПАО «Энел Россия» 16 (20) и ПАО «Мосэнерго» 37 (37).

Доля женщин невелика (около 9%) относительно Франции (42.5%) и Германии (32%). Зарубежные компании высоко ценят их присутствие и численность в советах директоров: улучшается микроклимат работы, уменьшается количество нарушений законодательства и нормативных требований, усиливается мониторинг над действиями топ-менеджмента, снижаются случаи мошенничества, включая сделки со связанными сторонами [7-9].

Иностранные директора немногочисленны: ПАО «Интер РАО» (1), ПАО «ТГК-1» (1). Они предсказуемо присутствовали, в основном, в генерирующих компаниях с иностранными собственниками: ПАО «Энел Россия» (9), ПАО «Юнипро» (6). Таким директорам свойственна высокая компетентность и независимость в принятии решений. Минусы, в основном, в потенциальных языковых и культурных барьерах, недостатке знаний российской специфики ведения бизнеса.

Средний возраст членов советов директоров (49.9). Он ниже, чем во Франции (58.9) и Германии (58). Относительно возрастными среди российских генерирующих компаний выглядели ПАО «Юнипро» (60), ПАО «Интер РАО» (54), ПАО «РусГидро» (53). Видимо, в этих компаниях ценят

¹³ URL: <http://www.spencerstuart.com/research-and-insight/board-indexes>

¹⁴ Исполнительные директора являются сотрудниками компании.

возрастное разнообразие, объединяющее относительно высокий технологический уровень молодых директоров с опытом и осмотрительностью старших коллег.

Срок работы директоров не более 7 лет. Он немного превышал средние значения этого показателя Франции (5.7) и Германии (5.7).

Среднее число заседаний составило 17.3. Все они – заочные, за исключением ПАО «Юнипро» (4 очных). Однако большое число заседаний (особенно заочных), как правило, не является свидетельством эффективности корпоративного управления. Ценятся продолжительность заседаний и качество обсуждений. Для сравнения: Франция (9.1), Германия (6.8).

Ежегодная самооценка и внешняя оценка (минимум раз в три года) работы советов директоров проведены лишь в выявленных компаниях-лидерах, причем их внешняя оценка – с привлечением независимой компании ООО «ПрайсвотерхаусКуперс Консультирование». Для сравнения: во Франции 75% компаний из числа САС 40¹⁵ проводят внешнюю оценку советов директоров. При оценках советов директоров, на наш взгляд, принижается значимость личностных и поведенческих характеристик их членов, несмотря на рекомендации регулятора. В частности, в разработанной Банком России формализованной процедуре по оценке членов советов директоров эти характеристики выделены отдельным аспектом, с включением навыков сотрудничества и решения сложных задач, способности адаптироваться к изменяющимся условиям и открытости новому¹⁶. Подобный аспект также включен Банком России в его рекомендации по формированию и обеспечению преемственности совета директоров¹⁷. К сожалению, личностные и поведенческие качества членов советов директоров во всех его рекомендациях представлены в очень обобщенном виде. В частности, отсутствовали их классификация и характер взаимодействия по поведенческим характеристикам, широко практикуемые в зарубежной корпоративной практике; не было определенного набора профессиональных и личностных характеристик, обеспечивающих большую эффективность работы советов директоров [10].

Вознаграждение советов директоров достигало значительных величин. Среднее вознаграждение неисполнительных директоров, например, ПАО «РусГидро» (44.173 евро), ПАО «Интер РАО» (37.755 евро). Для сравнения: во Франции при большей численности советов директоров (24.449 евро¹⁸). Раскрывалась преимущественно общая сумма вознаграждения, а не каждого члена совета директоров.

¹⁵ Индекс САС 40 – крупнейший французский фондовый индекс, рассчитываемый как средний курс 40 французских акций голубых фишек.

¹⁶ Письмо Банка России № ИН-06-28/41. URL: https://cbr.ru/StaticHtml/File/59420/20190426_in-06-28_41.pdf

¹⁷ Письмо БР № ИН-06-28/80. URL: http://www.cbr.ru/statichtml/file/59420/20200422_in_06_28-80.pdf

¹⁸ Переведено в евро по курсу на 31 декабря 2020 г.

Заключение

Сохраняющаяся актуальность привлечения инвестиций в отечественные генерирующие компании требует определенной трансформации их корпоративного управления. Обновленная методология Банка России, по его оценке, отчасти нивелирует возникающие инвестиционные риски. Предложенные в статье по результатам анализа Кодекса и оценки корпоративного управления этих компаний отдельные стандарты, дополнительные критерии соответствия, структурная реорганизация советов директоров и актуализация их внутренних документов могли бы, на наш взгляд, способствовать повышению инвестиционной привлекательности генерирующих компаний в условиях современных вызовов.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 годы.

Литература

1. Кодекс корпоративного управления. Вестник Банка России, 2014, № 40, с. 1–63.
2. Информационное письмо Банка России от 27.12.2021 № ИН-06-28/102. URL: https://cbr.ru/issuers_corporate/acts/ [Электронный ресурс] (дата обращения: 17.02.2022).
3. Беликов И. Совет директоров: новый подход. М.: РИПОЛ Классик, 2019, 580 с.
4. Пенс И. Ш., Фурс С. А. Корпоративное управление в современной промышленности России: состояние и факторы совершенствования. М.: ООО «Недра коммюникейшнс ЛТД», 2008, 120 с.
5. Sheveleva Galina I. Corporate governance in generating companies of the Russian electric power industry in the context of ESG agenda. *Global Energy Interconnection*, 2022, Vol. 5, No. 5, pp. 512–523. DOI: 10.1016/j.gloe.2022.10.005.
6. Системные исследования в энергетике: энергетический переход / Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2021, 594 с.
7. Melsa Ararat, Stijn Claessens, B. Burcin Yurtoglu. Corporate governance in emerging markets: A selective review and an agenda for future research. *Emerging Markets Review*, 2021, Vol. 48, 100767.
8. Oehmichen Jana. East meets west—corporate governance in Asian emerging markets: a literature review and research agenda. *International Business Review*, 2018, Vol. 27, No. 2, pp. 465–480.
9. Национальный доклад по корпоративному управлению. Выпуск XII. М., 2020, 304 с.
10. Лебланк Р., Гиллис Дж. Совет директоров – взгляд изнутри. М.: Альпина Бизнес Букс, 2006, 267 с.

УДК 621.311.001.57

МУЛЬТИАГЕНТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ И ОЦЕНКИ ЕЕ НАДЕЖНОСТИ

Домышев* А.В.

Аннотация

В статье предлагается метод распределенного оптимального управления электроэнергетических систем (ЭЭС) с наличием стохастических элементов. Предлагаемая методика основана на методах распределенной оптимизации. В качестве исходных данных для оптимизации используется прогноз изменения параметров режима на заданное время. Прогнозный горизонт разбит на отдельные временные срезы через равные промежутки. Методы распределенной оптимизации расширены на задачу динамической оптимизации, когда рассматриваются не просто независимые режимы для каждого момента времени, а процесс их изменения во времени.

Ключевые слова: Оптимизация, распределительные сети с возобновляемыми источниками энергии, мультиагентная оптимизация, системы автоматического управления, интеллектуальные сети.

Постановка задачи

Статья является продолжением работы по автоматизированному оптимальному управлению нормальными режимами энергосистем [0]. В разработанном в ИСЭМ СО РАН программном комплексе по оптимальному управлению напряжением и реактивной мощностью в цикле автоматического управления выполняется прогнозирование и динамическая оптимизация электрических режимов. При этом алгоритм управления реализован по иерархическому принципу. Данные со всех подстанций собираются в единый управляющий центр, где автоматически проводится оценивание состояния и прогнозирование, на основе которого вычисляются оптимальные управляющие воздействия и время их применения.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) является сложным динамическим объектом, управление которым требует применения сложных автоматических систем. Разработанная иерархическая система организации автоматического оптимального управления ЭЭС может быть улучшена, хотя бы потому, что полностью централизованное управление становится неэффективным из-за наличия больших потоков информации и значительных временных затрат на её передачу в центр для

* ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, domyshev@isem.irk.ru

вычисления управляющего воздействия. Особенно актуален данный вопрос в энергосистеме со значительным количеством источников малой генерации или активной нагрузки. Особенностью таких систем является стохастический характер как нагрузки, так и генерации. Оптимальное управление в системах с большой долей неопределенности становится еще более сложным, а иерархическое управление, когда требуется в едином центре оперативно собрать модель для оптимизации всей сети, может уже быть не целесообразным. Возможным вариантом реализации системы оптимального управления при условии стохастичности параметров ЭЭС может быть мультиагентное управление.

В основе мультиагентного подхода лежит понятие мобильного программного агента, который реализован и функционирует как самостоятельная специализированная компьютерная программа или элемент искусственного интеллекта. Изначально, до появления соответствующих информационных технологий, в качестве агента выступал человек, которому делегировалась часть полномочий, как в выполнении конкретных функций, так и в принятии решений. На смену таким системам, копирующим централизованную иерархию, быстро пришли распределённые системы, в которых знания и ресурсы распределялись между достаточно самостоятельными агентами, но сохранялся общий центр управления, принимающий решения в критических или конфликтных ситуациях. Дальнейшим шагом в этом направлении стала парадигма полностью децентрализованных систем, в которых управление происходит только за счёт локальных взаимодействий между агентами.

В статье предлагается метод распределенного оптимального управления ЭЭС с наличием стохастических элементов. Предлагаемая система управления нацелена на применение в системах с малой и распределенной генерацией, где требуется внедрение систем накопления электроэнергии, поэтому важно учитывать то, что не всегда возможно организовать централизованную систему оптимального управления. Таким образом, при разработке модели на каждом этапе исследуется возможность построения распределенной мультиагентной системы.

Предлагаемое решение

Предлагаемая методика основана на методах распределенной оптимизации [2, 3]. В качестве исходных данных для оптимизации используется прогноз изменения параметров режима на заданное время. Прогнозный горизонт разбит на отдельные временные срезы через равные промежутки.

Глобальную целевую функцию задачи распределенной оптимизации можно сформулировать как сумму целевых функции f_i по подсистемам, представленным в виде отдельных вычислительных агентов:

$$\min \sum_{i=1}^n f_i(x). \quad (1)$$

Каждая из функций f_i известна только одному агенту. Допустимая область для значений управляющего вектора x должна учитывать ограничения каждого из агентов. Поэтому она определяется в виде пересечения соответствующих допустимых областей:

$$x \in X \triangleq \bigcap_{i=1}^n X_i. \quad (2)$$

Агенты связаны между собой направленным графом $G = \langle V, E \rangle$, представляющим собой имеющиеся коммуникационные каналы. Узел $i \in V$ соответствует агенту, вычисляющему функцию f_i . Каждой грани $(i, j) \in E$ соответствует элемент a_i^j матрицы инцидентий графа G .

Решение задачи распределенной оптимизации методом проекции субградиентов для случая выпуклых функций $f_i(\cdot)$ представлено в [4]. На каждом k шаге в узле i уточняется значение вектора управляющих воздействий следующим образом:

$$x^i(k+1) = P_{X_i}[\sum_{j \in N_i(k)} a_j^i(k)x^j(k) - \alpha_k d_i(k)], \quad (3)$$

где P_{X_i} – проекция вычисленного значения управляющего вектора в узле i на его допустимую область;

$a_j^i(k)$ – коэффициент матрицы инцидентий;

$N_i(k)$ – список соседних узлов для i -го узла;

$x^j(k)$ – значение вектора управляющих воздействий соседнего узла j ;

$d_i(k)$ – субградиент локальной целевой функции $f_i(x)$;

α_k – размер шага на шаге расчета k .

Для обеспечения сходимости задачи распределённой оптимизации необходимым условием является сбалансированность коммутационного графа, то есть, $a_j^i(k) \geq 0$ и $\sum_{j \in N_i(k)} a_j^i(k) = 1$.

При взаимодействии агентов в процессе управления энергосистемой неизбежно присутствие задержек в передачи информации. Данные, полученные от соседних управляющих узлов, могут быть устаревшими. При наличии задержек связи баланс и симметрия графов связи будут нарушены, что делает неприменимыми алгоритмы, не учитывающие такие задержки. Потеря или искажение отдельных данных также может быть выражена в форме задержки передачи данных. Для решения задачи с учетом возможных задержек в передаче информации в [3] предложен следующий алгоритм вычисления вектора управляющих воздействий:

$$x^i(k+1) = P_{X_i}[\sigma x^i(k) - \sigma x^i(k-\rho) + \sum_{j \in N_i(k)} a_j^i(k)x^j(k-\rho) - \alpha_k d_i(k)]. \quad (4)$$

Идея алгоритма заключается в использовании собственного состояния каждого агента и информации, имеющей задержку размером ρ , для балансировки влияния коммуникационных задержек в предположении изначально сбалансированного графа. Коэффициент σ выбирается таким образом, чтобы выполнялось условие:

$$\min_{j \in N_i(k)} a_j^i(k) \leq \sigma \leq a_i^i(k).$$

Если рассматривать задачу оптимального управления в интегральной постановке, то она трансформируется в задачу динамической оптимизации, где в отличие от статической оптимизации одного режима важно учитывать «стоимость» управляющих воздействий, зависящую не только от вектора состояния системы, но и от времени их реализации.

Стоимость управления тем или иным оборудованием зависит от таких факторов, как: остаточный ресурс оборудования; приоритет использования управляющего воздействия; минимально допустимое время между коммутациями одним и тем же устройством. Задача оптимизации с учетом стоимости воздействия записывается, как:

$$\min \sum_{t=1}^T f_t(X_t, t) = \sum_{t=1}^T (f_{d_t}(X_t) + \sum_{i=1}^C f_{c_i}(x_{t_i}, t)), \quad (5)$$

где X_t – управляющие воздействия доступные в момент времени t ;

f_{d_t} – функция статической оптимизации каждого режима для времени t ;

f_{c_i} – монотонно убывающая функция стоимости управляющего воздействия x_{t_i} , зависящая от времени воздействий, которые были выполнены до времени t .

В мультиагентной постановке задача динамической оптимизации записывается, как:

$$\min_X F(X, t) = \sum_{i=1}^n \int_{t=0}^T f_i(X_t, t).$$

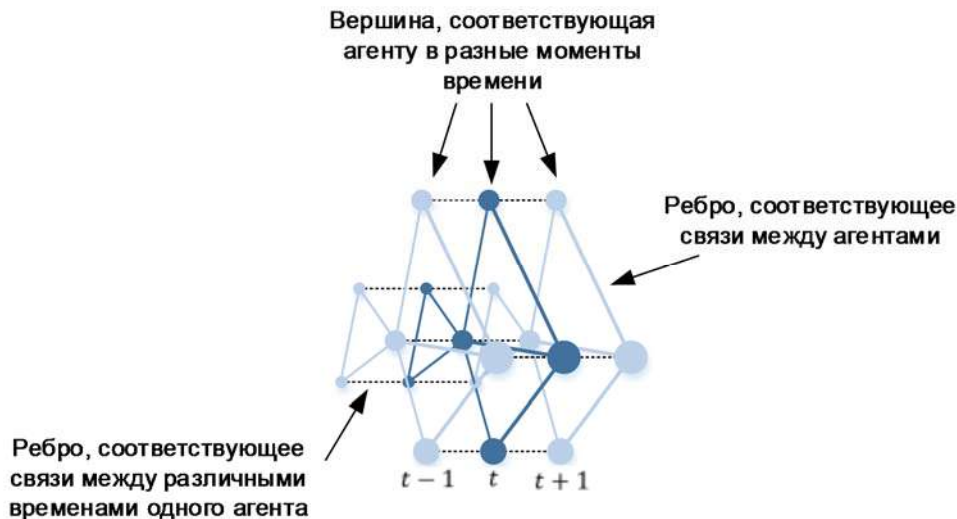


Рис. 1 – Коммуникационный граф динамической мультиагентной оптимизации.

Так как процесс можно представить в виде дискретных отсчетов, каждый из которых представляет срез времени, соответствующий времени получения данных одним из агентов, то $F(X, t)$ можно переписать, как:

$$\min_x F(X, t) = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T f_i(X_t, t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n f_i(X_t, t).$$

Имея сумму целевых функций агентов по срезам времени задача динамической оптимизации сводится к задаче (1), для решения которой используется субградиентный метод с учетом задержек передачи информации (4). При этом коммуникационный граф G_Σ представляет собой объединение коммуникационных графов G мультиагентного взаимодействия для каждого момента времени, дополненных связями между соответствующими агентами в разные моменты времени. На рис. 1 эти связи, представлены пунктирными линиями.

Составляющую стоимости управляющего воздействия f_{ci} , зависящую от времени его применения, можно представить в форме задержки информации ρ . Однако, она уже будет зависеть от времени:

$$x^i(k+1) = P_{X_i}[\sigma x^i(k) - \sigma x^i(k - \rho(t)) + \sum_{j \in N_i(k)} a_j^i(k) x^j(k - \rho) - \alpha_k d_i(k)].$$

В цикле мультиагентной динамической оптимизации используются множественные расчеты статической оптимизации. Поэтому для них востребовано быстродействующее программное обеспечение оптимизации электрических режимов, которое может быть встроено во внешний программный комплекс в виде библиотеки.

В статье представлена такая библиотека. Основным методом оптимизации, реализованным в ней, является метод внутренней точки. Вычисление Гессиана в цикле оптимизации наиболее затратная по времени процедура, которую необходимо выполнять на каждой итерации. Для уменьшения времени расчета Гессиан заменен на его аппроксимацию, уточняемую итерационно в соответствии с алгоритмом LBFGS. Использование квазиньютоновского алгоритма позволяет ускорить расчет оптимизации для каждого из режимов в процессе динамической оптимизации.

Для решения задачи оптимизации, как в постановке (3) – (5), так и в другой постановке, может быть применен метод внутренней точки [5 - 8].

В общем виде задача оптимизации для каждого момента времени может быть записана, как:

$$\begin{cases} \min f(x) \\ h(x) = 0 \\ \underline{g} \leq g(x) \leq \overline{g} \end{cases},$$

где $x = (p_g, u_g, k_t)$, h – ограничения типа равенство, g – ограничения типа неравенство.

Ограничения типа неравенство приводятся к ограничениям типа равенство с помощью вспомогательных неотрицательных переменных ω :

$$\begin{cases} g(x) - \underline{\omega} - \underline{g} = 0 \\ g(x) + \overline{\omega} - \overline{g} = 0. \\ (\underline{\omega}, \overline{\omega}) \geq 0 \end{cases}$$

При этом решается двойственная задача:

$$\min L(x, \lambda_h, \lambda_g, s),$$

где $L(\cdot)$ – функция Лагранжа, определяемая, как:

$$L(x, \lambda_h, \lambda_g, s) = f(x) + \sum_i^n \lambda_{h_i} h_i(x) + \sum_j^m \lambda_{g_j} (g_j(x) + s_j) - \mu \sum_j^m \ln s_j.$$

Решение данной задачи выполняется методом Ньютона, где на каждом шаге решается линеаризованная система уравнений:

$$\begin{bmatrix} H & -\nabla h(x)^T & -\nabla \underline{g}(x)^T & \nabla \overline{g}(x)^T & 0 & 0 \\ -\nabla h(x) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\nabla \underline{g}(x) & 0 & 0 & 0 & I & 0 \\ \nabla \overline{g}(x) & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & \underline{W} & 0 & \Lambda_{\underline{g}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \overline{W} & 0 & \Lambda_{\overline{g}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \lambda_{\underline{g}} \\ \Delta \lambda_{\overline{g}} \\ \Delta \underline{\omega} \\ \Delta \overline{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla_x L \\ \nabla_{\lambda} L \\ \nabla_{\underline{g}} L \\ \nabla_{\overline{g}} L \\ \nabla_{\underline{\omega}} L \\ \nabla_{\overline{\omega}} L \end{bmatrix},$$

где Гесссиан $H = \nabla^2 f(x) - \sum_i^n \lambda_{h_i} \nabla^2 h_i(x) + \sum_i^m \lambda_{g_i} \nabla^2 g_i(x)$,

$\underline{W} = \text{diag}(\underline{\omega})$, $\overline{W} = \text{diag}(\overline{\omega})$, $\Lambda_{\underline{g}} = \text{diag}(\lambda_{\underline{g}})$, $\Lambda_{\overline{g}} = \text{diag}(\lambda_{\overline{g}})$,

I – единичная матрица.

Для уменьшения времени расчета Гесссиан заменен на его аппроксимацию, уточняемую итерационно в соответствии с алгоритмом LBFGS [9 - 14].

$$\tilde{H}_{k+1} = V_k^T H_k V_k + \rho_k \delta_k \delta_k^T,$$

где $\rho_k = 1/\gamma_k^T \delta_k$ и $V_k = I - \rho_k \gamma_k \delta_k^T$,

δ_k – изменение вектора аргументов на шаге k :

$$\delta_k = (x_k, \lambda_{h_k}, \lambda_{g_k}, s_k) - (x_{k-1}, \lambda_{h_{k-1}}, \lambda_{g_{k-1}}, s_{k-1}),$$

γ_k – изменение градиента Лагранжиана.

$$\gamma_k = \nabla L(x_k, \lambda_{h_k}, \lambda_{g_k}, s_k) - \gamma_{k-1}.$$

Использование квазиньютоновского алгоритма позволяет ускорить расчет для каждого из режимов в процессе динамической оптимизации. Решаемые задачи оптимизации на самом деле не вполне независимы друг от друга. Действительно изменение параметров электрических режимов во времени не происходит скачкообразно. Дополнительное ускорение времени расчета возможно за счет использования вектора управляющих воздействий, полученного в результате оптимизации режима за предыдущий момент времени в качестве начальной точки. При этом необходимо контролировать близость прошлого режима. Так, например, при коммутациях могут возникнуть значительные изменения в

режиме и применение прошлых оптимальных воздействий будет уже не эффективно. Близость режима можно оценить по суммарному отклонению перетоков активной мощности по ветвям:

$$\sum_{j \in B, \max(P_{j_k}, P_{j_{k-1}}) \neq 0} \left| \frac{P_{j_k} - P_{j_{k-1}}}{\max(P_{j_k}, P_{j_{k-1}})} \right| \leq \rho.$$

Значение относительной величины ρ определяется для каждой схемы индивидуально.

Практическая реализация

Представленная методика реализована в виде библиотеки на языке C++ и включена в программный комплекс АНАРЭС. При этом предусмотрен интерфейс на языке Python, позволяющий использовать данную библиотеку, как в коммерческих решениях, так и в исследовательских проектах. Для использования в исследовательских проектах библиотеку планируется выложить в открытый доступ в 2023 г.

Проведено сравнение предлагаемого алгоритма оптимизации с существующими в комплексе АНАРЭС (градиентный спуск и LBFGSB). Расчет проводился на модели Иркутской энергосистемы. Рассматриваемая модель энергосистемы включает электрические сети Иркутской области напряжением 500 кВ - 110 кВ. Генераторы в модели в основном заданы узлами того напряжения, на котором фактически работают соответствующие генераторы (6 кВ – 15 кВ). Некоторая генерация представлена в виде эквивалентных генераторов на шинах высокого или среднего напряжения. Нагрузка в основном задана на низкой стороне трансформаторов или на ответвлениях линий электропередачи. Генераторных узлов в модели – 486, нагрузочных – 485. Общее количество узлов в модели узлы/ветви для этой системы – 1248, ветвей – 1481. Расчеты проводились на рабочей станции со следующими параметрами: Платформа на базе процессора Intel Xeon W-2125 4 ГГц с оперативной памятью 32 Гб.

В качестве управляющих параметров рассматривались корректировка коэффициентов трансформации, а также изменение генерации реактивной мощности станций и синхронных компенсаторов. Расчет проводился на архиве режимов, полученных из подсистемы оценивания состояния АНАРЭС.

В серии расчетов от различных начальных условий, соответствующих различным режимам из архива, в сравнении с квазиньютоновским алгоритмом LBFGSB достигнуто ускорение расчетов в размере от 28% до 55%. Данные показатели включают также ввод данных из модели. В среднем время оптимизации одного режима составило от 212 мс до 437 мс. Тогда, как в реализации LBFGSB время расчета составляло от 296 мс до 983 мс.

Заключение

Предложенная методика оптимизации была реализована в исследовательской версии программно-вычислительного комплекса АНАРЭС. Расчеты показали высокое быстродействие разработанных методов с обеспечением необходимой точности расчетов.

Функционирование алгоритма апробировано на данных реальной крупной энергосистемы. Библиотеку для оптимизации режимов ЭЭС с переформулированной целевой функцией можно использовать в цикле анализа режимной надёжности.

Литература

1. Домышев А.В., Осак А.Б., Панасецкий Д.А. Методы и подходы построения комплекса автоматического иерархического управления источниками реактивной мощности в нормальных и послеаварийных режимах ЭЭС //Иерархическое моделирование систем энергетики, отв. ред. Воропай Н.И., Стенников В.А. Новосибирск: Академическое изд-во "Гео", 2020. С. 263-271.
2. Гасников А. В. Современные численные методы оптимизации. Метод универсального градиентного спуска: Учебное пособие. 2-е изд., испр. М.: МЦНМО, 2021. 272с.
3. Lin P., Ren W., Song Y. Distributed multi-agent optimization subject to noni-dentical constraints and communication delays //Automatica. 2016. Т. 65. С. 120-131.
4. Nedić A., Ozdaglar A. Convergence rate for consensus with delays //Journal of Global Optimization. 2010. Т. 47. №. 3. С. 437-456.
5. Morstyn T., Hredzak B., Agelidis V. G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview //IEEE Transactions on Smart Grid. 2016. Т. 9. №. 4. С. 3652-3666.
6. Zia M. F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. Microgrids energy management sys-tems: A critical review on methods, solutions, and prospects //Applied energy. 2018. Т. 222. С. 1033-1055.
7. Nejbatkhah F., Li Y. W. Overview of power management strategies of hybrid AC/DC microgrid //IEEE Transactions on power electronics. 2014. Т. 30. №. 12. С. 7072-7089.
8. Fontenot H., Dong B. Modeling and control of building-integrated microgrids for optimal energy management—a review //Applied Energy. 2019. Т. 254. С. 113689.
9. Espín-Sarzosa D., Palma-Behnke R., Núñez-Mata O. Energy management sys-tems for microgrids: Main existing trends in centralized control architectures //Energies. 2020. Т. 13. №. 3. С. 547.
10. Rathor S. K., Saxena D. Energy management system for smart grid: An over-view and key issues //International Journal of Energy Research. 2020. Т. 44. №. 6. С. 4067-4109.
11. Azeem O. et al. A comprehensive review on integration challenges, optimization techniques and control strategies of hybrid AC/DC Microgrid //Applied Sciences. 2021. Т. 11. №. 14. С. 6242.
12. Chaudhary G. et al. Review of energy storage and energy management system control strategies in microgrids //Energies. 2021. Т. 14. №. 16. С. 4929.
13. Zou H. et al. A survey of energy management in interconnected multi-microgrids //IEEE Access. 2019. Т. 7. С. 72158-72169.
14. Vuddanti S., Salkuti S. R. Review of energy management system approaches in microgrids //Energies. 2021. Т. 14. №. 17. С. 5459.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНТЕГРИРОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ С ПЕРЕМЕННОЙ ВЫРАБОТКОЙ МОЩНОСТИ ПРИ УЧЁТЕ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПРЕДЕЛ УСТОЙЧИВОСТИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Рахманов* Н.Р., Курбацкий** В.Г., Гулиев*** Г.Б.,
Томин** Н.В., Якубов* А.Ф.

Аннотация

Статья посвящена развитию методологии оценивания величины балансирующей мощности в системе с большой долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ). С этой целью проведён анализ влияния роста установленной мощности ветровых электростанций (ВЭС) на величину балансирующей мощности энергосистемы, случайные характеристики её изменчивости для различных сочетаний числа работающих в системе ВЭС. Рассмотрены возможности реализации распределения балансирующей мощности в характерных критических нагруженных режимах системы. На примере реальной энергосистемы данных измерений скоростей ветра, полученных для географических мест расположения ветровых станций на местности по разработанным программам проведены моделирования режимов энергосистемы при различных сочетаниях ВЭС. Построены зависимости для балансирующей мощности, определены условия уменьшения этой мощности, а также условия её ограничения по устойчивости по напряжению в балансирующей части энергосистемы.

Ключевые слова: энергосистема, возобновляемые источники энергии, балансирующая мощность, потокораспределение в электрической сети, устойчивость по напряжению.

Введение

Рост доли генерации на основе ВИЭ существенно изменил подходы к технологической реализации балансирования мощности в современных энергосистемах. В результате в современных энергосистемах наряду с традиционными источниками, с задаваемой определённой величиной выработки мощности, также параллельно функционируют ВИЭ, значительную часть которых составляют ветровые турбины и солнечные фотоэлектрические системы, имеющие переменный (случайно-неопределённый)

* ООО «Азерэнержи», Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-исследовательский институт энергетики, г. Баку, Азербайджан, e-mail: ard.nariman@gmail.com

** Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: kurbatsky@isem.irk.ru, tomin.nv@gmail.com

*** Азербайджанский технический университет, г. Баку, Азербайджан, e-mail: huseyngulu@mail.ru

характер выработки электроэнергии. Выбор балансирующего источника (БИ) в этих условиях должен с высокой вероятностью обеспечить абсолютный диапазон изменчивости выработки мощности (МВт), а также среднее значение скорости нарастания (МВт/мин) выработки мощности.

Кроме того, при выборе балансирующего источника важным является обеспеченность устойчивости режима энергосистемы на каждой ступени изменчивости мощности генерации БИ.

Выработка электрической энергии ВИЭ в значительной мере зависит от погодных условий и нагрузки [1-3]. Непрерывно пространственно-временное балансирование величины отклонений между спросом и предложением в энергосистеме позволяет обеспечить устойчивое и надёжное электроснабжение. На основе только измерений случайных процессов выработки мощности ветровыми и солнечными электростанциями (СЭС) невозможно составить точную модель величины их изменчивости [4].

Рост числа ВИЭ подключённым непосредственно к шинам узла нагрузки электрической сети энергосистемы приводит к неопределённости прогноза электропотребления [5]. Системы накопления электрической энергии в настоящее время применяются в энергосистемах при недостаточной выработке мощности с целью покрытия потребности нагрузки в узле, к которой она подключена [6].

Случайный и прерывистый характер выработки мощности ВЭС и СЭС требует выбора источника для балансирования (компенсации) доли выработки ВЭС и СЭС. В большинстве случаев в качестве источника балансирующей мощности выбирается одна или две из действующих традиционных электростанций, в которой часть мощности от суммарной генерации выделяется для компенсации избытка или дефицита выработки мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме.

Выбор величины задаваемой мощности для балансирующей электростанции даёт возможность оптимально распределять нагрузку между электростанциями в различные периоды суточного графика энергосистемы, контролировать потокораспределение в электрической сети и тем самым эффективно использовать выработку мощности ВЭС и СЭС.

Предварительные результаты исследований показали, что для энергосистемы Азербайджана в качестве балансирующих электростанций могут быть рассмотрены газотурбинные станции Ширван и Сумгаит, которые имеют связь по распределительным сетям напряжением 110 кВ, а также системообразующей сети напряжением 220 кВ. Установлено, что вероятность перегрузки линий электропередачи (ЛЭП) в распределительных сетях от колебаний генерации мощности ВЭС и СЭС мала, что приводит к незначительному сокращению выработки электроэнергии этими электростанциями.

Энергосистемы с высокой долей ВИЭ [7-11] представляют собой проблему для диспетчеров из-за прерывистости выработки мощности и ограничений возможностей по ее прогнозированию. В некоторых случаях дис-

петчер энергосистемы может быть вынужден давать команды на уменьшение выработки ВЭС и СЭС, относительно имеющейся в текущий момент генерации. Эта величина уменьшения выработки от преобразования энергии ветра и солнца может рассматриваться как возможность сокращения суммарной генерации в энергосистеме. Таким образом ограничения возникают из-за ограничений передачи мощности по питающей сети или балансирование мощностей в распределительной сети между поступающей и потребляемой мощностями [7, 8, 12]. Поэтому необходимо повысить гибкость энергосистемы, чтобы увеличить выработку ВИЭ и при этом компенсировать прерывистость выработки мощности ВЭС и СЭС [8, 13, 14]. Некоторые традиционные электростанции не могут быстро адаптировать величину собственной выработки в энергосистеме из-за технических или экономических ограничений [4].

Режимные ограничения связаны со скоростью набора мощности, продолжительностью пусковых операций, а также величиной минимальной нагрузки [8, 13, 14].

В соответствии с указанными ограничениями электростанции могут быть классифицированы в целях использования при оперативном управлении на не участвующие в процессе управления, используемые при определённых ситуациях, или полностью принимающие участие в задачах оперативного ведения режима энергосистемы [15, 16].

Выработка мощности ВЭС и СЭС имеет прерывисто-вероятностный характер, что не позволяет диспетчерам энергосистемы эффективно их использовать в оперативном управлении режимами. К электростанциям, не участвующим в оперативном управлении режимами, обычно относятся атомные электростанции, тепловые электростанции, которые покрывают базовую часть суммарного спроса на электроэнергию в энергосистеме. К управлению режимами могут привлекаться электростанции как с традиционной технологией (газотурбинные, гидростанции) производства электроэнергии, так и на основе ВИЭ, за исключением ВЭС и СЭС.

Статическая устойчивость энергосистемы по напряжению, которая в основном ухудшается из-за перегруженности системообразующих ЛЭП и недостаточной обеспеченности электрических сетей средствами регулирования потоков активной и реактивной мощности, сталкивается с новыми проблемами из-за масштабной интеграции ВЭС и СЭС.

В статье предлагается метод оценивания статической устойчивости по напряжению в энергосистеме с большой долей выработки мощности ВЭС и СЭС, исследуется влияние числа работающих ВЭС и СЭС на режим работы балансирующего источника с целью определения величины, генерируемой им мощности для сохранения устойчивости по напряжению. Выведен аналитический критерий, обеспечивающей устойчивость по напряжению на шинах подключения ВЭС и СЭС к энергосистеме для различных состояний выработки мощности этими электростанциями и долей их участия в покрытии суммарного спроса в темпе процесса. На ос-

нове этой модели предложена методика оптимального планирования режимов работы энергосистемы для минимизации выработки мощности балансирующей электростанцией за счёт оптимального распределения выработки активной и реактивной мощности между ВЭС и СЭС.

Моделирование оценки величины балансирующего резерва мощности в энергосистеме с ВИЭ

Интеграция в энергосистему ВЭС и СЭС увеличивает неопределённость генерируемой мощности, что совместно с неопределённостью нагрузки делает невозможным строгое детерминистическое описание величины балансовой мощности.

В общем случае оценку величины балансирующей мощности можно определить из следующего равенства:

$$0 = P_{\text{трад.уст.}}^{t_i} + P_{\text{ВИЭ}}^{t_i} - P_{\text{наг}}^{t_i} - \Delta P^{t_i} + P_{\text{б.м}}^{t_i} \quad (1)$$

где, $P_{\text{трад.уст.}}^{t_i}$, $P_{\text{ВИЭ}}^{t_i}$ – мощность традиционных электростанций и генерации на основе ВИЭ в суточном графике; $P_{\text{наг}}^{t_i}$ – мощность нагрузки в балансирующей части энергосистемы в интервале i ; ΔP^{t_i} – потери в электрической сети; $P_{\text{б.м}}^{t_i}$ – величина балансирующей мощности.

В уравнении (1) $P_{\text{трад.уст.}}$, $P_{\text{ВИЭ}}$, $P_{\text{наг}}$ заданы на основе полученных измерений за длительный период функционирования энергосистемы. Величина ΔP , $P_{\text{б.м}}$ – потери в электрических сетях и балансирующая мощность являются искомыми величинами.

Для решения уравнения (1) со стохастически заданными входными параметрами $P_{\text{трад.уст.}}$, $P_{\text{ВИЭ}}$, $P_{\text{наг}}$, два последних из которых задаются пределами их изменений в виде неравенств, например:

$$P_{\min, \text{ВИЭ}} \leq P_{\text{ВИЭ}} \leq P_{\max, \text{ВИЭ}} \quad (2)$$

$P_{\min, \text{ВИЭ}}$, $P_{\max, \text{ВИЭ}}$ – устанавливаются на этапе предварительного анализа стохастической переменной $P_{\text{ВИЭ}}$.

Таким образом, оценка величины балансирующей мощности $P_{\text{б.м}}$ в каждом $[0, i]$ интервале сводится к решению стохастической системы уравнений:

$$0 = P_{\text{трад.уст.}}^i + P_{\text{ВИЭ}}^i - P_{\text{наг}}^i - \Delta P^i + P_{\text{б.м}}^i$$

При учёте ограничений:

$$P_{\min, \text{ВИЭ}}^i \leq P_{\text{ВИЭ}}^i \leq P_{\max, \text{ВИЭ}}^i$$

Исследования влияния ВИЭ на баланс мощности в энергосистеме Азербайджана

Вероятностный подход применим к задаче определения резерва мощности для поддержания баланса активной мощности в энергосистеме

при наличии стохастической генерации в виде ВЭС и СЭС. Он основан на результатах вероятностного анализа данных наблюдений скоростей ветра и солнечностей радиации за большой период времени, а также получения устойчивой оценки характеристик их распределения, прогнозной модели выработки мощности ВЭС в исследуемой географической местности и других параметрах. При этом важно иметь данные о характере стохастической изменчивости нагрузки в энергосистеме.

Определение балансирующей мощности для установившихся послеаварийных режимов (после отказов её основных элементов – генераторов, ЛЭП) потребует анализа пределов устойчивости состояния энергосистемы в этих режимах. Величина балансирующей мощности в периоды критических состояний, в отличие от существующего детерминистического подхода, должна иметь вероятную оценку, с учётом неопределённости предполагаемых аварийных состояний. В статье предлагается использовать метод статистической оценки предела статической устойчивости по напряжению для N-1, N-2 состояний схемы энергосистемы.

В статье приведены результаты расчёта баланса мощности в национальной энергосистеме Азербайджана с различным сочетанием электростанций, ВЭС и СЭС для нормальных и послеаварийных установившихся режимов и различных состояний аварийных отключений элементов в энергосистеме. Учитывая то, что базовую часть структуры электростанций составляют (80% от установленной мощности) тепловые станции, на которых предполагается разместить балансирующий резерв мощности для покрытия небаланса ВЭС и СЭС, то очень важным фактором является размещение резерва мощности и определение стратегий управления потокораспределением в сети.

2025 г. в систему Азерэнерджи планируется ввести в эксплуатацию три ВЭС: ВЭС «Хызи» мощностью 240 МВт (Баку); ВЭС «Джануб» 220 МВт (Ленкоран) и ВЭС «Шимал» 240 МВт (Мараза).

Для оценки балансирующей мощности и анализа режимов системы Азерэнерджи в связи с вводом вышеуказанных ВЭС проведены моделирование и компьютерные тесты для следующих вариантов схемы:

- к энергосистеме подключена ВЭС «Баку»;
- к энергосистеме подключена ВЭС «Мараза»;
- к энергосистеме подключена ВЭС «Ленкоран»;
- к энергосистеме подключена ВЭС «Баку» + ВЭС «Ленкоран»;
- к энергосистеме подключена ВЭС «Баку» + ВЭС «Мараза»;
- к энергосистеме подключена ВЭС «Баку» + ВЭС «Ленкоран» + ВЭС «Мараза».

На рис. 1 приведена структура частей энергосистемы – балансирующая и синхронная. На рис. 2 функции распределения вероятности погрешности прогноза выработки мощности ВЭС при различных величинах выработки мощности. На рис. 3 показан резерв мощности для балансиру-

вания мощности в энергосистеме Азербайджана в случаях установки каждой отдельной ВЭС в местах размещения ВЭС «Баку», ВЭС «Ленкоран» и ВЭС «Мараза». На рис. 4 и рис. 5 показаны изменение скорости ветра в районах Баку и Мараза.

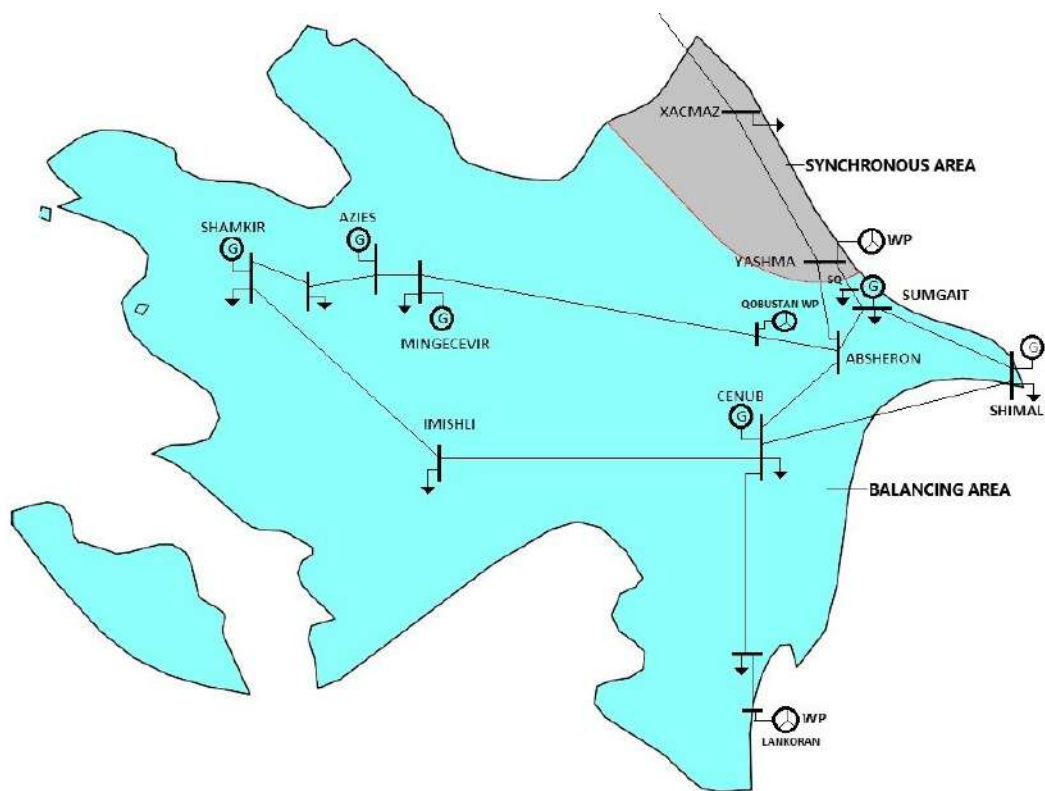


Рис. 1 – Структура частей энергосистемы – балансирующая и синхронная для Азербайджана.



Рис. 2 – Распределение вероятности погрешности прогноза мощности ВЭС при различных величинах выработки этой мощности.



Рис. 3 – Резерв для балансирования мощности в энергосистеме Азербайджана в случаях установки каждой отдельной ВЭС (Баку, Мараза, Ленкоран) и их сочетаний 1 – Ленкоран; 2 – Мараза; 3 – Баку; 4 – Баку+Мараза; 5 – Баку+Мараза+Ленкоран.

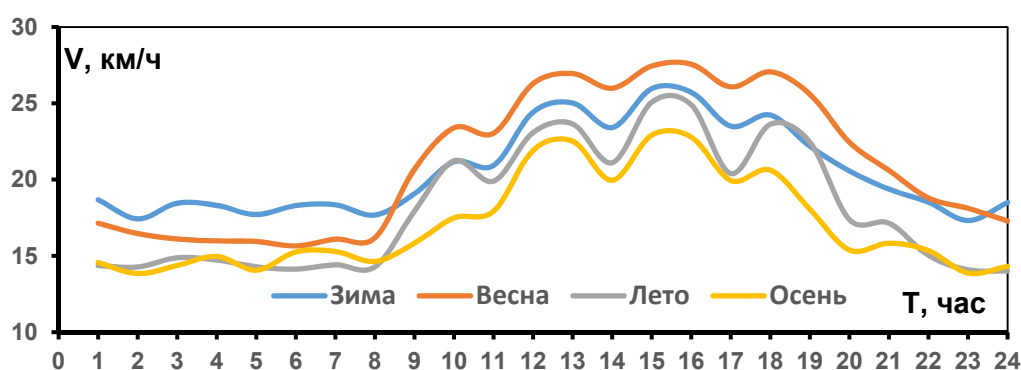


Рис. 4 – Часовые изменения скорости ветра в районе установки ВЭС Баку.

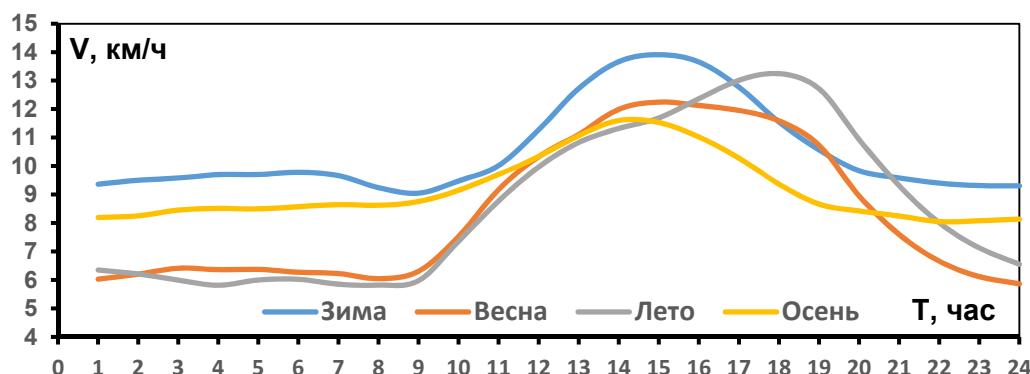


Рис. 5 – Часовые изменения скорости ветра в районе установки ВЭС Мараза.

Анализ влияния ВИЭ на статистическую устойчивость при балансировании мощности

Необходимость анализа влияния ВИЭ на статическую устойчивость энергосистемы Азербайджана в условиях оперативного управления выбранной величиной резерва балансирующей мощности вызвана большой долей генерируемой в систему мощности от ВЭС (до 20% от установленной мощности традиционных электростанций). Многолетние наблюдения климатических условий показывает, что в ряде регионов Азербайджана из-за характерной особенности динамики энергопотенциала скоростей

ветра электроэнергия, произведенная ВЭС, в некоторые периоды времени может иметь большую амплитуду. В работе для оценки предела устойчивости по напряжению в балансирующей части энергосистемы (рис. 1) на каждом этапе реализации балансирующего резерва мощности применен метод последовательного утяжеления режима [6].

На рис. 6 представлены кривые зависимости $U - P$ для передачи мощности по системообразующим ЛЭП напряжением 220-330 кВ в часы вечернего максимума нагрузки. Суммарная выработка всех ВЭС около 340 МВт, что составляет около 10% суммарного спроса в энергосистеме. Как было установлено ранее [3] при совместной работе трёх ВЭС (Баку, Мараза, Ленкоран) суммарный резерв составил около 25% установленной мощности ВЭС (≈ 80 -85 МВт).

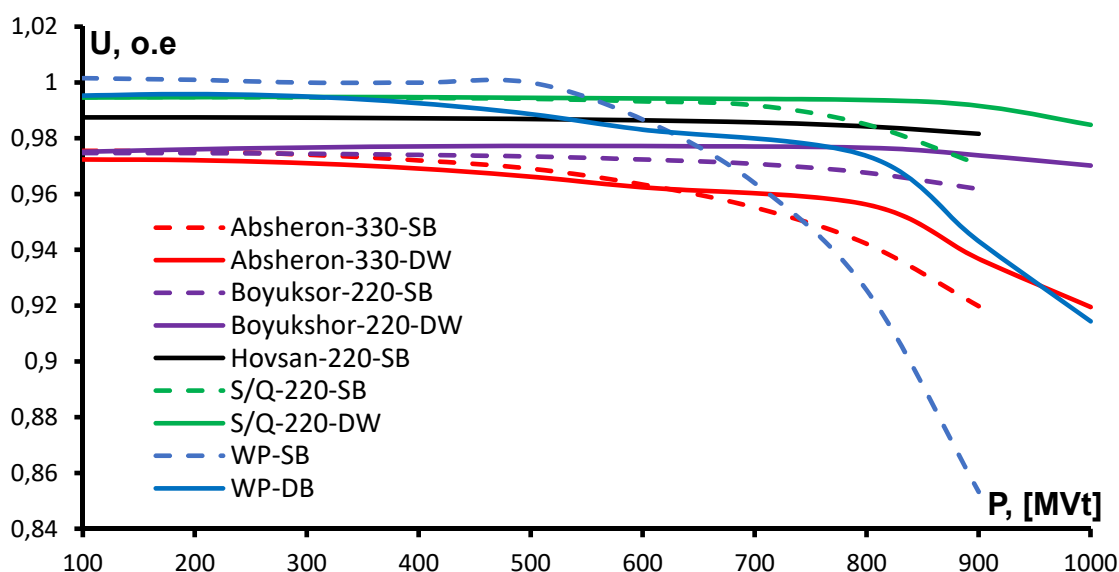


Рис. 6 – Кривые зависимости $U - P$ для передачи мощности по системообразующим ЛЭП 220-330 кВ в часы вечернего максимума нагрузки.

Как видно из кривых на рис. 6, если суммарная выработка ВЭС сократится на 30-40%, т.е. на более чем 85 МВт, то резерв мощности позволит обеспечить поддержание напряжения в контролируемых узлах энергосистемы в пределах допустимого по величине уровня.

Заключение

Рост интеграции ВИЭ в энергосистему увеличивает потребность в резерве мощности для покрытия дефицита баланса между спросом и выработкой. Стохастическая изменчивость выработки на ВЭС приводит к необходимости выбора величины мощности резерва для балансирования энергосистемы с учётом влияния следующих факторов: погрешности прогноза выработки мощности ВЭС и СЭС, влияния погрешности в расчётной модели балансирующих резервов, влияния на предельное значение балансирующего резерва отклонения между суммарной генерацией и электропотреблением.

Предложен подход к оценке резерва для балансирования активной мощности в энергосистеме с преобладающей долей ВИЭ в интервале 30 минутных стохастических изменений генерирующей мощности на ВЭС, стохастических изменений нагрузки, случайных аварийных отказах основных объектов энергосистемы – генераторов на традиционных электростанциях и ЛЭП в системообразующей сети. Предложенный подход позволяет учесть динамику изменения балансирующей мощности в зависимости от погрешности прогноза выработки электроэнергии ВИЭ и мощности электропотребления.

На основе расчётно-экспериментальных исследований в реальной энергосистеме установлено, что при увеличении числа ВЭС, подключённых к системообразующей сети в разных ее узлах потребность в резерве мощности может существенно сократиться.

Влияние ВЭС одинаковой мощности, устанавливаемых в различных частях энергосистемы, имеет неодинаковое влияние на величину балансирующей мощности, поэтому требования к ней могут отличаться.

Литература

1. IEA (2014a) Advancing variable renewables-grid integration and the economics of flexible power system. International Energy Agency, Paris 2014a, 726 p., <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e6f58562-203e-474c-97a3-486f409aa7ff/WEO2014.pdf> (дата обращения 03.05.2023 г.)
2. Рахманов Н.Р., Курбацкий В.Г., Гулиев Г.Б., Томин Н.В. Краткосрочное прогнозирование выработки мощности ветроэнергетических установок для обеспечения надёжности электрических сетей // Труды Международного Научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики». Актуальные проблемы надёжности систем энергетики. Выпуск 66, Минск, 2015, с. 397-404.
3. Рахманов Н.Р., Гулиев Г.Б., Ибрагимов Ф.Ш. Моделирование процесса выработки ветростанцией при прогнозировании режима покрытия мощности нагрузки в энергосистеме во внутри суточных циклах // Проблемы энергетики, 2015, № 3, С. 3-11.
4. Grubb M. Value of variable sources on power system. IEE Pros: Gener. Transm Distrib. 1991, vol. 138 (2), pp. 65-149.
5. UNECE (Renewable Energy Status Report) 2017, pp.98, https://unece.org/DAM/energy/se/pp/renew/Renewable_energy_report_2017_web.pdf (дата обращения 05.05.2023 г.)
6. Hirth L., Ziegenhagen In. Balancing power and variable Renewables: Three links / Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50 (2015), p.1035-1051, <https://neon.energy/Hirth-Ziegenhagen-2015-Balancing-Power-Variable-Renewables-Links.pdf> (дата обращения 05.05.2023 г.)
7. Guerra K., Haro P., Gutierrez R.E., Gomez - Barec . Facing the high share of variable renewable energy in the Power System: flexibility and stability requirements // Journal Applied Energy, vol. 310. <https://ideas.repec.org/a/>

eee/appene/v310y2022ics0306261922000460.html (дата обращения 05.05.2023 г.)

8. European Commission, EG3 Report : Regulatory recommendations for the development of flexibility, Smart Grid Force, 2015, pp. 93, https://projects2014-2020.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/tx_tevprojects/library/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf (дата обращения 02.05.2023 г.)

9. Spiegel T. Impact of Renewable Energy Expansion to the Balancing Energy Demand of Different Balancing Groups // Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2018, vol. 6., iss. 4, pp. 784-799.

10. Holttinen H., Milligan M., Ela E., Menemenlis N., Dobchinski J., Rawn B., Bessa R.J., Flynn D., Gomes-Lazaro E., and Detlezen N.K. Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, vol. 3, no. 4, pp. 713-723.

11. Brener C., Engelhardt C., Moser A. Expectationbased reserve capacity dimensioning in power system with an increasing intermittent feed-in. Proceedings of the 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, 2013, pp.1-7.

12. Matos M.A., and Bessa R.J., Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts // IEEE Transactions on Power Systems, 2011, vol. 26, iss. 2, pp. 594-603, <https://ieeexplore.ieee.org/document/5565529>.

13. Sylvain C., Wilkison T. Balancing services in Europe. HIS Cera decision brief, 2013.

14. Рахманов Н.Р., Гулиев Г.Б. Применение модели нейронной сети для оценки текущего значения предела устойчивости электрической системы по напряжению // Электричество, 2015, №4, С. 4-11.

15. Ajarapu V., and A.Christy C. The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis, IEEE Transactions on Power Systems, 1992, vol. 7, no.1, pp. 416-423.

16. Holttinen H. et al. Design and operation of power system with large amounts of wind power, Final Report, IEA wind Task 25, 2009, Publisher: VTT Tiedotteita – Research Notes 2493, Editor: VTT/Julkaisija (Ed.), ISBN: 9789513873097.

УДК 621.311.004

УПРОЩЕННЫЙ ТОПОЛОГИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Ахметбаев* Д.С., Джандигулов** А.Р., Ахметбаев*** А.Д.

Аннотация

Представлены возможности по упрощению алгоритмов формирования параметров установившегося режима сложной электрической сети с использованием независимости токов схемы ее замещения. При этом должны быть предварительно найдены все независимые токи сложной схемы электрической сети, что является, в общем случае, достаточно сложной задачей, так как требуются дополнительные расчеты установившегося режима.

Матрица коэффициентов токораспределения, формализованная на основе топологии электрической сети, может быть использована для непосредственного определения токов в ветвях ее схемы замещения. Это позволяет предварительно оценить значения заранее выбранных независимых токов в ветвях схемы сложной электрической сети и определить ее упрощенную расчетную схему. При этом устанавливается расчетная модель, состоящая из одних деревьев сложного графа электрической сети.

Ключевые слова: Направленный граф, дерево, хорда, коэффициенты токораспределения, узловые напряжения.

Введение

Проведенные исследования [1, 2] доказали, что трудности получения реальных решений при расчете установившихся режимов могут быть значительно преодолены, если исходить из обращенной формы узловых уравнений. Сложности формирования обращенной формы узловых уравнений, в определенной степени были преодолены с использованием различных методов факторизации матриц и итерационных методов [3].

Расчеты электрических сетей значительно упрощаются, если известны коэффициенты распределения задающих токов [4]. Матрица коэффициентов распределения может быть формализована как методами преобразования схем, так и аналитическими методами,

* Евразийский национальный университет им. Л. Гумилева, г. Нур-Султан, Республика Казахстан, e-mail: axmetbaev46@mail.ru

** Евразийский национальный университет им. Л. Гумилева, г. Нур-Султан, Республика Казахстан, e-mail: abeked@mail.ru

*** АО «Казахтелеком», г. Алматы, Республика Казахстан, e-mail: armik69@mail.ru

которые сопряжены с известными трудностями по мере усложнения схемы электрической сети.

Топологические методы формирования матрицы коэффициентов распределения разработаны в [5] и связаны с известными трудностями поиска и определения специфических 2-деревьев графа сложной электрической сети. Эти трудности были преодолены в работе [6], где предложен аналитический подход к определению топологического содержания коэффициентов распределения задающих токов. Это привело значительному упрощению технологии поиска специфических деревьев без определения 2-деревьев графа сложной сети. Предложенный метод существенно сокращает объем выполняемых работ и обеспечивает быструю и надежную сходимость установившегося режима [7, 8].

В работе предлагаются упрощенные топологические модели для оценки параметров установившегося режима с применением условий независимых токов в ветвях схемы электрической сети.

Формализация задачи

Условия взаимно независимости токов в ветвях схемы могут быть определены на основе матричного уравнения первого закона Кирхгофа [9]:

$$M \cdot \dot{I} = \dot{J}, \quad (1)$$

где M - прямоугольная первая матрица инцидентности; $\dot{I}$ – столбцевая матрица комплексных токов ветвей; $\dot{J}$ - столбцевая матрица комплексных задающих токов.

Если разделить уравнение (1) на блочные матрицы относительно токов дерева и хорд, то полученное блочное уравнение запишется в виде:

$$M_d \cdot \dot{I}_d + M_x \cdot \dot{I}_x = \dot{J}, \quad (2)$$

где $\dot{I}_d$ – столбцевая матрица токов дерева схемы; $\dot{I}_x$ – столбцевая матрица токов хорд схемы; $\dot{J}$ – исходная матрица задающих токов.

Если учесть, что матрица M_d – является квадратной и неособенной, то матрицу токов $\dot{I}_d$ дерева схемы можно определить по формуле:

$$\dot{I}_d = M_d^{-1}(\dot{J} - M_x \cdot \dot{I}_x). \quad (3)$$

Это выражение подтверждает, что предварительно определенные токи в каждой хорде схемы могут быть выражены в виде слагаемых задающих токов, приложенных у ее вершин.

Из уравнений (3) определяется эквивалентный задающий ток в виде:

$$\dot{J}_\Sigma = \dot{J} - M_x \cdot \dot{I}_x. \quad (4)$$

При этом в конечной вершине токи хорды учитываются с теми же знаками, что и токи в ветвях, а в начальной вершине – с противоположными. Это приводит к существенному упрощению

расчетной модели путем удаления всех хорд из схемы замещения, при этом остаются только деревья схемы.

Таким образом, после выбора и определения токов в хордах сложной схемы электрической цепи на основе известной матрицы коэффициентов токораспределения можно существенно упростить расчетную схему сложной электрической цепи.

Формирования упрощенных моделей установившегося режима

По известной матрице коэффициентов распределения токи в ветвях схемы определяются [9]:

$$\dot{I} = C \cdot \dot{J}, \quad (5)$$

где $\dot{J}$ - комплексные задающие токи.

Известно, что все токи хорд схемы являются независимыми и могут быть удалены из схемы после уточнения узловых задающих токов по формуле (4).

После этого узловые напряжения определяются по упрощенной схеме, в виде [10,11]:

$$\dot{U} = U_0 + C_d^T Z_B C_d \overline{U_D^{-1}} \bar{S}, \quad (6)$$

где $C_d = M^{-1}$ - матрица коэффициентов токораспределения дерева схемы; Z_B - матрица сопротивлений ветви дерева схемы; $\bar{S}$ - вектор-столбец сопряженных мощностей узловых нагрузок и генераторов; T - знак транспонирования матрицы; U_D - диагональная матрица узловых сопряженных напряжений.

Все поперечные узловые проводимости, учитывающие мощности холостого хода силовых трансформаторов и проводимости линии электропередачи, представляются комплексными мощностями в виде:

$$\dot{S}_i = g_i + j \cdot (b_L - b_C)_i |U_i|^2, \quad (7)$$

где g_i - активная проводимость трансформатора и линии i -того узла; b_L - индуктивная проводимость трансформатора i -того узла; b_C - емкостная проводимость линии i -того узла.

Реализация алгоритмов

Предварительно выполняются расчеты установившегося режима исследуемой системы на основе ее полной модели с определением коэффициентов распределения узловых токов. После выбора независимых токов определяется расчетная модель электрической сети, по которой формируется установившийся режим сложной электрической сети энергосистемы. В качестве примера рассматривается схема сети 110 кВ, которая изображена на рис.1 с параметрами, представленными в таблицах 1 и 2.

Матрица коэффициентов распределения формируется по специально разработанной программе [13] на основе направленного графа исходной сети, представленного на рис. 2.

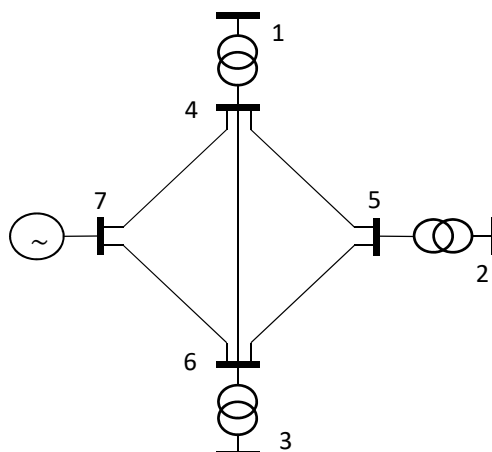


Рис. 1 – Схема сети 110 кВ.

Таблица 1. Данные по узлам

№уз	U _{ном}	Мощность нагрузки		Проводимости узлов	
	кВ	P, МВт	Q, МВар	g, мСм	b, мСм
1	10	60	40	-	-
2	10	40	35	-	-
3	10	25	15	-	-
4	110	-	-	27	162
5	110	-	-	21	-10
6	110	-	-	14	273
7	110	-	-	0.00	510

Таблица 2. Данные по ветвям

№ветви	нач	кон	R, Ом	X, Ом	Ктр
1	4	1	0,514	9,54	0,0956
2	5	2	0,81	13,4	0,0956
3	6	3	1,22	20,15	0,0956
4	7	4	6,6	19,9	-
5	4	5	16,2	25,2	-
6	7	6	6,8	16,24	-
7	6	5	24,3	37,8	-
8	6	4	13,5	21	-

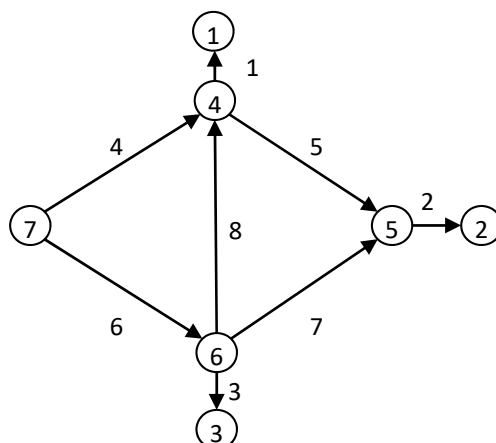


Рис. 2 – Ориентированный граф схемы.

Значения коэффициентов распределения приведены в таблице 3.

Таблица 3. Матрица коэффициентов токораспределения

-1	0	0	0	0	0
0	-1	0	0	0	0
0	0	-1	0	0	0
-0.634+0.039i	-0.504+0.02i	-0.309-0.009i	-0.634+0.039i	-0.504+0.02i	-0.309-0.01i
0.091+0.01i	-0.576+0.005i	-0.077-0.002i	0.091+0.01i	-0.576+0.005i	-0.077-0.002i
-0.091-0.01i	-0.424-0.005i	0.077+0.002i	-0.091-0.01i	-0.424-0.005i	0.077+0.002i
-0.366-0.039i	-0.496-0.02i	-0.691+0.009i	-0.366-0.039i	-0.496-0.02i	-0.691+0.009i
-0.274-0.029i	-0.072-0.015i	0.232+0.007i	-0.274-0.029i	-0.072-0.015i	0.232+0.007i

Установившийся режим электроэнергетической системы формируется на основе полной модели сети, параметры которой представлены в таблице 4, при значениях узловых нагрузок [13,14]:

$$S = \begin{pmatrix} 60 + 40i \\ 40 + 35i \\ 25 + 15i \\ 0,389 - 2,333i \\ 0,302 + 0,144i \\ 0,202 + 0,391i \end{pmatrix}.$$

Таблица 4. Параметры установившегося режима по полной топологической модели сети

Номер узла, j	U_j	$ U_j $	$\arg(U_j)$
1	99,817–12,686i	100,62	-0,126
2	89,415–13,282i	90,396	-0,147
3	105,146–10,421i	105,661	-0,099
4	104,575–7,762i	104,862	-0,074
5	95,727–8,542i	96,107	-0,089
6	108,733–6,159i	108,907	-0,057

Значения токов в ветвях схемы, определенные по формуле (5), равны:

$$I = \begin{pmatrix} 0,315 - 0,21i \\ 0,21 - 0,184i \\ 0,131 - 0,079i \\ 0,337 - 0,254i \\ 0,1 - 0,096i \\ 0,323 - 0,192i \\ 0,111 - 0,088i \\ 0,08 - 0,042i \end{pmatrix}.$$

Упрощенные модели расчета параметров установившегося режима

Предположим, что нам известны независимые токи в хордах 7 и 8 (рис. 2). Тогда, эквивалентные задающие токи в узлах, определяемые согласно выражению (4), а также значения узловых мощностей, соответственно, будут равными:

$$J = \begin{pmatrix} 0,315 - 0,21i \\ 0,21 - 0,184i \\ 0,131 - 0,079i \\ -0,078 + 0,053i \\ -0,11 + 0,087i \\ 0,192 - 0,113i \end{pmatrix}, \quad S1 = \begin{pmatrix} 60 + 40i \\ 40 + 35i \\ 25 + 15i \\ -14,841 - 10,045i \\ -20,904 - 16,622i \\ 36,495 + 21,525i \end{pmatrix}.$$

Параметры установившегося режима определяются по (8), на основе упрощенной топологической модели, представленной на рис. 3.

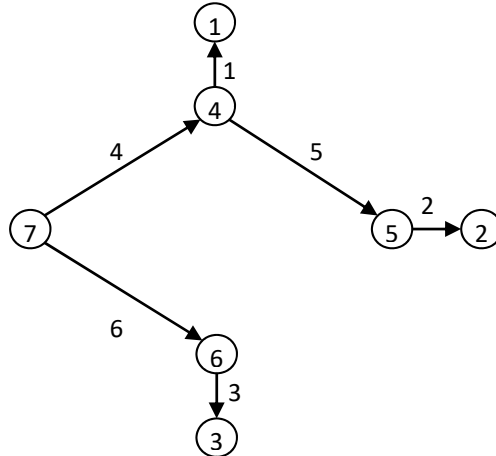


Рис. 3 – Упрощенная модель исходного графа.

Результаты расчета параметров установившегося режима, полученные на основе упрощенной модели, представлены в таблице 5. Погрешности результатов расчета находятся в пределах допустимых значений.

Таблица 5. Сравнительные результаты расчетов установившегося режима.

Номер узла, j	По полной схеме		По упрощенной схеме		Относительная погрешность	
	$ U_j $	$\arg(U_j)$	$ U_j' $	$\arg(U_j')$	$\Delta_j, \%$	$\delta_j, \%$
1	100,62	-0,126	99,494	-0,128	1,12%	1,59%
2	90,396	-0,147	88,39	-0,147	2,22%	0,00%
3	105,661	-0,099	107,233	-0,097	1,49%	2,02%
4	104,862	-0,074	103,788	-0,074	1,02%	0,00%
5	96,107	-0,089	94,238	-0,086	1,94%	3,37%
6	108,907	-0,057	110,429	-0,056	1,40%	1,75%

Если будем считать известными токи в ветвях 5 и 8, то эквивалентные задающие токи и, соответственно, узловые мощности будут равными:

$$J = \begin{pmatrix} 0,315 - 0,21i \\ 0,21 - 0,184i \\ 0,131 - 0,079i \\ 0,022 - 0,044i \\ -0,099 + 0,096i \\ 0,081 - 0,025i \end{pmatrix}, \quad S1 = \begin{pmatrix} 60 + 40i \\ 40 + 35i \\ 25 + 15i \\ 4,255 + 8,332i \\ -18,842 - 18,257i \\ 15,337 + 4,782i \end{pmatrix}.$$

Параметры установившегося режима, определенные по упрощенной модели (рис. 4), приведены в таблице 6.

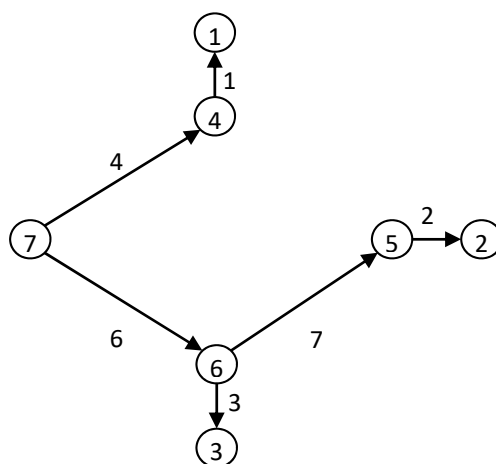


Рис. 4 – Упрощенная топологическая модель.

Таблица 6. Параметры установившегося режима, полученные по упрощенной модели

Номер узла, j	По полной схеме		По упрощенной схеме		Относительная погрешность	
	$ U_j $	$\arg(U_j)$	$ U_j' $	$\arg(U_j')$	$\Delta_j, \%$	$\delta_j, \%$
1	100,62	-0,126	101,423	-0,125	0,80%	0,79%
2	90,396	-0,147	88,847	-0,144	1,71%	2,04%
3	105,661	-0,099	105,562	-0,098	0,09%	1,01%
4	104,862	-0,074	105,629	-0,074	0,73%	0,00%
5	96,107	-0,089	94,663	-0,084	1,50%	5,62%
6	108,907	-0,057	108,812	-0,056	0,09%	1,75%

Из таблицы 6 видно, что полученные результаты на основе упрощенной модели хорошо совпадают с результатами расчета по полной модели.

Проведенные исследования показали, что один и тот же режим электрической сети может быть оценен на основе различных упрощенных моделей с использованием возможных независимых токов электрической сети.

Заключение:

1. Топологическая модель сложной электрической системы позволяет установить независимых токов в ветвях ее схемы замещения.

2. Для формирования параметров установившегося режима могут быть использованы упрощенные топологические модели сложной сети энергосистемы.

Литература

1. Веников В.А. Моделирование больших систем электроэнергетики // Электричество №5, 1978. С. 64-67.

2. Манусов Б.З., Лыкин А.В., Сидоркин Ю.М. Алгоритмы метода Ньютона-Рафсона для решения узловых уравнений в обращенной форме // Известия вузов СССР. Энергетика. 1974. №9. С. 3-7.

3. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация Т.: Молния. 1999. 370 с.
4. Мельников Н. А. Применение коэффициентов распределения при расчётах сложных схем замещения электрических цепей//Электричество №2,1961. С. 9-13.
5. Гераскин О.Т. Методы определения 2 - деревьев графа в топологии электрических сетей // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1967. №5. С. 106-112.
6. Akhmetbayev D.S., Aubakir D.A., Sarsikayev Y.Zh., Bainiyazov B.A., Surkov M.A., Rozhko V.I., Ansabekova G.N., Yerbolova A.S., Suleimenov A.T., Tokasheva M.S. Development of topological method for calculating current distribution coefficients in complex power networks, // Results in Physics, 2017, 7, с. 1644-1649.
7. Ахметбаев Д.С. Метод расчета установившихся режимов электрических сетей на основе коэффициентов токораспределения // Электричество №11, 2010. С. 23-27.
8. Ахметбаев Д.С., Ахметбаев А.Д., Бердыгожин А.С. Топологический метод формирования узловых уравнений в обращенной форме для электроэнергетических систем// Электричество №5, 2018. С. 18-27.
9. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. М.: Энергия. 1972. 232 с.
10. Akhmetbaev D.S., Dzhandigulov A.R Development of algorithms for the formation of steady-state modes based on the topology of electric power systems// Journal of Physics: Conference Series 1392(1), 012079, 2019.
11. Akhmetbayev, D.S., Dzhandigulov, A.R., Berdygozhin, A. Topological algorithm to form power of compensating devices of distribution networks, E3S Web of Conferences, 2020, 216, 01088.
12. Akhmetbaev D.S., Dzhandigulov A.R., Akhmetbaev A.D. Investigations of the topological method and voltage generation algorithms for nodes of complex electrical networks//International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies («FarEastCon») (Vladivostok, RusskyIsland, 6-7 October 2020).
13. Джандигулов А.Р., Ахметбаев Д.С. Реализация нового топологического алгоритма расчета коэффициентов токораспределения в сложных электрических сетях. Программа для ЭВМ. Свидетельство о внесении сведений в государственный реестр прав на объекты, охраняемые авторским правом. №1552 от 31 января 2019г.
14. Джандигулов А.Р., Ахметбаев Д.С. Нахождение всех остовных графов заданного графа. Программа для ЭВМ. Свидетельство о внесении сведений в государственный реестр прав на объекты, охраняемые авторским правом. №1551 от 31 января 2019г.

УДК 621.311.004

О СХОДИМОСТИ НЕЛИНЕЙНЫХ ТОПОЛОГИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Ахметбаев* Д.С., Джандигулов** А.Р., Ахметбаев***А.Д.

Аннотация

В работе приводятся результаты исследования топологических алгоритмов формирования установившегося режима сложной электрической сети, на сходимость итерационного процесса. Для электропередачи с распределенными параметрами, состоящей из 5-ти узлов напряжением 500 кВ, работающей на систему неограниченной мощности показано наличие двух решений и необходимость введения ограничений для получения реальных решений нелинейных систем уравнений. По мере утяжеления режима топологический метод обеспечивает сходимость и медленный рост итерационного процесса по сравнению с результатами, полученными на основе программного комплекса RASTR.

Ключевые слова: граф, дерево графа, топология сети, коэффициенты токораспределения, узловые напряжения.

Введение

Применение коэффициентов распределения задающих токов в качестве параметров электрических сетей позволяет упростить выполнение некоторых сложных расчетов [1, 2]. Поэтому особый интерес представляет использование коэффициентов токораспределения с позиции топологической теории электрических сетей.

Проблемы, связанные с аналитическим методом определения матрицы Z узловых сопротивлений, могут быть решены, если исходить из следующего. При известной матрице S всегда можно найти однозначное соответствие реакции схемы исследуемой электрической сети на возмущения задающих токов [4, 5]. Коэффициенты токораспределения совместно с сопротивлениями ветвей достаточно полно характеризуют свойства схем электрических сетей, что указывает на некоторую универсальность их применения. Сложность существующего метода определения коэффициентов токораспределения заключается в определении числителей топологических выражений путем деления сети на две части, с целью нахождения двух деревьев графа [5].

* Евразийский национальный университет им. Л. Гумилева, г. Нур-Султан, Республика Казахстан, e-mail: axmetbaev46@mail.ru

** Евразийский национальный университет им. Л. Гумилева, г. Нур-Султан, Республика Казахстан, e-mail: abeked@mail.ru

*** АО «Казахтелеком», г. Алматы, Республика Казахстан, e-mail: armik69@mail.ru

Впервые, точная аналитическая зависимость матрицы узловых сопротивлений от функции матрицы коэффициентов токораспределения была установлена путем преобразования известных матричных уравнений состояния сети в работе [6, 7]. В настоящей работе излагаются результаты анализа сходимости топологических алгоритмов формирования установившихся режимов, разработанных на основе свойств возможных деревьев графа, без деления сети на две части [8, 9].

Материалы и методы

В качестве метода исследования выбран аналитический метод построения топологической матрицы электрической сети энергосистемы. Данный метод детально описан в работах [10, 11, 12].

Топологический метод применен к известной схеме, подробно исследованной в работе [5], тестовым схемам IEEE http://energy.komisc.ru/dev/test_cases.

Проведенные исследования показали, что элементы матрицы коэффициентов токораспределения схемы произвольной сложности могут быть определены на основе натуральных параметров сети по формуле [8]:

$$C_{ij} = \frac{\sum F_{ij}}{\sum F}, \quad (1)$$

F_{ij} – специфическое дерево, содержащее i -ую ветвь относительно j -го узла; $\sum F$ – арифметическая сумма возможных деревьев графа.

Установившийся режим сложных сетей описывается матричным уравнением, разработанным в работах [6, 11]:

$$\dot{U} = U_0 + C^T Z_B C \hat{U}^{-1} \hat{S}, \quad (2)$$

где C – матрица коэффициентов токораспределения; Z_B – диагональная матрица сопротивлений ветвей; $\hat{U}$ – диагональная матрица узловых сопряженных напряжений; $\hat{S}$ – матрица-столбец сопряженных мощностей узловых нагрузок и генераторов.

Матрица-столбец сопряженных мощностей узловых нагрузок и генераторов $\hat{S}$ зависит от узловых напряжений:

$$S_k(U_k) = S_{0k} + j \cdot \alpha_k \cdot |U_k|^2 \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где S_{0k} – заданные фиксированные значения мощности генерации (нагрузки); коэффициенты α_k выражаются через заданные значения емкостных проводимостей B , в мСм и B_s , в мСм – проводимостей шунтирующих реакторов.

Результаты и обсуждение

Для сравнительной оценки сходимости итерационных процессов расчета установившегося режима в топологической модели рассмотрим пример, разобранный в главе 3 [5].

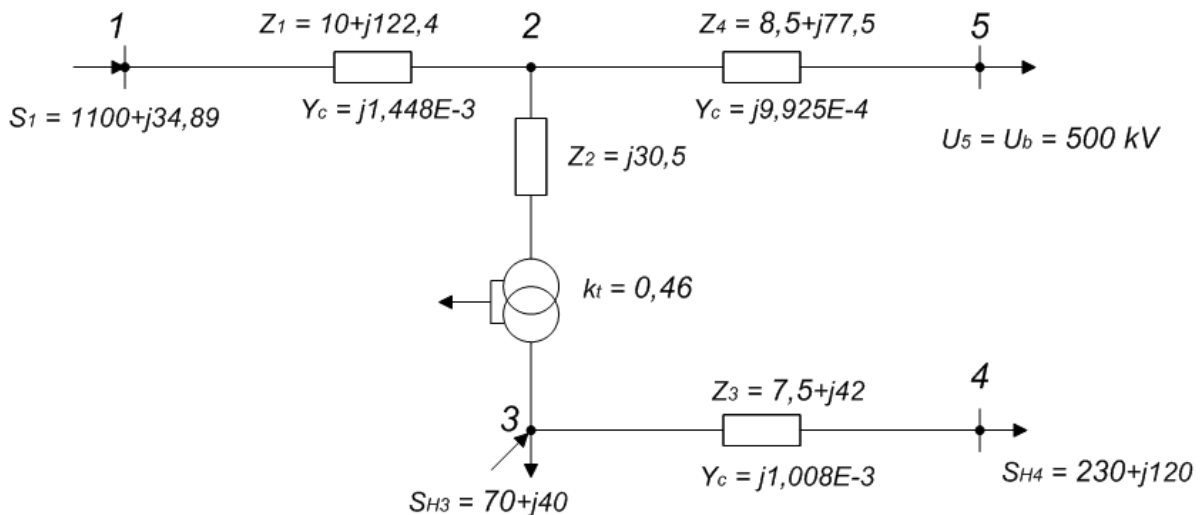


Рис. 1 – Схема замещения исследуемой системы
(сопротивление в Ом, проводимость в См).

Сравнение результатов расчета установившегося режима, выполненного методом простой итерации топологической модели и методом Зейделя уравнения узловых напряжений в форме баланса токов [5, стр. 81], приведено в таблице 1. Следует отметить, что время выполнения предложенной программы составило 10^{-2} секунд на обычном ноутбуке. Прежде всего, это связано с тем, что в данной модели нет необходимости обращать матрицу проводимостей, что существенно снижает количество вычислительных операций.

В сравнительной таблице расчетов введены следующие обозначения: 1 – метод Зейделя уравнения узловых напряжений в форме баланса токов; 2 – метод простой итерации топологической модели; Δ – относительная разность в процентах.

Таблица 1. Сравнительные результаты расчетов напряжений с различной точностью (диапазон точности расчета 10^{-1} - 10^{-3})

Точность расчета	10^{-1}			10^{-2}			10^{-3}		
Модели и относительная разность	1	2	$\Delta\%$	1	2	$\Delta\%$	1	2	$\Delta\%$
Число итераций	124	95	-23,4	461	328	-28,9	1313	1001	-23,8
Время исполнения программы (10^{-3} с)	47	35	-25,5	69	47	-31,9	115	85	-26,1

Продолжение таблицы 1. (диапазон точности расчета $10^{-1} - 10^{-3}$)

Re(U1)	404,2	397,3	1,70	393,5	390,4	0,80	390,7	386,5	1,08
IM(U1)	349,8	350,6	0,22	351	351,3	0,09	351,3	351,7	0,11
U1	534,5	529,9	0,86	527,3	525,2	0,40	525,4	522	0,64
arg(U1)°	40,87	41,42	1,35	41,73	41,99	0,62	41,96	42,30	0,82
Re(U2)	508,6	505,6	0,59	504	502,7	0,27	502,8	501,0	0,35
IM(U2)	113,1	113,3	0,18	113,4	113,5	0,08	113,5	113,6	0,07
U2	521	518,1	0,55	516,6	515,3	0,25	515,4	513,7	0,32
arg(U2)°	12,54	12,63	0,73	12,68	12,72	0,34	12,72	12,77	0,42
Re(U3)	238,6	237,2	0,57	236,5	235,9	0,27	235,9	235,1	0,33
IM(U3)	44,5	44,54	0,10	44,57	44,58	0,03	44,58	44,59	0,03
U3	242,7	241,4	0,55	240,7	240,0	0,27	240,4	239,3	0,46
arg(U3)°	10,56	10,64	0,71	10,67	10,70	0,31	10,7	10,74	0,37
Re(U4)	211,9	210,2	0,81	209,3	208,5	0,38	208,5	207,5	0,48
IM(U4)	2,043	1,79	12,43	1,643	1,51	7,79	1,53	1,357	11,25
U4	211,9	210,2	0,81	209,3	208,5	0,38	208,5	207,5	0,48
arg(U4)°	0,55	0,49	11,27	0,45	0,41	7,56	0,42	0,375	10,71

Продолжение таблицы 1. (диапазон точности расчета $10^{-4} - 10^{-5}$)

Точность расчета	10^{-4}			10^{-5}		
Модели и относительная разность	1	2	$\Delta\%$	1	2	$\Delta\%$
Число итераций	2653	1278	-51,8	4128	1887	-54,3
Время исполнения программы (10^{-3} с)	232	89	-61,6	567	100	-82,4
Re(U1)	390,2	388,4	0,46	390,1	389,7	0,10
IM(U1)	351,3	351,7	0,11	351,3	351,7	0,11
U1	525	524	0,20	525	524,9	0,01
arg(U1)°	42	42,16	0,38	42,01	42,06	0,13
Re(U2)	502,6	501,0	0,31	502,6	501,9	0,14
IM(U2)	113,5	113,6	0,07	113,5	113,5	0,02
U2	515,2	513,7	0,28	515,2	514,6	0,12
arg(U2)°	12,73	12,77	0,34	12,73	12,7	0,12
Re(U3)	235,8	235,1	0,29	235,8	235,5	0,09
IM(U3)	44,58	44,59	0,02	44,58	44,58	0,01
U3	240	239,3	0,29	240	239,8	0,10
arg(U3)°	10,71	10,73	0,26	10,71	10,72	0,07
Re(U4)	208,4	207,9	0,24	208,4	208,0	0,18
IM(U4)	1,509	1,487	1,46	1,5	1,5	0,60
U4	208,4	207,9	0,24	208,4	208,0	0,18
arg(U4)°	0,41	0,41	0,24	0,41	0,414	1,02

Рассмотрим 5-ти узловую тестовую схему (rucase_5_4.txt). Схема замещения имеет вид, представленный на рис. 2.

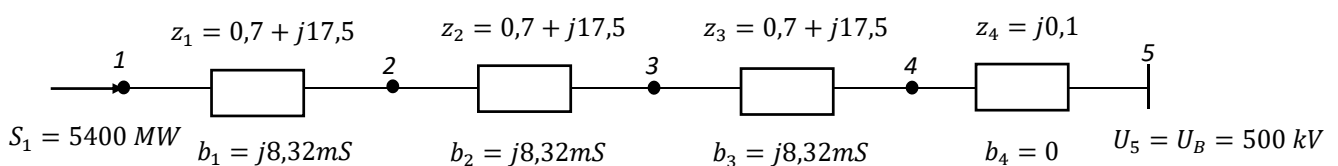


Рис. 2 – IEEE тестовая 5-ти узловая схема rucase_5_4.txt.

Исходные и расчетные данные представлены в таблицах 2–5.

Таблица 2. Расчетные и исходные данные по узлам тестовой схемы rucase_5_4.txt

№уз	Unom	Напряжение		Мощность нагрузки		Мощность генерации	
	кВ	фаза,град	модуль,кВ	P,МВт	Q,МВар	P,МВт	Q,МВар
1	500,0	68,734	484,529	0,00	0,00	5400,00	0,00
2	500,0	45,051	482,049	0,00	0,00	0,00	0,00
3	500,0	21,974	489,348	0,00	0,00	0,00	0,00
4	500,0	0,118	499,904	0,00	0,00	0,00	0,00
5	500,0	0,000	500,000	0,00	0,00	0,00	457,00

Таблица 3. Исходные данные по ветвям тестовой схемы rucase_5_4.txt

№ ветви	нач	кон	R,Ом	X,Ом	B,мСм (емк+,инд-)	Ктр
1	1	2	0,7000	17,5000	8,3200	-
2	2	3	0,7000	17,5000	8,3200	-
3	3	4	0,7000	17,5000	8,3200	-
4	4	5	0,0000	0,1000	0,0000	-

Расчеты, выполненные по обоим методам, совпали с точностью до третьего знака после запятой. Необходимо отметить, что в данном случае существуют несколько решений векторного уравнения (2), поэтому необходимо учитывать технические ограничения типа $|U_1| \leq 550$ кВ.

Причем время выполнения и число итераций, в зависимости от точности решения, соответствуют таблице 4.

Таблица 4. Исходные данные по ветвям для 5-ти узловой схемы rucase_5_4.txt

Точность	0,1	0,01	0,001	0,0001	0,00001
Время выполнения программы (10^{-3} с)	22	28	32	48	64
Число итераций	4	8	16	18	24

Необходимое количество итераций при 5-ти узловой схеме оказалось большим, чем ожидалось. Это связано с тем, что здесь рассматривается случай, близкой к предельной мощности электропередачи. При этом возникают дополнительные «мнимые» решения нелинейной системы, к которым итерация сходится очень быстро, практически независимо от требуемой точности решения (не более 5-6 итераций). Как уже отмечалось выше, чтобы исключить эти мнимые решения, на решение налагается дополнительные условия ограничения модуля напряжения до 525 кВ. Поэтому число итераций возрастает. Если же уменьшить передачу мощности на 20%, то есть вместо 5400 МВт взять, например, 4400 МВт, то итерация сходится к нужному решению довольно быстро. Ниже приведены результаты вычислений при мощности генерации 4400 МВт.

Таблица 5. Исходные данные по ветвям для 5-ти узловой схемы rucase_5_4.txt при мощности генерации 4400МВт.

Точность	0,1	0,01	0,001	0,0001	0,00001
Время выполнения программы (10^{-3} с)	8	8	12	14	18
Число итераций	4	4	5	5	6

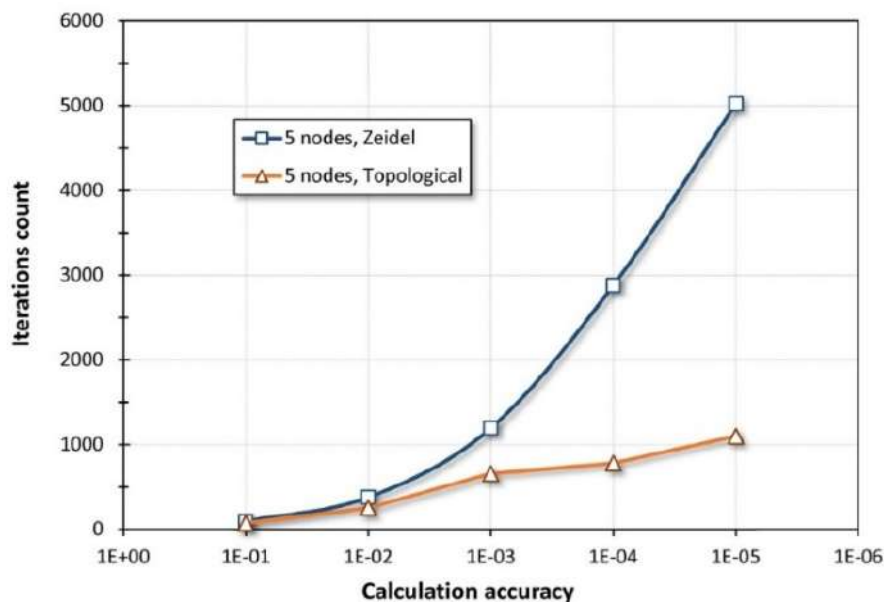


Рис. 3 – Зависимость количества итераций от точности расчета.

Как видно из графиков, представленных на рисунке 3, расчеты методом Зейделя значительно усложняются с повышением точности. При этом предложенный авторами метод топологической модели показывает незначительное увеличение сложности расчетов при увеличении точности, что является крайне перспективным при проведении расчетов сложных схем с высокой точностью.

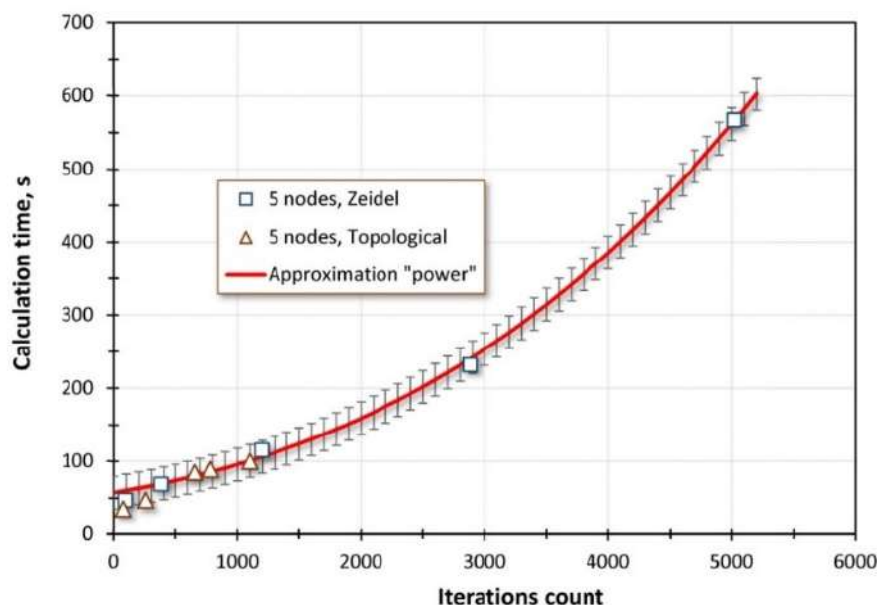


Рис. 4 – Зависимость времени исполнения программы от количества итераций.

Рисунок 4 показывает общую зависимость увеличения длительности расчетов при увеличении количества итераций для 5-ти узловой схемы, представленной на рисунке 2. Как видно из рисунка 4, с увеличением количества итераций время вычислений растет по степенному закону, который показан сплошной линией.

Уравнение аппроксимирующей кривой, было получено по рекомендациям [13]:

$$T = 30 + 1,05 \cdot 10^{-9} \cdot (Ci + 2970)^3 (EQAdd.01).$$

Такой вид зависимости позволяет описать соотношение времени – количество итераций с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,999$. Следует отметить, что использование стандартной линии тренда "Power" в MS Excel дает значение коэффициента детерминации $R^2 = 0,88$, а для линии тренда "Exponential" $R^2 = 0,93$, что существенно ниже полученного авторами значения.

Вертикальные штрихи, нанесенные на сплошную линию на рис. 4, показывают стандартную ошибку аппроксимации. Как видно из рисунка она не превышает 5%, что также подтверждает правильность выбранной формы уравнения.

Таким образом, показано, что топологическая модель позволяет увеличить в несколько раз скорость проведения вычислений для сложных схем с высокой точностью расчетов по сравнению с методом Зейделя.

Для подтверждения полученного вывода авторами были выполнены дополнительные расчеты различных электрических схем, включая более сложные по составу и количеству узлов.

Представим результаты применения разработанной топологической модели для различных тестовых схем.

Схема IEEE 14 узлов http://energy.komisc.ru/dev/test_cases (рис. 5).

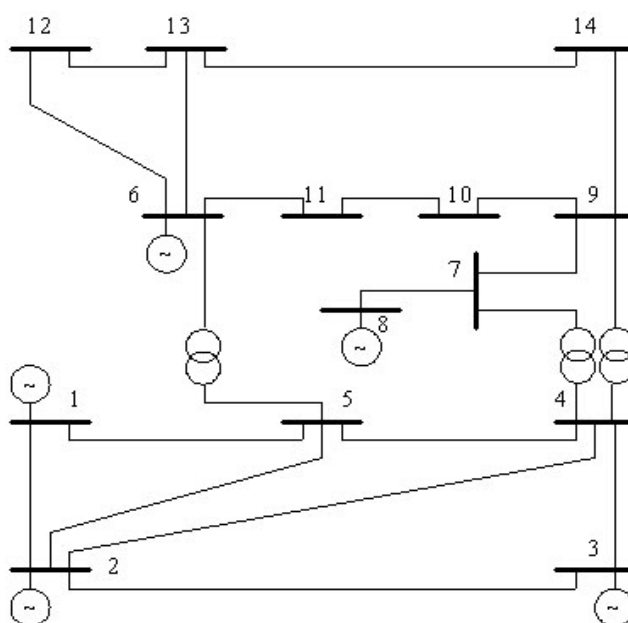


Рис. 5 – IEEE тестовая схемы, состоящая из 14узлов.

Таблица 6. Исходные данные по ветвям для схемы рис. 5

№ ветви	нач	кон	R, Ом	X, Ом	B, мСм	Ктр
1	1	2	10,252	31,3009	0,0998	-
2	1	5	28,5819	117,988	0,093	-
3	2	3	24,8577	104,726	0,0828	-
4	2	4	30,7402	93,2733	0,0643	-
5	2	5	30,1266	91,9825	0,0654	-
6	3	4	35,4483	90,4749	0,0242	-
7	4	5	7,0622	22,2762	0	-
8	4	7	0	105,811	0	0,51125
9	4	9	0	276,26	0	0,516
10	5	6	0	115,804	0	0,53648
11	6	11	12,5611	26,3045	0	
12	6	12	16,2548	33,8309	0	
13	6	13	8,7483	17,2282	0	
14	7	8	0	23,2958	0	-
15	7	9	0	14,5488	0	-
16	9	10	4,2069	11,1751	0	-
17	9	14	16,8103	35,7578	0	-
18	10	11	10,8511	25,4013	0	-
19	12	13	29,2167	26,4341	0	-
20	13	14	22,6055	46,0256	0	-

Таблица 7. Исходные и расчетные данные по узлам для схемы рис. 5

№ уз	Уно м	Вш, мСм	Напряжение		Мощность нагрузки		Мощность генерации		Пределы генерации	
	кВ	(емк+ инд-)	фаза, град	модуль, кВ	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	Qmax, МВар	Qmin, МВар
1	230	0	0	243,8	0	0	232,39	16,55	0	0
2	230	0	4,98	240,35	21,7	12,7	40	43,56	50	40
3	230	0	12,72	232,3	94,2	19	0	25,08	40	0
4	230	0	10,31	234,07	47,8	3,9	0	0	0	0
5	230	0	8,77	234,49	7,6	1,6	0	0	0	0
6	115	0	14,22	123,05	11,2	7,5	0	12,73	24	6
7	115	0	13,36	122,08	0	0	0	0	0	0
8	115	0	13,36	125,35	0	0	0	17,62	24	6
9	115	1,437	14,94	121,43	29,5	16,6	0	0	0	0
10	115	0	15,10	120,86	9	5,8	0	0	0	0
11	115	0	14,79	121,54	3,5	1,8	0	0	0	0
12	115	0	15,08	121,35	6,1	1,6	0	0	0	0
13	115	0	15,17	120,79	13,5	5,8	0	0	0	0
14	115	0	16,03	119,09	14,9	5	0	0	0	0

Таблица 8. Сравнительные результаты вычислений

№ уз	Расчет напряжения в программе RASTR		Расчет напряжения в топологической модели		Отклонения		
	фаза, град	модуль, кВ	фаза, град	модуль, кВ	фаза, град	модуль, кВ	модуль, кВ в %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	243,8	0	243,8	0	0	0
2	4,983	240,35	4,973	240,141	0,01	0,209	0,09%
3	12,725	232,3	12,73	231,813	-0,005	0,487	0,21%
4	10,313	234,064	10,291	233,361	0,022	0,703	0,30%
5	8,774	234,488	8,772	234,375	0,002	0,113	0,05%
6	14,221	123,05	14,056	124,538	0,165	-1,488	1,21%
7	13,36	122,075	13,424	120,36	-0,064	1,715	1,40%
8	13,36	125,35	13,424	126,882	-0,064	-1,532	1,22%
9	14,939	121,432	15,152	120,033	-0,213	1,399	1,15%
10	15,097	120,863	15,284	120,878	-0,187	-0,015	0,01%
11	14,791	121,544	14,83	120,802	-0,039	0,742	0,61%
12	15,076	121,347	15,025	119,867	0,051	1,48	1,22%
13	15,156	120,794	15,152	119,395	0,004	1,399	1,16%
14	16,034	119,086	16,2363	118,503	-0,202	0,583	0,49%

Таблица 9. Время выполнения и число итераций в зависимости от задаваемой точности решения

Точность	0,1	0,01	0,001	0,0001	0,00001
Время выполнения программы в миллисекундах	22	24	28	33	38
Число итераций	6	8	10	12	13

Выводы

Предложенный итерационный метод обладает надежной и более быстрой сходимостью, чем метод Гаусса-Зейделя с использованием матрицы узловых проводимостей. Он не требует определения и хранения матрицы узловых сопротивлений, в отличие от метода с применением Z_{ij} . Особенность нового топологического варианта расчета режима электрической сети заключается в том, что коэффициенты токораспределения в сложной схеме могут быть определены на стадии формирования исходных данных по топологии сети, что существенно снижает вычислительные затраты реальных расчетов сложной электрической сети.

Литература

1. Веников В.А. Моделирование больших систем электроэнергетики // Электричество №5, 1978. С. 64-67.
2. Kesavan, H. K.; Pai, M. A.; Bhat, M. V. (1972) Piecewise solution of the load-flow problem IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-91 (4). pp. 1382-1386. <http://dx.doi.org/10.1109/TPAS.1972.293269>.

3. Percival, W.S. The solution of passive electrical networks by means of mathematical trees, Proc. IEE, Vol. 100, Part III, Paper 1492R, 1953, p. 143-150. DOI:10.1049/PI-3.1953.0033.

4. Грачева Е.И., Наумов О.В., Горлов А.Н. Проблемы исследования эквивалентного сопротивления электрических цеховых сетей низкого напряжения // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т.11. №3(43). С. 37-45.

5. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: учебное пособие. Под редакцией В.А. Строева. М.: Высшая школа. 1999. 352 с.

6. Ахметбаев Д.С. Метод расчета установившихся режимов электрических сетей на основе коэффициентов токораспределения // Электричество №11, 2010. С. 23-27.

7. Гераскин О.Т. Методы определения 2 деревьев графа в топологии электрических сетей // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт №5, 1967. С. 106-112.

8. Egorov A., Semenov A., Bebikhov Yu.V., Sigaenko A. Assessment of the energy efficient of the modernized main fan unit of the underground mine, Inter J Ener Clean Env. 20(2019)153–165. DOI: <https://doi.org/10.1615/InterJEnerCleanEnv.2019026505>.

9. Akhmetbayev D.S., Aubakir D.A., Sarsikayev Y.Zh. Development of Topological Method for Calculating Current Distribution Coefficients in Complex Power//Networks, Results in Physics. 2017. V.7. pp. 1644–1649. DOI:10.1016/J.RINP.2017.03.010.

10. Ахметбаев Д.С., Ахметбаев А.Д., Бердыгожин А.С. Топологический метод формирования узловых уравнений в обращенной форме для электроэнергетических систем // Электричество №5, 2018. С. 18-27.

11. Akhmetbayev D.S., Dzhandigulov A.R. Development of algorithms for a new topological method for calculating current distribution coefficients in complex electrical networks // Eurasian Journal of Mathematical and Computer Applications. 2019. V.7. pp.4-12. DOI:10.32523/2306-6172-2019-7-3-4-12.

12. Akhmetbayev D.S., Dzhandigulov A.R., Bystrova S.V. Topological system method of formation of transformer transformation coefficients. (2020) E3S Web of Conferences, 216, №01087, DOI:10.1051/e3sconf/202021601087.

13. Akhmetbaev, D.S., Dzhandigulov, A.R., Akhmetbaev, A.D. Topological algorithm for forming nodal stresses of complex networks energy systems. (2019) E3S Web of Conferences, 139, № 01066. DOI: 10.1051/e3sconf/201913901066.

14. Pinchuk V.A., Kuzmin A.V. Method of approximating experimental data on fuel combustion, InterJEner Clean Env.20(2019)261–272. DOI: <https://doi.org/10.1615/InterJEnerCleanEnv.2019032466>.

УДК 621.316.925.2

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Вуколов^{*} В.Ю., Колесников^{**} А.А., Обалин^{***} М.Д., Шарыгин^{****} М.В.

Аннотация

Электрификация железных дорог на постоянном и переменном токе, особенности выполнения контактной сети и наличие неэлектрифицированных участков оказывают существенное влияние на оборудование и характеристики нетяговых сетей. Для выявления допустимых режимов работы, позволяющих обеспечить требования по надежности, представлен анализ существующих вариантов организации системы электроснабжения нетяговых потребителей.

Ключевые слова: электроэнергетика, электроснабжение железных дорог, надежность, нетяговые потребители.

Нетяговые железнодорожные потребители – потребители электрической энергии всех служб железных дорог, кроме электрической тяги поездов. Основные нетяговые нагрузки подразделяются на потребителей крупных станций и узлов с достаточно большой присоединенной мощностью и использованием традиционных распределительных сетей и линейных потребителей, расположенных между станциями, которые отличаются большой рассредоточенностью и относительно малой мощностью. Величина нетяговой нагрузки в среднем составляет 35–45% [1] от общего электропотребления тяговыми подстанциями (ТПС).

На участке между ТПС для электроснабжения нетяговых потребителей прокладываются две линии электропередачи (как правило, воздушные): линия, предназначенная для питания нагрузок сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ), и линия продольного электроснабжения (ПЭ) для подключения остальных нетяговых потребителей на участке и резервного электроснабжения нагрузок СЦБ. Мощность, отбираемая от линий ПЭ, составляет в среднем 10–12 кВт/км, а средняя плотность мощности равна 6 кВт/км² [1]. К системе электроснабжения устройств СЦБ

^{*} Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: vvucolov@mail.ru;

^{**} Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: anton8094@mail.ru;

^{***} Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: obalinmd@gmail.com;

^{****} Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: sharygin.m.v@gmail.com.

предъявляются повышенные требования по обеспечению надёжности, поскольку автоблокировка является основной системой обеспечения интервального регулирования движения поездов [2].

Воздушные линии (ВЛ) СЦБ (они же ВЛ автоблокировки – ВЛ АБ) обычно выполняются на напряжение 6 (10) кВ как линии с двухсторонним питанием от повышающих трансформаторов, подключенных к шинам собственных нужд (ШСН) 0,4 кВ двух смежных ТПС. В середине межподстанционной зоны ВЛ СЦБ секционируется разъединителем, благодаря чему повышается надёжность электроснабжения устройств СЦБ. Средние нагрузки автоблокировки с учетом нагрузки промежуточных станций на 1 км линии составляют: на линии 6 кВ для двухпутных участков – 0,7 кВт/км ($\cos\varphi = 0,7$), а для однопутных – 0,5 кВт/км ($\cos\varphi = 0,6$); для линии 10 кВ соответственно – 0,9 кВт/км ($\cos\varphi = 0,55$) и 0,6 кВт/км ($\cos\varphi = 0,45$) [2].

Резервное питание устройств СЦБ на железных дорогах, электрифицированных по системе постоянного тока и на неэлектрифицированных участках дорог, как правило, осуществляется от трехфазных линий ПЭ напряжением 6,10 кВ, а на участках железных дорог, электрифицированных по системе переменного тока – от линий «провод – рельс» (ПР) или «два провода – рельс» (ДПР) напряжением 25 кВ. В качестве источников питания ВЛ ПЭ также выступают смежные ТПС или собственные электрогенерирующие объекты владельцев железнодорожной инфраструктуры.

Основной задачей режимного управления [3] в системах электроснабжения нетяговых потребителей является обеспечение надёжности электроснабжения устройств СЦБ. Поэтому к ВЛ СЦБ не допускается подключение потребителей, не относящихся к техническим средствам железнодорожной автоматики, телемеханики и связи [4]. Таким образом, использование ВЛ СЦБ для резервирования питания наиболее ответственных потребителей, электроснабжение которых осуществляется от ВЛ ПЭ, невозможно.

Ещё один ключевой фактор, влияющий на нормальную эксплуатацию устройств СЦБ, и, следовательно, на безопасность движения поездов – допустимый уровень напряжения в точках их подключения. Отклонения напряжения во всех режимах работы сети не должны превышать $\pm 10\%$). При этом переход с основной системы электроснабжения на резервную или наоборот должен происходить автоматически с использованием автоматического включения резерва (АВР) нетяговых сетей за время не более 1,3 с [5]. Обеспечение нормированных значений отклонения напряжения, также как и выбор положений коммутационных аппаратов ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ по условию надёжности, существенно ограничивают область допустимых нормальных режимов системы электроснабжения нетяговых потребителей.

На данный момент действующего нормативного документа, устанавливающего требования к системам электроснабжения нетяговых потре-

бителей в зависимости от категории надежности, не существует. На практике категоричность отдельных электроприемников нетяговых нагрузок согласно [4] определяется в соответствии с Инструкцией ЦЭ-4846 [6]. В Инструкции категория надежности электроприемников нетяговых потребителей железнодорожного транспорта устанавливается в зависимости от их роли в обеспечении безопасности и бесперебойности движения поездов. В целом, введенные [6] понятия трех категорий надежности для нетяговых потребителей железных дорог практически полностью тождественны определениям категорий надежности по ПУЭ.

Основные требования к вариантам организации системы электроснабжения нетяговых потребителей определены Правилами [4]. Ключевым аспектом является обеспечение установленных для потребителей СЦБ надежности за счет резервирования, а также выполнение условий совместимости как между центрами питания нетяговых сетей и нагрузками, так и между нетяговыми сетями и смежными подсистемами железнодорожной инфраструктуры (автоматика и телемеханика, железнодорожная электросвязь и т.п.). При условии выполнения указанных требований, система электроснабжения нетяговых потребителей должна обеспечивать максимально возможные показатели энергоэффективности и, в частности, минимум потерь электроэнергии.

Для ВЛ СЦБ и линий ПЭ рассматриваются три основных схемы питания (рисунок 1):

1) односторонняя (консольная) – все нагрузки в межподстанционной зоне получают питание от одного источника;

2) встречно-консольная – линии электроснабжения нетяговых потребителей секционируются примерно в середине межподстанционной зоны, при этом каждая из частей линии получает питание от своей ТПС;

3) двусторонняя (параллельная) – линии электроснабжения нетяговых потребителей питаются одновременно от двух источников (создается своего рода «шинный мост» в межподстанционной зоне).

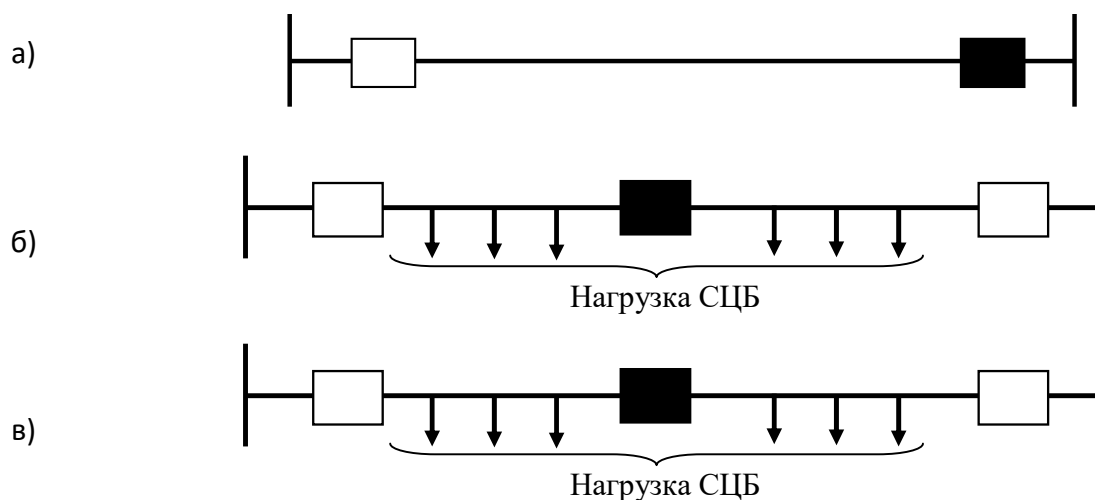


Рис. 1 – Схема консольного (а), встречно-консольного (б) и двухстороннего (в) питания. Заштрихованный выключатель нормально отключен.

Приоритетом при питании нетяговых нагрузок является обеспечение надежного электроснабжения нагрузок СЦБ. Рассмотрим пример выполнения системы электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог [2], электрифицированных на постоянном токе (рисунок 2).

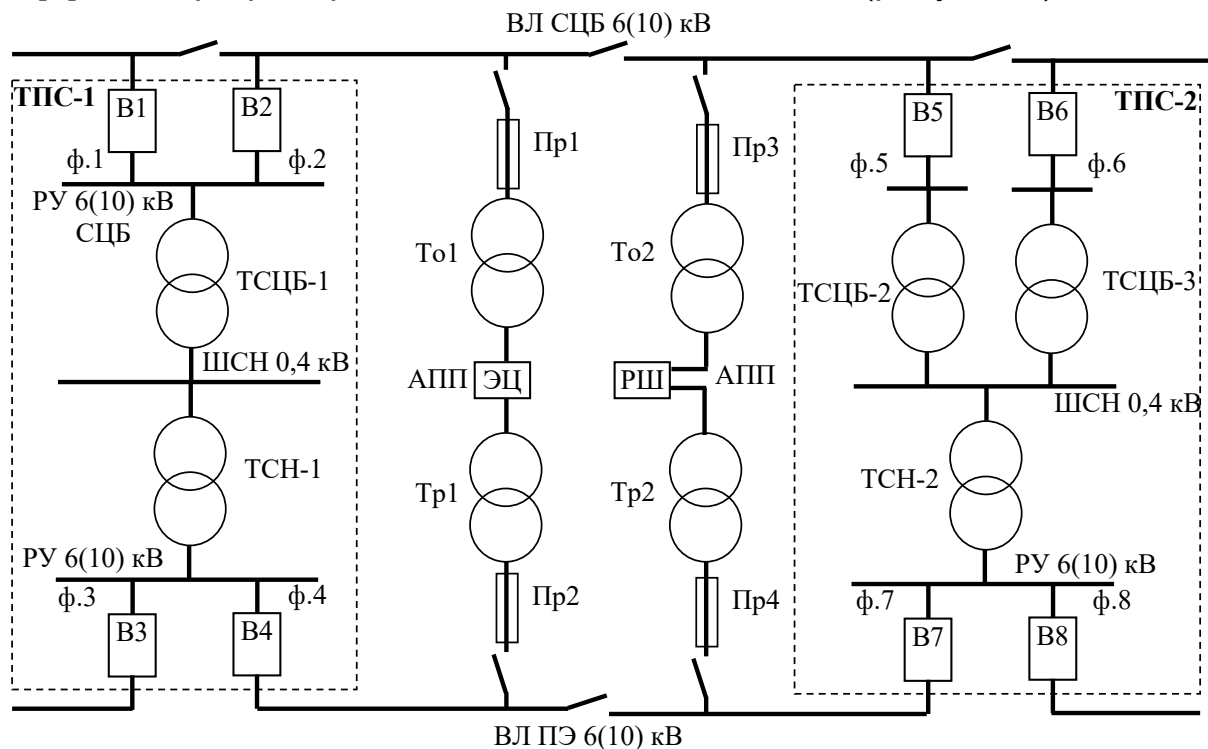


Рис. 2 – Система электроснабжения нетяговых потребителей электрифицированных железных дорог постоянным током напряжением 3,3 кВ между тяговыми подстанциями ТПС-1 и ТПС-2. То, Тр – трансформаторы основной и резервный для питания устройств СЦБ; Пр1...Пр4 – предохранители; В1...В8 – головные выключатели отходящих фидеров ф.1...ф.8; РШ – релейный шкаф; ЭЦ – устройство электрической централизации.

Если электроснабжение ВЛ СЦБ реализовано по консольной схеме, то в качестве основного источника питания выступает одна из концевых ТПС (в рассматриваемом примере ТПС-1). Напряжение в линию подается через специальный разделительный трансформатор (ТСЦБ), применение которого обусловлено тремя причинами:

- отсутствие необходимости заземления железобетонных опор в неосвоенной местности и отключения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), поскольку ток ОЗЗ всегда будет не более 5 А;
- снижение дестабилизирующего влияния тока ОЗЗ на работу линий связи и рельсовых цепей автоблокировки;
- ограничение тока трехфазного короткого замыкания (КЗ) до нескольких десятков ампер, поскольку сложившаяся практика электроснабжения устройств СЦБ предусматривает использование для защиты трансформаторов 6(10)/0,22 кВ высоковольтных предохранителей ПKN с предельным током отключения 0,15 кА.

При исчезновении напряжения на шинах 6(10) кВ СЦБ ТПС-1 под действием АВР питание переводится на ТПС-2 (отключение выключателей

В1 и В2, включение выключателя В5). Аналогично реализуется консольное питание и в линии ПЭ 6(10) кВ. Однако, для повышения надежности при резервировании нагрузок СЦБ, основное питание ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ реализуется от смежных ТПС (на рисунке 2 В5 – отключен; В7 – включен). Таким образом, при консольной схеме, в нормальном установившемся режиме сети от каждой ТПС питается только одно плечо СЦБ и смежное ему плечо ВЛ ПЭ. Аналогичным образом организовано электроснабжение нетяговых потребителей и на неэлектрифицированных железных дорогах, но вместо тяговых, в качестве источников питания, могут использоваться обычные трансформаторные подстанции. При этом предельная длина всех линий электроснабжения нетяговых потребителей составляет 50 км [4].

Консольная схема питания рассматривается в качестве основной для электрифицированных участков постоянного тока ввиду относительно малого расстояния между ТПС (20–25 км [7]). Использование её для железных дорог, электрифицированных на переменном токе, затруднено, ввиду увеличения длины межподстанционной зоны (до 50 км [7]) и существенного ухудшения уровня напряжения в конце линии. Поэтому, в качестве основной, на переменном токе рассматривается схема встречно-консольного питания (рисунок 3).

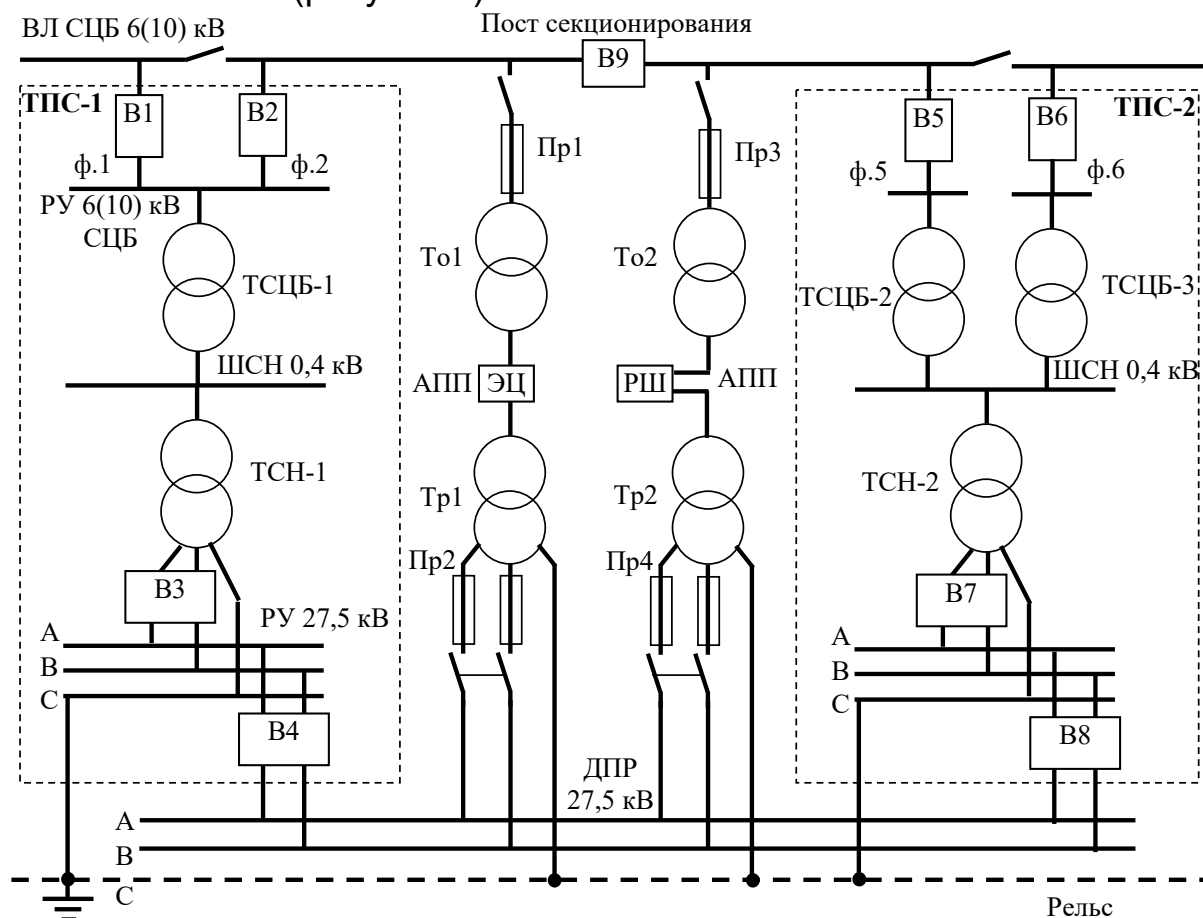


Рис. 3 – Система электроснабжения нетяговых потребителей электрифицированных железных дорог переменного тока напряжением 25 кВ.

В этом случае линии СЦБ и ПЭ секционируются посередине межподстанционной зоны путем сооружения постов секционирования (отключение выключателя В9, рисунок 3), а в качестве основных источников питания выступают ТПС-1 и ТПС-2. Таким образом, по сравнению с консольной схемой, в нормальном режиме длина питаемого участка сокращается в два раза, а при КЗ на ВЛ СЦБ или ВЛ ПЭ отключается только половина линии. Поэтому схема встречно-консольного питания является более предпочтительной.

Ключевое отличие системы электроснабжения нетяговых потребителей на, электрифицированных по системе переменного тока железных дорогах – отсутствие у большинства находящихся в эксплуатации силовых трансформаторов ТПС обмотки 6(10) кВ и выполнение линии ПЭ на напряжение 25 кВ по системе ПР или ДПР (рисунок 3). Соответственно, подключение трансформаторов собственных нужд (ТСН) ТПС также осуществляется от обмотки 25 кВ тягового трансформатора. С точки зрения энергоэффективности, такая схема характеризуется меньшими потерями электроэнергии по сравнению с системой электроснабжения нетяговых потребителей для железных дорог, электрифицированных по системе постоянного тока, но требует установки специализированных устройств защиты и автоматики, адаптированных к режимам ПР и ДПР. В то же время, ввиду возникающих проблем с пофазной несимметрией в линиях СЦБ, ТСН на вновь сооружаемых и реконструируемых ТПС подключают к сборным шинам распределительных устройств напряжением 6, 10, 15, 20 или 35 кВ (предпочтительно до 10 кВ).

При встречно-консольной схеме электроснабжения наиболее тяжелый по напряжению режим для нетяговых потребителей – отключение питания со стороны одной из ТПС, например, отключение выключателя В5 (рисунок 3). АВР переводит всё питание ВЛ СЦБ на ТПС-1 путем включения выключателя В9 поста секционирования (в упрощенных схемах может использоваться разъединитель). При этом длина питаемого участка возрастает в два раза, что при номинальном напряжении линии 6(10) кВ приводит к затруднению выполнения требований по урону напряжения в точках подключения нетяговых потребителей [5]. Для его повышения в удаленных точках ВЛ СЦБ сечение выбирается не по экономической плотности тока, а по условию допустимого падения напряжения в конце линии. Наибольшее распространение при выполнении ВЛ СЦБ, несмотря на достаточно низкую загрузку головного участка линии при консольной схеме питания, получили провода марки АС сечением 70 и 95 мм². Это обстоятельство приводит к увеличению числа опор и удорожанию строительной части линий, но при длине участка порядка 50 км не всегда возможно обеспечение необходимого уровня напряжения. Решение проблемы достигается путем автоматического переключения питания (АПП) (рисунки 2, 3) удаленных потребителей СЦБ на резервную линию с более высоким напряжением, например, ВЛ ПЭ. В большинстве случаев такая

автоматика выполнена на простейших электромеханических реле и не согласована с АВР линий СЦБ и ПЭ.

Двухсторонняя схема питания трехфазных линий ПЭ и СЦБ 6-10 кВ в качестве основной и длительно допустимой, как правило, не рассматривается при всех вариантах выполнения железных дорог, несмотря на очевидные преимущества по потерям мощности и уровням напряжения. Более того, для линий ДПР схема двухстороннего питания в большинстве случаев не реализуема, поскольку порядок чередования фаз вторичных напряжений двух ТПС обычно не совпадает. Это обстоятельство обусловлено необходимостью снижения несимметрии напряжений в питающей сети 110–220 кВ от однофазной тяговой нагрузки. Применение двухстороннего питания ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ 6–10 кВ ограничивает появление уравнительного тока в линиях, вызванного неодинаковостью напряжений на питающих шинах по концам межподстанционной зоны. Уравнительный ток может достигать значений, приводящих к ложным срабатываниям токовых защит, используемых в системах электроснабжения нетяговых потребителей. Практика эксплуатации показала, что вероятность ложного срабатывания защит при отключении питания со стороны одной из ТПС или резком изменении напряжения на одном из питающих концов возрастает. Для устранения указанных недостатков и расширения области применения схемы двухстороннего питания, необходима разработка современных централизованных микропроцессорных защит ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ с измерительными органами тока и напряжения по обоим концам линий. Питание линии ДПР обычно осуществляется по консольной схеме от одной из смежных ТПС по концам линии.

От шин СЦБ 6(10) кВ тяговой подстанции, как правило, одновременно питаются сразу два фидера ВЛ СЦБ (ф.1 и ф.2 ТПС-1, рисунки 2, 3). При этом фидера линии СЦБ могут получать питание как от общего ТСЦБ (ТСЦБ-1 на ТПС-1, рисунки 2, 3), так и по отдельности – каждый фидер от своего трансформатора (ф.5 от ТСЦБ-2, ф.6 от ТСЦБ-3, рисунки 2, 3). Первый вариант более экономичен, но возникновение аварийных или ненормальных режимов на одном из фидеров существенно влияет на режим работы второго, а при отключении ТСЦБ межподстанционная зона возрастает в два раза. Кроме того, одновременное возникновение ОЗЗ разных фаз ВЛ СЦБ вблизи шин тяговой подстанции на обоих фидерах, приводит к появлению двухфазного КЗ через большое переходное сопротивление, для распознавания которого требуется защита повышенной чувствительности. Поэтому, в нормальном установившемся режиме, от каждой ТПС получает питание только один фидер.

Указанные недостатки позволяет решить использование двух и более ТСЦБ на тяговой подстанции. Такое решение наиболее широко применялось на Западно-Сибирской железной дороге. Отсутствие гальванической связи между ТСЦБ существенно упрощает построение релейной защиты и автоматики (РЗА) присоединений СЦБ, но приводит к удорожанию и увеличению потерь мощности. Упростить и удешевить схему можно

путем отказа от применения выключателей В5 и В6 на стороне 6(10) кВ ТСЦБ (рисунки 2, 3) и реализации защиты ВЛ СЦБ с помощью предохранителей и контакторов КТ1 и КТ2 на стороне 0,4 кВ ТСЦБ (рисунок 4). Однако такая схема затрудняет выполнение АПВ на ВЛ СЦБ, предусмотренного требованиями [4].

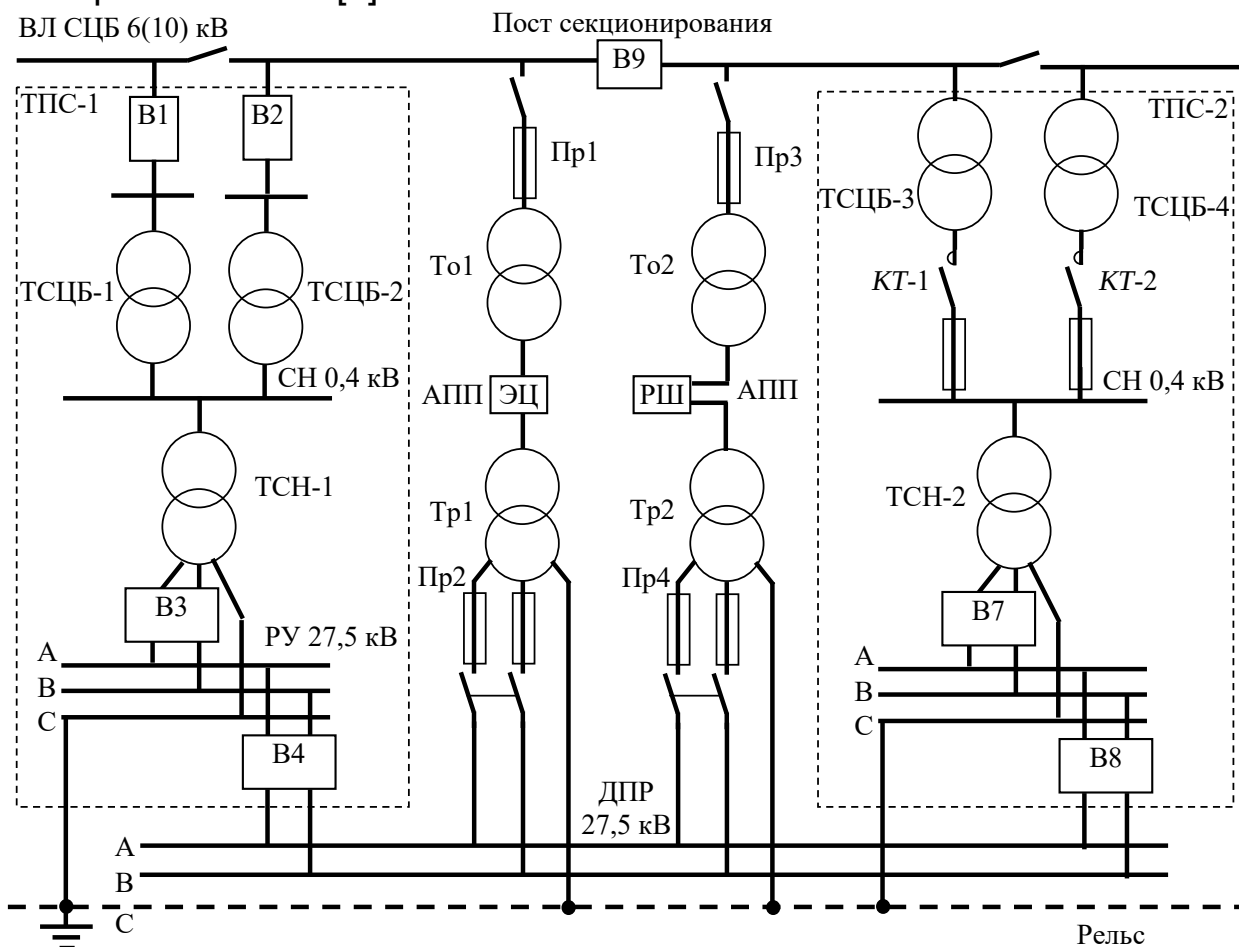


Рис. 4 – Применение контакторов в схеме питания ТСЦБ:
 ТПС-1 – тяговая подстанция с выключателями (В1 и В2) на стороне ВН ТСЦБ;
 ТПС-2 – тяговая подстанция с предохранителями и контакторами (КТ1 и КТ2)
 на стороне 0,4 кВ ТСЦБ.

В 80-х годах XX в. получила распространение схема электроснабжения железных дорог на напряжении 2х25 кВ переменного тока, участки которой были реализованы на Московской и Горьковской железных дорогах. По сравнению с более распространенной схемой электрификации 25 кВ, такое решение снижает нагрузку на провода контактной сети, характеризуется меньшими потерями электроэнергии и падением напряжения, что, в свою очередь, позволило увеличить расстояние между ТПС примерно в два раза. В соответствии с действующими требованиями [7] рекомендуемое расстояние ограничено величиной 70 км. Питание нетяговых потребителей на железных дорогах переменного тока 2х25 кВ организовано согласно схеме, представленной на рисунке 3, но имеет некоторые особенности. Так, увеличение межподстанционной зоны в среднем

до 100 км, требует создания вместо поста секционирования дополнительного источника питания для ВЛ СЦБ, в качестве которого выступает двухтрансформаторная подстанция 6(10)/0,4/6(10) кВ с разделительными трансформаторами. Независимые фидера этой подстанции, подключенные к разным ТСЦБ, в нормальном режиме сети питают ВЛ СЦБ по консольной схеме. Для обеспечения первой категории надежности электроснабжения потребителей СЦБ, согласно [4], необходимо обеспечить подключение трансформаторной подстанции к внешней сети не менее чем по двум цепям таким образом, чтобы обеспечивалась взаимная независимость этих цепей.

На участках железных дорог переменного тока с тяжелым профилем, в труднопроходимой местности, когда прокладка ВЛ СЦБ на отдельных опорах затруднена (Белорецк – Инзер Куйбышевской железной дороги), возможно использование системы ПР 25 кВ при построении однофазных ВЛ СЦБ, запитанных напрямую от шин 25 кВ ТПС. В этом случае присоединение ВЛ СЦБ выполняется через отдельный выключатель аналогично фидеру контактной сети, что обеспечивает независимость питания от линий ДПР.

Также в практике электроснабжения железных дорог встречаются случаи, когда и ВЛ ПЭ, и ВЛ СЦБ выполняются на напряжении 6(10) кВ и прокладываются вдоль трассы дороги на общей опоре. Такой вариант применялся на участках с низкой интенсивностью движения поездов. Однако для повышения надежности ключевые потребители СЦБ (железнодорожные переезды, светофоры, стрелки) должны резервироваться от сетей общего электроснабжения или от линии ДПР (участок Ройка – Зецеино Горьковской железной дороги). В настоящее время размещение на одной опоре проводов ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ не допускается [4].

Как показывает анализ существующих вариантов организации системы электроснабжения нетяговых потребителей, имеются существенные ограничения по допустимым режимам обеспечения питания ВЛ ПЭ и ВЛ СЦБ от ТПС, особенно в послеаварийных режимах.

Для расширения области допустимых режимов, в том числе обеспечения селективного АВР селективного АВР с минимальной выдержкой времени потребителей СЦБ, требуется разработка централизованной РЗА линий СЦБ и ПЭ, согласованной с защитой однофазных трансформаторов питания релейных шкафов и устройств электрической централизации (T_0 и T_r на рисунках 2, 3), а также автоматикой АПП. Применение дифференциальной защиты ТСЦБ совместно с микропроцессорной защитой отходящих ВЛ СЦБ позволит снять ограничения на одновременное питание двух плеч ВЛ СЦБ от одного трансформатора.

Кроме того, для решения проблемы обеспечения требуемых уровней напряжения в точках присоединения нетяговых потребителей, при наличии централизованной РЗА, целесообразно рассмотрение вопросов группового регулирования напряжения либо на ТПС в целом (путем установки

дополнительных регулировочных трансформаторов), либо отдельно в линиях СЦБ и ПЭ за счет установки дополнительных регулировочных устройств. Затраты на реализацию таких решений окупятся за счет оптимизации режима нетяговых сетей по потерям электроэнергии, снижения сечений линий электропередачи, уменьшения капитальных затрат на их строительство и реконструкцию.

Отдельного внимания заслуживает рассмотрение вопросов обеспечения эффективности передачи электроэнергии при существующей организации схем электроснабжения нетяговых сетей. Решение этой задачи возможно путем создания централизованной автоматики управления нормального режима, реализация которой возможна в рамках системы централизованной РЗА.

Заключение

Установлено, что имеются существенные проблемы обеспечения надежности электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей, подключенных к линиям ПЭ и СЦБ, особенно в послеаварийных режимах. Проблемы вызваны устаревшими техническими решениями по обеспечению питания данных потребителей. По итогам проведенного исследования определены перспективные направления повышения надежности электроснабжения нетяговых сетей и показана необходимость разработки и внедрения современных технологий автоматики, защиты и управления для системы электроснабжения железных дорог.

Литература

1. Тер-Оганов Э. В., Пышкин А.А. Электроснабжение железных дорог: учеб. для студентов университета (УрГУПС). Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. 432 с.
2. Герман Л. А., Векслер М. И., Шелом И. А. Устройства и линии электроснабжения автоблокировки. М.: Транспорт, 1987. 192 с.
3. Вуколов В.Ю., Колесников А.А., Папков Б.В., Пнев Е.Р. Управление конфигурацией распределительных электрических сетей 6-35 кВ // Электричество, 2019, № 2, с.10-17.
4. СП 226Л326000.2014. Электроснабжение нетяговых потребителей. Правила проектирования, строительства и реконструкции.
5. Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации, утверждены приказом Минтранса России №250 от 23.06.22.
6. Инструкция по категорийности электроприемников нетяговых потребителей железнодорожного транспорта, утв. МПС СССР 11.03.1991 № ЦЭ-4846, отменена Приказом Минтранса РФ от 22.05.2019 №152.
7. СП 224.1326000.2014 Тяговое электроснабжение железной дороги.

УДК 621.331

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Вуколов* В.Ю.

Аннотация

Для всех вариантов исполнения тяговых подстанций питающие присоединения низкого напряжения от основных и резервного трансформаторов собственных нужд, а также присоединение резервного дизель-генераторного агрегата подведены к несекционированной трехфазной системе шин, повреждения на которой повлекут полное погашение наиболее ответственных потребителей системы собственных нужд. Показаны недостатки существующих схем собственных нужд, приводящие к снижению надежности электроснабжения нетяговых потребителей. Определены перспективные направления совершенствования сети гарантированного питания собственных нужд тяговых подстанций.

Ключевые слова: электроэнергетика, электроснабжение железных дорог, надежность, нетяговые потребители.

Тяговые подстанции (ТПС) электрифицированных железных дорог предназначены для питания контактной сети, применяемой для подключения токоприемников электроподвижного состава, а также используются в качестве основных источников питания системы электроснабжения нетяговых потребителей. Подключение ТПС к питающим электрическим сетям осуществляется в соответствии с требованиями первой категории надежности по ПУЭ.

Технические требования и структурно-функциональные схемы распределения и передачи электроэнергии в сети собственных нужд ТПС определены ГОСТ [1]. В отличие от подстанций энергосистем, на которых сети собственных нужд обеспечивают только необходимые условия для функционирования подстанционного оборудования, на ТПС к обмоткам низкого напряжения трансформаторов собственных нужд (ТСН) через специальные повышающие трансформаторы (ТСЦБ) ещё подключены воздушные линии сигнализации, централизации блокировки (ВЛ СЦБ), предназначенные исключительно для питания ключевых железнодорожных нетяговых потребителей, расположенных в зоне между двумя смежными ТПС и являющихся неотъемлемой частью системы обеспечения движения поездов.

* Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: vvucolov@mail.ru;

ГОСТ [1] определяет возможные варианты организации схемы передачи и распределения электроэнергии в сети собственных нужд ТСН, представленные на рисунке 1.

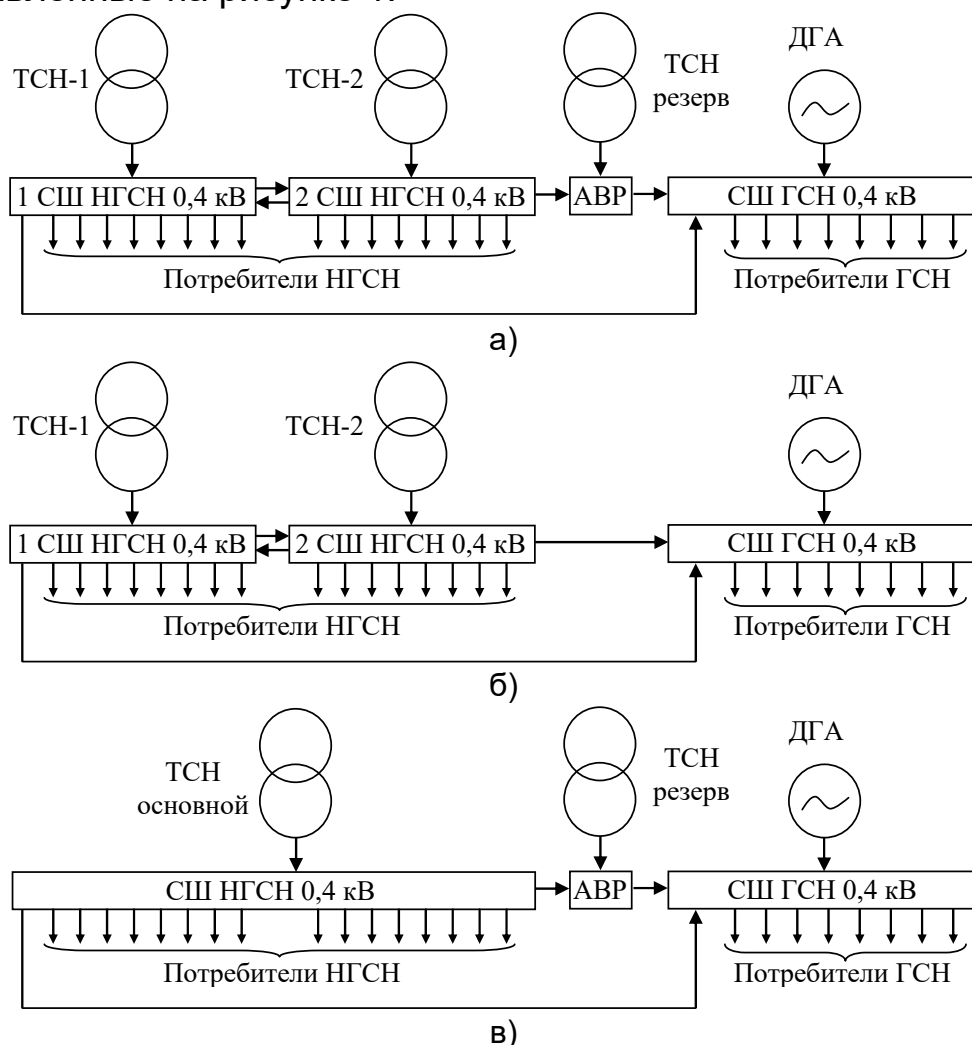


Рис. 1 – Варианты структурно-функциональных схем распределения и передачи электроэнергии в сети собственных нужд ТПС:

- а) – ТПС с двумя основными, одним резервным ТСН и резервным ДГА;
- б) – ТПС с двумя основными ТСН и резервным ДГА без резервного ТСН;
- в) – ТПС с одним основным, одним резервным ТСН и резервным ДГА.

ABP – автоматическое включение резерва, СШ НГСН – сборные шины распределительного устройства негарантированного питания собственных нужд; СШ ГСН – сборные шины распределительного устройства гарантированного питания собственных нужд, ДГА – дизель-генераторный агрегат.

В случае, если на вновь сооружаемой ТПС предусматривается консольное (одностороннее) [2] питание хотя бы одной отходящей ВЛ СЦБ, обязательна установка двух основных и резервного ТСН (рисунок 1а). Решение с одним основным ТСН (рисунок 1в) может применяться только на наименее грузонапряженных линиях [1], поэтому из дальнейшего рассмотрения оно исключено. Для электроснабжения ключевых потребителей собственных нужд ТПС, в том числе относящихся к первой и первой особой категории надежности по ПУЭ, используется сеть гарантированного питания собственных нужд,

выполняемая трехфазными несекционированными сборными шинами (СШ ГСН). Такая схема применяется для всех вариантов исполнения ТПС, независимо от числа основных и резервных источников питания сети собственных нужд.

Ключевой недостаток такой схемы – питающие присоединения низкого напряжения от основных и резервного ТСН, а также присоединение резервного дизель-генераторного агрегата (ДГА) подведены к общей несекционированной СШ ГСН, возникновение повреждения на которой повлечёт за собой полное погашение наиболее ответственных потребителей системы собственных нужд ТПС.

Номенклатура отходящих присоединений СШ ГСН определена согласно ГОСТ [1] и включает:

- ТСЦБ;
- зарядно-подзарядные преобразователи;
- двигатели завода пружин выключателей с пружинным приводом и устройства дистанционного управления разъединителями;
- розетки для переносного электрического инструмента;
- отопление помещения щита управления и помещения аккумуляторов;
- аппаратуру телеизмерений и связи;
- средства коммерческого учета электроэнергии;
- пожарную сигнализацию и видеонаблюдение.

Таким образом, аварийное отключение или вывод в ремонт СШ ГСН приводят к полному погашению всех перечисленных потребителей, поскольку резервирование от сети негарантированного питания собственных нужд (рисунок 1) не предусматривается, а от аккумуляторных батарей, согласно [1] обеспечивается питание только цепей управления выключателями. Кроме того, потеря питания всех ТСЦБ на ТПС может привести к существенным нарушениям в системе обеспечения движения поездов.

Особенности электроснабжения ВЛ СЦБ, как одного из ключевых потребителей сети гарантированного питания системы ТПС, необходимо рассмотреть более детально. От каждой ТПС через СШ ГСН обеспечивается электроснабжение сразу двух фидеров ВЛ СЦБ (рисунок 2). При этом погашение СШ ГСН приводит к полной потере питания сети СЦБ на ТПС, независимо от того, осуществляется ли питание фидера ВЛ СЦБ от собственного повышающего трансформатора ТСЦБ (ф.3 – ф.6, рисунок 2) или от общего ТСЦБ через объединенное РУ СЦБ (ф.1 и ф.2, рисунок 2). Например, отключение СШ ГСН на ТПС-2 приводит к тому, что ВЛ СЦБ-2 переходит на консольное питание от ТПС-1, а ВЛ СЦБ-2 переходит на консольное питание от ТПС-3. При этом ТПС-2 вместо источника питания для сети СЦБ будет выполнять лишь роль поста секционирования для объединенной ВЛ СЦБ в зоне между ТПС-1 и ТПС-3. При этом межподстанционная зона для железных дорог,

электрифицированных на постоянном токе, возрастает до 50 км, а на переменном токе напряжением 25 кВ – до 100 км [3].

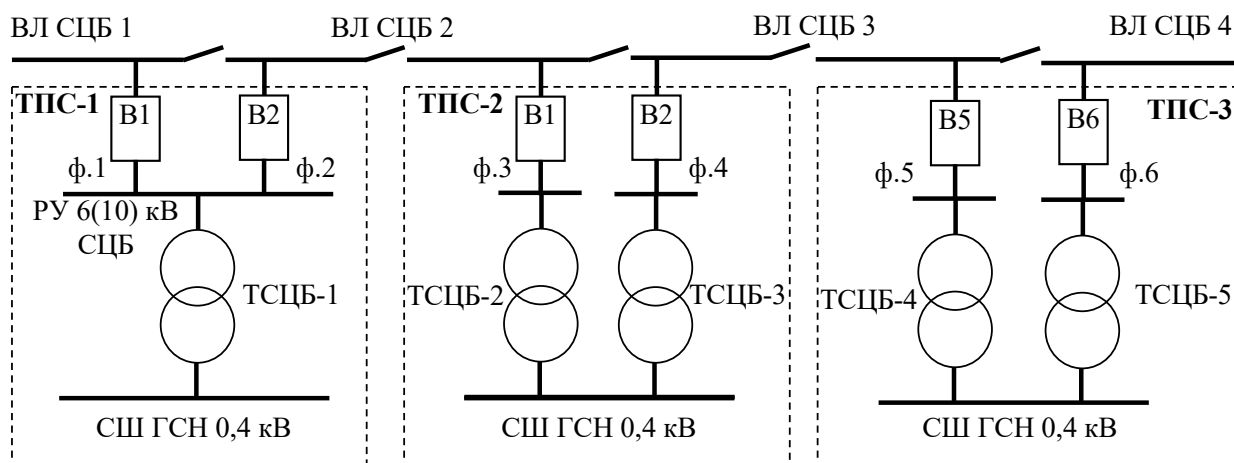


Рис. 2 – Схема питания ВЛ СЦБ в межподстанционной зоне.

Такой режим нетяговой сети опасен для потребителей СЦБ в силу следующих факторов:

1) Электроснабжение потребителей СЦБ вдоль трассы железной дороги ограничивается консольной схемой питания от одного основного источника. В этом случае существенно возрастают потери мощности и падение напряжения как в самой ВЛ СЦБ, так и в питающей сети. Кроме того, исключается возможность секционирования линии и резервирования питания со стороны смежных ТПС.

Ввиду относительно низкой нагрузки (даже на головном участке ВЛ СЦБ максимальный ток нормального режима не превышает 20 А), двукратное увеличение длины ВЛ СЦБ при условии обеспечения требований ПУЭ в режиме максимальных и минимальных нагрузок для шин 6–25 кВ ТПС, к которым подключаются ТСН, обычно не приводит к отклонению напряжения в точках подключения устройств СЦБ и связи, превышающую установленные ПТЭ 10% [4]. В то же время имеется несогласованность по допустимому уровню напряжения на шинах ТПС при питании тяговых и нетяговых нагрузок [4]. Это обстоятельство усугубляется отсутствием независимого регулирования напряжения в ВЛ СЦБ [2] и делает задачу поддержания требуемого напряжения в точках подключения нагрузок к ВЛ СЦБ не всегда выполнимой. Именно по этой причине для железных дорог, электрифицированных на переменном токе по системе 2х25 кВ, межподстанционная зона на которых ограничивается длиной 80 км, предусматривается дополнительное питание ВЛ СЦБ в промежуточных точках от подстанций энергосистемы. Однако для типовой схемы питания ВЛ СЦБ, представленной на рисунке 2, возможность резервирования от электрических сетей общего назначения не предусматривается.

Конечно, существует возможность перераспределения нагрузки удаленных потребителей между ВЛ СЦБ и сетями продольного [2] электроснабжения (ВЛ ПЭ и ВЛ ДПР), на режим которых погашение СШ ГСН тяговых подстанций влияния не оказывает. Но даже в нормальном режиме этой сети обеспечение уровня напряжения в точках подключения удаленных потребителей в пределах $\pm 10\%$ от номинального является трудновыполнимой задачей. Также существует проблема обратного чередования фаз в точках подключения ВЛ ДПР к шинам смежных ТПС (выполняется для компенсации несимметрии от однофазных тяговых нагрузок в сети 110 кВ и выше).

2) Существенно возрастает нагрузка на СШ ГСН смежных ТПС-1 и ТПС-3 (рисунок 2), поскольку в нормальном режиме работы и в расчетных послеаварийных и ремонтных режимах от каждой ТПС получает питание как минимум один фидер ВЛ СЦБ. В результате мощность резервных ДГА, подключаемых к СШ ГСН для обеспечения бесперебойного питания устройств СЦБ, будет недостаточной для обеспечения нормального режима электроснабжения всех потребителей на удлинённом плече СЦБ.

3) Потребуется введение дополнительной группы уставок устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) ВЛ СЦБ. С учетом того, что на микропроцессорные терминалы РЗА, согласно данным Горьковской дирекции по энергообеспечению (входит в состав Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») приходится не более 10% от общего объёма защит, решение этой задачи потребует существенных временных затрат. Таким образом, возникает риск неправильной работы РЗА: снижение чувствительности защиты при коротких замыканиях в конце ВЛ СЦБ и возможность ложного срабатывания максимальной токовой защиты из-за увеличения рабочего тока линии ввиду увеличения длины защищаемого присоединения и числа подключенных потребителей.

Проведенный анализ показывает актуальность совершенствования сети собственных нужд ТПС для повышения надежности электроснабжения наиболее ответственных потребителей с последующим внесением изменений в действующую нормативно-правовую базу [1]. Целесообразно внести дополнительные требования к сети гарантированного питания собственных нужд с целью обеспечения надежности электроснабжения в нормальных, ремонтных и аварийных режимах в соответствии с [5]:

- 1) секционирование СШ ГСН;
- 2) автоматическое включение резервного питания (АВР) любой секции шин сети гарантированного питания собственных нужд;
- 3) распределения источников питания по секциям шин с учетом действия АВР и сохранения в работе механизмов собственных нужд при исчезновении напряжения на секции. При этом источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин.

Рассмотрим варианты совершенствования сети гарантированного питания собственных нужд в соответствии с вышеперечисленными тре-

бованиями. В настоящее время система защиты от токов короткого замыкания [6] и перегрузки в сети собственных нужд ТПС согласно ГОСТ [1] организуется с применением автоматических выключателей (АВ) по трехуровневому принципу (рисунок 3).

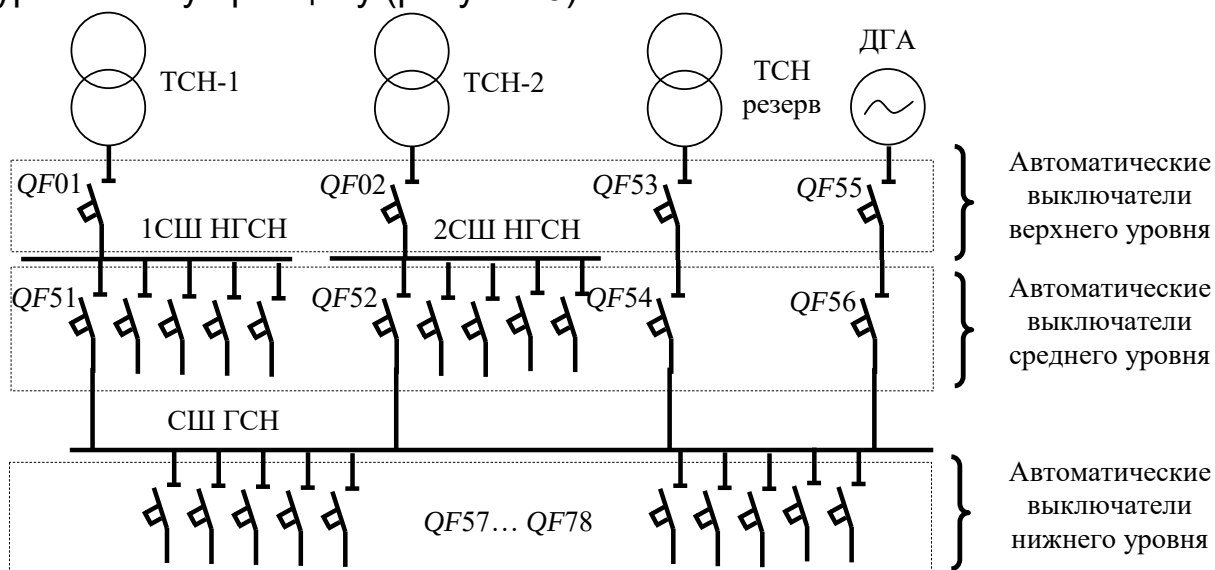


Рис. 3 – Схема распределения АВ по уровням защиты.

Верхний уровень включает АВ от основных и резервных источников питания. Средний – АВ отходящих присоединений СШ НГСН, в том числе вводные присоединения СШ ГСН от основных ТСН (QF51 и QF52, рисунок 3) и дополнительные вводы от резервного ТСН и ДГА (QF54 и QF56, рисунок 3). К нижнему уровню относятся АВ отходящих присоединений СШ ГСН. Такая трехступенчатая структура защиты создаёт избыточность АВ резервных питающих присоединений. Выключатель QF54 дублирует функции QF53; QF56 дублирует функции QF55. Исключение из схемы этих выключателей позволит с минимальными затратами провести реконструкцию системы электроснабжения собственных нужд ТПС для повышения надежности потребителей СШ ГСН.

Анализ типовых схем электроснабжения потребителей первой и первой особой категории по ПУЭ в электрических сетях общего назначения позволяет предложить следующие технические решения, направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей сети гарантированного питания собственных нужд ТПС:

- 1) секционирование СШ ГСН путем установки секционного АВ (QF101, рисунок 4а);
- 2) секционирование СШ ГСН и применение схемы два ввода – два вывода («крест») для резервирования питания секций со стороны резервного ТСН и ДГА (рисунок 4б);
- 3) подключение резервного ТСН и ДГА на отдельную секцию шин (рисунок 4в);
- 4) подключение отходящих присоединений СШ ГСН по схеме два ввода – один вывод (рисунок 4г).

Четвертый вариант предложенных решений касается только АВ нижнего уровня и, по сути, дополняет первые три, затрагивающие АВ среднего уровня (рисунок 3). С одной стороны, реализация всех или части рассмотренных вариантов совершенствования системы собственных нужд ТПС увеличивает затраты на оборудование, но, с другой, позволяет обеспечить повышение надежности потребителей, присоединенных к СШ ГСН.

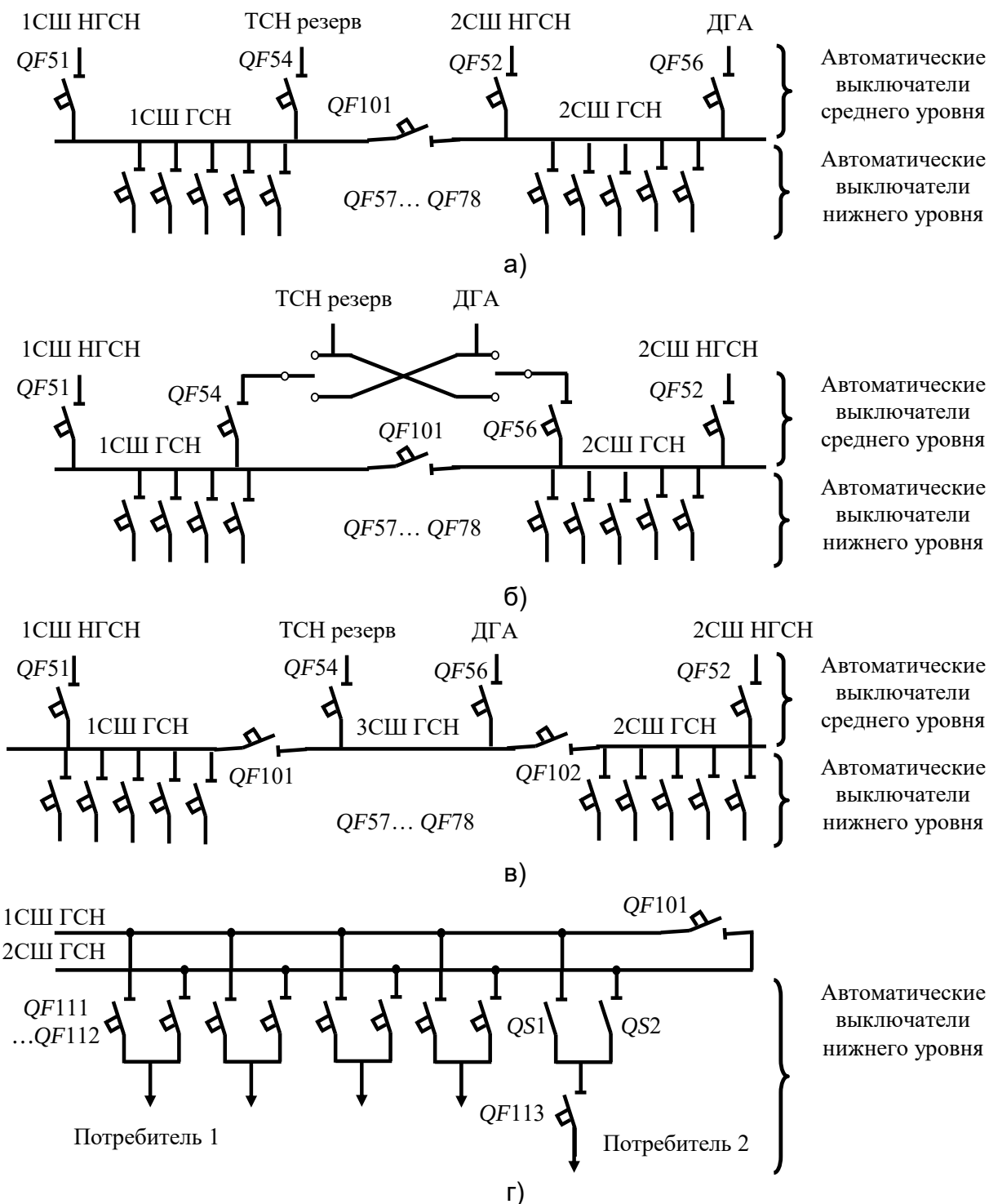


Рис. 4 – Варианты сети гарантированного питания собственных нужд для повышения надежности электроснабжения наиболее ответственных потребителей.

Секционирование СШ ГСН (рисунок 4,а) является обязательным условием обеспечения надёжности электроснабжения наиболее ответственных потребителей сети собственных нужд ТПС, так как такое решение позволяет избежать полного погашения СШ ГСН при повреждении. Для первой секции шин дополнительным источником питания будет резервный ТСН, для второй – ДГА, или наоборот. Между основным и резервным вводами каждой секции необходимо реализовать АВР (АВР ВВ) с приоритетом основного ввода, а также механической и электронной блокировкой для исключения одновременного включения АВ от разных источников на общую секцию. Секционный АВ QF101 также необходимо дополнить устройством АВР (АВР СВ) для объединения секций при отключении АВ QF51 или QF52. При этом АВР ВВ и АВР СВ необходимо согласовать по времени срабатывания.

В то же время, для обеспечения необходимого уровня надёжности, установки только секционного АВ будет недостаточно в силу следующих причин:

- АВР СВ будет эффективен при исчезновении питания на основном источнике соседней секции, но не для питания всех отходящих присоединений при повреждении одной из СШ ГСН ввиду отсутствия их резервирования;

- при отсутствии на ТПС резервного ТСН от ДГА будет обеспечиваться резервирование только одной секции шин.

Первое обстоятельство исключается путем подключения всех потребителей сети гарантированного питания к каждой из СШ ГСН (схема два ввода – один вывод) через отдельный АВ нижнего уровня (QF111 и QF112, рисунок 4,г), присоединение потребителя 1). Распределять АВ по секциям целесообразно с приоритетом основного источника питания для реализации АВР. Более дешевым, но тоже повышающим надёжность вариантом, является подключение отходящего присоединения СШ ГСН через общий АВ (QF113, рисунок 4,г), присоединение потребителя 2) и рубильники с автоматическим управлением и блокировкой от одновременного включения (QS1 и QS2, рисунок 4,г), присоединение потребителя 2). Такое решение необходимо внести в ГОСТ [1] в качестве обязательного требования для всех вариантов распределения и передачи электроэнергии в системе собственных нужд ТПС.

Для решения второго недостатка используется схема «крест» при подключении резервного ТСН и ДГА (рисунок 4,б). По сравнению с предыдущим вариантом строится схема питания каждой секции шин от обоих резервных источников с АВР на контакторах или реверсивных рубильниках с моторным приводом [7], позволяющая реализовать переключение секции с резервного ТСН на ДГА и наоборот при исчезновении питания от источника в автоматическом режиме. Если резервный ТСН не предусмотрен (что характерно для большинства ТПС) – используется подключение ДГА к каждой секции СШ ГСН через свой АВ среднего уровня, контакторы при этом из цепи исключаются.

В то же время наиболее оптимальным схемным решением будет подключение резервных источников питания на отдельную СШ ГСН (рисунок 4,в). Такой же вариант часто используется на стороне 0,4 кВ сети собственных нужд подстанций системообразующей сети. Основное преимущество – проще строить и согласовывать АВР при потере питания от основного источника любой СШ ГСН. Применение такого решения совместно с подключением отходящих присоединений СШ ГСН по схеме два ввода – один вывод позволит наиболее полно обеспечить надежность электроснабжения потребителей сети гарантированного питания.

Необходимо учитывать, что переход электроснабжения СШ ГСН с основных источников на резервные или наоборот должен происходить автоматически за время не более 1,3 с [4]. Реализация этого требования для каждого из предложенных схемных решений по совершенствованию системы электроснабжения наиболее ответственных потребителей сети собственных нужд ТПС сопряжена с необходимостью выполнения и согласования устройств АВР, управляющих секционным АВ, АВ среднего уровня и АВ нижнего уровня. Эта задача упрощается путём разработки централизованной автоматики управления сети собственных нужд ТПС (АУСН ТПС), которая позволяет реализовать следующие функции:

- автоматическое отключение одного из основных ТСН в режиме минимальных нагрузок для снижения потерь электрической энергии;
- автоматическое переключение всей или части нагрузки на находящийся в резерве в течение 12 суток основной или резервный ТСН для обеспечения сохранности маслонаполненного оборудования;
- АВР от смежной секции шин;
- АВР от резервных источников питания СШ ГСН;
- оперативная блокировка включения на параллельную работу двух и более источников питания СШ ГСН;
- предварительная подготовка к включению ДГА при работе с перегрузкой основного или резервного ТСН;
- автоматика управления выключателем (АУВ) на стороне высокого напряжения ТСН;
- АУВ на стороне 0,4 кВ (обязательно реализуется для вводных и секционных АВ, дополнительно возможно формирование алгоритмов АУВ и для АВ отходящих присоединений);
- функция диагностики состояния оборудования;
- возможность блокировки отдельных функций АУСН ТПС;
- регистрация аварийных событий.

Назначение функции АУВ – формирование последовательности команд, подаваемых на коммутационные аппараты сети собственных нужд ТПС, в соответствии с расчетным нормальным или послеаварийным режимами сети. Управление выключателями может быть реализовано как по дискретным сигналам, так и по командам автоматизированных систем управления (в том числе с применением стандарта МЭК-61850).

Последовательность переключения коммутационных аппаратов по

командам АУВ должна определяться на основе следующих правил:

- в нормальном режиме сети на время проведения переключений не допускается даже кратковременное отключение от источников питания любой из секций СШ ГСН.

- для непрерывности питания из секций СШ ГСН на время проведения оперативных переключений допускается кратковременная параллельная работа не более двух ТСН.

Применение в сети собственных нужд тяговых подстанций АУСН ТПС позволит обеспечить не только повышение надёжности электроснабжения наиболее ответственных потребителей сети гарантированного питания, но и снижение потребления электроэнергии.

Заключение

Рассмотрены перспективные направления повышения надёжности электроснабжения потребителей сети гарантированного питания собственных нужд тяговых подстанций. Определена необходимость совершенствования ГОСТ Р 58408–2019 путём введения требования секционирования СШ ГСН и типовых технических решений по резервированию питания каждой из секций от ТСН и ДГА. Показана эффективность разработки и внедрения централизованной автоматики управления системы собственных нужд ТПС.

Литература

1. ГОСТ Р 58408–2019. Сети электрические собственных нужд и оперативного тока железнодорожных тяговых подстанций, трансформаторных подстанций и линейных устройств системы тягового электроснабжения. Технические требования, правила проектирования, методы электрических расчетов.

2. Вуколов В.Ю. Вопросы обеспечения требуемого уровня напряжения в точках подключения нетяговых потребителей железных дорог. Материалы международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии» (XXII Бенардосовские чтения), 2023, I том, с. 290–293.

3. СП 224.1326000.2014 Тяговое электроснабжение железной дороги.

4. Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации, утверждены приказом Минтранса России №250 от 23.06.22.

5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации №1070 от 04.10.2022.

6. Папков Б. В., Вуколов В.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания: учебник и практикум для вузов - 3-е изд., испр. и доп. М.: Издательство Юрайт, 2020, 353 с.

7. Марашкин В., «Группа ЭНЭЛТ». Обеспечение бесперебойного электроснабжения. Электроэнергия. Передача и распределение, 2011, №1 (4), с. 116–117.

УДК 621.311

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ MICROGRID ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

Илюшин* П.В., Вольный** В.С.

Аннотация

Распределительные сети низкого напряжения должны обеспечивать свободную интеграцию большого количества microgrid с распределенными источниками энергии (РИЭ). Потребители с РИЭ активно участвуют в управлении режимами microgrid, что требует развития информационно-коммуникационной инфраструктуры. Инверторы РИЭ на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) безынерционны. Топливные генерирующие установки имеют малые (до 1-2 с) значения механических постоянных инерции, что приводит к увеличению скорости протекания переходных процессов в 5-10 раз. Это требует повышения быстродействия систем автоматического управления (САУ) microgrid, а также применения современных методов управления. Применяемые методы управления должны обеспечивать надежное электроснабжение потребителей, качество электроэнергии в microgrid, а также надежную работу распределительных сетей. В статье приведен анализ эффективности методов управления microgrid переменного тока низкого напряжения.

Ключевые слова: microgrid, распределенные источники энергии, инвертор, управление режимами, управляющее воздействие.

Введение

Децентрализация генерации является одним из трендов развития энергосистем, удовлетворяющих экологическим, социальным и экономическим требованиям общества [1]. Устойчивое развитие энергетики возможно за счет создания современных технологий в области РИЭ. К РИЭ относятся генерирующие установки на основе ВИЭ – фотоэлектрические модули (ФЭМ), ветроэнергетические установки (ВЭУ) и др., топливные генерирующие установки – газопоршневые установки (ГПУ), дизель-генераторные установки (ДГУ), микротурбины, а также системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) и топливные элементы (ТЭ) [2].

Интеграция разнородных РИЭ в распределительные сети позволяет создавать microgrid, минимизируя риски применения РИЭ на основе ВИЭ со стохастическим характером выработки электроэнергии, СНЭЭ и ТЭ с высокими капитальными затратами, а также ГПУ, ДГУ и микротурбины с

* Институт энергетических исследований Российской академии наук, г. Москва, Россия, e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

** ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия, e-mail: volnyyvs@yandex.ru

высокими затратами на техническое обслуживание и ремонт [3].

Надёжность электроснабжения потребителей, качество электроэнергии и экономическая эффективность обеспечивается алгоритмами управления microgrid, учитывающими особенности разнородных РИЭ. Одной из особенностей является безынерционность РИЭ на основе ВИЭ, а также СНЭЭ и ТЭ из-за их интеграции в microgrid через инверторы, которые безынерционны. Кроме того, ГПУ, ДГУ и микротурбины имеют малые (1–2 с) механические постоянные инерции, что приводит к увеличению скорости протекания переходных процессов в 5-10 раз [4].

Гибкость в microgrid обеспечивается алгоритмами управления, реализуемыми в САУ, которые адаптированы к сетевому и островному режимам. Это обеспечивает переход microgrid из одного режима в другой без нарушения функционирования РИЭ и потребителей [5].

В этой статье приведен анализ эффективности методов управления microgrid переменного тока низкого напряжения, а также принципов построения САУ microgrid.

Принципы построения САУ microgrid

Интеграция microgrid в распределительные сети способствует повышению наблюдаемости, управляемости, качества электроэнергии и надёжности электроснабжения потребителей. Однако эти возможности ограничены динамической устойчивостью РИЭ, перегрузками элементов microgrid, а также реализованными в САУ алгоритмами управления.

Поэтому САУ microgrid должны функционировать как подсистемы в составе Distribution management system (DMS), а принципы формирования microgrid и структура САУ РИЭ должна соответствовать установленным требованиям для получения максимальной эффективности [6].

Сетевой и островной режимы работы microgrid имеют особенности с точки зрения организации управления. В первом режиме частота и напряжение определяются распределительной сетью, а во втором – частото-ведущей генерирующей установкой microgrid [7].

В сетевом режиме решаются задачи поддержания напряжения в узлах, управления перегрузками элементов, снижения потерь электроэнергии, а также поддержания качества электроэнергии. Кроме того, реализуется управление перетоками мощности между microgrid и распределительной сетью, посредством управления загрузкой РИЭ, а также безударный переход от сетевого к островному режиму.

В островном режиме работы microgrid решаются задачи:

- регулирование частоты и напряжения в заданном диапазоне во всех схемно-режимных условиях посредством управления активной и реактивной мощностью РИЭ, с учетом имеющихся ограничений;
- надёжное электроснабжение особо ответственной нагрузки;
- оптимизация затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии потребителям microgrid;

- автоматическая синхронизация microgrid с распределительной сетью при нормализации в ней параметров режима;
- автоматический разворот microgrid «с нуля»;
- продажа электроэнергии на основе рыночных механизмов за счет оптимизированного управления режимами работы РИЭ [8].

Эти задачи делятся на группы, реализуемые на трех уровнях: локальном, уровне microgrid, а также уровне распределительной сети.

При построении САУ необходимо учитывать особенности microgrid:

- *перетоки мощности*: между microgrid и распределительной сетью возникают двунаправленные перетоки мощности в зависимости от режимов генерации РИЭ и потребления внутри microgrid;
- *устойчивость*: кратковременные колебания параметров режима могут возникать вследствие взаимодействия различных САУ, а также при переходе microgrid из сетевого в островной режим;
- *малая инерция*: динамические характеристики инверторных РИЭ может приводить к кратковременным, но значительным отклонениям частоты и напряжения в островном режиме;
- *неопределенность*: наличие в составе microgrid РИЭ на основе ВИЭ, а также разнородных нагрузок, имеющих стохастический характер выработки/потребления электроэнергии, требует учета в САУ microgrid текущей величины генерации/потребления, прогноза спроса на электроэнергию и ее цену для обеспечения надежности и экономичности.

Создать типовую структуру САУ microgrid невозможно, что обусловлено большим разнообразием РИЭ, топологий microgrid, видов электроприемников и др. Структура САУ должна формироваться индивидуально для каждой microgrid в процессе ее проектирования.

В САУ microgrid обычно имеется центральный контроллер, а также локальные контроллеры (ЛК) РИЭ и нагрузок, реализующих функции мониторинга и управления. ЛК могут быть отдельными устройствами, либо их функционал может быть реализован в других интеллектуальных устройствах (умные счетчики; инверторы), имеющих достаточные вычислительные мощности [9]. Как правило, для функционирования ЛК информационно-коммуникационная инфраструктура не требуется.

Центральный контроллер координирует работу всех ЛК в microgrid для повышения технической и экономической эффективности за счет реализации вспомогательных услуг, а также обеспечивает коммуникацию microgrid с распределительной сетью. Кроме того, центральный контроллер рассчитывает и выдает уставки, а также осуществляет выбор видов и дозировок управляющих воздействий для ЛК. Центральный контроллер выполняется в виде отдельного устройства, устанавливаемого на подстанции, и, в ряде случаев, интегрируется в DMS [10].

Различные алгоритмы в САУ microgrid разнесены во времени, так как требуется заданная последовательности их реализации (рис. 1).

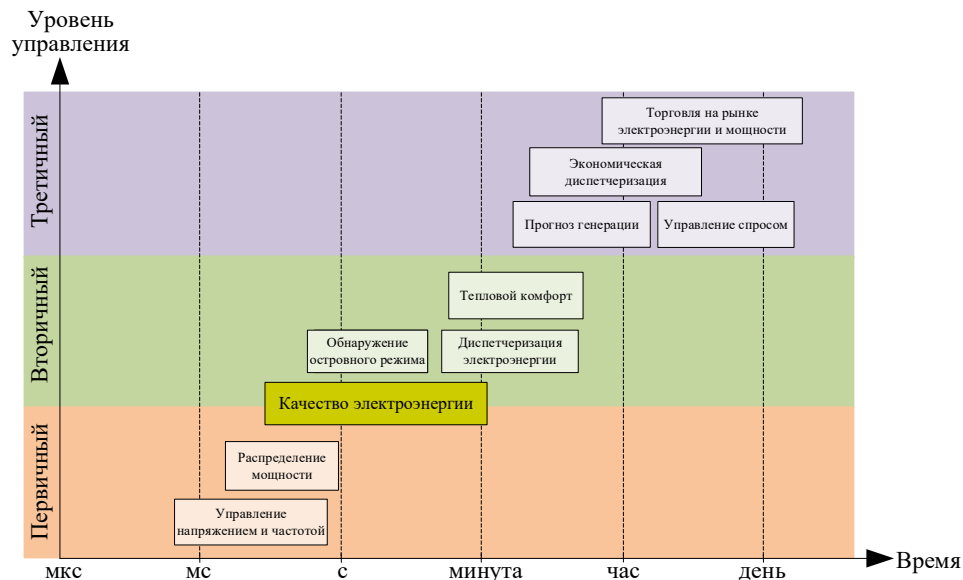


Рис. 1 – Временная шкала реализации алгоритмов в CAU microgrid.

Это позволяет упростить анализ режимов функционирования microgrid, а также реализацию процессов моделирования, прогнозирования и оптимизации. Переход к задачам более высокого уровня сопровождается снижением скорости их реализации (рис. 2) [11].



Рис. 2 – Иерархическое управление в microgrid (АБ – аккумуляторная батарея; НПерТ – нагрузка переменного тока; НПТ – нагрузка постоянного тока; ОТММ – отслеживание точки максимальной мощности; СК – суперконденсатор).

В CAU microgrid широко применяются иерархическая структура, которая может иметь различное количество уровней управления.

Наибольшее распространение получили трехуровневые CAU:

– первичный уровень – контроль мощности, напряжения и тока РИЭ.

На этом уровне в инверторах РИЭ реализуются основные алгоритмы управления с уставками, заданными центральным контроллером;

- вторичный уровень – контроль реализации алгоритмов на первичном уровне и поддержание качества электроэнергии в microgrid. На этом уровне реализуются алгоритмы перехода microgrid из сетевого в островной режим и обратно, а также управление величиной перетока мощности в распределительную сеть и из нее в microgrid;

- третичный уровень – реализуются оптимизационные алгоритмы, позволяющие повысить экономическую эффективность microgrid. Для этого требуется информационно-коммуникационная инфраструктура, а также интеллектуальные алгоритмы принятия решений.

Координация управления РИЭ в microgrid может быть реализована с применением централизованного, децентрализованного или распределенного подходов к построению САУ. Выбор определяется целями создания и особенностями microgrid, а степень децентрализации управления зависит от функциональных возможностей, алгоритмов управления, а также вычислительных мощностей ЛК [12].

Анализ методов управления microgrid

Важнейшим является вопрос обеспечения корректной работы статического переключателя, реализующего связь microgrid с распределительной сетью. В сетевом режиме работы он должен функционировать как источник тока, обеспечивая выдачу и потребление мощности из распределительной сети, а в островном – как источник напряжения, создавая опорное напряжение номинальной частоты в microgrid [13]. Каждый из режимов работы microgrid имеет свои особенности.

Переход microgrid в островной режим

Основные трудности в реализации САУ статического переключателя связаны с наличием временных задержек при динамическом отклике САУ и в процессе ее работы. Для стабилизации внешних характеристик статического переключателя применяются компенсаторы напряжения, активной и реактивной мощности [14]. Так при переходе microgrid в островной режим могут возникать отклонения между фактическим и опорным значением напряжения в звене постоянного тока статического переключателя, при этом срабатывает компенсатор выходного напряжения, задающий опорный ток для внутреннего контура управления.

Работа microgrid в островном режиме

Переход microgrid в островной режим реализуется либо при авариях, либо при проведении плановых переключений в распределительной сети. Так как статический переключатель microgrid имеет высокое быстродействие, то при переходе в островной режим требуется быстрая координация алгоритмов управления всех РИЭ в microgrid, а также реализация алгоритма контроля режимов работы microgrid с целью:

- поддержания необходимой величины напряжения на источнике напряжения в microgrid для обеспечения пропорционального распределения мощности между всеми инверторными РИЭ;

– поддержания частоты на источнике напряжения microgrid, в соответствии с заданной характеристикой и коэффициентом статизма.

Синхронизация microgrid с распределительной сетью

Основным методом, используемым для синхронизации microgrid с распределительной сетью, является метод фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) в инверторах РИЭ [15]. При этом фазовый угол вектора напряжения инвертора РИЭ выбирается на основе вектора напряжения microgrid и вектора напряжения по оси q в точке присоединения. При использовании метода ФАПЧ угол между этими векторами снижается до нулевой величины. Однако метод ФАПЧ нельзя использовать при наличии нелинейной нагрузки, так как она является источником помех для работы алгоритма, провоцируя внезапные изменения (скачки) фазового угла. В этом случае следует применять модифицированный метод ФАПЧ, использующий обобщенный интеграл второго порядка для подстройки частоты [16]. Для координации ЛК в microgrid, использующих алгоритмы управления напряжением и током, а также метод ФАПЧ, необходимо обеспечить реализацию управляющих воздействий от центрального контроллера microgrid или применять другие методы [17].

Управление РИЭ может быть реализовано с применением алгоритмов, которые делятся на категории, в зависимости от выбранной системы отсчета тока и напряжения – синхронно вращающаяся система dq , комплексная система $\alpha\beta$ или трехфазная система abc [18]. В синхронно вращающейся системе используются пропорционально-интегральные (ПИ) регуляторы, в комплексной системе – пропорционально-резонансные (ПР) регуляторы, а в трехфазной системе – ПИ-регуляторы или ПР-регуляторы. Управление выходными параметрами РИЭ: через внешний контур – напряжением, через внутренний контур – током.

К распространенным методам управления инверторами РИЭ относятся многопараметрические методы и их различные модификации, улучшающие динамический отклик при изменении режима работы microgrid и повышающие устойчивость к неопределенности нагрузки [19].

Для управления распределением мощности между РИЭ применяются методы, основанные на статизме и модифицированные методы.

Методы управления microgrid, основанные на статизме

Статизм задается характеристиками $P-f$ и $Q-f$ для регулирования частоты и напряжения в островном режиме microgrid [20]. Для инверторных РИЭ величины активной и реактивной мощности при подключении к ЛЭП с преобладанием индуктивного сопротивления определяются по выражениям (1)–(2):

$$P = \frac{U \cdot E}{X} \cdot \delta; \quad (1)$$

$$Q = \frac{U \cdot E - U^2}{X}, \quad (2)$$

где E – выходное напряжение РИЭ; U – напряжение в точке присоединения РИЭ к microgrid.

Учитывая, что в ЛЭП низкого напряжения преобладает активное сопротивление, то выражения (1)–(2) для этих сетей неприменимы. Характеристика статизма $P-f$ позволяет снизить частоту выходного напряжения при увеличении выходной мощности инверторных РИЭ, в то время как характеристика $Q-f$ уменьшает амплитуду выходного напряжения при увеличении реактивной мощности в островном режиме microgrid.

Задание статизма позволяет имитировать инерционность для инверторных РИЭ с целью поддержания баланса активной мощности и частоты в островном режиме microgrid. При аварийных возмущениях могут возникать значительные отклонения частоты и напряжения от номинальных значений, что приводит к нестабильности регулирования. У источников напряжения величины частоты и напряжения следует задавать в соответствии с выражениями (3)–(4):

$$\omega = \omega_0 - D_1 \cdot P; \quad (3)$$

$$U = U_0 - D_2 \cdot Q, \quad (4)$$

где ω_0 – номинальная угловая частота на РИЭ; U_0 – номинальное выходное напряжение РИЭ; D_1 – постоянная статизма для $P-f$ характеристики; D_2 – постоянная статизма для $Q-f$ характеристики. Они могут быть заданы: $D_1 = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{max}}$ и $D_2 = \frac{U_{max} - U_{min}}{Q_{max}}$, где ω_{max} и ω_{min} – максимальное и минимальное значение угловой частоты; U_{max} и U_{min} – максимальное и минимальное значение напряжения; P_{max} и Q_{max} – максимально допустимые величины активной и реактивной мощности РИЭ.

Модифицированные методы управления режимами microgrid

В модифицированных методах используются:

- статическая характеристика регулирования напряжения от активной мощности ($U-P_c$) и обратная статическую характеристику регулирования частоты от реактивной мощности ($f-Q_{oc}$);
- статическая характеристика регулирования реактивной мощности от приращения напряжения $Q-U'$;
- статическое регулирование угла;
- преобразование системы отсчета;
- виртуальное сопротивление, виртуальная инерция;
- несбалансированное управление перетоками активной и реактивной мощности и нелинейное распределение нагрузки;
- адаптивное управление статизмом.

Статическая характеристика регулирования напряжения от активной мощности ($U-P_c$) и обратная статическая характеристика регулирования частоты от реактивной мощности ($f-Q_{oc}$) применяются в сетях низкого напряжения. При этом величина выходного напряжения инверторных РИЭ снижается при увеличении выдаваемой мощности, а также происходит увеличение частоты при росте выдаваемой реактивной мощности. Данный подход не применим в microgrid с нелинейной нагрузкой.

Статическая характеристика регулирования реактивной мощности от приращения напряжения $Q-U'$ обеспечивает распределение реактивной

мощности между РИЭ независимо от сопротивления ЛЭП. Цепь восстановления напряжения поддерживает постоянное выходное напряжение за счет поддержания нулевого его приращения $U' = 0$. Этот метод имеет зависимость от начальных условий и низкую стабильность.

Статическое регулирование угла обладает значительным низкочастотным отклонением по сравнению с статическим регулированием частоты. Фазу выходного напряжения инвертора РИЭ можно эффективно использовать при наличии каналов связи с низкой пропускной способностью. Однако для этого необходимо наличие индуктивного сопротивления между инвертором и шиной microgrid. Большой угол усиливает влияние статизма за счет дополнительного контура управления в маломощных microgrid, повышая точность распределения нагрузки между РИЭ.

В методе преобразования системы отсчета используется линейная ортогональная матрица для преобразования значений перетоков активной и реактивной мощности в новую систему отсчета, где они не зависят от сопротивления ЛЭП. В выражениях (3)–(4) P и Q заменяются на преобразованные P_n и Q_n соответственно. Аналогичным образом частота и амплитуда выходного напряжения преобразуются в переменные ω_n и U_n , которые формируют опорное напряжение и частоту инвертора РИЭ.

Виртуальное сопротивление используется в цепи обратной связи контура регулирования напряжения. Таким образом, выходное напряжение инвертора РИЭ формируется регулировкой виртуального сопротивления $Z_u(s)$. Выходное напряжение инвертора (u) определяется как $u = u_0^* - Z_u(s) \cdot i_0$, где u_0^* – выходное напряжение СЭП на холостом ходу; i_0 – выходной ток; Z_u – виртуальное сопротивление. Если $Z_u(s) = sL_u(s)$, то выходное напряжение инвертора РИЭ снижается пропорционально производной выходного тока. Однако, при питании нелинейной нагрузки коэффициент гармонических искажений выходного напряжения будет иметь большие значения. Чтобы решить данную проблему, вместо sL_u необходимо использовать фильтр высших частот.

Эмуляция виртуальной инерции позволяет представить источник напряжения в качестве эквивалентной виртуальной синхронной машины со статической характеристикой регулирования частоты, предотвращая излишние отключения РИЭ при кратковременных отклонениях частоты. Коэффициент статизма модифицируется как функция $\frac{df}{dt}$, которая работает тогда, когда $\frac{df}{dt}$ превышает пороговое значение B . Закон модифицированного метода управления статизмом принимает вид:

$$\omega_i^* = \omega_n - c_i \cdot (P_{n,i} - P_i), \quad (5)$$

где ω_i и P_i – частота и выходная активная мощность инвертора РИЭ; индексы «*» и «n» – эталонное и номинальное количество инверторов РИЭ; c_i – коэффициент статизма, определяемый по выражению (6):

$$c_i = \begin{cases} c_{n,i} - \omega_1 \cdot \left| \frac{df}{dt} \right|^{\omega_2}, & \text{если } \left| \frac{df}{dt} \right| \geq B \\ c_{n,i}, & \text{если } \left| \frac{df}{dt} \right| < B \end{cases}, \quad (6)$$

где $c_{n,i}$ — номинальный коэффициент усиления статизма, изменяемый, если скорость изменения частоты превышает установленное значение B ; ω_1 и ω_2 — частоты, соответствующие максимальной мощности РИЭ и максимально допустимому изменению частоты, соответственно.

Для распределения активной и реактивной мощности между параллельно работающими инверторами РИЭ, не имеющих между собой каналов связи, применяется метод, в котором напряжения гармоник вычисляются на основе гармоник тока и сопротивления инверторов РИЭ для каждой частоты. Далее полученное напряжение добавляется к опорному напряжению каждого инвертора РИЭ для устранения влияния гармонического напряжения на выходное напряжение. При этом его величину нужно вычислять для каждой частоты, с целью компенсации.

Адаптивное управление статизмом по напряжению повышает качество регулирования напряжения за счет исключения сопротивления между РИЭ и точкой присоединения. В этом случае падение напряжения на сопротивлении между источником напряжения и точкой присоединения включено в стандартную процедуру управления со статической характеристикой $Q-U$. Данный метод высокоэффективен при больших нагрузках в microgrid, однако при средних и малых нагрузках эффект от его использования снижается. Для реализации адаптивного управления статизмом используются выражения (7)–(8):

$$\delta = -n_p P - n_i \int_{\infty}^t P d\tau - n_d \frac{dP}{dt}, \quad (7)$$

$$U_0 = U_{ref} - jQ - j_d \frac{dQ}{dt}, \quad (8)$$

где δ — угол мощности и частота, вычисляемая из производной угла мощности; n_p , n_i и n_d — пропорциональный, интегральный и дифференциальный коэффициенты выходной активной мощности (P); j и j_d — статический и дифференциальный коэффициенты статизма по напряжению; U_0 и U_{ref} — заданное и регулируемое выходное напряжение инвертора.

Модифицированное адаптивное управление статизмом минимизирует переходной циркулирующий ток между инверторами РИЭ, тем самым улучшая переходную характеристику. Это позволяет обеспечить ЛК microgrid две степени свободы. Усиление статизма применяется для регулирования величины напряжения и частоты, а переходные коэффициенты настраиваются на активное подавление низкочастотной мощности в процессе ее распределения между инверторами РИЭ.

При отказе от использования статизма регулирования требуется наличие каналов связи между РИЭ в microgrid. Для повышения эффективности регулирования эффективно применение централизованного подхода к управлению microgrid, реализуемого следующими способами:

- централизованное управление: ЛК передают данные о токах

всех РИЭ в центральный контроллер microgrid, который контролирует напряжение в распределительной сети. В центральном контроллере вычисляется вклад каждого РИЭ в общий ток и уставки по токам РИЭ, которые передаются в ЛК. Такой подход позволяет эффективно демпфировать переходные процессы, но полностью зависит от надёжности функционирования информационно-коммуникационной инфраструктуры;

– «ведущий-ведомый»: ведущий инвертор РИЭ обеспечивает поддержание напряжения и частоты в microgrid в допустимых диапазонах, а ведомые инверторы РИЭ либо выдают, либо потребляют P и Q . Этот метод является достаточно гибким, однако его надёжность в высокой степени зависит от корректности функционирования ведущего инвертора РИЭ во всех режимах работы microgrid;

– регулирование напряжения и управление распределением мощности между инверторами РИЭ реализуется центральным контроллером microgrid через каналы связи низкой пропускной способности, а ЛК подавляют гармонические составляющие и снижают небаланс мощности.

Вторичное регулирование в microgrid реализуется Energy management system (EMS), обеспечивающей поддержание качества электроэнергии, восстановление частоты и напряжения при недостаточности резервов первичного регулирования. Вторичное регулирование может быть реализовано на базе централизованных, распределенных и децентрализованных принципов.

Для реализации вторичного регулирования необходимо наличие каналов связи. При этом центральный контроллер microgrid рассчитывает потенциальную функцию для всех инверторов РИЭ, минимизируя ее значение для приближения к заданным значениям мощности:

$$\varphi_i(x_j) = \omega^{dg} \sum_{k=1}^{m_{dg}} p_k^{dg}(x_j) + \omega^{cn} \sum_{k=1}^{m_{cn}} p_k^{cn}(x_j) + \omega^{ob} p_k^{ob}(x_j), \quad (9)$$

где φ_i – потенциальная функция; x_j – вектор измерения j -ого элемента; p_k^{dg} , p_k^{cn} и p_k^{ob} – частично-потенциальные функции измерений k -ого элемента microgrid; ω^{dg} , ω^{cn} и ω^{ob} – весовые коэффициенты частично-потенциальных функций.

С ростом числа РИЭ в microgrid возникает необходимость в использовании распределенных методов управления. Это позволяет обеспечить эффективное взаимодействие между элементами microgrid для повышения надёжности, безопасности и эффективности работы. EMS взаимодействует с системой распределенного управления microgrid, выдавая ей задания по величине активной и реактивной мощности.

Преимущество распределенных систем управления microgrid в том, что ЛК обладают большей автономностью и могут принимать решения на основе взаимодействия друг с другом. При распределенном управлении управляющие воздействия формируются с учетом как локальных параметров режима, так и режима работы microgrid.

Заключение

Для возможности управления режимами распределительных сетей в условиях массовой интеграции РИЭ следует создавать microgrid с целью минимизации проблем, обусловленных стохастическим характером выработки электроэнергии РИЭ на основе ВИЭ и ее потребления разнотипными электроприемниками.

Разработать типовую структуру САУ для microgrid невозможно по причине большого разнообразия РИЭ, топологий microgrid, видов электроприемников в их составе и др. факторов. Поэтому структура САУ формируется индивидуально для каждой microgrid в процессе ее проектирования, с учетом достоинств и недостатков различных вариантов.

Обеспечить надежную работу разнородных РИЭ и электроприемников потребителей в сетевом и островном режиме microgrid возможно только при выборе оптимальной структуры РИЭ в составе microgrid.

В статье приведены результаты анализа основных методов управления режимами microgrid. Это позволит упростить процесс создания САУ microgrid переменного тока низкого напряжения в существующих распределительных сетях с разнородными РИЭ при их проектировании.

Литература

1. Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134–141.
2. Илюшин П.В., Шавловский С.В. Принципы построения систем управления гибридными СНЭЭ на основе детерминированного подхода в изолированных промышленных энергорайонах // Релейная защита и автоматизация. 2022. № 3. С. 32-42.
3. Jamal T., Salehin S. Hybrid renewable energy sources power systems // Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids. Academic Press, 2021. Pp. 179–214.
4. Вольный В.С. Анализ функционирования инверторного оборудования при различных возмущающих воздействиях в электрической сети // Новое в российской электроэнергетике. 2022. № 10. С. 6-17.
5. Kroposki B., Pink C., Lynch J., John V., Daniel S.M., Benedict E., Vi-hinen I. Development of a High-Speed Static Switch for Distributed Energy and Microgrid Applications // Proceedings of the Fourth Power Conversion Conference-NAGOYA, PCC-NAGOYA 2007, 2007. Pp. 1418–1423.
6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
7. Sinsel S.R., Riemke R.L., Hoffmann V.H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources – a review // Renewable Energy. 2019. Vol. 145. Pp. 2271–2285.
8. Bassam N., Schlichting M., Pagani D. Grid challenges: Integration of

distributed renewables with the national grid // Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities: Empowering a Sustainable, Competitive, and Secure Twenty-First Century. 2021. Pp. 451–456.

9. Ebrahim M.A., Aziz B.A., Nashed M.N.F., Ahmed F. Optimal design of controllers and harmonic compensators for three-level cascaded control in stationary reference frame for grid-supporting inverters-based AC microgrid // Energy Reports. 2022. Vol. 8 (3), Pp. 860–877.

10. Hatziargyriou N., Asano H., Iravani R., Marnay C. Microgrids. IEEE Power and Energy Magazine. 2007. Vol. 5. Pp. 78-94.

11. Yamashita D.Y., Vechiu I., Gaubert J.P. A review of hierarchical control for building microgrids // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. Vol. 118. 109523.

12. Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodríguez P. Control of Power Converters in AC Microgrids // IEEE Transactions on Power Electronics. 2012. Vol. 27(11). Pp. 4734–4749.

13. He J., Li Y.W., Guerrero J.M., Blaabjerg F., Vasquez J.C. An Islanding Microgrid Power Sharing Approach Using Enhanced Virtual Impedance Control Scheme // IEEE Transactions on Power Electronics. 2013. Vol. 28(11). Pp. 5272–5282.

14. Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodríguez P. Control of Power Converters in AC Microgrids // IEEE Transactions on Power Electronics. 2012. Vol. 27(11). Pp. 4734–4749.

15. Gong H., Wang X., Harnefors L. Rethinking Current Controller Design for PLL-Synchronized VSCs in Weak Grids // IEEE Transactions on Power Electronics. 2021. Vol. 37(2). Pp. 1369–1381.

16. Wang X., Taul M.G., Wu H., Liao Y., Blaabjerg F., Harnefors L. Grid-Synchronization Stability of Converter-Based Resources – An Overview // IEEE Open Journal of Industry Applications. 2020. Vol. 1. Pp. 115–134.

17. Diaz-Sanahuja C., Peñarrocha-Alós I., Vidal-Albalade R. Multivariable phase-locked loop free strategy for power control of grid-connected voltage source converters // Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 210. 108084.

18. Harnefors L., Bongiorno M., Lundberg S. Input-Admittance Calculation and Shaping for Controlled Voltage-Source Converters // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2007. Vol. 54(6). Pp. 3323–3334.

19. Li J., Konstantinou G., Wickramasinghe H.R., Pou J. Operation and Control Methods of Modular Multilevel Converters in Unbalanced AC Grids: A Review // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. 2019. Vol. 7(2). Pp. 1258–1271.

20. Khan M.Z., Ahmed E.M., Habib S., Ali Z.M. Multi-objective Optimization Technique for Droop Controlled Distributed Generators in AC Islanded Microgrid // Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 213. 108671.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТОЧКЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Илюшин* П.В., Симонов** А.В.

Аннотация

На современных ветровых электростанциях (ВЭС) широко применяются ветроэнергетические установки (ВЭУ) IV типа, присоединяемые к коллекторной сети ВЭС через инверторные преобразователи. В рамках проектов схем выдачи мощности (СВМ) ВЭС должен выполняться анализ влияния инверторных преобразователей на показатели качества электроэнергии (ПКЭЭ) в точке присоединения к сети. В статье рассмотрены возможности и условия возникновения резонансных явлений на высоких частотах в распределительных сетях 110 кВ и 35 кВ при присоединении ВЭС на примере расчетной модели реальной энергосистемы в программном комплексе PowerFactory. Показано, что установка заводами-изготовителями ВЭУ типовых фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) не исключает риска возникновения резонансных явлений, отрицательно влияющих на электротехническое оборудование электросетевых компаний и потребителей. Расчетами ПКЭЭ обоснована эффективность установки дополнительных ФКУ на шинах ВЭС для предотвращения аварий с повреждением электротехнического оборудования.

Ключевые слова: ветровая электростанция, ветроэнергетическая установка, схема выдачи мощности, показатели качества электроэнергии, гармонические составляющие, амплитудно-частотная характеристика, резонансное явление, фильтрокомпенсирующее устройство.

Введение

В рамках программы заключения договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии – ДПМ ВИЭ 1.0, по состоянию на 01.01.2023 г. введены в эксплуатацию ВЭС суммарной установленной мощностью 2167,69 МВт, а за рамками этой программы – 47,5 МВт (на ВЭС мощностью более 100 кВт) [1].

В соответствии со «Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы» до 2028 г. в России планируется построить и ввести в эксплуатацию более 20 ВЭС установленной

* Институт энергетических исследований Российской академии наук, г. Москва, Россия, e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

** ООО «РТСофт-СГ», г. Екатеринбург, Россия, e-mail: simonov_av@rtsoft.ru

мощностью от 15 до 304 МВт суммарной мощностью более 2300 МВт [2].

Присоединение ВЭС к сетям может приводить к появлению проблемных вопросов, в том числе возникновению резонансных явлений на высоких частотах, имеющих отрицательные последствия для их функционирования, а также нарушения электроснабжения потребителей [3].

В соответствии с [4] в рамках СВМ должен выполняться анализ влияния инверторных преобразователей на ПКЭЭ (несимметрию, несинусоидальность) в точке присоединения ВЭС к сети. Однако большинство программных комплексов расчетов электрических режимов не имеет возможностей для проведения такого вида расчетов.

Целью исследования является оценка возможностей и условий возникновения резонансных явлений на высоких частотах в распределительных сетях России при присоединении к ним ВЭС, а также рассмотрение технических решений по их предотвращению.

Особенности ВЭУ инверторного включения

Современная ВЭУ IV типа – это сложный комплекс взаимосвязанного оборудования (ветротурбина, редуктор (при наличии), ветрогенератор, выпрямитель, инверторный преобразователь и др.), управляемый несколькими контроллерами, взаимодействующими по определенным закономерностям [5].

В контроллерах имеются индивидуальные контуры управления, которые совокупно влияют на параметры электрического режима, в том числе гармонический состав вырабатываемого электрического тока. Величина инжекции гармонических составляющих тока в сеть напрямую зависит от скорости изменения (частоты) параметров в контурах управления контроллеров ВЭУ, как показано в табл. 1.

Таблица 1. Скорость изменения (частота) параметров в контурах управления контроллеров ВЭУ

Медленные изменения	Субсинхронные колебания		Средние изменения	Быстрые изменения
0,1–0,5 Гц	1-2 Гц	5–7 Гц	7,5–15 кГц	20 кГц
Управление поворотом лопастей для оптимального угла атаки и ограничения мощности при больших скоростях ветра	Эффект «затенения» башни ВЭУ	Порывы ветра, вызывающие субсинхронные колебания	Управление режимом работы звена постоянного тока ВЭУ	Широтно-импульсная модуляция в инверторном преобразователе; управление фазовой автоподстройкой частоты; управление синхронизацией

В стандарте IEEE 519-2014 [6] для снижения влияния гармонических составляющих на прилегающую сеть приведены требования к заводам-изготовителям ВЭУ по установке ФКУ в виде RC- и RLC-фильтров на выходе инверторных преобразователей. На рис. 1 приведена схема подключения ФКУ к ВЭУ.

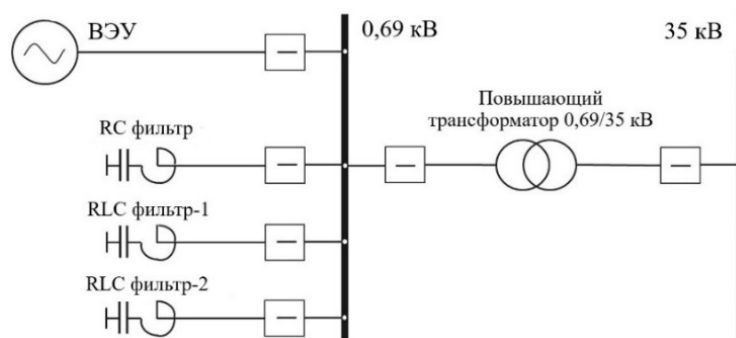


Рис. 1 – Схема подключения фильтрокомпенсирующих устройств к ВЭУ.

На ВЭУ IV типа установленной мощностью 3,47 МВт были выполнены измерения гармонических составляющих в токе на выводах 35 кВ повышающего трансформатора 0,69/35 кВ при включенных в работу типовых ФКУ на ВЭУ. Результаты измерений приведены на рис. 2.

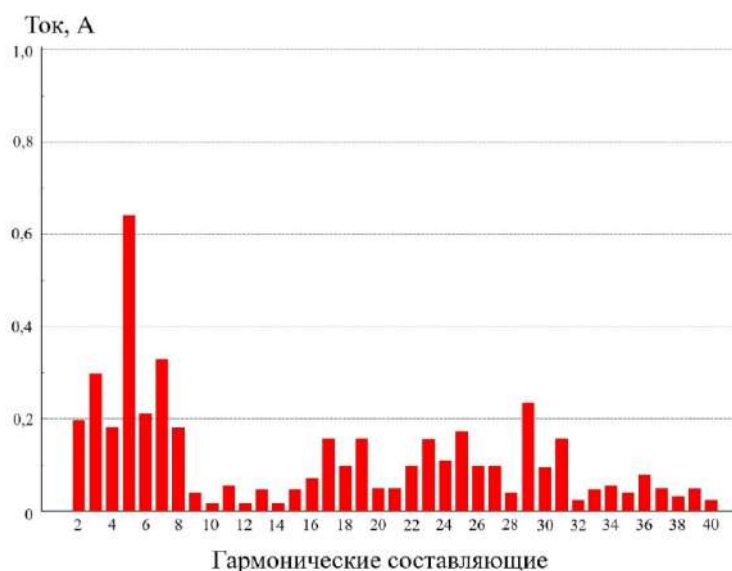


Рис. 2 – Результаты измерений гармонических составляющих в токе ВЭУ на выводах 35 кВ повышающего трансформатора 0,69/35 кВ.

Анализ рис. 2 показывает, что величины гармонических составляющих в токе не превышают предельных значений, указанных в стандарте IEEE 519-2014 [6] для ВЭУ мощностью 3,47 МВт. Предельные величины гармонических составляющих при отношениях тока КЗ к номинальному току ВЭУ в диапазоне от 50 до 100 для напряжений 120 В – 69 кВ: 6,7 А с 3 по 9 гармоники; 3 А с 11 по 15 гармоники; 2,68 А с 17 по 21 гармоники; 1 А с 23 по 33 гармоники; 0,5 А с 35 по 40 гармоники [6].

В настоящее время требования к качеству электроэнергии в России регламентируются ГОСТ 32144–2013 [7]. Однако изложенные в [7] требования предъявляются только к напряжению. Поэтому собственник ВЭУ может беспрепятственно присоединить ВЭС к сети с различным спектром гармонических составляющих в токе, если это не будет приводить к выходу величин гармонических составляющих напряжения и других ПКЭЭ в точке присоединения за установленные пределы [8-10].

В мировой практике известны случаи возникновения резонансных явлений в элементах СВМ ВЭС [11-13]. Это обусловлено совпадением собственных резонансных частот длинных подводных кабельных линий электропередачи (ЛЭП), имеющих большие поперечные проводимости, с гармоническими составляющими токов ВЭУ офшорной ВЭС.

Приведем результаты расчетов электрических режимов в расчетной модели реальной энергосистемы, содержащей: 920 узлов, 53 генератора, 225 ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, а также 227 силовых трансформаторов и автотрансформаторов [14].

Были рассмотрены два варианта присоединения ВЭС к сети:

1. ВЭС установленной мощностью 90 МВт к сети 110 кВ.
2. ВЭС установленной мощностью 17,35 МВт к сети 35 кВ.

Присоединение ВЭС мощностью 90 МВт к сети 110 кВ

Рассмотрим ВЭС, состоящую из 26 ВЭУ мощностью по 3,47 МВт. Коллекторная сеть ВЭС напряжением 35 кВ выполнена кабельными ЛЭП суммарной длиной около 25 км. Для выдачи мощности ВЭС в энергосистему построена ПС 35/110 кВ с повышающим трансформатором мощностью 100 МВА, которая присоединена к ПС 220/110 кВ по схеме 110-3Н «Блок (линия – трансформатор)» ВЛ 110 кВ с проводом АС-240/32.

В моделях ВЭУ были заданы фактически измеренные значения инъекции гармонических составляющих тока (рис. 2). Условно принято, что каждая ВЭУ вносит одинаковую инъекцию гармонических составляющих в сеть. Расчеты были выполнены для различных длин ВЛ 110 кВ от ВЭС до ПС 220/110 кВ в диапазоне от 10 до 120 км. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ приведены на рис. 3 [15].



Рис. 3 – Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ (в точке присоединения ВЭС к сети) при различной длине ВЛ 110 кВ.

Как видно из рис. 3, при длине ВЛ 110 кВ около 80-100 км происходит совпадение собственной резонансной частоты элементов СВМ с 7 и 8 гармоническими составляющими токов ВЭУ, что провоцирует возникновение резонансных явлений, сопровождаемых превышением амплитуды напряжения на данных частотах выше допустимых значений.

Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине ВЛ 110 кВ приведены на рис. 4.

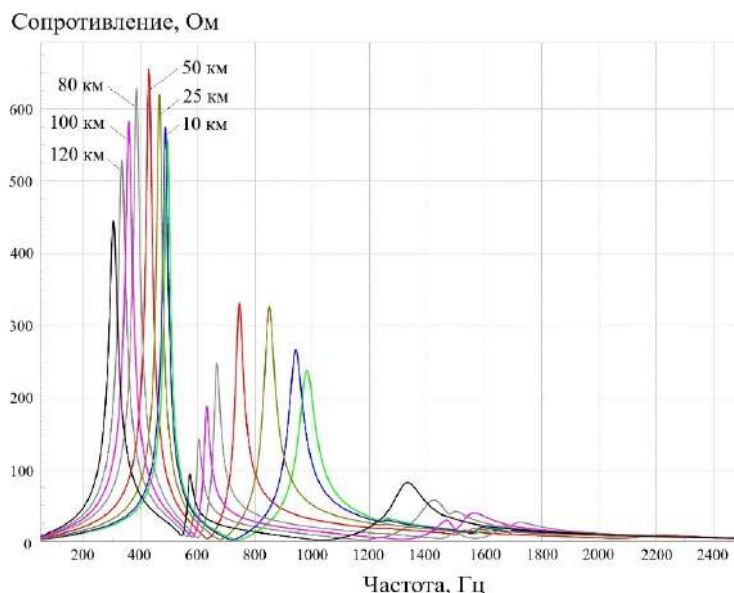


Рис. 4 – Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине ВЛ 110 кВ.

Как видно из рис. 4, с увеличением длины ВЛ 110 кВ происходит смещение амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС в сторону снижения частоты с 500 Гц при длине ВЛ 10 км до 250 Гц при длине 120 км.

Отрицательные последствия от роста несинусоидальности в коллекторной сети ВЭС и прилегающей распределительной сети:

- ускоренное старение изоляции электротехнического оборудования в результате дополнительного нагрева;
- электрический пробой изоляции в электротехническом оборудовании, например, измерительных трансформаторах тока и напряжения;
- дополнительные потери электроэнергии в ЛЭП, в том числе в коллекторной сети ВЭС, а также электротехническом оборудовании;
- создание электромагнитных помех для систем автоматического управления, устройств релейной защиты и автоматики и др.;
- повышение вибрации в электрических машинах;
- снижение коэффициента мощности;
- повышение уровня шума в электротехническом оборудовании.

Для предотвращения резонансных явлений предложено установить два дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС с параметрами [16]:

- ФКУ-1 на 350 Гц, $S_{\text{ном}} = 2$ Мвар, емкость – 5,08 мкФ, индуктивность – 43,1 мГн, активное сопротивление – 1,84 Ом;
- ФКУ-2 на 250 Гц, $S_{\text{ном}} = 0,5$ Мвар, емкость – 1,24 мкФ, индуктивность – 353,8 мГн, активное сопротивление – 10,6 Ом.

Эффективность установки дополнительных ФКУ показана на рис. 5.

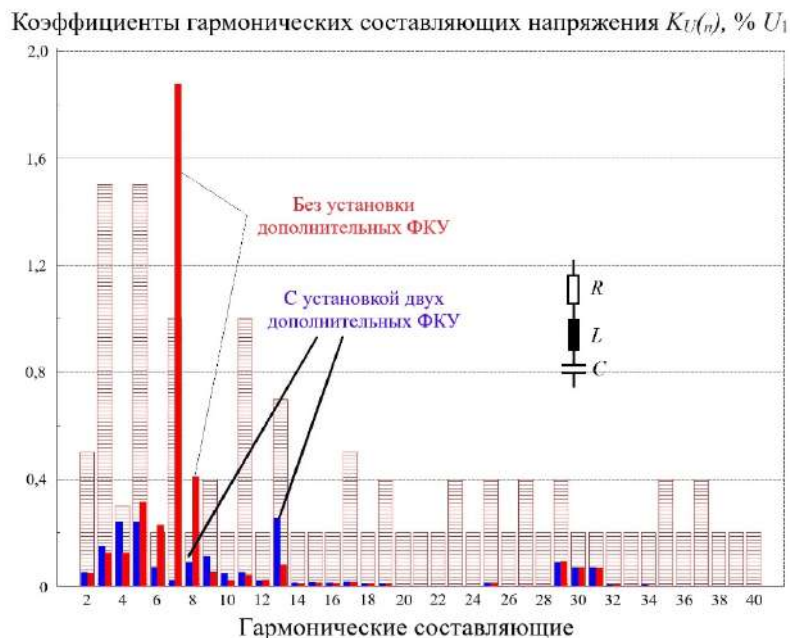


Рис. 5 – Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ при установке двух ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС.

Присоединение ВЭС мощностью 17,35 МВт к сети 35 кВ

Рассмотрим ВЭС, состоящую из 5 ВЭУ мощностью по 3,47 МВт. Коллекторная сеть ВЭС напряжением 35 кВ выполнена кабельными ЛЭП суммарной длиной около 3 км. Для выдачи мощности ВЭС в энергосистему построено распределительное устройство 35 кВ, которое присоединено к ПС 35/110 кВ по схеме 35-ЗН «Блок (линия – трансформатор)» ВЛ 35 кВ с проводом АС-150/24.

Расчеты были выполнены для различных длин ВЛ 35 кВ от ВЭС до ПС 35/110 кВ в диапазоне от 1 до 30 км. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ ПС 35/110 кВ приведены на рис. 6, 7.

Анализ рис. 6 показывает, что практически при любой длине ВЛ 35 кВ происходит совпадение собственной резонансной частоты элементов СВМ ВЭС с гармоническими составляющими токов ВЭУ.

Это вызывает резонансные явления, сопровождаемые превышением амплитуды напряжения на этих частотах выше допустимых значений. Резонансные явления наиболее опасны при длине ВЛ 35 кВ около 15–25 км и наименее опасны при длине 9–12 км.

Из рис. 7 видно, что с увеличением длины ВЛ 35 кВ происходит смещение собственных резонансных частот элементов СВМ ВЭС в сторону снижения частоты с 1300 Гц при длине ВЛ 1 км до 400 Гц при 27 км.



Рис. 6 – Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ ПС 35/110 кВ (в точке присоединения ВЭС к сети) при различной длине ВЛ 35 кВ.

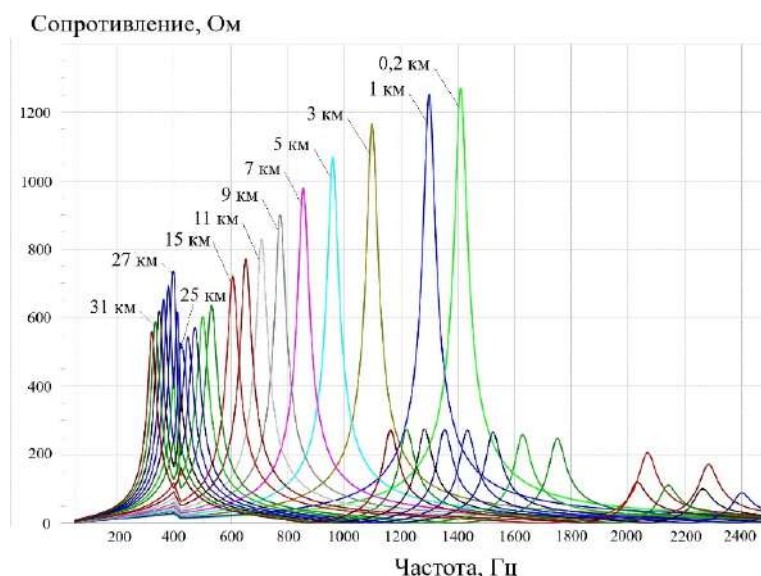


Рис. 7 – Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине ВЛ 35 кВ.

Для предотвращения резонансных явлений предложено установить три дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС с параметрами:

- ФКУ-1 на 400 Гц, $S_{\text{ном}} = 0,8$ Мвар, емкость – 2,05 мкФ, индуктивность – 77,4 мГн, активное сопротивление – 3,9 Ом;
- ФКУ-2 на 250 Гц, $S_{\text{ном}} = 3,8$ Мвар, емкость – 9,5 мкФ, индуктивность – 42,8 мГн, активное сопротивление – 1,3 Ом;
- ФКУ-3 (широкополосный, второго порядка) на 850 Гц, $S_{\text{ном}} = 1$ Мвар, емкость – 2,5 мкФ, индуктивность – 13,5 мГн, активные сопротивления: $R_s = 5,1$ Ом, $R_p = 20$ Ом.

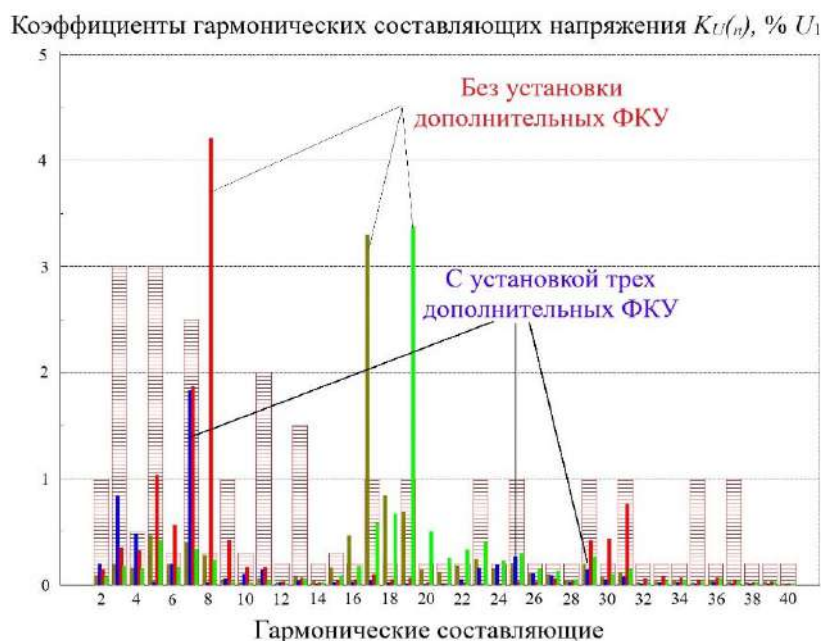


Рис. 8 – Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ ПС 35/110 кВ при установке трех ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС.

Выбор параметров дополнительных ФКУ осуществлялся на основании результатов многовариантных расчетов ПКЭЭ в точке присоединения ВЭС к сети, дающих максимальный положительный эффект.

Эффективность установки дополнительных ФКУ показана на рис. 8.

Обсуждение результатов исследования

Анализ результатов расчетов ПКЭЭ для двух вариантов присоединения ВЭС разной установленной мощности к распределительным сетям 110 кВ и 35 кВ реальной энергосистемы показал следующее:

1. Установка ФКУ заводами-изготовителями ВЭУ, в соответствии с требованиями стандарта IEEE 519-2014, не исключает риска возникновения резонансных явлений на высоких частотах как в коллекторной сети ВЭС, так и в прилегающей распределительной сети.

2. При присоединении ВЭС к распределительной сети длинными ВЛ (более 60 км для сети 110 кВ; более 12 км для сети 35 кВ) существуют высокие риски возникновения резонансных явлений на 7-й, 8-й гармониках, с выходом гармонических составляющих напряжения в точке присоединения за пределы, установленные ГОСТ 32144-2013.

3. Уровень гармонических искажений напряжения в точке присоединения ВЭС к сети 35 кВ выше, чем к сети 110 кВ, что обусловлено наличием во втором случае в составе ВЭС повышающего трансформатора 35/110 кВ, выполняющего роль фильтра высоких частот.

4. Для снижения несинусоидальности в коллекторной сети ВЭС, а также в прилегающей распределительной сети при длине ВЛ 110 кВ более 60 км и ВЛ 35 кВ – более 12 км эффективна установка дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС.

Заключение

Присоединение ВЭС к энергосистеме, как показали расчеты ПКЭЭ для ВЭУ IV типа, при определенных параметрах схемы выдачи мощности приводит к возникновению резонансных явлений в коллекторной сети ВЭС и/или прилегающей распределительной сети.

К отрицательным последствиям резонансных явлений на высоких частотах относятся электрический пробой изоляции электротехнического оборудования, дополнительный нагрев и потери электроэнергии в ЛЭП и электротехническом оборудовании, создание электромагнитных помех и др., что может приводить к нарушению работы распределительных сетей и электроснабжения потребителей.

Схемы выдачи мощности должны содержать анализ влияния инверторных преобразователей на ПКЭЭ (несимметрию, несинусоидальность) в точке присоединения ВЭС к сети для предотвращения возможности возникновения резонансных явлений в процессе эксплуатации, но большинство программных комплексов расчетов электрических режимов не имеют возможностей для проведения таких подобных расчетов.

При недостаточной эффективности ФКУ, установленных на ВЭУ заводом-изготовителем, для предотвращения резонансных явлений необходимо предусматривать установку дополнительных ФКУ на шинах ВЭС и расчетами ПКЭЭ обосновать эффективность выбора их параметров.

Реализация предложенного подхода позволит предотвратить аварии с повреждением электротехнического оборудования, в том числе с длительными сроками эксплуатации, в прилегающих к ВЭС распределительных сетях и у потребителей электроэнергии.

Литература

1. Обзор ветроэнергетического рынка в России за 2022 год. М.: НО «Ассоциация ветроиндустрии», 2023. – 24 с.
2. Схема и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы. Утв. приказом Минэнерго России от 28.02.2023 г. № 108. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/24125>.
3. Симонов А.В., Илюшин П.В. Способы обеспечения устойчивой работы ветроэнергетических установок ветровых электростанций в составе отечественных распределительных электрических сетей // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. № 3. С. 60–70.
4. Приказ Минэнерго России от 28.12.2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии». Введ. в действие с 1 сентября 2021 г. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400606536/>.

5. Илюшин П.В., Симонов А.В. О функционировании распределенных источников энергии с силовыми преобразователями в составе энергосистем и изолированных энергорайонов // Релейная защита и автоматизация. 2020. № 2. С. 30–38.
6. IEEE 519-2014. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. NY: IEEE, 2014. 17 p.
7. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. в действие 01.07.2014. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.
8. Фролова А.В., Васьков А.Г. Обеспечение качества электроэнергии, генерируемой сетевыми ветроэнергетическими установками с различными системами регулирования // Инновации в сельском хозяйстве. 2017. № 2. С. 148–153.
9. ГОСТ Р 58491-2019. Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок. Введен в действие 01.01.2020. М.: Стандартинформ, 2019. 11 с.
10. Методические указания по проектированию развития энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 06.12.2022 г. № 1286. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405965165/>.
11. Kocewiak L.H., Bak C.L., Hjerrild J. Harmonic Aspects of Offshore Wind Farms // Proceed. of the Danish PhD Seminar on Detailed Modelling and Validation of Electrical Components and Systems, 2010. P. 40–45.
12. Zubiaga M. Evaluation of the Frequency Response of AC Transmission Based Offshore Wind Farms / M. Zubiaga, G. Abad, J.A. Barrena, S. Aurtenetxea, A. Cárcar // Wind Farm – Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration. Edited by Dr. Suvire G.O. Publisher: InTech, 2011. P. 65–90.
13. Shi J. Quantitative Analysis of the Interactive Influence for Harmonic Emission in Wind Farms / J. Shi, W. Chen, Z. Wei, X. Pei, X. Sun // Frontiers in Energy Research. 2021. Vol. 9 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.820963/full> (дата обращения 03.04.2023).
14. Симонов А.В., Илюшин П.В. О моделировании ветровых электростанций для выбора состава и параметров настройки устройств релейной защиты при их интеграции в распределительные сети // Энергетик. 2020. № 12. С. 49–54.
15. Куликов А.Л., Илюшин П.В., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А. Выборочный контроль показателей качества электроэнергии в распределительных сетях с большой долей генерации на основе возобновляемых источников энергии / А.Л. Куликов, // Электричество. 2022. № 7. С. 11–23.
16. Насыров Р.Р., Альдженди Р., Чемборисова Н.Ш. Обеспечение качества электроэнергии в сети с возобновляемыми источниками энергии и использованием активного фильтра // Энергетик. 2019. № 8. С. 26–30.

УДК 621.315.1

ПРОЦЕДУРЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Куликов¹ А.Л., * Папков Б.В., ** Лоскутов А.А.*

Аннотация

Сформулирована задача определения места повреждения (ОМП), как задача классификации, состоящая в установлении факта принадлежности повреждения к одному из участков в пределах зоны обхода воздушной линии электропередачи (ВЛЭП). Ввиду влияния случайных факторов процесс принятия решения при распознавании имеет стохастический характер и предполагает обработку аварийных осциллограмм токов и напряжений, зафиксированных на ограниченном временном интервале. При этом вектор $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots\}$ параметров токов и напряжений в общем случае является случайным [1], поскольку может включать искажающие составляющие, например, связанные с отклонениями показателей качества электрической энергии от нормативных значений [2]. За компонентами вектора $\mathbf{x}$ производятся последовательные наблюдения, а задача последовательного распознавания поврежденного i -го участка ВЛЭП ($i = 1, \dots, M$) сводится к принятию решения о принадлежности повреждения к одному из k участков ($k = 1, \dots, M$) на основе наблюдения вектора $\mathbf{x}$, или вынесения решения о продолжении наблюдений [3].

Многоэтапность принятия решений при ОМП ВЛЭП основана на следующих положениях:

- целесообразность использования полных массивов параметров токов и напряжений, получаемых на всем периоде регистрации аварийного события при отказе от выдачи решения относительно места повреждения ВЛЭП на одном из временных срезов осциллограмм;
- возможность принятия решения по сокращенному числу параметров вектора $\mathbf{x}$ при незначительных искажениях токов и напряжений, а также расширенному числу параметров вектора $\mathbf{x}$ при «глубоких» искажениях токов и напряжений с целью обеспечения распознавания поврежденного участка ВЛЭП с заданными показателями при одновременной экономии вычислительных и временных затрат;

¹ * Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, Россия, inventor61@mail.ru

** Нижегородский государственный инженерно-экономический университет, Нижегородская обл., г. Княгинино, Россия, boris.papkov@gmail.com

- возможность использования аварийных осциллограмм (результатов ОМП ВЛЭП), полученных от устройств ОМП, регистраторов аварийных событий (РАС), терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА), устройств АСУ ТП, и др. [4], расположенных на смежных участках ВЛЭП и регистрирующих осциллограммы по условиям пуска.

Цель статьи состоит в анализе возможностей использования многогипотезного последовательного анализа в задаче ОМП ВЛЭП на примере алгоритма Рида.

Ключевые слова: определение мест повреждения воздушных ЛЭП, распознавание поврежденного участка ЛЭП, осциллограммы аварийных событий, многогипотезный последовательный анализ.

Показатели распознающей способности алгоритмов последовательного анализа при реализации ОМП ВЛЭП

Для формирования рационального решающего правила при ОМП ВЛЭП необходимо проанализировать показатели эффективности последовательной процедуры распознавания поврежденного участка. Целесообразно ввести три основных группы таких показателей: вероятностные, экономические и информационные.

К наиболее общим **вероятностным** показателям эффективности применения процедуры последовательного анализа относится матрица условных вероятностей для M – гипотез, каждая из которых соответствует своему поврежденному участку в пределах зоны обхода ЛЭП:

$$\|P(k|i)\| = \|P_i(k)\| = \|P_{ik}\|, \quad (1)$$

где $i, k = 1, \dots, M$; $P(k|i) = P_i(k) = P_{ik}$ – условная вероятность принятия решения о номере k поврежденного участка при условии принадлежности повреждения к участку i .

Обобщенным **экономическим** показателем эффективности при классификации поврежденного участка является матрица стоимости ошибок при принятии решения $\|r_{ik}\|$. На основе такой матрицы можно ввести средний риск, как среднюю стоимость ущерба многогипотезной процедуры последовательного анализа:

$$\bar{r} = \sum_{i=1}^M \sum_{k=1}^M r_{ik} P_i P_{ik}. \quad (2)$$

При расчете показателей ущерба целесообразно учесть, что ошибки классификации могут быть неравнозначными. Очевидно, что дополнительные затраты на расширенный обход ВЛЭП при ошибочном выборе поврежденного участка зависят от сложности рельефа местности, привлекаемой техники для обхода, наличия водных преград в зоне обхода, дорог, путей заезда на трассу ВЛЭП и др. С учетом статистической информации о повреждаемости ЛЭП, а также потенциальных угроз повреждения на отдельных участках (например, лесистая местность, возможность выпадающих деревьев за пределами охранной зоны ЛЭП, посевные площади и др.), могут быть неравнозначными и априорные вероятности P_i , характеризующие аварийность на отдельных участках [5].

Информационные показатели классификации при ОМП основываются на параметрах токов и напряжений, оцениваемых по осциллограммам аварийных событий, и соответствуют мере снижения неопределенности в процессе принятия решения о поврежденном участке ВЛЭП. Количество извлекаемой информации при распознавании i -го участка ВЛЭП можно определить по соотношению априорных P_i и апостериорных P_{ii} вероятностей следующим образом:

$$I_i = \log (P_{ii} / P_i) = \log P_{ii} - \log P_i. \quad (3)$$

Общее потенциальное количество извлекаемой информации для всех участков ВЛЭП определяется формульным выражением:

$$I_{\Sigma} = \sum_{i=1}^M I_i = \sum_{i=1}^M \log P_{ii} - \sum_{i=1}^M \log P_i. \quad (4)$$

Важно, что количество извлекаемой информации зависит не только от мгновенных значений (параметров) осциллограмм аварийных событий, но и от алгоритмов их цифровой обработки сигналов (ЦОС) [6].

Алгоритм и устройство многогипотезного последовательного анализа при ОМП ВЛЭП

Один из вариантов организации многогипотезного последовательного анализа был предложен Ридом [3]. Пусть $x_1, x_2 \dots$ есть последовательность переменных, а $p_m(x_1, x_2 \dots | H_i) = p_m(\mathbf{x} | H_i)$ – совместная плотность вероятности $x_1, x_2 \dots$ при условии, что верна гипотеза H_i .

Алгоритм принятия решения Рида основывается на формировании на каждом шаге m обобщенного отношения правдоподобия:

$$\lambda_m(\mathbf{x} | H_i) = p_m(\mathbf{x} | H_i) / \sqrt[M]{\prod_{k=1}^M p_m(\mathbf{x} | H_k)}, \quad i = 1, \dots, M. \quad (5)$$

При организации ОМП последовательно исключают из анализа те участки ВЛЭП, которые наименее подходят зафиксированному набору параметров осциллограмм аварийных событий. В ходе процедуры последовательного анализа производится расчет решающей статистики $\lambda_m(\mathbf{x} | H_i)$, которая сравнивается с пороговым (уставочным) значением $\lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x} | H_i)$ останавливающей границы и соответствующим i -ому участку ВЛЭП. Таким образом, если $\lambda_m(\mathbf{x} | H_j) < \lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x} | H_j)$, ($j = 1, \dots, M$), то принимается решение о продолжении наблюдения, а j -ый участок ВЛЭП исключается из последующего анализа при ОМП. Процедура выявления поврежденного участка продолжается до тех пор, пока не останется последний наиболее вероятный участок ВЛЭП, который и считается поврежденным.

В процессе выполнения последовательной процедуры производится расчет останавливающих границ для каждого из анализируемых участков ВЛЭП, исходя из задаваемых вероятностных показателей качества классификации поврежденного участка. Согласно [3] останавливающая граница определяется равенством:

$$\lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x} | H_i) = (1 - P_{ii}) / \sqrt[M]{\prod_{k=1}^M (1 - P_{ik})}, \quad (6)$$

где P_{ik} – вероятность принятия гипотезы H_i , когда действительна H_k .

При выполнении условия об исключении из последующего рассмотрения одного из участков ВЛЭП, общее число анализируемых участков сокращается и становится равным $(M - 1)$. В дальнейшем пересчитываются останавливающие границы, и процедура многогипотезного последовательного анализа повторяется до тех пор, пока не останется единственный, наиболее вероятный поврежденный участок.

На рис. 1 приведена структурная схема устройства, реализующего многогипотезный последовательный анализ при ОМП ВЛЭП. Устройство имеет многоканальную структуру, количество каналов M определяется числом участков, на которые разбивается зона обхода ВЛЭП.

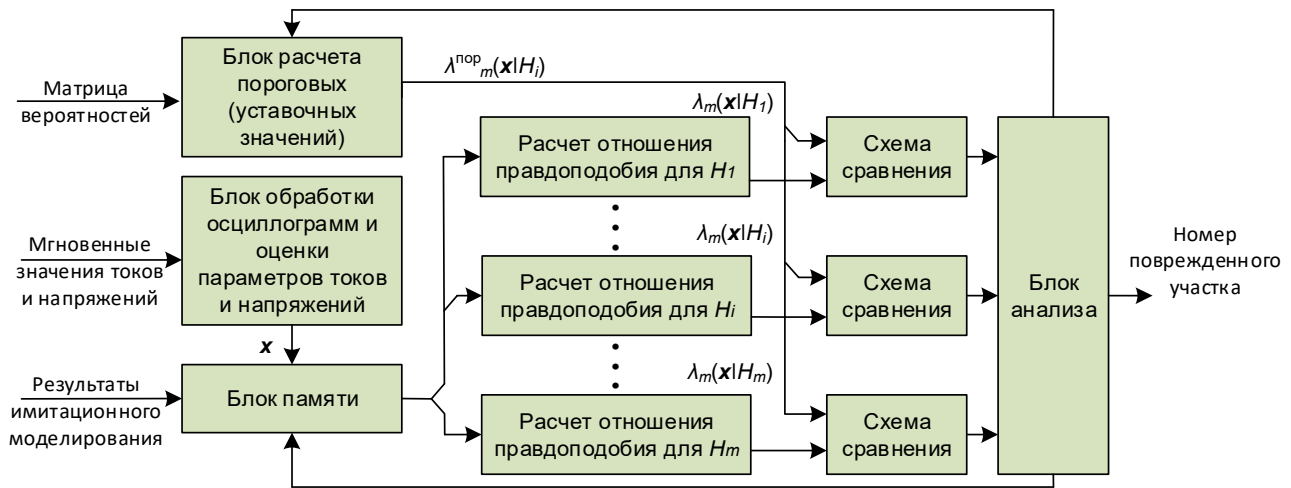


Рис. 1 – Структурная схема устройства, реализующего процедуру последовательного анализа при ОМП ВЛЭП.

На вход устройства (рис. 1) поступают либо мгновенные значения, либо комплексы токов и напряжений осциллограмм аварийных событий. На основе этой информации в блоке расчета параметров производится вычисление составляющих вектора x . В состав вектора x могут входить, как величины, характеризующие поврежденный участок ВЛЭП (активное, реактивное сопротивления; значения реактивной мощности значения и коэффициента токораспределения, пересчитанные для предполагаемого места повреждения; другие параметры), а также, например, непосредственно расчетные значения места повреждения ВЛЭП, вычисленные по различным алгоритмам ОМП и имеющие различные систематические и случайные погрешности.

В последующем в каждом из блоков расчета решающей статистики на основе вектора x реализуется вычисление отношений правдоподобия $\lambda_m(x|H_i)$, свойственных каждому из $i = 1, \dots, M$ поврежденных участков ВЛЭП (выражение (7)). При вычислениях каждого из $\lambda_m(x|H_i)$ из блока памяти по значениям x , полученным в блоке расчета параметров поступают значения $p_m(x|H_i)$ и $\sqrt[M]{\prod_{k=1}^M p_m(x|H_k)}$.

Отметим, что заблаговременно до реализации ОМП ВЛЭП проводится имитационное моделирование с целью получения зависимостей $p_m(\mathbf{x}|H_i)$ и $\sqrt[M]{\prod_{k=1}^M p_m(\mathbf{x}|H_k)}$, причем последние формируются для разного количества и сочетания гипотез M . Вероятностные распределения $p_m(\mathbf{x}|H_i)$ могут определяться на основе статистических эксплуатационных данных с учетом ошибок, выявленных линейными бригадами при обходах ВЛЭП, или определяться из нормативных значений, по которым задается зона обхода линии (усредненные значения для ВЛЭП различной длины и класса напряжения). Вычисления $\sqrt[M]{\prod_{k=1}^M p_m(\mathbf{x}|H_k)}$ для различных значений M необходимы ввиду того, что алгоритм Рида предполагает последовательное исключение гипотез для принятия окончательного решения о поврежденном участке ВЛЭП.

Рассчитанные значения отношения правдоподобия для каждой из гипотез $\lambda_m(\mathbf{x}|H_i)$ поступают на первые входы схем сравнения с первой по M . На второй вход каждой i -ой схемы сравнения из блока расчета порогов подается соответствующее пороговое значение $\lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x}|H_i)$ для реализации операции $\lambda_m(\mathbf{x}|H_i) < \lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x}|H_i)$. При достижении на шаге m последовательной процедуры значения $\lambda_m(\mathbf{x}|H_i)$ ниже $\lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x}|H_i)$ с выхода схемы сравнения выдается логический сигнал в блок анализа. В соответствии с этим сигналом блоком анализа принимается решение об отсутствии повреждения на участке ВЛЭП под номером i , а i -ый участок исключается из последующего анализа. Таким образом, количество участков сокращается до $(M - 1)$, что приводит к необходимости в зависимости от того, какой из участков был исключен из анализа, произвести перерасчет $\lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x}|H_i)$, а также изменить зависимость, участвующую в вычислении отношения правдоподобия (выражение (5)).

Для выполнения указанных выше изменений с выхода блока анализа выдаются сигналы на входы блока памяти и блока расчета пороговых значений. Для расчета пороговых значений, например, по выражению (6), в блок расчета порогов загружают заданные значения матрицы $\|P_{ik}\|$, определяющими выявление поврежденного участка ВЛЭП с требуемыми показателями распознающей способности.

В ходе обработки осциллограмм аварийных событий устройством (рис. 1) выполняется изложенный выше итерационный процесс, последовательно принимается решение об исключении гипотез относительно поврежденного участка ВЛЭП по условию $\lambda_m(\mathbf{x}|H_i) < \lambda^{\text{пор}}_m(\mathbf{x}|H_i)$. Тогда, когда останется последняя гипотеза, процесс последовательного анализа останавливается и принимается решение о том, что повреждение ВЛЭП находится на соответствующем участке. При этом с выхода блока анализа устройства ОМП (рис. 1) выдается информация о поврежденном участке (например, в виде номера) в пределах зоны обхода ВЛЭП.

Пример реализации ОМП ВЛЭП на основе алгоритма Рида многогипотезного последовательного анализа

Рассмотрим реализацию процедуры ОМП на примере воздушной ВЛЭП 110 кВ длиной $l=50$ км с двухсторонним питанием (рис. 2).

На рис. 2 показана схема замещения воздушной ЛЭП 110 кВ применительно к расчетному примеру, имеющей длину (l) 1, фазные активное сопротивление (R) 2 и индуктивность (L) 3, соединяющей шины 4 и 5 двух систем 6 и 7. На линии показано короткое замыкание 8 за переходным сопротивлением (Z_n) 9 на расстоянии ($x=n \cdot l$) 10 от одного конца линии. При возникновении короткого замыкания на линии по ней протекают ток (i') со стороны шины 4 и ток (i'') со стороны шины 5. При этом на шинах 4 и 5 измеряют с двух концов линии не синхронизированные по времени мгновенные значения фазных токов (i'_A, i'_B, i'_C), (i''_A, i''_B, i''_C) и напряжений (u'_A, u'_B, u'_C), (u''_A, u''_B, u''_C) в момент короткого замыкания.

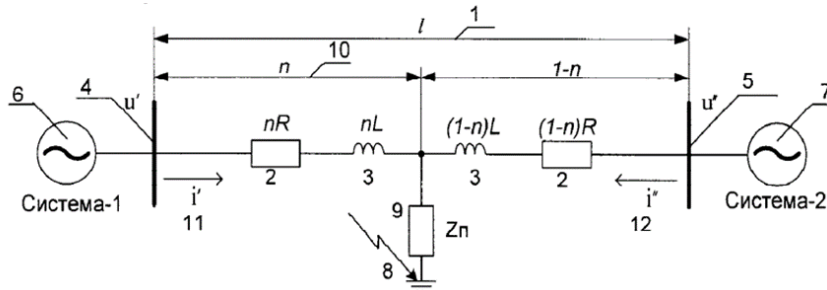


Рис. 2 – Однолинейная схема замещения ВЛЭП 110 кВ.

Относительное расстояние до места повреждения n определим в соответствии с соотношением [7]:

$$n = [(u'(m) - u''(m)) + R \cdot i'(m) + L \cdot i'(m)/dt_m] / [R \cdot (i'(m) + i''(m)) + L \cdot (i'(m)/dt_m + i''(m)/dt_m)]. \quad (7)$$

Такой метод ОМП ВЛЭП обладает достаточно малыми ошибками расчета расстояния до повреждения в условиях короткого замыкания (КЗ) и неискаженных (синусоидальных) токов и напряжений осциллограмм аварийного события [7].

Предположим, что, например, со стороны системы-1 (рис. 2) дискретные мгновенные значения тока $i'(m)$ искажены фликером [например, 2]. Искаженный сигнал тока $i'(m)$ иллюстрирует рис. 3(а).

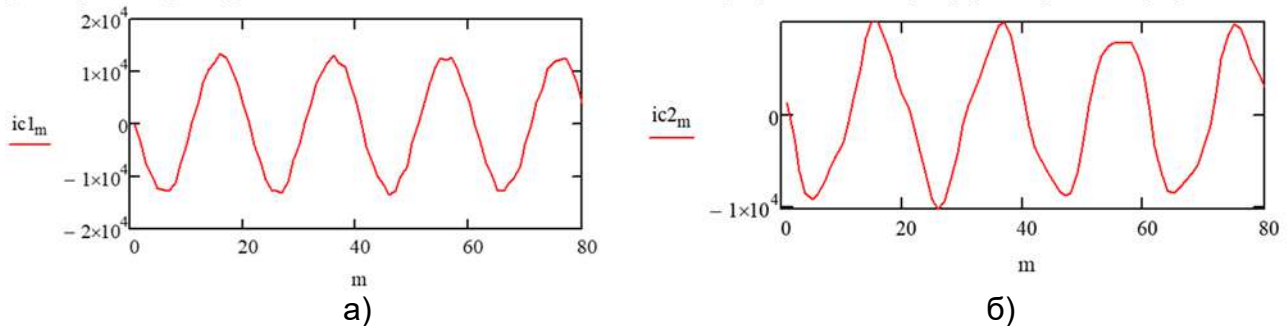


Рис. 3 – Осциллограммы тока, искаженные: фликером (а) (со стороны системы-1, рис.2) и интергармоникой (б) (со стороны системы-2, рис.2) частоты $f_m=135$ Гц.

Примем, что со стороны системы-2 (рис. 2) присутствует нелинейная нагрузка, которая выдает в электрическую сеть, например, интергармоники. Для простоты примера считаем, что мгновенные значения тока $i''(m)$ искажены интергармоникой частоты $f_{\text{и}} = 135$ Гц с амплитудой $I_{\text{и}} = 0,15 \cdot I''$ и нулевой начальной фазой рис. 3(б).

Таким образом, расчетное выражение для места повреждения в присутствии фликера и интергармоники частоты $f_{\text{и}} = 135$ Гц соответствует равенству:

$$n_{\text{и}}(m) = \{ (u'(m) - u_{\text{и}}''(m)) + I'' \cdot [R \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] + 0,15 \cdot I'' \cdot [R \cdot \sin(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] \} /$$

$$\{ (I' \cdot (1 - k \cdot \text{rnd}(m)) + I'' \cdot [R \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] + 0,15 \cdot I'' \cdot [R \cdot \sin(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + L \cdot \cos(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] \}, \quad (8)$$

$$u'(m) = U + I' \cdot (1 - k \cdot \text{rnd}(m)) \cdot [n \cdot R \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + n \cdot L \cdot \cos(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))],$$

$$u_{\text{и}}''(m) = U + (1 - n) \cdot R \cdot [I'' \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + 0,15 \cdot I'' \cdot \sin(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))] + (1 - n) \cdot L \cdot [I'' \cdot \sin(2\pi \cdot f \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}})) + 0,15 \cdot I'' \cdot \sin(2\pi \cdot f_{\text{и}} \cdot (t_3 + m \cdot t_{\text{д}}))],$$

где k – число (постоянный коэффициент), характеризующее «глубину искажений» фликером; $\text{rnd}(m)$ – случайное число (например, распределенное по равномерному закону в интервале $[0; 1]$, формируемое при каждом значении дискретного времени m ; U – напряжение в месте повреждения.

Таблица 1. Значения расчетных параметров

Параметр	I' (А)	I'' (А)	f (Гц)	$t_{\text{д}}$ (с)	L (Гн)	R (Ом)	$f_{\text{и}}$ (Гц)	U (В)	n	k	t_3 (с)
Значение	13908,15	9030,13	50	0,0025	0,0643	12,5	135	29323,83	0,5	0,15	0,003

Постановка численных значений в соответствии с таблицей 1 и выражением (8) приводит к следующим результатам:

- при $m = 20$; $n_{\text{и}}(20) = 0,486$; $\Delta x = I \cdot (n - n_{\text{и}}) = 50 \cdot (0,5 - 0,486) = 0,7$ (км);
- при $m = 60$; $n_{\text{и}}(60) = 0,526$; $\Delta x = I \cdot (n - n_{\text{и}}) = 50 \cdot (0,5 - 0,526) = -1,30$ (км).

Анализ полученных результатов расчетов показывает, что ошибки ОМП ВЛЭП могут иметь как положительный, так и отрицательный знак, они распределены неравномерно относительно использования различных моментов времени.

Поскольку длина ВЛЭП составляет $l=50$ км, поэтому зона обхода для принятого места повреждения $l_{\text{кз}}$ составляет $\pm 10\%$ длины ВЛЭП [8] или $\Delta l = \pm 50 \cdot 0,1 = \pm 5$ (км) относительно места повреждения.

Учитывая нормальный закон распределения ошибок ОМП ВЛЭП и правило трех сигм [9], можно принять, что стандартное отклонение (среднеквадратическое отклонение) нормального закона распределения ошибок ОМП ВЛЭП составляет $\sigma \approx (2 \cdot \Delta l) / 6 = 10 / 6 = 1,67$ (км).

Рассмотрим упрощенный вариант реализации процедуры последовательного анализа при ОМП с разбиение зоны обхода ВЛЭП на три участка относительно места повреждения (рис.4), соответствующих трем гипотезам: $H_1: \mu = -\sigma$; $H_2: \mu = 0$ и $H_3: \mu = \sigma$, которые соответствуют

решениям о соответствии места повреждения значениям математических ожиданий μ .

Пусть по результатам расчета расстояния до места повреждения по выражению (8) на основе мгновенных значений осциллограмм токов (рис. 3а, б) и напряжений получены десять последовательных выборочных значений величины $I_{кз}$, которые сведены в таблицу 2. Ввиду разброса выборочных значений $I_{кз}$, не представляется возможным однозначно принять решение относительно справедливости гипотез H_1, H_2, H_3 .

Таблица 2. Выборочные значения расстояния до места повреждения, полученные по мгновенным значениям осциллограмм аварийных событий

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$I_{кз}(\text{кМ})$	25,85	24,9	23,7	26,35	24,6	25,6	25,7	27,36	23,75	25,05

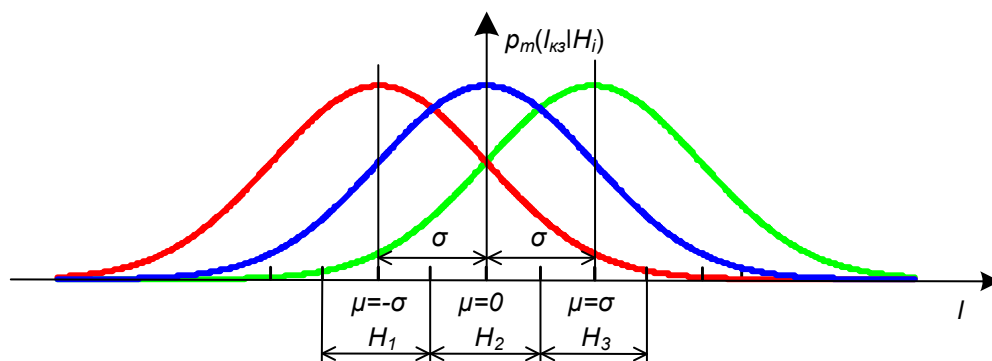


Рис. 4 – Распределение вероятностей гипотез $p_m(I_{кз}|H_i)$.

Отметим, что математическое ожидание выборочных значений $I_{кз}$ (таблица 2) равно $M[I_{кз}] = 25,185$ (кМ).

Для реализации последовательного анализа введем матрицу условных вероятностей (выражение (1)) принятия решения относительно поврежденного участка:

$$\|P(k|i)\| = \|P_i(k)\| = \|P_{ik}\| = \begin{vmatrix} 0,70 & 0,15 & 0,15 \\ 0,15 & 0,70 & 0,15 \\ 0,15 & 0,15 & 0,70 \end{vmatrix}. \quad (9)$$

Выбор элементов матрицы должен быть выполнен с учетом эксплуатационных особенностей ВЛЭП, а также экономических последствий от неправильных решений [1].

Произведем расчет пороговых значений для последовательной многогипотезной процедуры Рида на основе элементов матрицы (9):

$$\lambda_m^{\text{пор}}(I_{кз} | H_1) = \lambda_m^{\text{пор}}(I_{кз} | H_2) = \lambda_m^{\text{пор}}(I_{кз} | H_3) = 0,353.; \quad (10)$$

Вычисление отношений правдоподобия $\lambda_m(I_{кз}|H_i)$ для каждой из гипотез H_i ($i = 1, 2, 3$) целесообразно выполнить с использованием стандартной гауссовой функции:

$$f(x) = (1/\sqrt{2\pi}) \cdot \exp\{-x^2/2\}, \quad (11)$$

таблицы которой приведены, например, в [9].

На первом шаге последовательного анализа получаем:

$$I_{к3}^{CT}(1) = 0,398; p_1(0,398|H_1) = 0,151; p_1(0,398|H_2) = 0,369; p_1(0,398|H_3) = 0,332;$$

$$\lambda_1(0,398|H_1) = 0,151/\sqrt[3]{0,369 \cdot 0,332 \cdot 0,151} = 0,151/0,2645 = 0,57;$$

$$\lambda_1(0,398|H_2) = 0,369/\sqrt[3]{0,369 \cdot 0,332 \cdot 0,151} = 0,369/0,2645 = 1,395;$$

$$\lambda_1(0,398|H_3) = 0,332/\sqrt[3]{0,369 \cdot 0,332 \cdot 0,151} = 0,332/0,2645 = 1,255.$$

Расчеты показывают, что на первом шаге последовательного анализа не происходит падения ниже пороговых значений отношениями правдоподобия, вычисленных для каждой из гипотез H_1 , H_2 , H_3 , и процедура последовательного анализа продолжается.

На третьем шаге последовательного анализа происходит исключение гипотезы H_3 , поскольку отношение правдоподобия $\lambda_3(-0,889|H_3)$ оказывается ниже порогового значения:

$$\lambda_3(-0,889|H_3) = 0,348 < \lambda_{пор\,m}(I_{к3}^{CT}|H_3) = 0,353. \quad (12)$$

В дальнейшем последовательный анализ реализуется только для двух гипотез H_1 и H_2 . Зададим матрицу вероятностей для гипотез H_1 , H_2 в виде:

$$\|P(k|i)\| = \|P_i(k)\| = \|P_{ik}\| = \begin{vmatrix} 0,70 & 0,30 \\ 0,30 & 0,7 \end{vmatrix}. \quad (13)$$

Расчет пороговых значений соответствует соотношениям:

$$\lambda_{пор\,m}(I_{к3}^{CT}|H_1) = \lambda_{пор\,m}(I_{к3}^{CT}|H_2) = 0,3/0,7 = 0,429. \quad (14)$$

Таблица 3. Результаты вычислений величин, необходимых для реализации последовательного анализа Рида

m	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$p_m(I_{к3}^{CT} H_1)$	0,332	0,2827	0,3964	0,08	0,323	0,1826	0,17	0,0283	–	–
$p_m(I_{к3}^{CT} H_2)$	0,369	0,3932	0,2685	0,313	0,3752	0,386	0,381	0,1714		
$p_m(I_{к3}^{CT} H_3)$	0,151	0,2012	0,067	–	–	–	–	–	–	–
$\lambda_m(I_{к3}^{CT} H_1)$	0,57	1,003	2,059	0,51	0,928	0,689	0,667	0,407	–	–
$\lambda_m(I_{к3}^{CT} H_2)$	1,395	1,396	1,395	1,98	1,078	1,457	1,494	2,463	–	–
$\lambda_m(I_{к3}^{CT} H_3)$	1,255	0,7117	0,348	–	–	–	–	–	–	–

Процесс реализации последовательного анализа по алгоритму Рида иллюстрирует рис. 5.

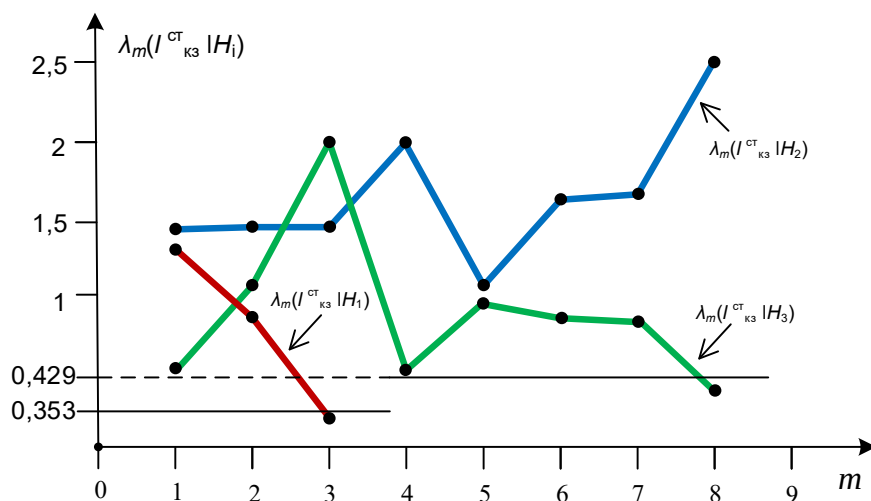


Рис. 5 – Пояснения к процессу принятия решения при последовательном анализе.

Анализ рис. 5. позволяет сделать следующие выводы:

- последовательное исключение гипотез по алгоритму Рида применительно к ОМП ВЛЭП приводит к выбору поврежденного участка в интервале $M[I_{кз}] \pm \sigma/2 = 25,185 \pm 0,835$ (км);
- последовательная вычислительная процедура реализует принятие решения относительно поврежденного участка ВЛЭП за 8 шагов, не требует значительных временных затрат и практически не оказывает влияние на быстродействие ОМП ВЛЭП;
- поскольку начальной отклоненной гипотезой стала H_3 , поэтому обход ВЛЭП целесообразно начать с участка $25,185 \pm 0,835$ (км) в сторону системы-1 (рис. 2), т.е. наиболее вероятного направления повреждения;
- очевидно, что скорость принятия решения при последовательном анализе зависит от степени искаженности аварийных осциллограмм токов и напряжений, в том числе отклонений параметров качества электроэнергии от нормативных значений.

Выводы

1. Предложен вариант организации ОМП, включающий разбиение зоны обхода (осмотра) ВЛЭП на участки с последующей реализацией процедуры распознавания поврежденного участка.
2. Применение последовательного многогипотезного анализа позволяет адаптировать процесс принятия решения относительно поврежденного участка ВЛЭП к особенностям искажения осциллограмм аварийных событий и условиям оценки их параметров.
3. Результаты расчетов показали, что применение последовательного анализа практически не влияет на быстродействие ОМП ВЛЭП, но обеспечивает однозначность принятия решения относительно поврежденного участка в условия воздействия случайных факторов.

Литература

1. Папков Б.В. Надёжность и эффективность современного электроснабжения: монография / Б.В. Папков, П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. 160 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014.07.01. М.: Стандартинформ, 2013. 10 с.
3. Фу К. Последовательные методы в распознавании образов и обучении машин / Перевод с англ. Э. Ф. Зайцева, под ред. Л. А. Мееровича и Я. З. Цыпкина. Москва: Наука, 1971. 255 с.
4. Куликов А.Л. Дистанционное определение мест повреждений ЛЭП методами активного зондирования. М.: Энергоатомиздат, 2006. 148 с.
5. Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Пелевин П.С. Алгоритм идентификации поврежденного участка на кабельно-воздушных линиях

электропередачи на основе распознавания волновых портретов // Электричество. 2018, № 3, с. 11-17.

6. Куликов А.Л., Лукичева И.А. Определение места повреждения линии электропередачи по мгновенным значениям осциллограмм аварийных событий // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016. № 5. С. 16-21.

7. Висящев А.Н., Пленков Э.Р., Тигунцев С.Г. «Способ определения места короткого замыкания на воздушной линии электропередачи при несинхронизированных замерах с двух ее концов» // Патент РФ № 2508556, МПК G01R 31/08, опубл. 27.02.2014, Бюл. № 6.

8. ПАО «ФСК ЕЭС» Стандарт организации: СТО 56947007-29.240.55.159-2013 «Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше», дата введения: 28.11.2013.

9. Венцель Е.С. Теория вероятностей: учеб. для вузов. 5-е изд. стер. М.: Высш. шк., 1998. 576 с.

УДК 621.311

АЛГОРИТМ ДЕРЕВА РЕШЕНИЙ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ СЛОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Куликов А. Л. *, Лоскутов А. А. *, Бездушный Д. И. *, Папков Б. В. **

Аннотация

Надежная защита элементов энергосистемы от аварийных режимов, таких как короткие замыкания, асинхронных ход, небаланс активной мощности, и других является важнейшим условием ее бесперебойного функционирования. Усложнение структуры, топологии и состава будущих электрических сетей характеризуется трудно распознаваемыми схемно-режимными ситуациями и требует современных методов анализа информационных параметров. Растущая тенденция оцифровки сигналов на подстанциях приводит к огромному количеству новых данных, доступных в узлах электрической сети. Актуальным направлением для исследования является разработка и анализ новых методов обнаружения и распознавания режимов электрических сетей.

В статье исследуется новый подход к распознаванию поврежденного участка электрической сети с ответвлениями путем одновременного анализа нескольких информационных признаков и применения метода дерева решений. В основе получения обучающих выборок лежат имитационное моделирование и метод Монте-Карло. Результаты тестирования исследуемых методов показали требуемую гибкость, способность использования большого количества информационных параметров, а также лучшие результаты распознавания повреждений по сравнению с дистанционным органом релейной защиты.

Ключевые слова: релейная защита, распознаваемость режимов, имитационное моделирование, машинное обучение, дерево решений.

Введение

Сложность будущих интеллектуальных сетей потребует применения современных методов цифровой обработки сигналов токов и напряжений, систем сбора информации о текущих режимах, идентификации информационных параметров, а также прогнозных моделей поведения энергосистем в различных режимах [1-2]. Задача распознавания повреждений в перспективных электрических системах, в том числе с источниками рас-

* Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: loskutov.nnov@gmail.com, inventor61@mail.ru

** Нижегородский государственный инженерно-экономический университет, Нижегородская обл., г. Княгинино, Россия, e-mail: boris.papkov@gmail.com

пределенной генерации, будет еще более сложной, поскольку имеет место быстротечность переходных процессов, а также непостоянство параметров электрических сигналов на различных генерирующих установках и нагрузках.

Целью статьи является исследование подхода к распознаванию повреждения на ЛЭП с ответвлениями путем одновременного анализа нескольких информационных признаков и применения метода машинного обучения: дерева решений. В основе получения обучающих выборок лежат имитационное моделирование и метод Монте-Карло [3].

Имитационное моделирование участка электрической сети

Несмотря на внедрение цифровых технологий и мероприятий по совершенствованию алгоритмов защиты, в электрических сетях сохраняются режимы, в которых типовое применение комплектов РЗА не удовлетворяет требованиям чувствительности и селективности. В качестве упрощенного примера, рассмотрим фрагмент электрической сети, изображенный на рис. 1.

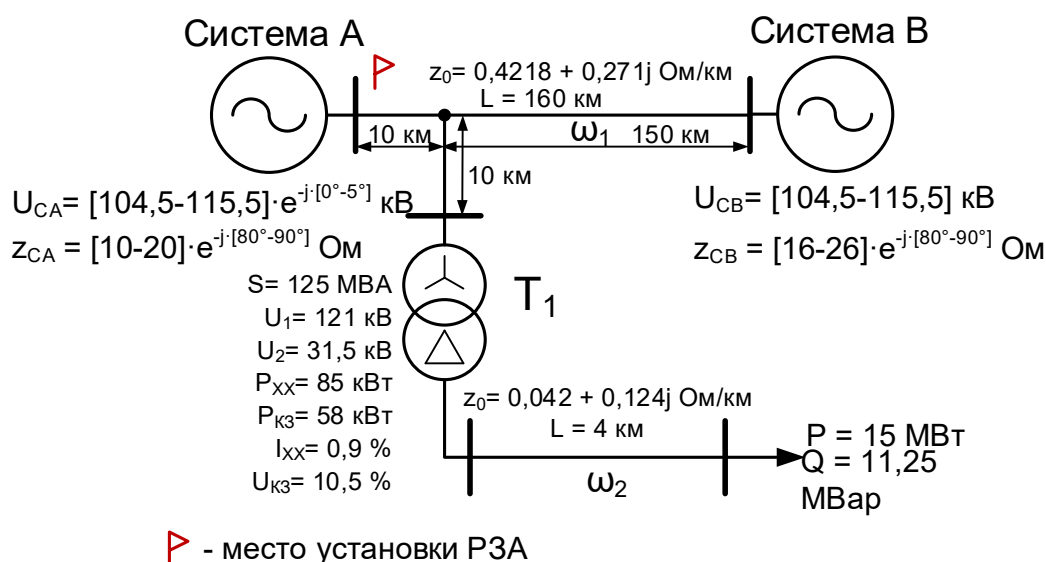


Рис. 1 – Расчетная схема фрагмента электрической сети.

Короткие замыкания на линии ω_1 и за трансформатором T_1 становятся трудно различимыми дистанционным реле, когда трансформатор обладает достаточно большой номинальной мощностью (малым сквозным сопротивлением), а ответвление расположено рядом с подстанцией, на которой установлена защита.

Для иллюстрации, в соответствии со схемой (рис. 1) были реализованы множественные имитационные эксперименты КЗ на линиях ω_1 и ω_2 в программном комплексе MatLab. Имитировались двухфазные и трехфазные КЗ на различной удаленности от места установки защиты. При моделировании производилось разделение режимов на две категории: α -режимы и β -режимы [4]. Под α -режимами понимаются КЗ и другие аварийные режимы, при которых должно производиться срабатывание РЗА, а β -

режимами считаются альтернативные режимы, от которых защита должна быть отстроена.

На рис.2 а, б приведены замеры комплексного сопротивления дистанционного реле, при КЗ в различных точках ЛЭП ω_1 и за трансформатором T_1 (рис.1). Можно отметить значительную степень перекрытия параметров режимов. Выбор характеристики срабатывания дистанционного реле, способной обеспечить надежное срабатывание защиты при КЗ на линии и отсутствие срабатывания при КЗ за трансформатором, не представляется возможным. Любое решение будет связано с компромиссом между чувствительностью и селективностью. Рассмотрим две граничные характеристики срабатывания дистанционного реле (рис. 2 а, б).

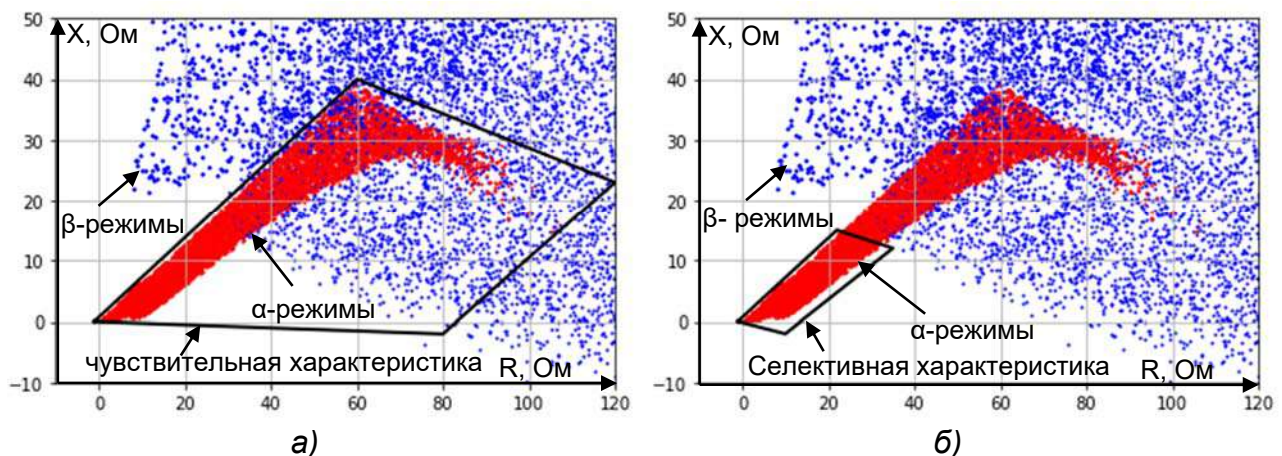


Рис. 2 – Граничные характеристики срабатывания дистанционного реле:
а) чувствительная характеристика; б) селективная характеристика.

Область срабатывания, показанная на рис. 2а, является наиболее чувствительной, так как в нее попадают 100% КЗ на линии ω_1 . Однако, внутри такой характеристики также оказывается 26,15% КЗ на линии ω_2 , расположенной за трансформатором. Характеристика на рис. 2б является селективной, не допускает ложного срабатывания дистанционного реле, но обеспечивает лишь 35,25% КЗ на линии ω_1 .

Статистический показатель эффективности алгоритма релейной защиты

Традиционно, в качестве одного из основных обобщенных показателей эффективности РЗА, используется коэффициент чувствительности [4]. Однако он обладает рядом недостатков при применении в электрических сетях со сложной конфигурацией. Например, коэффициент чувствительности опирается лишь на граничное значение контролируемой величины и не учитывает при этом плотности ее распределения. Также коэффициент чувствительности не отражает поведения защиты при изменении уставки срабатывания.

Одним из возможных критериев оценки распознающей способности [5-7] обучаемых алгоритмов релейной защиты является «рабочая характеристика приемника» (ROC-кривая, от англ. *receiver operating*

characteristic) [5]. Для построения такой зависимости введем такие понятия как «условная вероятность правильного распознавания КЗ» алгоритмом РЗА (D) и «условная вероятность ложного решения алгоритмом на срабатывание РЗА (F):

$$D = n_{\text{п.с.}} / (n_{\text{п.с.}} + n_{\text{о.с.}}); \quad (1)$$

$$F = n_{\text{л.с.}} / (n_{\text{л.с.}} + n_{\text{н.с.}}), \quad (2)$$

где $n_{\text{п.с.}}$, $n_{\text{л.с.}}$ – число правильных и ложных срабатываний соответственно; $n_{\text{о.с.}}$ – число отказов срабатывания; $n_{\text{н.с.}}$ – число правильных несрабатываний в общем числе имитационных экспериментов.

Рабочую характеристику приемника применительно к алгоритму РЗА можно построить, отложив на плоскости по оси ординат значения D , а по оси абсцисс переменную F для различных порогов (уставок) срабатывания защиты (рис. 3). Поскольку величина $n_{\text{п.с.}}$ в серии имитационных экспериментов характеризует чувствительность защиты, рабочая характеристика приемника наглядно показывает баланс между чувствительностью устройства РЗА и его несрабатыванием в допустимых (нормальных) режимах при различных значениях уставки.

Используя терминологию машинного обучения, можно сказать, что зависимость (рис. 3) представляет собой характеристику классификатора, в роли которого выступает дистанционное реле [5,8], и дает наглядное представление о качестве работы алгоритма бинарной (релейной) классификации.

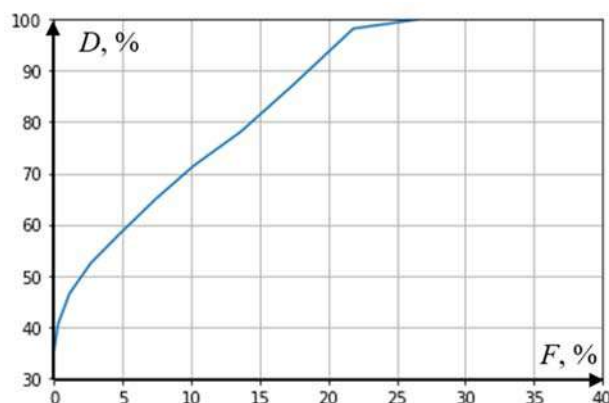


Рис. 3 – Соотношение доли правильных и ложных срабатываний при различных характеристиках дистанционного органа.

Применение алгоритма решающего дерева для распознавания режимов электрической сети

Используем в задаче распознавания аварийных режимов имитационное моделирование и алгоритм машинного обучения – «решающее дерево». При этом вычислительная процедура представляет собой определенный набор (совокупность) простейших решающих правил, объединенных в иерархическую структуру (дерево) [9]. Пример такой структуры показан на рис. 4.

Каждое решающее правило представляет собой сравнение некоторого информационного признака с заданным порогом срабатывания (уставкой). Листовые узлы дерева ассоциированы с одним из возможных классов. Задача распознавания режима электрической сети по его параметрам при помощи обученного решающего дерева требует движения от

корня дерева к одному из его листовых узлов, по траектории, зависящей от выполнения или невыполнения условий в узлах.

Обучение алгоритма решающего дерева предполагает выполнение следующей рекурсивной процедуры:

1. Нахождение информационного признака и порога срабатывания для него, которые обеспечат разделение обучающей выборки таким образом, что суммарная неоднородность классов в дочерних узлах максимально уменьшится по сравнению с неоднородностью в исходном узле. В качестве меры неоднородности чаще всего выбирается: энтропия [7] и индекс Джини [10, 11].

2. После разделения обучающей выборки на подмножества по выбранному критерию, каждое такое подмножество вновь подвергается разделению в соответствии с п.1. Процедура выполняется рекурсивно, пока в узлах не окажутся представители лишь одного класса либо не будет достигнута заданная максимальная глубина дерева. Максимальная глубина дерева решений - это максимально возможная длина от корня до листа.

В результате выполнения каждой итерации имитационной модели, формируются комплексные значения тока и напряжения трех фаз в месте установки разрабатываемой защиты (рис. 1). На основе полученных данных, рассчитываются параметры режима, которые используются в качестве информационных признаков в процессе обучения алгоритма решающего дерева. Перечень параметров режима, а также расчетные их выражения сведены в таблицу 1.

Таблица 1. Информационные признаки, применяемые для распознавания режима

№	Признак	Формула	№	Признак	Формула
1	Активное сопротивление. Фазы АВ	$R_{AB} = \text{Re}[(\underline{U}_A - \underline{U}_B)/(\underline{I}_A - \underline{I}_B)]$	12	Реактивная мощность. Фаза С	$Q_C = \text{Im}(\underline{U}_C \cdot \underline{I}_C^*)$
2	Активное сопротивление. Фазы ВС	$R_{BC} = \text{Re}[(\underline{U}_B - \underline{U}_C)/(\underline{I}_B - \underline{I}_C)]$	13	Действующее значение тока. Фаза А	$I_{dA} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{I}_A $
3	Активное сопротивление. Фазы СА	$R_{CA} = \text{Re}[(\underline{U}_C - \underline{U}_A)/(\underline{I}_C - \underline{I}_A)]$	14	Действующее значение тока. Фаза В	$I_{dB} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{I}_B $
4	Реактивное сопротивление. Фазы АВ	$X_{AB} = \text{Im}[(\underline{U}_A - \underline{U}_B)/(\underline{I}_A - \underline{I}_B)]$	15	Действующее значение тока. Фаза С	$I_{dC} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{I}_C $
5	Реактивное сопротивление. Фазы ВС	$X_{BC} = \text{Im}[(\underline{U}_B - \underline{U}_C)/(\underline{I}_B - \underline{I}_C)]$	16	Действующее значение напряжения. Фаза А	$U_{dA} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{U}_A $
6	Реактивное сопротивление. Фазы СА	$X_{CA} = \text{Im}[(\underline{U}_C - \underline{U}_A)/(\underline{I}_C - \underline{I}_A)]$	17	Действующее значение напряжения. Фаза В	$U_{dB} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{U}_B $
7	Активная мощность. Фаза А	$P_A = \text{Re}(\underline{U}_A \cdot \underline{I}_A^*)$	18	Действующее значение напряжения. Фаза С	$U_{dC} = (1/\sqrt{2}) \cdot \underline{U}_C $
8	Активная мощность. Фаза В	$P_B = \text{Re}(\underline{U}_B \cdot \underline{I}_B^*)$	19	Действующее значение тока прямой последовательности	$I_{d1} = (1/3) \cdot \underline{I}_A + \underline{I}_B e^{j120^\circ} + \underline{I}_C e^{j240^\circ} $
9	Активная мощность. Фаза С	$P_C = \text{Re}(\underline{U}_C \cdot \underline{I}_C^*)$	20	Действующее значение тока обратной последовательности	$I_{d2} = (1/3) \cdot \underline{I}_A + \underline{I}_B e^{j240^\circ} + \underline{I}_C e^{j120^\circ} $
10	Реактивная мощность. Фаза А	$Q_A = \text{Im}(\underline{U}_A \cdot \underline{I}_A^*)$	21	Действующее значение напряжения прямой последовательности	$U_{d1} = (1/3) \cdot \underline{U}_A + \underline{U}_B e^{j120^\circ} + \underline{U}_C e^{j240^\circ} $
11	Реактивная мощность. Фаза В	$Q_B = \text{Im}(\underline{U}_B \cdot \underline{I}_B^*)$	22	Действующее значение напряжения обратной последовательности	$U_{d2} = (1/3) \cdot \underline{U}_A + \underline{U}_B e^{j240^\circ} + \underline{U}_C e^{j120^\circ} $

Произведем обучение и проанализируем результаты функционирования алгоритма решающего дерева. Зададим требования к структуре алгоритма: глубина решающего дерева равна 3, минимальное значение числа выборочных значений информационного признака, попадающих в листовой узел, равно 1. В качестве меры неоднородности воспользуемся индексом Джини.

Разделим множество смоделированных аварийных и нормальных режимов на обучающую и тестовую выборки в пропорции 67% к 33%. Обучающая выборка будет использоваться для обучения алгоритма решающего дерева, а тестовая - для оценки качества его функционирования.

В результате множественных имитационных экспериментов, направленных на обучение алгоритма защиты, получаем решающее дерево, обладающее структурой (рис. 4).

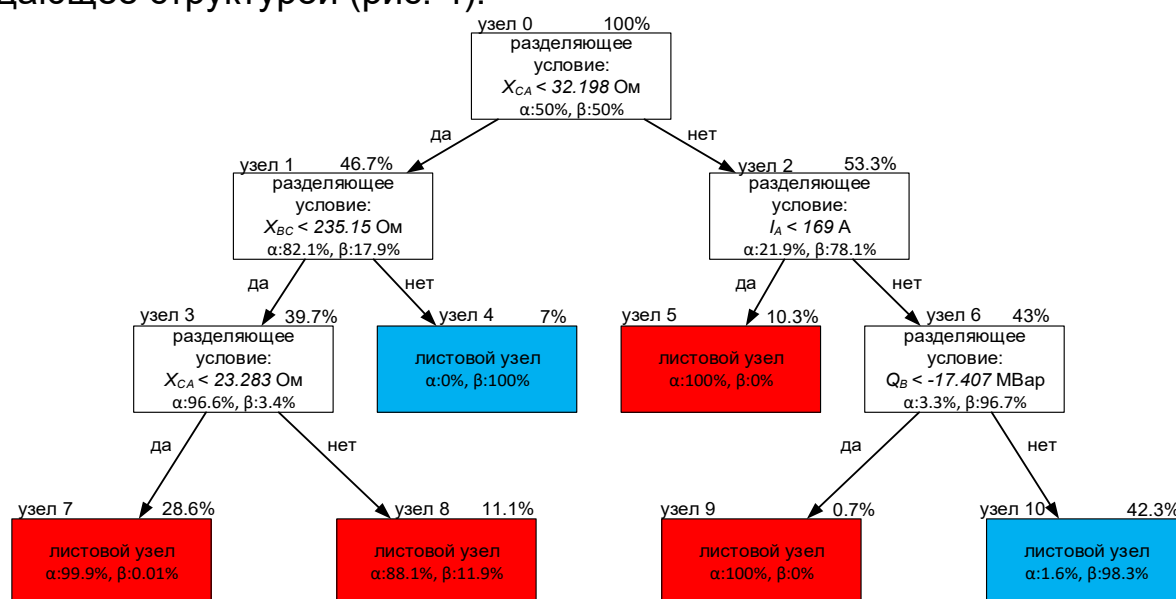


Рис. 4 – Пример структуры решающего дерева.

В корневом узле (рис. 4) решающее дерево реализует разделение нормальных и аварийных режимов по величине реактивного сопротивления X_{CA} , а вероятностные распределения этого информационного признака приведены на рис. 5.

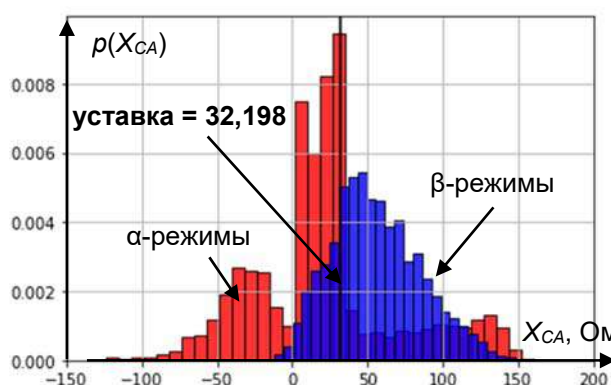


Рис. 5 – Вероятностные распределения значений признака X_{CA} в корневом узле решающего дерева.

Хотя вероятностные распределения информационного признака для α и β режимов накладываются друг на друга (рис. 5), уставочное значение (порог) позволяет отделить область, характерную для КЗ на линии ω_1 , от области, характерной для КЗ на ω_2 . В результате такого разделения в узел 1 решающего дерева попадают только режимы, удовлетворяющие условию узла 0. Как можно видеть из анализа рис.4, 5, в узел 1 попадают режимы в пропорции 82% (α -режим) и 18% (β -режим).

В результате обучения алгоритма решающего дерева признаком, по которому обеспечивается разделение режимов в узле 1, также оказалось реактивное сопротивление, но на этот раз X_{BC} . На рис. 6 представлены вероятностные распределения информационного признака X_{BC} в узле 1 и уставочное (пороговое) значение признака.

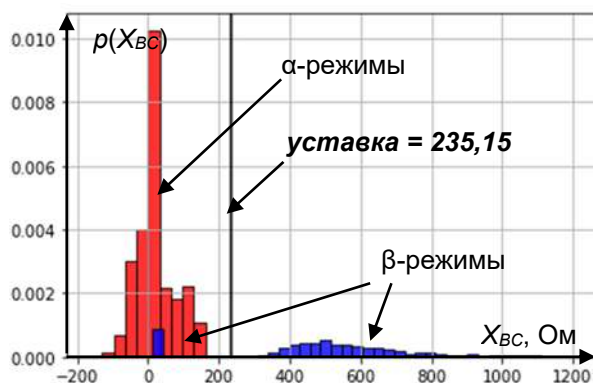


Рис. 6 – Вероятностные распределения значений признака X_{BC} в узле 1.

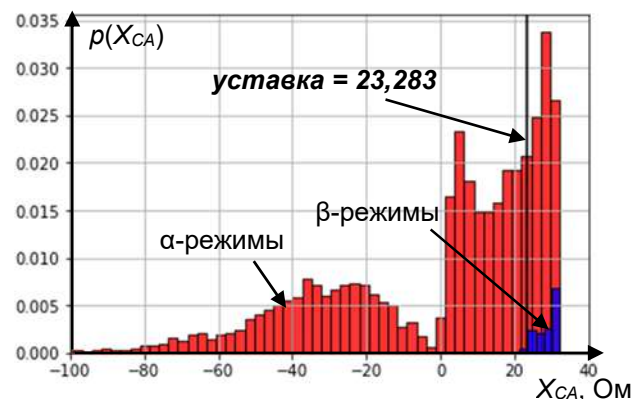


Рис. 7 – Вероятностные распределения значений признака X_{CA} в узле 3 решающего дерева.

Режимы, расположенные слева от порогового значения на рис. 6 попадают в узел 3, в то время как режимы, находящиеся справа - в узел 4. Из рис. 6 видно, что в узел 4 попадают только β -режимы, следовательно, дальнейший их анализ не имеет смысла.

На вход узла 3 выборочные значения, характерные для α - и β -режимов, поступают в процентном соотношении 96,6% к 3,4%. Здесь, по результатам обучения алгоритма решающего дерева наиболее информативным признаком для разделения режимов, вновь оказалось реактивное сопротивление X_{CA} , вероятностные распределения которого для α - и β -режимов показаны на рис. 7.

Уставочное (пороговое) значение для узла 3 разделило режимы таким образом, что слева от него оказалось практически 100% α -режимов, а справа – режимы оказались в пропорции 88% к 12%. Из-за ограничения по максимальной глубине, дальнейшее построение решающего дерева не производится.

Аналогичным образом реализуется анализ функционирования алгоритма решающего дерева для режимов, расположенных справа от поро-

гового значения корневого узла 0. Характерные вероятностные распределения информационных признаков узлов, а также уставочные значения приведены на рис. 8 (а, б).

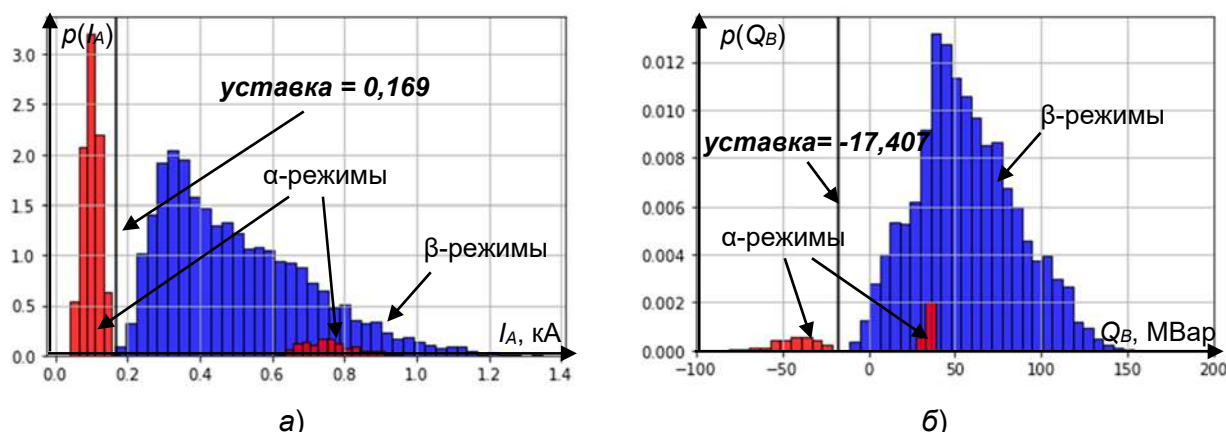


Рис. 8 – Вероятностные распределения значений признаков в узлах дерева:
а) узел 2; б) узел 6.

Анализ эффективности функционирования алгоритма решающего дерева

Для оценки эффективности функционирования обученного алгоритма решающего дерева привлекалась тестовая выборка, реализации которой не участвовали в процессе обучения алгоритма. Отнесение тестируемого режима к одному из двух классов при наличии обученного решающего дерева выполнялось от корня дерева с продвижением вдоль ветвей и, реализуя сравнение требуемых параметров классифицируемого режима (информационных признаков) с пороговыми значениями узлов. Оказавшись в листовом узле, принималось решение в пользу того класса, вероятность которого является наибольшей по результатам обучения.

При проведении имитационных экспериментов с тестовой выборкой была получена матрица ошибок (табл. 2), характеризующая процесс распознавания режимов алгоритмом РЗА, включающим решающее дерево (рис.4). В табл. 2 КЗ на линии ω_2 (рис.1) обозначены как класс 0, тогда как КЗ на линии на ω_1 – как класс 1.

Таблица 2. Матрица ошибок решающего дерева (рис.4)

Характеристики классов		Предсказанный класс	
		0	1
Истинный класс	0	97,995	2,005
	1	1,292	98,708

Как можно видеть из таблицы 2, алгоритм решающего дерева в устройстве РЗА (рис.1) обеспечивает обнаружение 98,7% КЗ на ЛЭП ω_1 , при этом вероятность ложного срабатывания устройства РЗА при КЗ за трансформатором составляет около 2%.

Соотнесем получившийся результат (таблица 2) с результатом работы дистанционного органа, разместив D и F решающего дерева и ранее

полученную рабочую характеристику (рис. 3) дистанционного органа на одном графике (точка 1 на рис. 9).

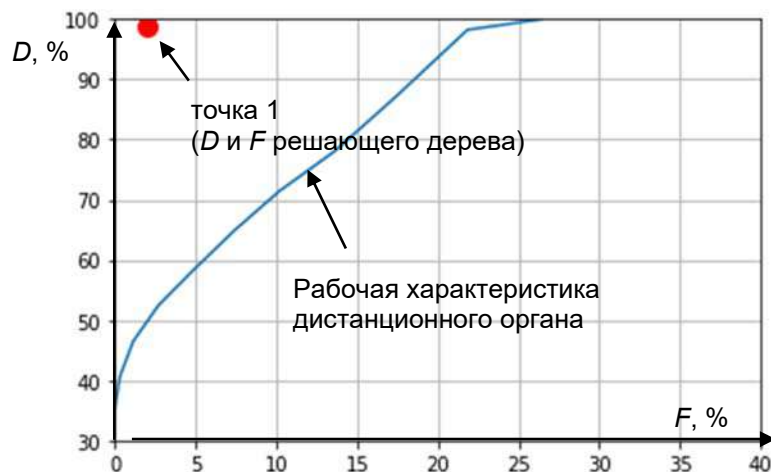


Рис. 9 – Соотношение характеристик эффективности функционирования алгоритма решающего дерева и дистанционного органа РЗА.

Анализ рис. 9 наглядно показывает преимущество алгоритма решающего дерева по сравнению с дистанционным органом при распознавании устройством РЗА (рис. 1) аварийных и нормальных режимов. Следует отметить, что недостатком алгоритма решающего дерева является отсутствие возможности оптимизировать уставочные значения (рис. 4), изменяя тем самым соотношение чувствительность/селективность.

На рис. 10 приведена структурная схема устройства РЗА, реализующего принятие решения по алгоритму решающего дерева.

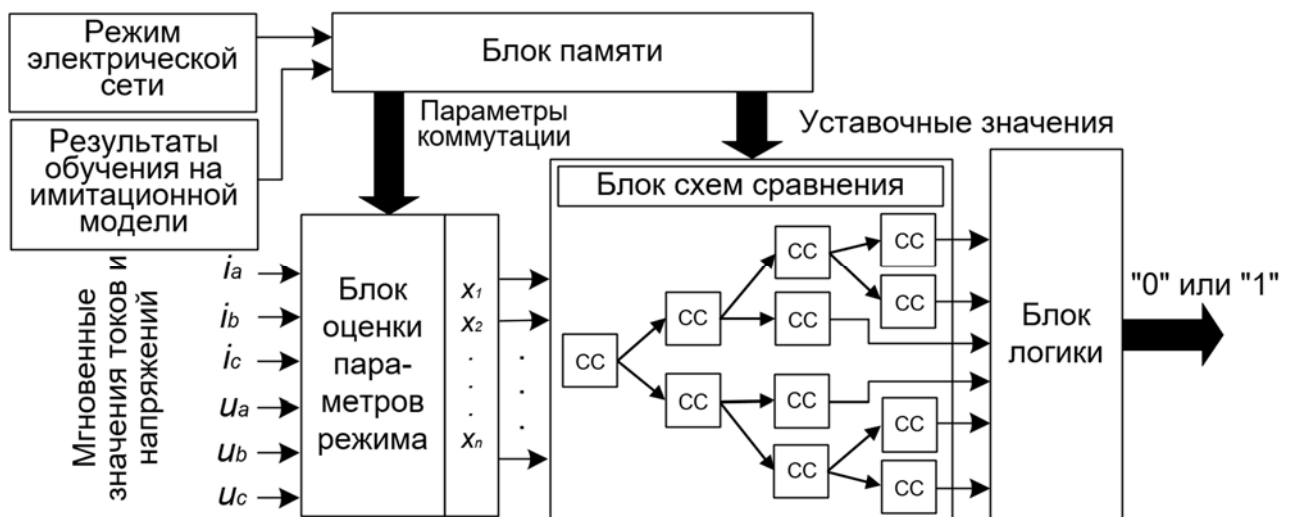


Рис. 10 – Структурная схема устройства РЗА, реализующего алгоритм решающего дерева.

Анализ рис. 10 показывает, что программно-аппаратная реализация алгоритма для устройства РЗА достаточно проста и предполагает: хранение уставочных значений, реализацию логических операций и сравнения.

Выводы

1. При организации РЗА на воздушных ЛЭП с ответвлениями не всегда обеспечивается требуемая чувствительность защиты при КЗ за трансформаторами большой мощности. Требуется разработка новых алгоритмов РЗА для распознавания трудно различимых режимов.
2. Множественное имитационное моделирование на основе метода Монте-Карло позволяет не только получать распределения параметров токов и напряжений в различных режимах функционирования электрической сети, но и создает основу для синтеза статистических алгоритмов РЗА, основанных на методах машинного обучения.
3. Применение метода решающих деревьев для организации РЗА на ЛЭП с ответвлениями позволило сформировать алгоритм многопараметрической защиты, отличающийся повышенной чувствительностью при КЗ на ответвлении за трансформатором.
4. Реализация алгоритма решающего дерева, например, для микропроцессорных устройств РЗА не потребует модернизации аппаратной части, а связана с доработкой специального программного обеспечения.

Литература

1. Лоскутов, А.А., Митрович М., Осокин В.Ю. Повышение распознаваемости режимов функционирования системы электроснабжения на основе методов машинного обучения. – Релейная защита и автоматизация. 2020. № 4 (41). С. 26-34.
2. Куликов А.Л., Лоскутов А.А. Совина А.Н. Использование машинного обучения и искусственных нейронных сетей для распознавания витковых замыканий в силовых трансформаторах. – Электричество. 2022. №10. с. 34-44.
3. Bishop, C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. Berlin: Springer, 2006. 738 p.
4. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалина И.С., Романов Ю.В. Эффекты многомерности в релейной защите. Электричество. 2011. № 9. С. 48-54.
5. Fawcett, T. An introduction to ROC analysis. – Pattern Recognition Letters. 2006. № 8. pp.861-874.
6. Ширман Я.Д., Манжос В.Н. Теория и техника обработки радиолокационной информации на фоне помех. М.: Радио и связь, 1981. 416 с.
7. Kulikov A., Loskutov A., Bezdushniy D. Relay protection and automation algorithms of electrical networks based on simulation and machine learning methods. – Energies. 2022. T. 15. № 18. С. 6525.
8. Qi W., Swift G., McLaren P. Distance protection using an artificial neural network. – Sixth International Conference on Developments in Power System Protection (Conf. Publ. No. 434). Nottingham, UK, 1997. pp. 286-290.
9. Папков Б.В., Куликов А.Л. Элементы теории графов в задачах электроэнергетики: учебное пособие. – Н. Новгород, НИУ РАНХ и ГС, 2019. 176 с.
10. Hutter F., Kotthoff L., Vanschoren J. Automated Machine Learning. Cham, Switzerland: Springer, 2019. 219 p.
11. Guido S., Mueller A. Introduction to Machine Learning with Python. Sebastopol, CA: O'Reilly, 2016. 338 p.

УДК: 621.316

МЕТОД СИНТЕЗА ТОПОЛОГИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК НА ОСНОВЕ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНЫХ ОЦЕНОК НАДЕЖНОСТИ

Назарычев А.Н.^{*}, Устинов Д.А., Бабурин С.В., Пугачев А.А.,
Бабанова И.С.

Аннотация

Рассматриваются и анализируются вопросы, связанные с оценкой влияния показателей качества электроэнергии на показатели надежности системы электроснабжения. Основное внимание уделено ускоренному старению изоляции оборудования в связи с наличием искажений напряжения и тока в питающей сети. Приведены примеры.

Ключевые слова: показатели надежности, показатели качества электроэнергии, старение изоляции.

Введение

Схемы электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса (МСК) характеризуются большим разнообразием. Это обусловлено технологическими особенностями предприятий: территориальной рассредоточенностью, технологическими процессами, удаленностью от централизованной энергосистемы, наличием автономных источников питания и т.д. Но при этом разнообразии предприятия минерально-сырьевого комплекса имеют ряд однотипных особенностей, обусловленный значительной энерговооруженностью, а также тем, что перерыв их электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса. Таким образом, при проектировании системы электроснабжения предприятий МСК необходимо осуществлять с учетом обеспечения требуемых показателей надежности для реализации гарантированного или бесперебойного электроснабжения.

Анализ надежности систем базируется на статистических данных о работе рассматриваемых элементов СЭС: трансформаторов, коммутационных аппаратов, ЛЭП, систем РЗА и т.д. Одной из основных причин отказов электрооборудования является снижение срока службы его изоляции. Одним из факторов, влияющим на развитие постепенных отказов, связанных с ухудшением свойств изоляции, является

^{*}Санкт-Петербургский Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: Nazarychev_AN@pers.spmi.ru; Ustinov_DA@pers.spmi.ru; Baburin_SV@pers.spmi.ru; Babanova_IS@pers.spmi.ru; aap@energan.ru

несоблюдение требуемых показателей качества электроэнергии, искажение формы напряжения и тока в питающей сети, а также наличие их несимметрии. Выполним оценку влияния показателей качества электроэнергии на ускорение развития старения изоляции.

Для этого выполним анализ автоматизированных комплексов моделирования и расчета надежности систем. В настоящее время используются следующие виды программных комплексов: ПК «АРБИТР», ОАО «Специальная инжиниринговая компания Севзапмонтажавтоматика», Россия, Санкт-Петербург [18]; «RISK SPECTRUM», Швеция [8]; PSS SIN-CAL 6.0 Reliability, Германия [9]; «SAPHIRE», США [10]; RELEX (Relax software Corporation), США [11]; Reliability Workbench V10.3.0, Isograph Inc (США), Isograph Ltd (Англия) [12]; MADe, PHM Technology (Австралия) [13]; RAM Commander, Advanced Logistics Developments Ltd (A.L.D.) (Израиль) [14]; Windchill Quality Solutions, PTC (США) [15]; ПК A.L.D. Group, Израиль-США [16]; ПК «АСОНИКА-К», МИЭМ-ASKsoft, Россия [17]; RAM Commander, Advanced Logistics Developments Ltd (A.L.D.) (Израиль) [14].

Перечисленные программные комплексы предназначены для моделирования и расчета показателей надежности, живучести, безопасности, выполнения вероятностного анализа безопасности сложных организационно-технических систем различного назначения.

В большинстве указанных выше комплексах разрабатываемая система вводится в виде графов связности или деревьев событий. Такое представление исследуемой структуры определяет необходимость учета всех вариантов развития возможных событий и может иметь сложности при реализации.

Перечисленные недостатки устранены в общем логико-вероятностном методе (ОЛВМ) [19] и разработанном на его основе программном комплексе автоматизированного структурно-логического моделирования систем (ПК Арбитр).

Проведем анализ показателей надежности СЭС на примере распределительных систем электроснабжения карьера (рис. 1).

Моделирование производилось в ПК АРБИТР. Схема функциональной целостности рассматриваемой системы приведена на рис. 2. Исходные данные для моделирования представлены в табл. 1 [1].

С помощью программного комплекса «Арбитр» получены показатели надежности для следующих элементов: 51 и 54, а также диаграммы положительных вкладов в вероятности безотказной работы этих элементов.

Одной из основных причин отказов электрооборудования является снижение срока службы его изоляции. Факторами, влияющими на развитие постепенных отказов, связанных с ускоренным старением изоляции из-за несоблюдения требуемых показателей качества электроэнергии, искажения формы напряжения и тока в питающей сети, а также наличия их несимметрии.

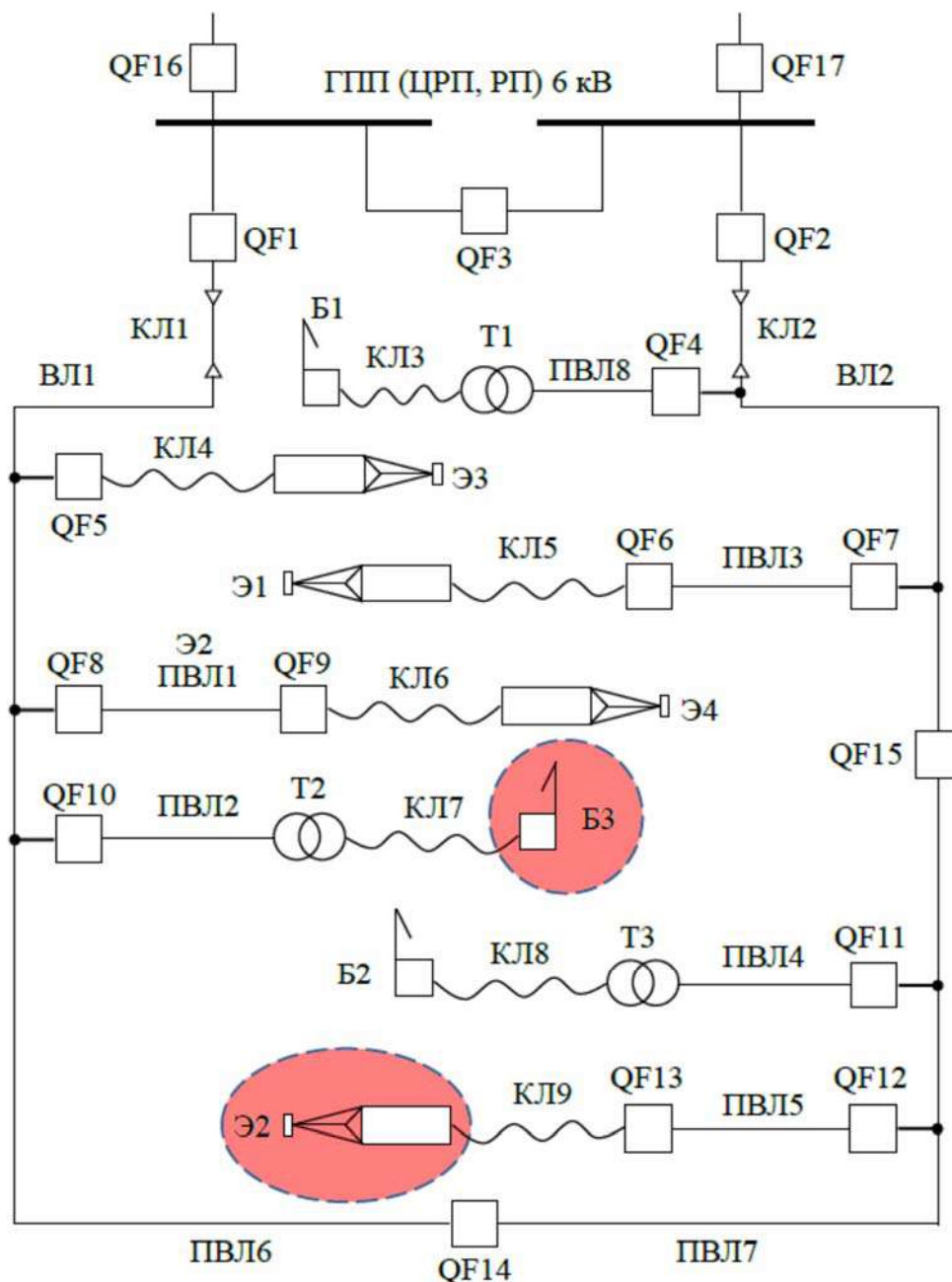


Рис. 1 – Схема внутреннего электроснабжения карьера КЛ1, КЛ 2 кабельная вставка; ВЛ1, ВЛ 2 стационарная воздушная линия; ПВЛ 1-8 передвижная воздушная линия; QF 4, 5, 6, 9, 13 11, 12 приключательный пункт; QF 1, 2 ячейка 6 кВ отходящей от РП линии; QF 7, 8, 12 ячейка 6 кВ отходящей от линии; QF 14, 15 секционные ячейки.

Определим снижение срока службы изоляции электрооборудования: трансформаторов, электроприводов, кабелей. Согласно полученным значениям снижения срока службы произведем корректировку показателей надежности (табл. 1). И оценим влияние искажения формы напряжения и тока в питающей сети, а также наличия их несимметрии на показатели надежности электрооборудования.

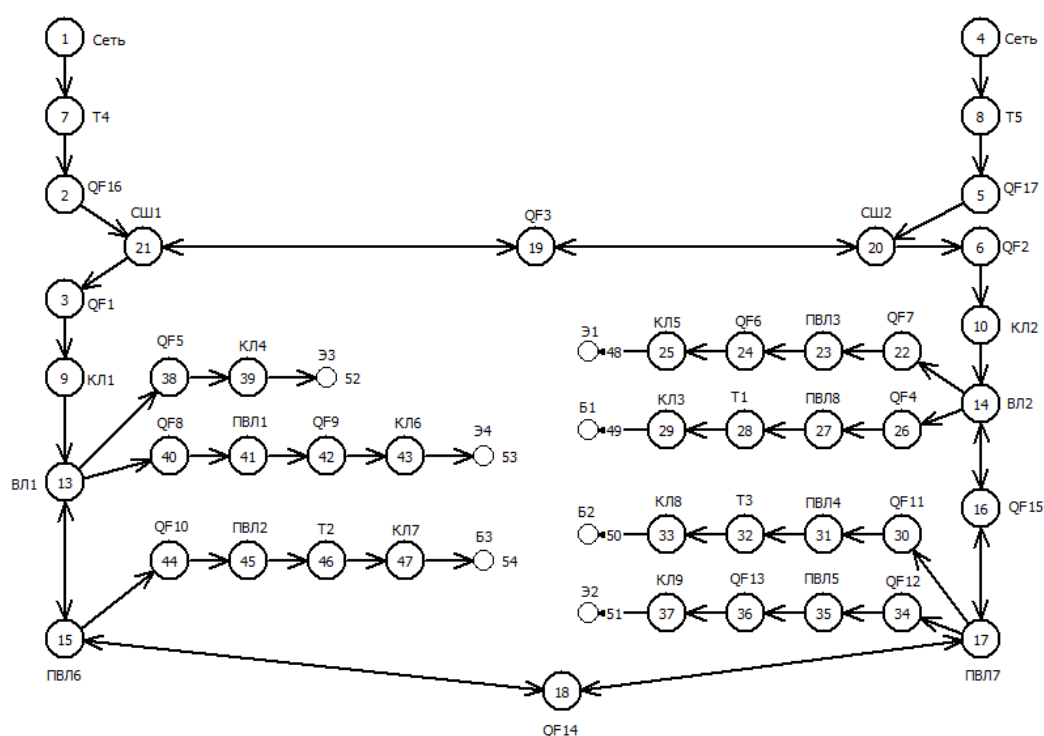


Рис. 2 – Схема функциональной целостности.

Таблица 1. Показатели надежности элементов карьера

№ элемента	Вероятность безотказной работы элемента.	Время безотказной работы элемента Т, год	Среднее время восстановления, ч.	Наименование элемента
1	0,960789	25	10	Сеть
2	0,591201	1,9	1,2	Ячейка ЗРУ вводная, QF16
3	0,591201	1,9	1,2	Ячейка ЗРУ, QF1
4	0,960789	25	10	Сеть
5	0,591201	1,9	1,2	Ячейка ЗРУ вводная, QF17
6	0,591201	1,9	1,2	Ячейка ЗРУ, QF2
7	0,98228	55,5	40	Трансформатор ГПП
8	0,98228	55,5	40	Трансформатор ГПП
9	0,927743	13,33	16	Кабельная линия, КЛ1
10	0,927743	13,33	16	Кабельная линия, КЛ2
13	0,541615	1,63	1,3	Стационарная воздушная линия, ВЛ1
14	0,541615	1,63	1,3	Стационарная воздушная линия, ВЛ2
15	0,042698	0,32	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ6
16	0,127633	0,49	2,2	QF15, секционный
17	0,042698	0,32	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ7
18	0,127633	0,49	2,2	QF14, секционный
19	0,591201	1,9	1,2	QF3
20	0,990050	100	6	Сборные шины 6кВ
21	0,990050	100	6	Сборные шины 6кВ

Продолжение таблицы 1.

22	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF7
23	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛЗ
24	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF6
25	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ5
26	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF4
27	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ8
28	0,235652	0,69	1,88	ПТП 6/0,4 кВ, Т1
29	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ3
30	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF11
31	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ4
32	0,235652	0,69	1,88	ПТП 6/0,4 кВ, Т3
33	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ8
34	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF12
35	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ5
36	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF13
37	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ9
38	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF5
39	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ4
40	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF8
41	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ1
42	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF9
43	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ6
44	0,127633	0,49	2,2	Приключательный пункт, QF10
45	0,349518	0,95	1,44	Передвижная воздушная линия, ПВЛ2
46	0,235652	0,69	1,88	ПТП 6/0,4 кВ, Т2
47	0,090432	0,42	2,46	Кабельная линия, КЛ7
48				Экскаватор
49				Буровой станок
50				Буровой станок
51				Экскаватор
52				Экскаватор
53				Экскаватор
54				Буровой станок

Примечание: показатели надежности экскаватора и бурового станка (позиции 48 – 54) определяются в ходе исследования.

Влияние повышения температуры на срок службы изоляции электрооборудования определим согласно правилу Монтзингера [2]:

$$\ln T = \frac{E_a}{R \cdot \Theta} - G, \quad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная, E_a – энергия активации молекулы, G – постоянная величина, зависящая от структуры и состава вещества, Θ – абсолютная температура, К.

При этом, зная срок службы изоляции при определенной температуре, то можно определить срок службы изоляции при другой температуре:

$$T_2 = T_1 \cdot e^{\left[\frac{E_a}{R} \cdot \left(\frac{1}{\Theta_1} - \frac{1}{\Theta_2} \right) \right]}, \quad (2)$$

Величины, входящие в формулу 1, характеризующие параметры изоляции различных классов показаны в табл. 2 [3].

Таблица 2. Параметры, определяющие срок службы изоляции

Класс изоляции	G	$E_a \cdot 10^4$, Дж/моль	Класс изоляции	G	$E_a \cdot 10^4$, Дж/моль
A	15,3	7,90	F	19,7	10,55
E	15,1	8,19	H	24,2	12,89
B	15,5	8,48	C	21,8	12,89

По указанным формулам определены зависимости срока службы электропроводов в функции температуры для различных классов нагревостойкости изоляции (рис. 3).

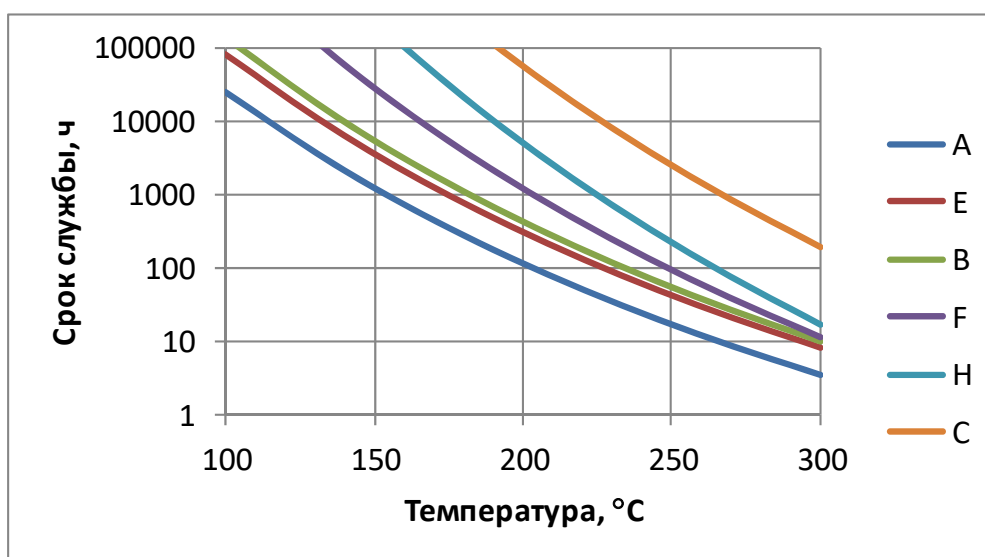


Рис. 3 – Зависимость срока службы электропроводов в функции температуры для различных классов нагревостойкости изоляции.

При этом следует обратить внимание, что приведенные на рис. 3 зависимости учитывают только температуру, поэтому приблизительно характеризуют степень старения изоляции.

Искажения формы напряжения и тока в питающей сети, а также наличия их несимметрии вызывает потери активной мощности и, соответственно, повышенный нагрев обмоток. В [4] приводятся

следующие формулы по определению кратности снижения срока службы из-за несимметрии напряжения и искажения гармонического состава:

Для асинхронных и синхронных двигателей:

$$\gamma = \exp \left[d' \cdot \varepsilon_u^2 + d'' \sum_{v=5}^{\infty} v \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \left(\frac{1}{v\sqrt{v}} \right) \right], \quad (3)$$

ε_u – коэффициент несимметрии напряжения, U_v – действующее значение v -той гармоники, $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение;

- для асинхронных двигателей $d' = 434$, $d'' = 389,2$;
- для явнополюсных синхронных двигателей с успокоительной обмоткой: $d' = 531$, $d'' = 677$;
- для явнополюсных синхронных двигателей без успокоительной обмотки: $d' = 213$, $d'' = 270$.

Для силовых трансформаторов:

$$\gamma = \exp \left[d' \cdot \varepsilon_u^2 + d'' \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1 + 0.05v^2 + \frac{1.7}{\sqrt{v}}}{v\sqrt{v}} \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right], \quad (4)$$

- для трансформаторов 35÷220 кВ $d' = 338$, $d'' = 113$;
- для трансформаторов 6÷10 кВ $d' = 610$, $d'' = 207$.

Для батарей статических конденсаторов:

$$\gamma = \exp \left[d' \cdot \varepsilon_u^2 + d'' \sum_{v=2}^{\infty} v \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right], \quad (5)$$

где $d' = 2,6$, $d'' = 2,6$.

Для силовых кабелей кратность срока службы может быть определена по формуле [5]:

$$\gamma = \exp[\beta \cdot \Delta T], \quad (6)$$

где β - коэффициент старения изоляции, ΔT - дополнительный нагрев изоляции токами высших гармоник.

Согласно [6]:

$$\Delta T = T_{\text{НОМ}} \cdot \sum_{v=2}^n I_{n*}^2 \cdot (0.187 + 0.532\sqrt{v}), \quad (7)$$

где $\tau_{\text{НОМ}} = 3I_{\text{НОМ}}^2 \cdot R_{\text{ж}} \cdot (S_{\text{из}} + S_{\text{зп}} + S_{\text{ос}})$ – превышение температуры, обусловленное потерями в жиле в номинальном режиме, I_{n*} - значение токов высших гармоник, $I_{\text{НОМ}}$ - номинальный ток кабеля, $R_{\text{ж}}$ - сопротивление жилы кабеля, $S_{\text{из}} + S_{\text{зп}} + S_{\text{ос}}$ – тепловые сопротивления изоляции, защитных покровов и окружающей среды (могут быть определены в соответствии с [7]).

Сравнительные результаты

В таблицах 3 и 4 показаны значения сокращения срока службы электрооборудования при заданных относительных значениях величин 5, 7, 11 и 13 гармоник напряжения и тока.

Таблица 3. Значения сокращения срока службы электрооборудования

Относительные значения высших гармоник U_n				Коэффициент искажения U_n	Сокращение срока службы					
5	7	11	13	THD_u	Асинхронный двигатель	Синхронный двигатель	Силовые трансформаторы 35-220 кВ	Цеховые трансформаторы 6÷10 кВ	Цеховые специальные трансформаторы 6÷10 кВ	Батареи статических конденсаторов
0,09	0,07	0,04	0,01	0,12	1,5	2,0	1,5	2,1	1,2	1,3
0,135	0,105	0,06	0,015	0,18	2,5	4,8	2,5	5,4	1,5	1,73
0,18	0,14	0,08	0,02	0,24	5,0	16,5	5,1	20,0	2,1	2,6

Таблица 4. Значения сокращения срока службы кабеля

Относительные значения высших гармоник I_{n*}				Сокращение срока службы кабеля
5	7	11	13	
0,2	0,14	0,09	0,04	2,07
0,31	0,25	0,1	0,05	5,75
0,44	0,31	0,12	0,06	22,32

С помощью программного комплекса «Арбитр» получены показатели надежности для следующих элементов: 51 и 54, а также диаграммы положительных вкладов в вероятности безотказной работы этих элементов. При этом, с учетом полученных данных о снижении срока службы оборудования карьерных распределительных сетей были скорректированы показатели надежности элементов системы, приведенные в таблице 1.

Таблица 5. Показатели надежности электроснабжения бурового станка БЗ №54

Показатель надежности	Было	Стало
коэффициент готовности K_r	0,997823	0,983599
средняя наработка на отказ T_{oc} , час	871	141
среднее время восстановления системы T_v , ч	1,90	2,36
частота отказов W_c , 1/год	10,05	61,93

Таблица 6. Показатели надежности электроснабжения экскаватора Э2 №51

Показатель надежности	Было	Стало
коэффициент готовности K_r	0,997622	0,983734
средняя наработка на отказ T_{oc} , час	822	143
среднее время восстановления системы T_v , ч	1,96072	2,37677
частота отказов W_c , 1/год	10,65	60,94

Заключение

Вопросы, затронутые в настоящей статье, открывают перспективу дальнейшего исследования чрезвычайно важной задачи оценки влияния качества электрической энергии, например, коэффициентов несимметрии напряжения, гармонических составляющих напряжения, на

показатели надёжности работы электрооборудования: коэффициента готовности, вероятности безотказной работы и т.д.

Результаты моделирования с учетом наличия высших гармонических составляющих в карьерных сетях показали, что наработка на отказ для различных потребителей снизилась в 5,7-6,2 раза, коэффициент готовности снизился с 0,997 до 0,983. Это подтверждает необходимость учета дополнительных факторов при оценке надёжности систем электроснабжения.

Литература

1. Е.П. Месяц. Аварийность карьерных распределительных сетей и их элементов // Научно-технический сборник «Горная электромеханика и автоматика», №78, 2007.
2. Котелец Н.Ф., Кузнецов Н.Л. Испытания и надёжность электрических машин: Учеб. Пособие для вузов по спец. «Электромеханика». М.: Высш. Шк., 1988. 232 с.: ил.
3. Мантров М.И. Расчет изоляции электрических машин. М., 1964, 111 с.
4. Шидловский А. К. Повышение качества энергии в электрических сетях / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. Киев: Наук. думка, 1985. 268 с.
5. Тульский В.Н., Карташев И.И., Насыров Р.Р., Симуткин М.Г. Влияние высших гармоник тока на режимы работы кабелей распределительной сети 380 В. Промышленная энергетика, 2013, №5.
6. И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк, Ю.Л. Саенко, Н.А. Нойбергер Электромагнитная совместимость потребителей М.: Машиностроение, 2012. 351 с.
7. ГОСТ Р МЭК 60287-2-1-2009 Тепловое сопротивление. Расчет теплового сопротивления, М. Стандартиформ, 2009.
8. Kumar, Manorma. (2010). RiskSpectrum: Emerging software for Nuclear Power Industry. 10.1109/INREC.2010.5462562.
9. <https://www.siemens.com/us/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-sincal.html>
10. <https://en.wikipedia.org/wiki/SAPHIRE>
11. <https://kit-e.ru/technologies/obzor-programmnyh-kompleksov-po-raschetu-nadezhnosti-slozhnyh-tehnicheskikh-sistem/>
12. <https://www.yumpu.com/en/document/view/37655613/reliability-workbench-v103-technical-specification-isograph>
13. <https://simdikoff.com.au/made/>
14. https://beepitron.com/soft-products/ram_commander/
15. <https://3hti.com/products-2/windchill-quality-solutions/>
16. <https://aldservice.com>
17. <https://legal.hse.ru/mirror/pubs/share/337902097.pdf>
18. Чиркова А.В. Сравнительный анализ программных комплексов для оценки безопасности технических объектов. Вестник Воронежского института ГПС МЧС России 3(12), 2014, 34-38.
19. Б.Н. Абрамович, А.А. Нозик, С.П. Петров, А.В. Струков, И.А. Можаяева, С.В. Бабурин. Надёжность промышленных электротехнических комплексов. СПб.: Наука, 2021, 155 с.

УДК 621.311

МЕТОД СИНТЕЗА И АНАЛИЗА ДЕРЕВЬЕВ ОТКАЗОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЖИВУЧЕСТИ АГРЕГАТОРА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ¹

Коркина Е.С., Колосок И.Н.²

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы применения методов дерева отказов (ДО) и дерева событий (ДС) для анализа и повышения живучести структуры Агрегатора спроса на электроэнергию (Demand Response, DR-Агрегатора). С этой целью применен подход, получивший название *Метода синтеза и анализа деревьев отказов*, комбинирующий ДО и ДС на основе механизма и кинетики нежелательных событий, воздействующих на исследуемый объект. Такой подход позволяет точнее определить наиболее уязвимые компоненты структуры DR-Агрегатора, а также пути повышения защищенности этих компонентов и DR-Агрегатора в целом.

Ключевые слова: живучесть, DR-Агрегатор, дерево отказов, метод синтеза и анализа.

Введение

Актуальной темой исследований на протяжении многих лет является свойство живучести больших систем энергетики и их объектов [1]. Необходимые условия по сохранению живучести системы – это выполнение требований к безотказной работе её компонентов, обеспечению их резервирования или взаимозаменяемости, применение адаптивных алгоритмов информационного взаимодействия, организации защитных мероприятий от нежелательных событий (НС). Предметом обсуждения в статье является Агрегатор управления спросом – это координирующий центр в механизме управления спросом (УС), созданный для объединения не вовлеченных в ОРЭМ субъектов электроэнергетики, имеющих свои собственные избыточные энергоресурсы для продажи их энергосистеме [2-5 и др.]. Каждый из этих субъектов – электростанция, промышленное предприятие, отель, многоквартирный комплекс и др. – в современных условиях перехода к интеллектуальным энергосистемам (ИЭС) представляет собой кибер-

¹ Работа выполнена в рамках научного проекта «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем» АААА-А21-121012190027-4

² Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия;
kolosok@isem.irk.ru, korkina@isem.irk.ru

физическую систему (КФС), сочетающую в себе информационно-управляющую и технологическую составляющие [6].

Рассматривая вопрос о живучести DR-Агрегатора как объединения ряда КФС, необходимо принять во внимание живучесть не только технологической (физической), но и информационно-управляющей (кибер-) подсистемы его участников. Поэтому к НС, рассматриваемым при анализе живучести технической системы – крупные технические сбои, аварийные события и др. – необходимо добавить кибератаки и рассматривать проблему живучести DR-Агрегатора с позиций киберфизической устойчивости этой сложной структуры. В докладе для повышения устойчивости функционирования DR-Агрегатора применяется оригинальный подход [7], комбинирующий ДО и ДС на основе механизма и кинетики НС.

Методы Деревя Отказов и Деревя Событий

Для выявления причинно-следственных связей между событиями используются логико-графические методы ДО и ДС [8]. ДО лежит в основе логико-вероятностной модели причинно-следственных связей отказов системы с отказами ее элементов и другими НС [9]. ДО позволяет выявить все пути, которые приводят к главному событию – аварии на объекте, дает возможность определить минимальное число комбинаций, приводящих к аварии. Метод Деревя событий применяется для анализа последствий от произошедших НС [10].

К недостаткам методов ДО и ДС следует отнести необходимость привлечения знаний и опыта экспертов на некотором этапе анализа, что снижает универсальность методов. Для систематизации и формализации знаний экспертов и повышения устойчивости функционирования DR-Агрегатора в статье применен оригинальный подход, комбинирующий ДО и ДС на основе механизма и кинетики НС [7]. Суть метода, получившего название *Метода синтеза и анализа деревьев отказов*, состоит в наложении нежелательных событий на ветви деревя отказов с учетом степени деградации каждого компонента (от состояния дефекта до полного отказа), а в случае сложной технической системы (СТС) – до состояния ЧС (чрезвычайное событие). Механизм изменения СТС базируется на свойствах (характеристиках) компонентов, кинетика событий заключается в изменении состояния компонентов:

Дефект (Д)->Повреждение (П)->Разрушение (Р)->Отказ (О),

причем эти состояния анализируются для компонентов и технической, и информационной подсистем КФС. Такой подход позволяет точнее определить, какой компонент наиболее уязвим при НС, как повысить защищенность отдельных компонентов и СТС в целом, в нашем случае – DR-Агрегатора.

Дерево отказов DR-Агрегатора. Механизмы повышения живучести DR-Агрегатора

На рис. 1 представлена структура ДО DR-Агрегатора с тремя уровнями: I-й: КФС, состоящая из управляющей, технической и информационной подсистем; II-й: компоненты этих подсистем, III-й: меры повышения отказоустойчивости их компонент.



Рис. 1 – Дерево отказов Живучести DR-Агрегатора (УС – управление спросом, ИТ – информационный технологии, ПО – программное обеспечение, ВТ – вычислительная техника, ЛВА – логико-вероятностный анализ, СЦУ – сетевое управление, КФУ – кибер-физическое управление, ИИ – искусственный интеллект, МО – машинное обучение).

DR-Агрегатор, с позиций КФС, состоит из трех подсистем - технологической, информационно-коммуникационной и управляющей, осуществляющей взаимодействие DR – Агрегатора с СО и АТС в рамках реализации пилотного проекта УС на ЭЭ. Как показано в [11], отказ в работе одной из подсистем КФС может привести к отказу другой подсистемы, к комбинированному аварийному состоянию, и даже к отказу всей структуры.

Для повышения эффективности механизма управления энергопотреблением в [12] предложена *кластерная структура*, элементами которой являются территориально и технологически объединенные потребители ЭЭ, Участники кластеров – потребители ЭЭ представлены как объекты КФС, состоящие из двух подсистем. Отказ в работе одной из подсистем кластера может привести к отказу этого кластера, а не всей структуры DR-Агрегатора. На рис.2 представлена схема ДО кластерной структуры DR-Агрегатора и Активных Потребителей (АП) в формате КФС.

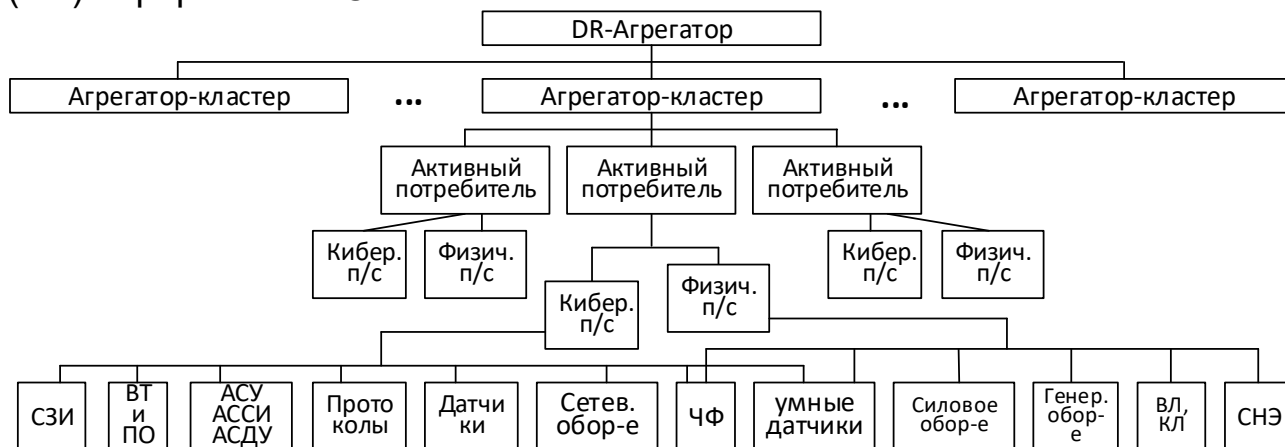


Рис. 2 – Дерево отказов кластерной структуры DR-Агрегатора.

Нижний уровень ДО – компоненты кибернетической и физической подсистем, причем, Человеческий Фактор (ЧФ) и умные датчики входят в обе подсистемы.

Повышению живучести DR-Агрегатора также может способствовать правильно организованная система сетецентрического управления (СЦУ) этой структурой [13]. В отличие от традиционной классической иерархической структуры, присущей любой энергосистеме, при СЦУ на каждом уровне иерархии существуют горизонтальные связи. Элементы, находящиеся на одном уровне, осуществляют информационный обмен каждый с каждым, в результате повышается оперативность принятия решения и надежность функционирования структуры DR-Агрегатора. Все уровни структуры СЦУ являются управляющими и управляемыми (кроме первого) и только самый нижний, технологический уровень, остается полностью управляемым.

Современные умные технологии позволяют и элементам нижнего уровня также быть вовлеченными в реагирование на изменение условий. Такую возможность обеспечивает нижнему уровню *кибер-физическое управление* (КФУ) [14,15]. Реализация КФУ становится возможной благодаря сочетанию КФС и СЦУ, когда участники DR-Агрегатора рассматриваются как кибер-физические системы и могут взаимодействовать непосредственно каждый с каждым.

Метод синтеза и анализа – развитие модели ДО сложной технической системы

Построение ДО для СТС (этапы 1-3 на рис.3) не являются сложной проблемой и могут быть реализованы вычислительными системами, например, [16]. Но формализация причинно-следственной цепи событий, порождающих отказ в структурных элементах (уровень 4 на рис.3), является проблемой, так как выполняется исключительно экспертами.

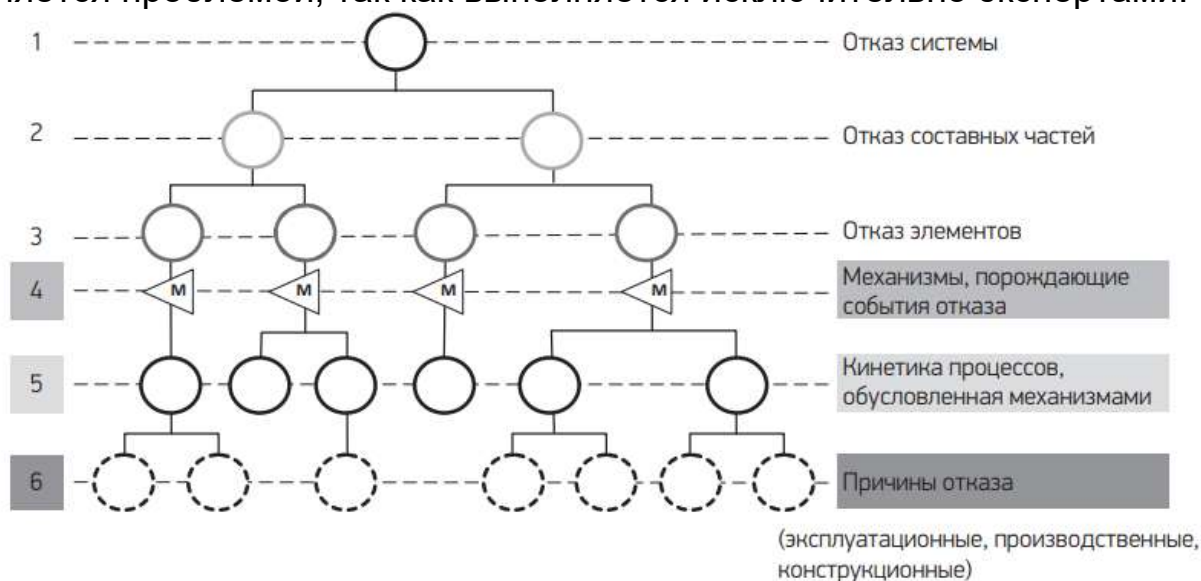


Рис. 3 – Условная схема построения дерева отказов [7].

Для систематизации и единообразного представления знаний экспертов, повышения точности и достижения однозначной интерпретации деревьев отказов в [7] предлагается выполнять построение уровня 4 на основе структурированных знаний о возможных нежелательных/деградационных процессах и событиях, их составляющих.

Особенность Деревя отказов с учетом механизма и кинетики нежелательных событий (ДО МКНС) [7] заключается в проецировании физико-механических явлений на состояние работоспособности системы и объектов. **Механизм НС** заключается в способе представления каждого узла (объект), а именно – в описании его свойств (качеств) и перечислении воздействующих на него факторов. **Кинетика НС** (развитие процесса деградации) характеризуется последовательностью событий, постепенно приводящих к отказу. **Событие** (срабатывание фактора воздействия) на уязвимость места свойства объекта (на его дефект) является условием запуска механизма НС.

Назначение матрицы состояний для ДО МКНС. Традиционное ДО показывает взаимосвязь последовательных уровней иерархии – объект, компоненты, субкомпоненты с помощью логических операторов И и ИЛИ. Такая структура прозрачна, так как проверить её правильность можно по технической документации о комплектации объекта (системы).

ДО МКНС содержит не только комплектацию, но и события, приводящие к отказу. Чтобы чётко описать ДО МКНС объекта, предварительно нужно составить подробную матрицу состояний объекта от Дефекта до Отказа. На этом предварительном этапе отсеиваются события, не относящиеся к технической природе отказов, например, явление ЧФ. В [7] на примере механической системы (МС) (рис. 4, а) представлены последовательные шаги, ведущие к отказу всей МС:

- Под воздействием некоего события начинается проявление скрытых дефектов детали (Д), приводящее к её повреждению; на этом этапе другое событие способствует разрушению поврежденной детали; вслед за этим разрушенная деталь становится неработоспособной (состояние: отказ Д).
- Отказ Д приводит к повреждению сборочной единицы (СЕ), потом разрушению и, наконец, к отказу СЕ.
- Отказ СЕ через стадии повреждения и разрушения приводит к отказу МС.

На рис.4, б составлена такая матрица состояний для кластерной структуры DR-Агрегатора.

Причинно-следственные связи формирования физико-механических событий, обуславливающих отказы, используемые для анализа и синтеза дерева отказов, представлены в виде правил, являющихся одним из способов представления знаний в искусственном интеллекте. Для возможности отображения в ДО информации, показывающей механизм процесса, в [7] введено расширение представления общепринятых

графических символов для построения ДО специальным символом М, обозначающим механизм процесса.



Рис. 4 – Матрица переходов состояний: а – механической системы (MC) [7]; б - кластерной структуре DR-Агрегатора (Кластер – единица управления DR-A, АП – активный потребитель, МЭ – межсетевой экран).

Применение ДО МКС к повышению живучести DR-Агрегатора

Следующий шаг, направленный на повышение живучести DR-Агрегатора – составить ДО МКС, добавив к обычному ДО слой Событий, порождающих отказ, и слой факторов воздействий на те или иные уязвимости, имеющиеся в каждом уровне ДО. В соответствии с обозначением в традиционных деревьях отказов рассматриваются следующие уровни (рис.5):

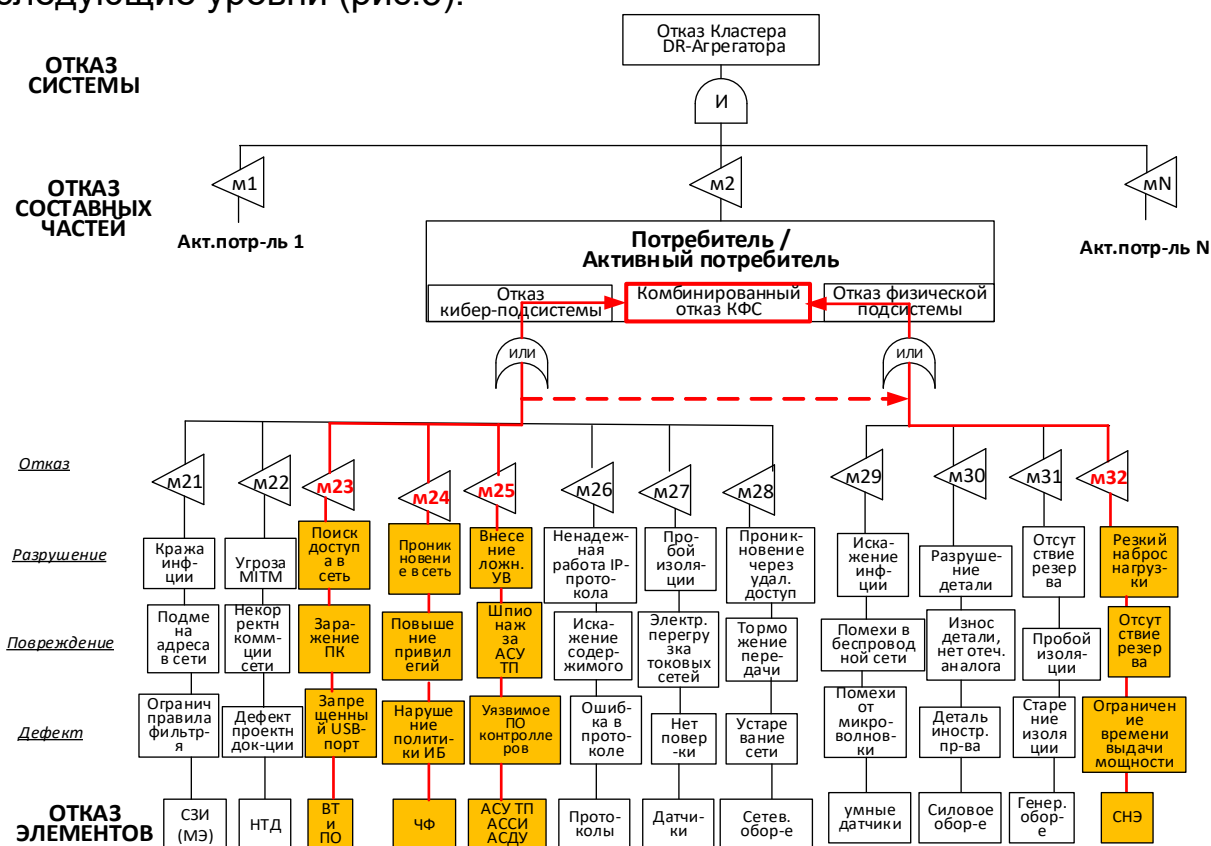


Рис. 5 – Дерево отказов МКС Активного потребителя.

I-й: уровень системы – Кластер DR-Агрегатора.

II-й: Базовый компонент: Активный потребитель как КФС (кибер- п/с и физическая п/с).

III -й: Элемент: СЗИ (средства защиты информации), НТД (нормативно-техническая документация), ВТ/ПО (выч.техника/прогр.обеспечение), АСУ ТП / АССИ / АСДУ (автоматизированные системы управления технологическим процессом/ синхронизированных измерений / диспетчерского управления), Протокол, Датчик, Сетевое оборудование, умный датчик, силовое оборудование, генератор, СНЭ (системы накопления энергии).

Три промежуточных уровня между уровнями Базовый компонент и Элемент – это специфические уровни состояний

Дефект (Д)->Повреждение (П)->Разрушение (Р).

На рис. 5 сформировано ДО с отказами и в информационной, и в физической подсистемах:

В инф.п/с – 1) ветвь ВТ и ПО - произошла запись вирусного ПО на USB-флеш-карту (*дефект*), затем заражение компьютера и поиск злоумышленником возможности попасть в локальную сеть энергообъекта. 2) ветвь ЧФ - Работник энергообъекта нарушил строгие правила доступа в сеть, повысил уровень привилегий и вирус злоумышленника проник в сеть. 3) ветвь АСУ ТП – через ПО АСУ ТП вирус попал на управляющие контроллеры, из-за чего стал возможен шпионаж за процессами в АСУ ТП, формирование ложных УВ на вход контроллеров.

В физ.п/с – Активный потребитель использует СНЭ небольшой ёмкости некачественной сборки, резерва СНЭ нет. Выдача объемов мощности ограничена во времени, при этом произошло изменение режима с резким набросом нагрузки. СНЭ вышла в состояние отказа, активный потребитель не может выполнить обязательства, взятые на себя перед DR-Агрегатором-кластером. Произошедшие одновременно отказы в обеих подсистемах интерпретируются как комбинированный отказ.

Аналогично описываются все механизмы нежелательных событий на основе экспертного анализа цепочек всех событий, приводящих к отказу. Построение такого дерева позволяет сделать выводы о первопричинах отказов – скрытых дефектах, имеющихся в каждом компоненте и неожиданно проявляющихся при некотором “триггерном” нежелательном событии или комбинации нескольких событий.

В теории надежности технических систем существуют нормы и статистические данные, позволяющие определить техническое состояние объекта или его детали в течение их жизненного цикла. Кибер-физическая система – это новый виток развития сложных технических систем, функционирующих под управлением быстро меняющейся информационной среды. Говорить о нормах, статистике в отношении КФС пока рано. Но использовать экспертный опыт и искоренять малейшие

дефекты в компонентах и элементах КФС необходимо уже сейчас, закладывая основы надёжной работы КФС.

Заключение

Живучесть DR-Агрегатора – это новая актуальная задача, к решению которой авторы обратились, накопив некоторый опыт изучения структуры Агрегатора управления спросом. В условиях «цифровизации» энергетики DR-Агрегатор и АП, входящие в его структуру, приобретают свойства КФС, состоящих из технологической и информационно-коммуникационной подсистем, поэтому при анализе живучести DR-Агрегатора необходимо учитывать не только технические отказы, но и аварийные состояния в информационно-коммуникационной подсистеме и рассматривать проблему живучести DR-Агрегатора с позиций киберфизической устойчивости этой сложной структуры.

Как было показано ранее в работах авторов, повышению живучести DR-Агрегатора способствуют рационально сформированная кластерная структура DR-Агрегатора, оптимально спроектированная сетевая система управления этой структурой, система мер по восстановлению функционирования DR-Агрегатора в условиях негативных воздействий.

В данной статье для дальнейшего повышения живучести DR-Агрегатора исследована возможность применения *Метода синтеза и анализа деревьев отказов*, который состоит в наложении нежелательных событий на ветви дерева отказов с учетом степени деградации каждого компонента от состояния дефекта до полного отказа. Эти состояния анализируются как для компонентов технологической, так и информационной подсистем.

Рассмотренная методика была использована для построения модифицированного дерева отказов кластера DR-Агрегатора. Это позволило формализовать знания экспертов о причинно-следственных связях событий, приводящих к отказу кластера, причинах и механизмах их возникновения, выявить скрытые дефекты в компонентах структуры кластера, существенно снижающие его живучесть и живучесть DR-Агрегатора в целом.

Литература

1. Воропай Н.И. Живучесть электроэнергетических систем: методические основы и методы исследования // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1991, 6, с. 52-59.
2. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/publication/EnergyNet_2019.pdf
3. Кулешов М.А. Пилотный проект по созданию агрегаторов управления спросом 2019-2020. https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/publication/EnergyNet_2019.pdf

ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/present/2019/present_041219_kuleshov.pdf.

4. Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/docs/dr_aggregator_concept.pdf
5. Бык Ф.Л., Мышкина Л.С. Агрегатор – элемент цифровой трансформации региональной сети // «Методические вопросы исследования надежности БСЭ. Проблемы надежности систем энергетики». Вып. 70. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. Т.3. / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. с. 144-152.
6. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем // Энергетическая политика. 2018, 5, с. 53-61.
7. Берман А.Ф., Павлов Н.Ю., Николайчук О.А. Метод синтеза и анализа деревьев отказов на основе понятий механизма и кинетики событий // Проблемы анализа риска, 2018, 15(3), с. 62-77.
8. Гук Ю.Б. Расчет надежности электроэнергетических установок / Ю.Б. Гук. Л.: Энергоатомиздат, 1988. 224 с.
9. Рябинин И.А. О связи математической логики с теорией вероятностей // Ученые записки РГГМУ. СПб. 2008, 6, с.170 – 176.
10. Надежность технических систем и техногенный риск. Дерево событий. <http://www.obzh.ru/nad/6-9.html>
11. Дьяков А.Ф., Стенников В.А., Сендеров С.М. и др. Надежность систем энергетики: проблемы, модели и методы их решения // Новосибирск: Наука, 2014. 284 с
12. Колосок И.Н., Коркина Е.С. Отбор активных потребителей в структуру агрегатора спроса аналитическими методами. Журнал Электроэнергия. Передача и распределение. 3(66), 2021. С. 22-28.
13. Колосок И.Н., Коркина Е.С. Применение принципа сетецентрического управления к структуре Агрегатора спроса на электроэнергию //Промышленная энергетика, 2020, №12, с. 2-8.
14. Кудж С.А., Цветков В. Я. Сетецентрическое управление и киберфизические системы //Образовательные ресурсы и технологии, 2017, №2 (19) с. 86-92.
15. I. Kolosok, E. Korkina. Applying the principles of cyber-physical management to Demand Response Aggregator structure // IFAC Papers OnLine, Volume 50, Issue 9, 2022, Pages 198-203.
16. Можаяев А.С., Гладкова И.А. Программный комплекс автоматизированного структурно-логического моделирования сложных систем (ПК АСМ 2001). Св-во № 2003611099 М.: Роспатент РФ, 12 мая 2003 г.

УДК 621.316.3

ОЦЕНКА ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЧАСТОТЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Ванин* А.С., Габдушев Д.М., Тульский В.Н.

Аннотация

Рассматриваются нормативные требования к показателям надёжности распределительных электрических сетей. Выполнен анализ динамики показателей надёжности территориальных сетевых организаций (ТСО) и их структуры. Предложены критерии определения допустимого количества отключений электросетевого оборудования для расчета допустимой частоты отключений. Выполнен расчет допустимых значений показателей надёжности для отдельной ТСО.

Ключевые слова: надёжность оборудования, распределительные электрические сети; показатели надёжности; нормирование.

Введение

Для распределительных электрических сетей характерно большое разнообразие в части охватываемых территорий, структуры сети, состава потребителей, протяженности и других характеристик. В связи с этим, для распределительных сетей невозможно формирование единых нормативных требований к уровню надёжности передачи электроэнергии. Как в России, так и в большинстве других стран мира, плановые значения показателей надёжности устанавливаются для каждой сетевой организации отдельно. В качестве нормируемых показателей надёжности используются индексы SAIDI, SAIFI.

В России порядок определения плановых значений показателей надёжности определяется приказом Министерства энергетики РФ от 29.11.2016 г. № 1256 [1]. Для этой цели используются базовые значения показателей надёжности, рассчитанные для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и условия деятельности. Базовые значения показателей надёжности приведены в приказе Минэнерго России от 18.10.2017 N 976 [2]. Ежегодные плановые значения показателей надёжности определяется на основе темпа улучшения показателей надёжности, который определяется таким образом, чтобы за период долгосрочного регулирования (5 лет) сетевая организация достигла базовых показателей. Для сетевых организаций, чей уровень надёжности лучше, чем базовый, применяется минимальный темп улучшения показателей надёжности, равный 1,5% в год. Плановые

* Московский энергетический институт, г. Москва, Россия, e-mail: vaninas@mpei.ru

показатели надёжности считаются достигнутыми, если фактические значения показателей надёжности за расчетный период не превышают их более, чем на 30%. От выполнения нормативов по надёжности напрямую зависят устанавливаемые тарифы и прибыль компании [3].

Анализ показателей надёжности ТСО на примере ПАО «Россети Московский регион»

На рисунке 1 показаны плановые показатели надёжности для ПАО «Россети Московский регион» по г. Москве и Московской области для двух долгосрочных периодов регулирования с указанием диапазонов их достижения [4-7]. Также приведены фактические показатели за первый долгосрочный период регулирования.

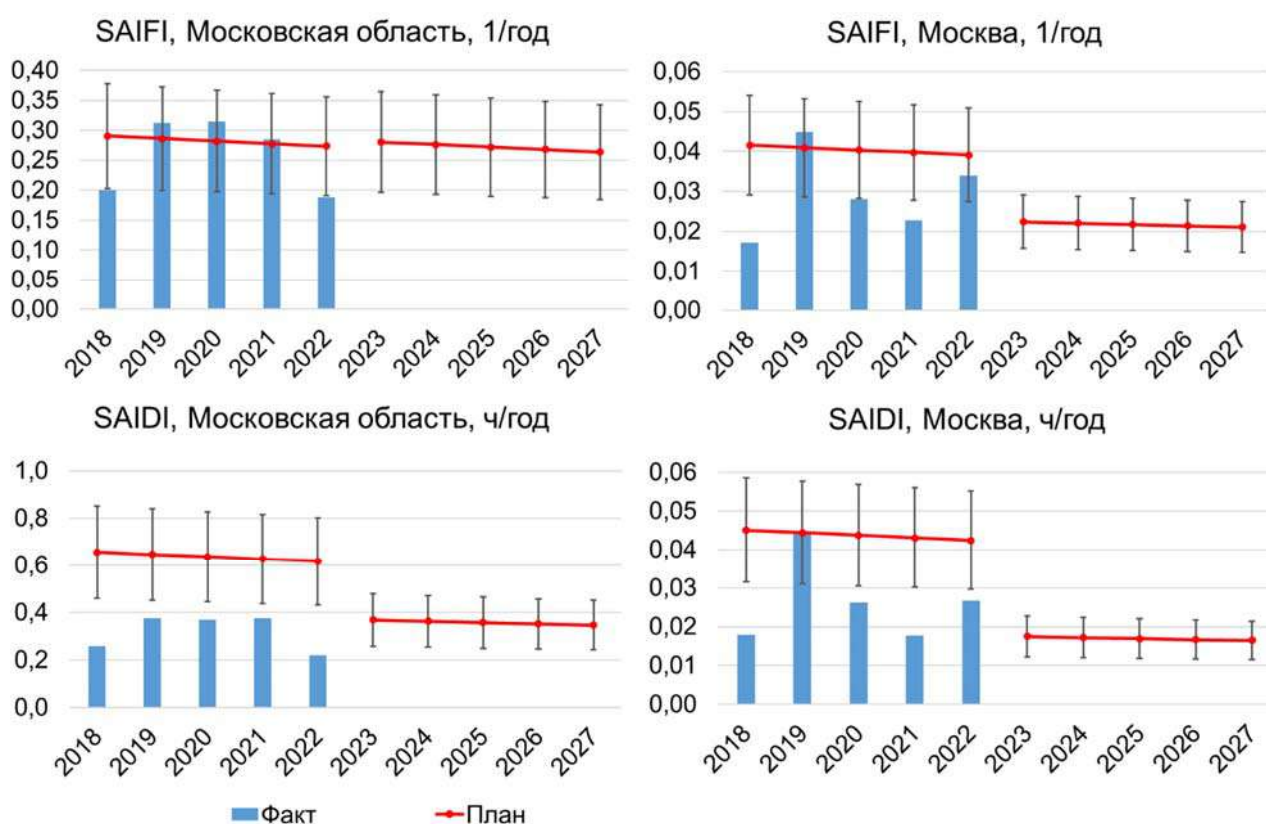


Рис. 1 – Фактические показатели надёжности ПАО «Россети Московский регион» для 2018-2022 гг. и плановые показатели для 2018-2022 и 2023-2027 гг.

Из рисунка 1 видно, что в соответствии с текущими нормативными требованиями, плановые показатели надёжности ежегодно снижаются. В настоящее время отсутствуют нормативно закреплённые пределы снижения плановых показателей. Очевидно, что снижение показателей надёжности до нуля экономически нецелесообразно и технически неосуществимо. Из этого следует, что существует допустимый уровень надёжности, при достижении которого необходимо дальнейшее его поддержание без требований к улучшению.

Уровень надёжности оказываемых услуг ТСО зависит от структуры, состава сети и надёжности оборудования. Структура распределительной

сети определяется потребителями услуг сетевой организации, их категорией надёжности и местом расположения. Структура сети при длительной эксплуатации, как правило, является уже устоявшейся, а следовательно, показатели надёжности напрямую определяются надёжностью оборудования данной сети.

Поскольку показатели надёжности Π_{saifi} , Π_{saidi} имеют аддитивный характер, их можно представить в виде суммы составляющих от технологических нарушений различных групп оборудования по отдельным причинам:

$$\Pi_{saifi} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \Pi_{saifi\ ij}; \quad \Pi_{saidi} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \Pi_{saidi\ ij}, \quad (1)$$

где I – множество типов оборудования, J – множество причин отключений

На рисунке 2 приведено распределение вкладов различных типов оборудования в показатели надёжности ПАО «Россети Московский регион». На рисунке 3 показаны вклады от различных организационных причин отключений.

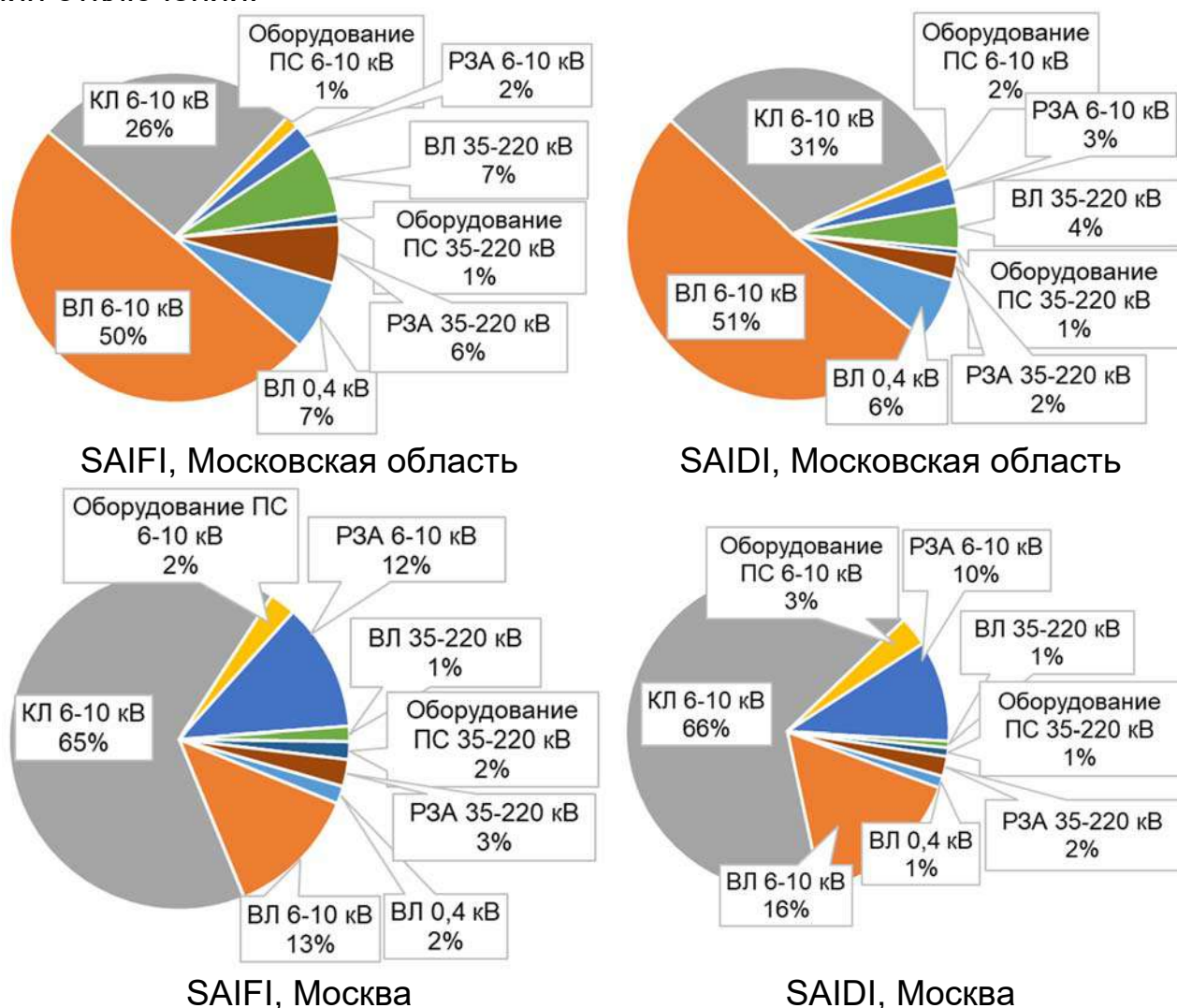


Рис. 2 – Распределение вклада оборудования в показатели надёжности ПАО «Россети Московский регион».



Рис. 3 – Распределение вклада организационных причин отключений в показатели надежности ПАО «Россети Московский регион».

Наиболее значимый вклад в показатели надежности вносят отключения воздушных и кабельных линий электропередачи по причинам неудовлетворительного технического состояния, несвоевременного выявления дефектов и несвоевременной вырубке древесно-кустарниковой растительности (ДКР).

Критерии определения допустимой частоты отключений оборудования

Выборка учитываемых отключений должна формироваться исходя из конечной задачи определения допустимых показателей надежности распределительной сети. Таким образом, для определения допустимой частоты отключений оборудования должны использоваться технологические нарушения, учитываемые при определении показателей надежности в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 [1].

Также не учитываются неустойчивые отключения, устраняемые успешным действием АПВ и неотложные отключения электросетевых объектов, не сопровождаемые нарушением электроснабжения потребителей.

Отключения, связанные с ошибками персонала, а также несоблюде-

нием сроков и объемов технического обслуживания и ремонтов не учитываются при расчете допустимых отключений.

При расчете частоты допустимых отключений не учитываются линии электропередачи, на которых отключения происходят систематически. Исключаются ВЛ, для которых количество отключений за год по причине технического состояния или состояния трассы более 3 [8]. Исключаются ВЛ, для которых количество отключений за год по причине воздействия одного метеорологического явления или иного внешнего фактора более 3 [9]. Исключаются КЛ на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год [10].

Исключаются КЛ, отключения которых вызванные нарушением требований к прокладке кабелей: нарушение требований к глубине прокладки кабелей, засыпка траншеи грунтом с крупными элементами строительного мусора [11].

Для оставшихся отключений по причинам внешних факторов в качестве допустимого количества отключений принимается среднегодовое значение.

Для отключений по причине технического состояния или состояния трассы (для ВЛ) проверяется соблюдение объема и периодичности технического обслуживания.

Большинство отключений ВЛ связано с невыявленными дефектами в виде провиса проводов, повреждения или загрязнения изоляторов, нагрева и ослабления контактных соединений. Такие дефекты могут появляться в межремонтный период, поэтому при соблюдении периодичности осмотров ВЛ, отключения классифицируются как допустимые. Нормативная периодичность осмотров – не реже 1 раза в год [8].

Отключения ВЛ по причине падения веток и деревьев как правило связаны с невыявлением угрожающих падением деревьев за пределами трассы, поэтому для них также проверяется периодичность осмотров. Отключения по причине несвоевременной вырубki ДКР в пределах трассы ВЛ следует классифицировать как недопустимые, поскольку рост растительности под ВЛ является наблюдаемым и контролируемым.

Для отключений, связанных с износом отдельных частей ВЛ проверяется периодичность капитальных ремонтов, которая составляет 12 лет для ВЛ на железобетонных, металлических и композитных опорах и 6 лет для ВЛ на деревянных опорах [12].

Для КЛ напряжением 6-20 кВ основным видом ТО является испытание изоляции повышенным напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц [10]. Периодичность испытаний составляет 1 раз в 5 лет для КЛ с БПИ и 1 раз в 9 лет для КЛ с изоляцией из СПЭ.

Для КЛ напряжением 35-220 кВ проводятся испытания оболочки кабелей повышенным выпрямленным напряжением и тепловизионный контроль с периодичностью раз в 3 года [10].

Отказы выключателей чаще всего связаны с дефектами привода (разрегулировка, деформация, заклинивание) и дефектами изоляторов

(микротрещины, сколы, загрязнение). В соответствии с [13] испытания выключателей проводятся не реже 1 раза в 5 лет.

Значимым фактором отключения оборудования ТП/РП является нарушение герметичности кровли помещения с последующим попаданием влаги. Для оборудования, расположенного на ТП/РП выполняется проверка периодичности осмотров ТП/РП, которая должна быть не менее 1 раза в 6 месяцев [10].

Для силовых трансформаторов требования к безаварийности задаются нормативно в виде установленной наработки на отказ T_y . Допустимая частота отключений по причине технического состояния определяется на основе установленной наработки на отказ.

В современных стандартах [14, 15] вероятность безотказной работы в рамках установленной наработки на отказ γ для трансформаторов не задана в явном виде. В [16] указано требование: вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч – не менее 0,995. Этой вероятности соответствует вероятность безотказной работы в течение установленной наработки на отказ 25000 ч – не менее 0,985.

Для экспоненциального закона распределения наработок справедливо выражение для допустимой частоты отказов:

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{-\ln(\gamma)}{T_y / 8760}. \quad (2)$$

Тогда для масляных трансформаторов с установленной наработкой на отказ не менее 25000 часов допустимая частота отключений будет 0,005 1/год; для сухих трансформаторов с установленной наработкой на отказ не менее 43800 часов допустимая частота отключений будет 0,003 1/год.

При расчете допустимого количества отключений не учитываются неправильные срабатывания РЗА, связанные с недостатками и ошибками эксплуатации. Для остальных случаев выполняется проверка соблюдения периодичности выполнения ТО в соответствии с [17]: профилактическое восстановление или профилактический контроль, технический контроль, опробование – 1 раз в 4 года; технический осмотр – 1 раз в 8 месяцев; тестовый контроль – 1 раз в 12 месяцев.

Для отключений оборудования по причине дефектов изготовления и монтажа проверяется гарантийный срок на оборудования и электромонтажные работы. Отключение классифицируется как допустимое, если срок эксплуатации превышает гарантийный срок.

Оценка допустимых значений показателей надежности

Допустимые значения показателей надежности ТСО можно определить на основе ретроспективных значений через отношение допустимой и фактической частоты отключения для каждой группы оборудования и причин:

$$P_{saifi\ доп} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \frac{\omega_{доп\ ij}}{\omega_{ij}} P_{saifi\ ij}; P_{saidi\ доп} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \frac{\omega_{доп\ ij}}{\omega_{ij}} P_{saidi\ ij} \quad (3)$$

На основе предложенных критериев были определены допустимые частоты отключений для оборудования ПАО «Россети Московский регион».

Были определены средние за период 2019 – 2021 гг. значения показателей надёжности P_{saifi} , P_{saidi} для каждой группы оборудования и рассчитаны допустимые значения. Итоговые значения фактических и допустимых показателей надёжности P_{saifi} , P_{saidi} для Москвы и Московской области приведены на рисунке 4. Для большей части оборудования допустимая частота отключений незначительно меньше фактического значения. Допустимые значения показателей P_{saifi} , P_{saidi} также незначительно меньше фактических. Для Московского региона практически отсутствует потенциал снижения частоты отключений электросетевых объектов. В связи с этим, плановые показатели надёжности для Москвы и Московской области целесообразно закрепить на текущем уровне.

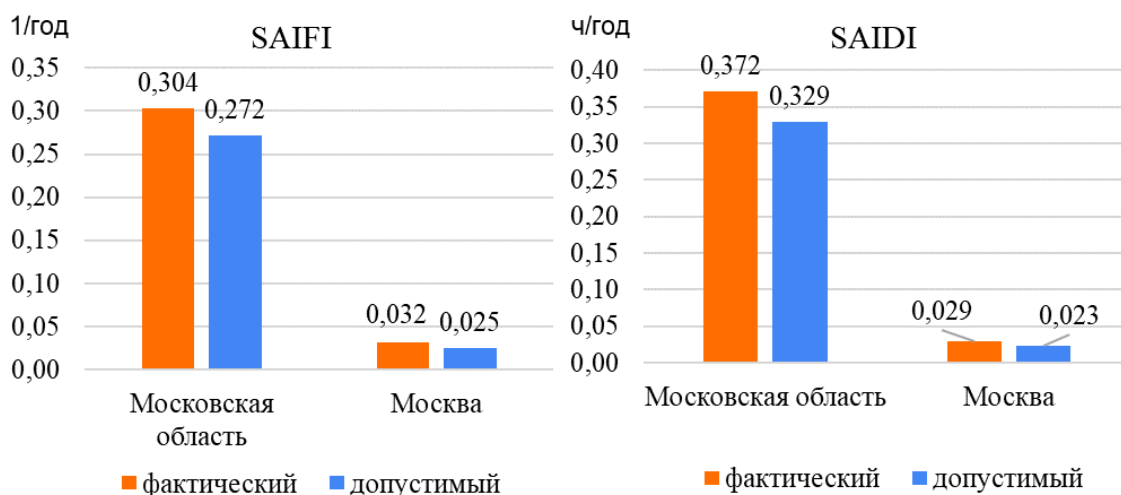


Рис. 4 – Фактические и допустимые показатели надёжности P_{saifi} , P_{saidi} для Москвы и Московской области.

Заключение

Показано, что на текущий момент для ТСО существует нормативное требование ежегодно повышать уровень надёжности, при этом, предельный уровень улучшения не установлен. На основе актуальных требований к эксплуатации электросетевого оборудования составлены критерии определения допустимой частоты отключений. На примере ПАО «Россети Московский регион» рассчитаны допустимые значения показателей надёжности.

Литература

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. N 1256 "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" (с изменениями и дополнениями)
2. Приказ Минэнерго России от 18.10.2017 № 976 «Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов».
3. Приказ Федеральной службы по тарифам от 26 октября 2010 г. N 254-э/1 "Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг"
4. Приказ Департамента экономической политики и развития города Москвы от 26.12.2017 № 486-ТР «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям города Москвы на 2018 год».
5. Распоряжение Комитета по ценам и тарифам Московской области от 20.12.2017 № 326-Р «Об установлении долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций на 2018-2022 годы»
6. Приказ Департамента экономической политики и развития г. Москвы от 28.11.2022 N 466-ТР "Об установлении на 2023-2027 годы долгосрочных параметров регулирования и необходимой валовой выручки для публичного акционерного общества "Россети Московский регион", в отношении которого устанавливаются тарифы на услуги по передаче электрической энергии"
7. Распоряжение Мособлкомцен от 25.11.2022 N 221-Р "Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов ПАО "Россети Московский регион" с территориальными сетевыми организациями на территории Московской области".
8. СТО 34.01-24-002-2021 «Организация технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого хозяйства».

9. Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548".

10. СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

11. СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию.

12. Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548"

13. ГОСТ Р 52565-2006 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия"

14. ГОСТ Р 52719 – 2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

15. СТО 56947007-29.180.01.206-2015 Трансформаторы сухие на напряжение 6-35 кВ. Типовые технические требования

16. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия

17. СТО 34.01-4.1-005-2017 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса»

УДК 621.311

О ПРИМЕНЕНИИ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ СРАВНЕНИИ ВАРИАНТОВ

Сулыненков¹ И.Н.

Аннотация

В работе дано краткое описание алгоритма усовершенствованной методики, предназначенной для расчета надежности схем распределительных устройств. Представлен пример расчета численных значений матриц при выполнении преобразований в соответствии с методикой и расчета технико-экономических показателей. Показан подход сопоставления схем в задачах технико-экономического сравнения вариантов. Проанализированы результаты.

Ключевые слова: распределительное устройство, методика расчета, сравнение схем.

Введение

Надежность электрических станций и подстанций в значительной степени определяется надежностью распределительных устройств (РУ). При проектировании число возможных вариантов схем РУ зависит от класса напряжения, количества присоединений, роли подстанции в энергосистеме, ответственности и категоричности подключенных потребителей, и может составлять от двух до восьми. В каждом из вариантов схем возможны различные подварианты, отличающиеся друг от друга различным распределением присоединений по узлам подключения к схеме РУ. Таким образом, общее количество вариантов схем РУ может составлять от 20 до 30. Расчет такого количества вариаций схем возможен только за счет выполнения вычислений с использованием специализированного программного обеспечения. Существующие методы расчета надежности схем либо не формализованы для реализации на ЭВМ, либо предложенные методики не в полной мере реализуют ручной метод расчета. В связи с этим требуется разработка новых методик расчета схемной надежности предложенным выше подходом.

Второй сложно разрешимой задачей при технико-экономическом сравнении схем РУ является задача перехода от рассчитанных показателей надежности к показателям экономичности. При сравнении вариантов схем производится расчет ущерба от низкой надежности. При этом используют удельные показатели, например, удельный ущерб, величины которых могут отличаться на порядок. Решение данной задачи возможно

¹ Ивановский государственный энергетический университет им. В.И.Ленина, Иваново, Россия, sulynenkov@mail.ru

за счет проведения многовариантных расчетов при различных значениях удельных показателей издержек от низкой надежности, рассматриваемой схемы. Подобная задача также может решаться только за счет программного расчета схемной надежности.

В работе [1] показан подход для расчета надежности схем РУ на основе матричных методов. Созданный по предлагаемой методике программный продукт не потребует высокой квалификации пользователя. При расчете надежности схем предлагаемым методом оператор задает топологию схемы и ее начальное оперативное состояние через графическую оболочку программы в виде условных графических обозначений. Метод расчета при этом закладывается в алгоритм работы самой программы.

Методика расчета надежности схем РУ подробно изложена в [1]. В работе [1] также отмечается, что методика имеет ряд ограничений, главное из которых – методика не пригодна к применению для схем с ремонтными цепями и перемычками. При этом в классе напряжений 110-220 кВ такие схемы используются достаточно часто, поэтому это ограничение является существенным. В настоящей работе представлена усовершенствованная методика, позволяющая проводить расчеты для всего спектра типовых схем РУ.

Алгоритм расчета по усовершенствованной методике состоит из пяти этапов:

1. Вычерчивание исходной схемы в программе.
2. Программное формирование исходных матриц.
3. Выполнение расчета надежности схемы РУ в нормальном режиме, в ремонтных режимах, в аварийных режимах и в аварийно-ремонтных режимах.
4. Расчет технико-экономических показателей.

На первом этапе производится вычерчивание исходной схемы РУ и формирование узлов коммутации [1].

На втором этапе в дополнение к двум исходным матрицам, применяемых в методике [1], – квадратной матрицы смежности узлов коммутации S и матрицы-строки связи узлов коммутации и выключателей Q , формируется исходная матрица оперативной смежности узлов коммутации SC и исходная оперативная матрица связи узлов коммутации и выключателей QC . Механизм формирования матриц S и Q изложен в [1]. Элемент исходной матрицы оперативной смежности узлов коммутации SC_{ij} равен нулю, кроме случаев, когда узел коммутации i соединен с узлом коммутации j и коммутационные аппараты между узлами включены. В таких случаях данный элемент равен единице. Элемент исходной оперативной матрицы связи узлов коммутации и выключателей QS_i равен единице, если в узле коммутации i есть выключатель и он находится во включенном положении в нормальной схеме, и равен нулю – в противном случае.

На третьем этапе производится расчет надежности схемы отдельной

в каждом из режимов: схемы в нормальном режиме, в ремонтных режимах, в аварийных режимах и в аварийно-ремонтных режимах. Алгоритм расчета по методике [1] и усовершенствованной методике в нормальном режиме представлен в табл.1, в аварийном режиме – в табл.2.

Таблица 1. Алгоритмы расчета надежности схем РУ по методикам

Алгоритм методики [1]	Алгоритм усовершенствованной методики
1. $AN' = S \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AN) < > 0$ ВЫВОД С	1. $AN' = SC \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AN) < > 0$ ВЫВОД С

Примечания к табл. 1: AN' – предварительная промежуточная матрица связи узлов коммутации после N шагов вычислений; $A(N-1)$ – промежуточная матрица связанности узлов коммутации после $N-1$ шагов вычислений; CN – промежуточная матрица связанности узлов коммутации после N шагов вычислений; $C(N-1)$ – промежуточная матрица связанности узлов коммутации после $N-1$ шагов вычислений.

Таблица 2. Алгоритмы расчета надежности схем РУ по методикам в аварийном режиме

Алгоритм методики [1]	Алгоритм усовершенствованной методики
1 ЭТАП РАСЧЕТА 1. $AN' = S \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ 4. $AQN_{ij} = AN_{ij} \times (AN_{ij} - Q_j)$, 5. $DN_i = D(N-1)_i + AN_{pi}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AQN_p) < > 0$ 2-й ЭТАП РАСЧЕТА $A0_{ij} = S_{ij} \times (1 - DN_i)$ 1. $AN' = S \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ РАСЧЕТ ПОКА ПОКА $SUM(AN) < > 0$	1 ЭТАП РАСЧЕТА 1. $AN' = SC \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ 4. $AQN_{ij} = AN_{ij} \times (AN_{ij} - QC_j)$, 5. $DN_i = D(N-1)_i + AN_{pi}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AQN_p) < > 0$ 2 ЭТАП РАСЧЕТА 1. $AN' = S \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ 4. $CQN_{ij} = AN_{ij} \times (A_{ij} - QC_j)$, 5. $DN_i = D(N-1)_i + AN_{pi}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AQN_p) < > 0$ 3-й ЭТАП РАСЧЕТА $A0_{ij} = S_{ij} \times (1 - DN_i)$ 1. $AN' = CS \times A(N-1)^T$, 2. $AN_{ij} = AN'_{ij} * (1 - C(N-1)_{ij})$, 3. $CN_{ij} = AN_{ij} + C(N-1)_{ij}$ РАСЧЕТ ПОКА $SUM(AN) < > 0$

Примечания к табл. 2: AQN - матрица локализации аварии; DN - матрица-строка отключенных узлов; AN' – предварительная промежуточная матрица связи узлов коммутации после N шагов вычислений; $A(N-1)$ –

промежуточная матрица связанности узлов коммутации после $N-1$ шагов вычислений; C_N – промежуточная матрица связанности узлов коммутации после N шагов вычислений; $C(N-1)$ – промежуточная матрица связанности узлов коммутации после $N-1$ шагов вычислений.

Алгоритм расчета надежности схемы по усовершенствованной методике в ремонтных режимах аналогичен расчет по методике [1]. Расчет производится для всех ремонтных режимов, число которых равно числу узлов коммутации. Отличительной особенностью является применение при формировании матрицы связи узлов коммутации A до начала преобразований вместо исходной матрицы S матрицы SC . В остальном расчет аналогичен расчету по методике [1].

Расчет в аварийно-ремонтных режимах производится для каждого ремонтного режима одного узла коммутации с наложением на аварийный режим другого узла коммутации. Этот этап является комбинацией расчета схемы в ремонтном режиме по методике, описанной выше, с последующим расчетом в аварийном режиме по методике, приведенной в табл. 1.

Матрицы показателей надежности узлов коммутации: частот отказов W , времени восстановления T_v , частот плановых ремонтов M , времени плановых ремонтов T_r формируются программно по введенным показателям элементов схемы.

На четвертом этапе производится расчёт надежности схемы в нормальном режиме, в ремонтных режимах, в аварийных режимах и в аварийно-ремонтных режимах. По исходной матрице смежности узлов коммутации S в каждом из режимов производится определение окончательной матрицы связанности узлов C . Далее по полученной матрице C производится вычисление интересующих показателей надежности схемы. Например, матрица частот нарушений связи присоединений V может быть определена поэлементно по формуле:

$$V_{ij}=V_{ij} + (1 - C_{ij}) \times P_p * W_i.$$

В формуле (1) значение элементов матрицы P определяется по исходным матрицам W , T_v , M и T_r по формуле:

$$P_i=(W_i \times T_{v_i} + M_i \times T_{r_i})/8760,$$

Последним этапом методики является расчет технико-экономических показателей, например, математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии. Оно вычисляется по полученным показателям надежности схемы. Данный расчет базируется на использовании удельных показателей, величины которых могут значительно отличаться. Предложенный алгоритм, реализованный в виде программного продукта, позволяет проводить многовариантные расчеты при различных значениях удельных показателей. После расчета математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии можно определить суммарные затраты по вариантам схем РУ. При этом возможно 3 исхода:

1. Во всем диапазоне удельных показателей выигрышной является одна из схем.
2. Во всем диапазоне удельных показателей выигрышными являются две схемы.
3. Во всем диапазоне удельных показателей выигрышными являются три или более схем.

В первом случае выбор очевиден. Во втором случае выбор будет зависеть от конкретного типа потребителей и критичности последствий при нарушении электроснабжения. Третий случай наиболее сложный. В таком случае задача может решаться за счет точного определения состава потребителей и удельных показателей или на основе дополнительных показателей или применения современных методик, например, на основе риск-ориентированного подхода.

Заключение

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. Представлена усовершенствованная методика расчета надежности схем РУ, пригодная для технико-экономического сопоставления схем.
2. Представлен алгоритм выбора схемы РУ по результатам технико-экономического сопоставления схем при условии неопределенности удельных показателей надежности.

Литература

1. Сулыненков И.Н., Мельникова О.С. Методика расчета надежности схем распределительных устройств энергообъектов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. С. 318–328.
2. Назарычев А.Н., Сулыненков И.Н., Таджибаев А.И. Оценка надежности выключателей распределительных устройств электрических станций и подстанций: Учеб. пособие / ФГАОУ ДПО "ПЭИПК". СПб.: Издательство ДЕАН, 2018. 176 с.
3. Назарычев А.Н., Сулыненков И.Н. Оценка надежности выключателей в схемах распределительных устройств с различной топологией. Электричество, 2022, № 2, с. 38–46.

УДК 621.311, 004.032.2

РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ВИЗУАЛЬНОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Попов* А.И., Бутин** К.П., Родионов*** А.В.

Аннотация

Развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) расширяет возможности анализа состояния Единой энергосистемы на основе вычислительной обработки данных синхронизированных векторных измерений (СВИ). Анализ низкочастотных колебаний (НЧК) в энергосистеме относится к одному из наиболее актуальных способов применения данных СМПР. Выделяется задача локализации источника вынужденных НЧК в режиме онлайн. В силу возрастающей сложности и неоднородности реальных энергосистем окончательного её решения в настоящее время нет. Однако существуют методы анализа данных СВИ, обеспечивающие выявление источника колебаний с высокой вероятностью. Информативное представление измерительных сигналов, промежуточных и итоговых результатов анализа НЧК может быть положено в основу средств поддержки принятия решений оперативно-диспетчерским персоналом. Визуализация непосредственно исходных данных и вычисляемых параметров, например, в виде набора графиков функций времени малоэффективна по причине большого объёма. Поэтому востребованы компактные высокоуровневые представления. В работе предлагаются некоторые подходы к визуализации данных СВИ, вычисляемых параметров НЧК, а также результатов применения различных методов поиска источника колебаний. Представленные способы визуализации данных реализованы авторами в программной системе анализа НЧК.

Ключевые слова: энергосистема, низкочастотные колебания, источник вынужденных колебаний, визуализация, большие данные.

Введение

В России продолжается развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) [1]. Увеличивается количество устройств с поддержкой технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ), устанавливаемых на объектах Единой энергосистемы. К настоящему времени для обработки в режиме онлайн доступны данные СВИ примерно от 1000 УСВИ. Частота передачи данных составляет 50 кадров в секунду.

* ООО «Инженерный центр «Энергосервис», Архангельск, Россия, a.popov@ens.ru

** ООО «Инженерный центр «Энергосервис», Северный (Арктический) федеральный университет, Архангельск, Россия, k.butin@ens.ru

*** ООО «Инженерный центр «Энергосервис», Архангельск, Россия, a.rodionov@ens.ru

В докладе [1] представители Системного оператора сформулировали актуальные задачи, связанные с использованием данных СМПР. На одной из первых позиций находится задача повышения уровня осведомлённости оперативно-диспетчерского персонала о состоянии энергосистемы. В частности, востребована разработка инструментов, которые бы обеспечивали своевременное информирование о наличии в энергосистеме плохоемпфируемых низкочастотных колебаний (НЧК) [2], их текущих и прогнозных параметрах, а также о возможных источниках колебаний. Важную роль здесь играют средства визуализации данных.

Анализ НЧК в централизованном исполнении характеризуется большим количеством входных измерительных сигналов. Еще больше сигналов получается в результате вычислительной обработки данных. Поэтому для эффективного восприятия данных анализа НЧК нужны компактные и информативные способы представления.

Простой набор графиков функций времени для этих целей не подходит. Рассмотрим пример. Пусть имеется 1000 источников данных СВИ. Вычисляются следующие динамические параметры колебаний: амплитуда, полная фаза, частота, скорость изменения величины моды, тот или иной показатель демпфирования колебаний, энергия колебаний. Колебательные составляющие (моды) извлекаются из сигналов частоты, тока, напряжения, активной и реактивной мощности. При этом выполняется мониторинг в 20 полосах спектра. В результате имеем 600000 сигналов. Имеется тенденция к увеличению этого числа, в частности, по причине введения в эксплуатацию большего количества УСВИ.

В настоящем докладе предлагаются к обсуждению некоторые подходы к визуальному представлению результатов обработки данных СВИ, применимые для анализа НЧК на уровне энергосистемы.

Специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» ведётся разработка программной системы для анализа НЧК – ES Phasor [3, 4]. Одна из основных задач ES Phasor – обеспечение поддержки принятия решений при выявлении источников вынужденных НЧК в энергосистеме. Рассматриваемые в докладе способы высокоуровневой визуализации данных анализа НЧК реализованы в ES Phasor. При разработке средств визуализации авторами был проанализирован опыт таких проектов как Phasor Point [5], Oscillation Source Locating [6], МСКМ (ПО мониторинга синхронных качаний активной мощности) [7] и др., а также опыт совместных исследований с Системным оператором.

Структура работы следующая. Вначале рассматриваются способы компактного представления массивов исходных сигналов во временной и частотной областях, снабжаемые дополнительными построениями для выражения общих параметров колебаний и степени вовлеченности системы в процесс. Затем показан подход к визуализации динамики параметров колебаний с использованием фазовых пространств. Обсуждаются способы интерпретации получаемых изображений. Далее рассматриваются особенности отображения изменяющихся во времени амплитудно-

фазовых характеристик массива мод. В конце работы предлагается система условных обозначений для визуализации потока энергии колебаний на схеме энергосистемы. При подготовке рисунков использованы снимки экранных форм ES Phasor, полученные во время обработки реальных случаев НЧК, имевших место в Единой энергосистеме.

Визуализация массивов исходных данных

На рис. 1 продемонстрирован один из способов визуализации массива сигналов во временной области на примере записи частоты сети примерно от 100 УСВИ во время начала НЧК. Исходные сигналы отображаются тонкими полупрозрачными линиями одного и того же цвета. Это создает «статистический фон» процесса. К дополнительным построениям относятся среднее значение сигнала в каждый момент времени и отклонение от среднего на величину среднеквадратического отклонения. Это позволяет понять «общность» колебательного процесса.

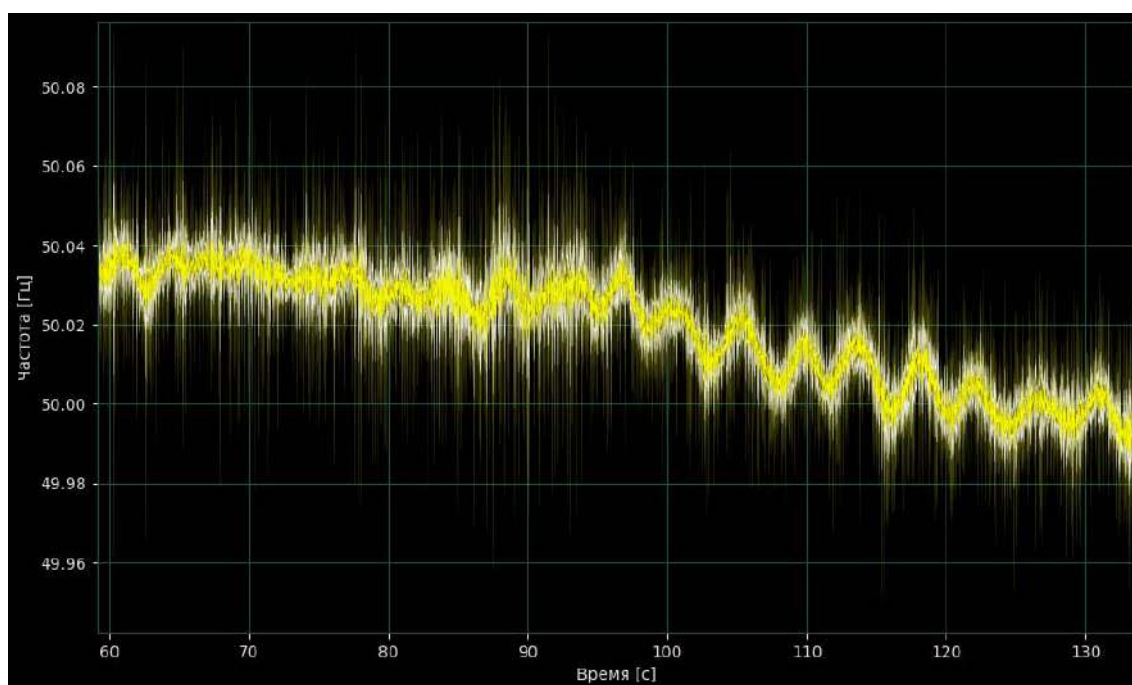


Рис. 1 – Исходные данные во временной области.

В приведенном примере на отрезке 100–130 с. наблюдаются НЧК в среднем значении. При этом разброс значений здесь меньше, чем, например, на отрезке 60 – 100 с, где НЧК имеют меньшую амплитуду.

Полезно также рассмотрение исходных сигналов в частотной области. На рис. 2. одинаковыми тонкими линиями показаны амплитудные спектры активной мощности, измеренной примерно на 100 линиях электропередач во время режима НЧК. Для каждого значения частоты рассчитаны первый, второй (медиана) и третий квартили. На рисунке они показаны жирными линиями. В районе 0.2 Гц у части сигналов заметно возрастание соответствующих гармонических составляющих. Однако, ана-

лиз квантилей (особенно третьего) показывает, что вовлеченность в колебательный процесс системы в целом в этом случае меньше, чем, например, в районе 0.1 Гц или 0.3 Гц.

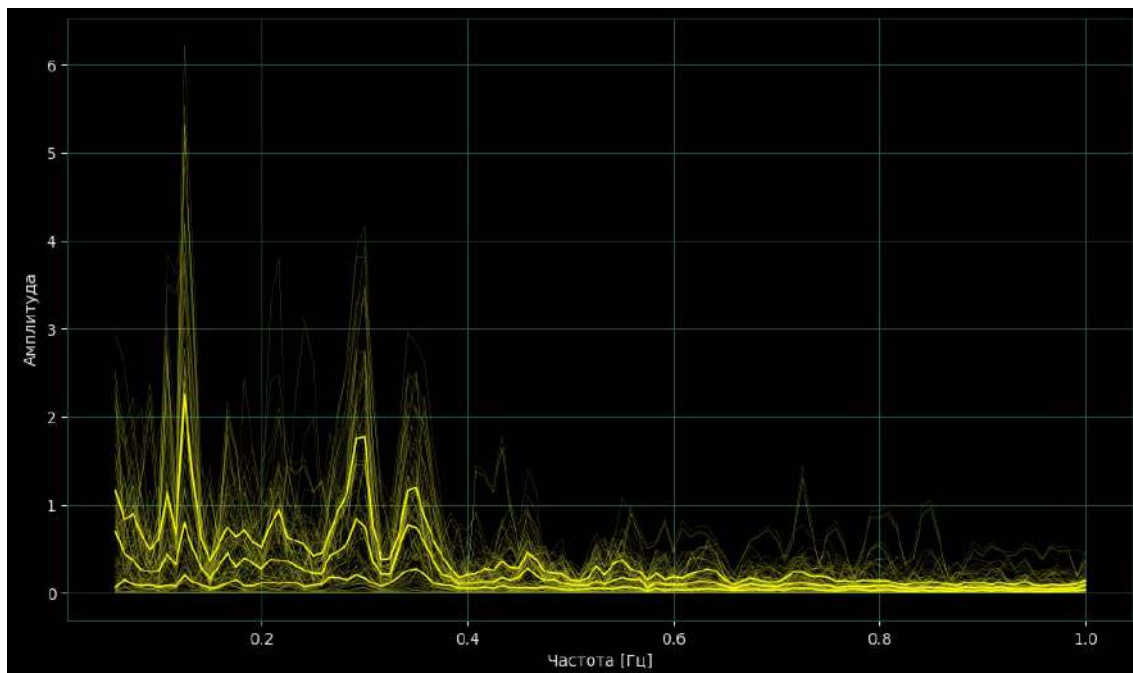


Рис. 2 – Исходные данные в частотной области.

Полезно также рассмотрение обобщённого спектра (среднее, медиана) во времени. На рис. 3 показан средний амплитудный спектр частоты в некоторый момент времени и спектрограмма.

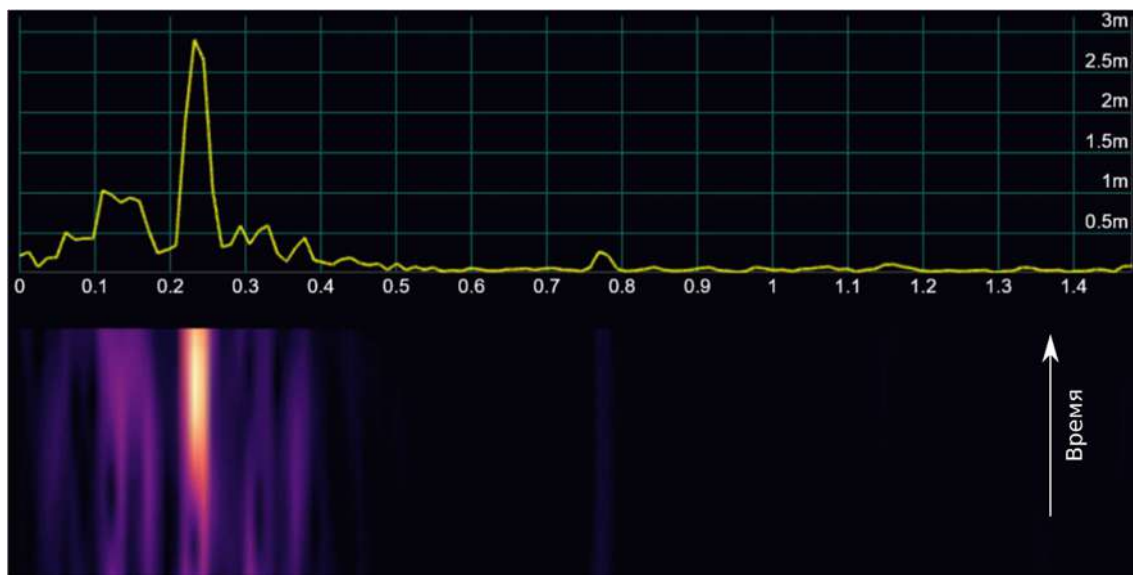


Рис. 3 – Средний спектр во времени.

На спектрограмме наиболее свежие значения располагаются вверху. Устойчивые колебания наблюдаются в районе 0.25 Гц и 0.8 Гц.

Визуализация динамики колебаний

Для отображения динамических параметров НЧК в энергосистеме предлагается использовать множество движущихся точек на фазовой плоскости. На рис. 4 показана схема фазовой плоскости.

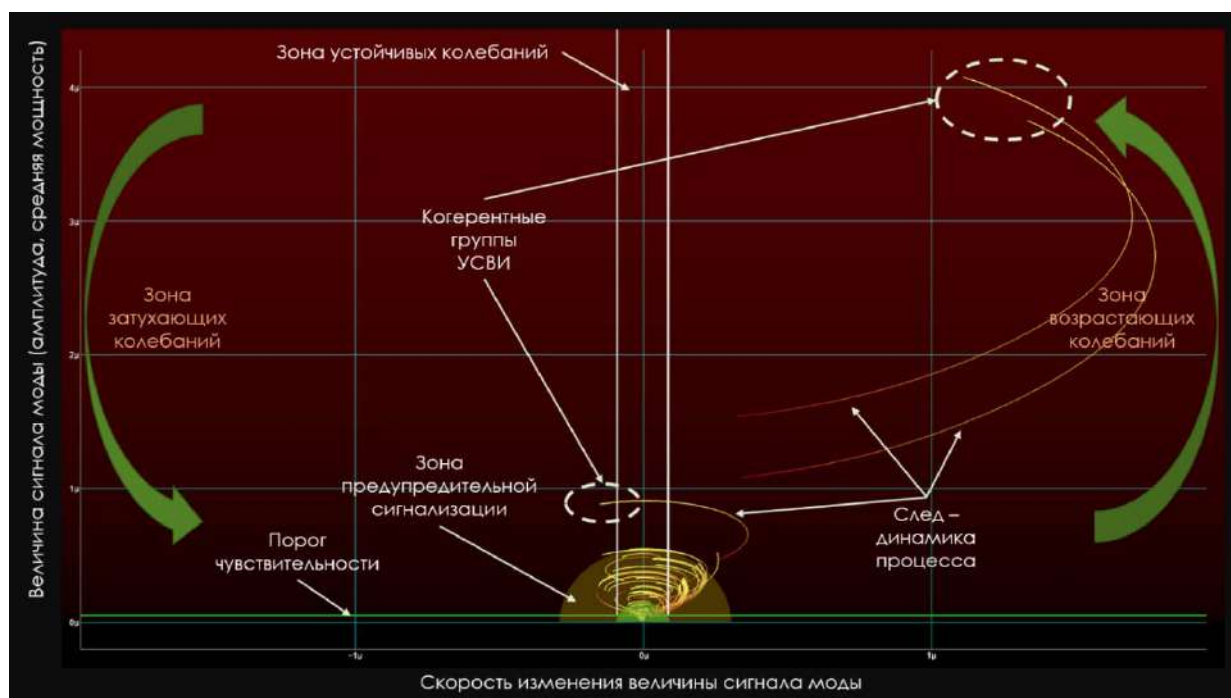


Рис. 4 – Интерпретация представления НЧК на фазовой плоскости.

Ось абсцисс соответствует скорости изменения величины моды, а ось ординат – величине моды. Каждая точка описывает изменение состояния колебаний во времени. Движение точек вправо обозначает раскачивание системы, движение влево соответствует демпфированию колебаний. Важным элементом представления является «след», оставляемый точками. Он отражает ближайшую историю изменения величины моды и скорости движения точки, позволяя наблюдать динамику изменений даже на статическом изображении.

Области фазовой плоскости соответствуют различному характеру НЧК. В правой полуплоскости находится область усиления колебаний, в левой – затухания. Верхняя средняя часть является зоной плоходемпфируемых высокоамплитудных колебаний. Задается также пороговое значение величины моды, ниже которого данные не отображаются.

Предлагаемое представление данных на фазовой плоскости обеспечивает обратную связь о состоянии энергосистемы при управляющих воздействиях и является ценным инструментом для мониторинга низкочастотных колебаний.

Величину моды можно оценивать различными способами. Один из подходов предполагает использование амплитуды (оггибающей сигнала), рассчитываемой при помощи цифрового фильтра Гильберта. Другой подход основан на вычислении средней мощности сигнала на скользящем окне. Эта интегральная величина обеспечивает усредненное значение

величины моды на протяжении определенного временного интервала и обладает большей стабильностью в условиях шума. Кроме того, средняя мощность может быть рассчитана для всей низкочастотной области, без выделения конкретной моды. Этот подход предоставляет более общую картину распределения энергии сигнала по частотам и может быть полезен в ситуациях, когда необходимо проанализировать всю низкочастотную область, а не отдельные моды.

На рис. 5 показан пример фазового пространства для реального случая НЧК. Представлены два кадра, описывающие начало колебаний (слева) и их последующее развитие (справа). Мода выделена из сигнала частоты. Анализируются данные с 80 источников.

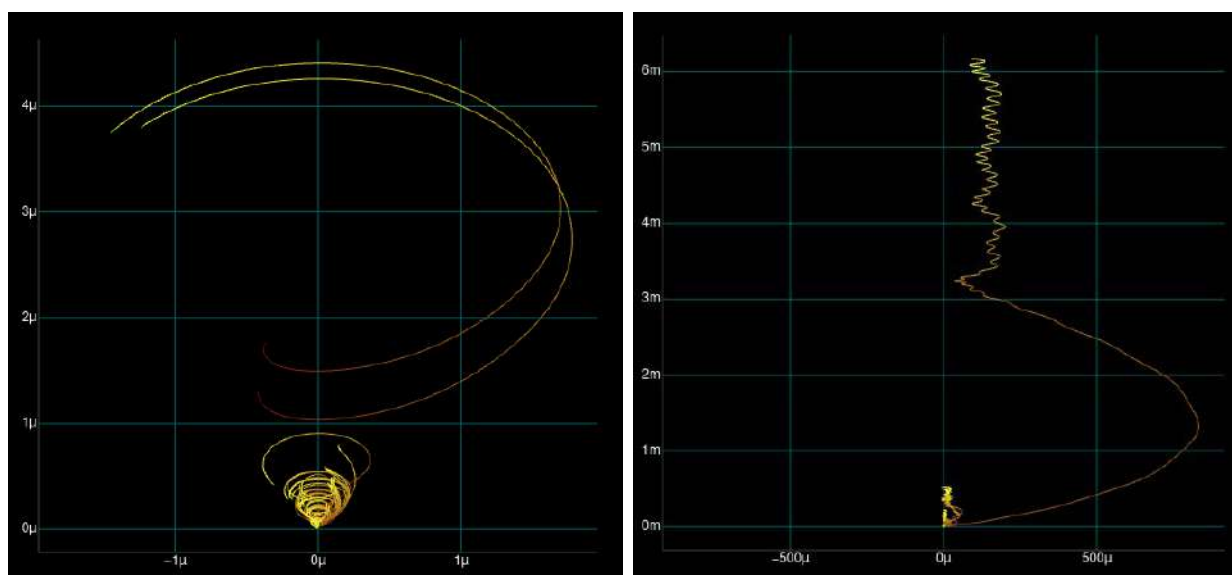


Рис. 5 – Пример визуализации мод на фазовой плоскости.

Наглядно виден процесс возрастания величины колебаний. Значения изменились на несколько порядков. Выделился источник НЧК, который в данном случае характеризуется максимальной величиной моды. На правом кадре видна также попытка демпфирования колебаний при значительно ускорившемся их возрастании.

Визуализация амплитудно-фазовых характеристик мод

В качестве ещё одного способа визуализации массива данных масштаба энергосистемы предлагается амплитудно-фазовая диаграмма. На рис. 6 в такой форме показан пример одного из случаев НЧК. Каждая мода в данный момент времени изображается точкой. Расстояние от точки до центра диаграммы соответствует текущей амплитуде, а угол – полной фазе моды. За каждой точкой изображается затухающий след.

Такое представление связано с одним из распространённых методов поиска источника НЧК – Mode shape estimated (MSE) [8]. Идея MSE заключается в том, что мода, имеющая достаточную амплитуду и лидирующая по фазе, принадлежит источнику колебаний. Моды могут также группироваться в кластеры. В этом случае можно говорить о лидирующих группах

мод и лидерах внутри групп. Понимание структуры кластера позволяет определить вовлеченную в колебания часть системы.

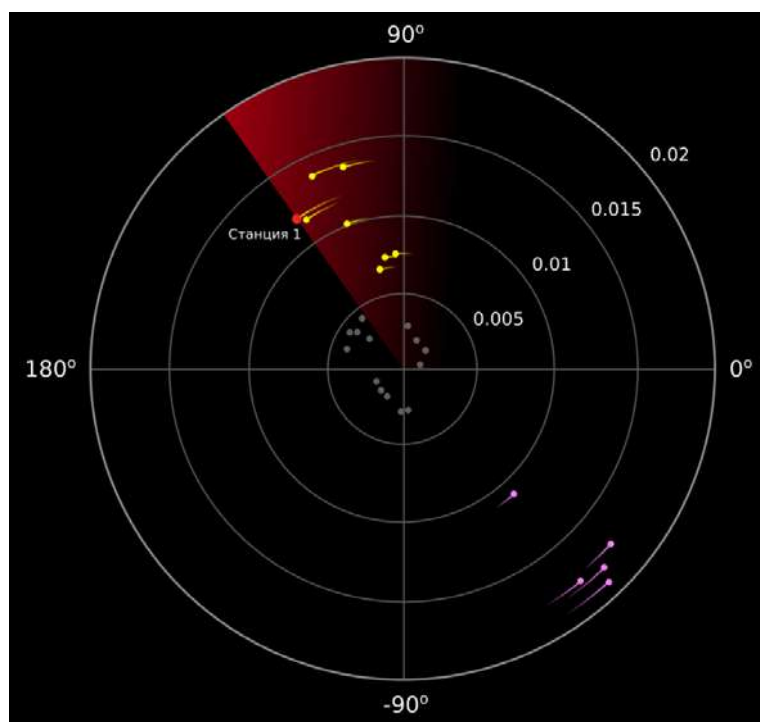


Рис. 6 – Амплитуды и полные фазы набора мод.

В приведенном на рис. 6 примере выделены три кластера мод: лидирующий, отстающий и группа мод с низкой амплитудой. Выделен предполагаемый источник НЧК. Следует заметить, что амплитуда колебаний источника в данном случае не является максимальной.

Визуализация энергии колебаний

Для отображения наиболее высокоуровневой информации о состоянии измерений и развитии колебательного процесса предлагается визуализация на схеме энергосистемы. Картографическое представление включает три уровня: структура энергосистемы, состояние СМПР и результаты поиска источника НЧК. Визуализация на третьем уровне зависит от используемых методов анализа.

Рассмотрим подробно визуализацию потоков энергии НЧК. Оценка количества, направления и скорости движения энергии колебаний выполняется на основе метода потока диссипативной энергии, Dissipating energy flow (DEF) [9]. В DEF выводится выражение для вычисления по отфильтрованным данным УСВИ количества энергии, рассеиваемой в результате колебаний. Знак перед величиной рассеиваемой (диссипативной) энергии даёт информацию о направлении распространения НЧК.

Предлагаются обозначения, показанные на рис. 7. Энергосистема представляется в виде графа, вершины которого соответствуют электростанциям и подстанциям, а рёбра – линиям электропередач. Вершины

привязаны к географическим координатам объектов энергосистемы, география линий не учитывается. Различным классам напряжения соответствует разная толщина линий на изображении. Показываются линии классов напряжения 110 кВ и выше.

В зависимости от доступности достоверных данных в системе УСВИ рассматриваются как активные или неактивные, что в свою очередь определяет наличие наблюдаемых и ненаблюдаемых объектов в энергосистеме, таких как линии, электростанции и подстанции. Например, если на линии отсутствует хотя бы один активный УСВИ, то линия считается ненаблюдаемой. Аналогично, станция является наблюдаемой, если с ней связана хотя бы одна наблюдаемая линия. Неактивные УСВИ и ненаблюдаемые части системы показываются серым цветом.

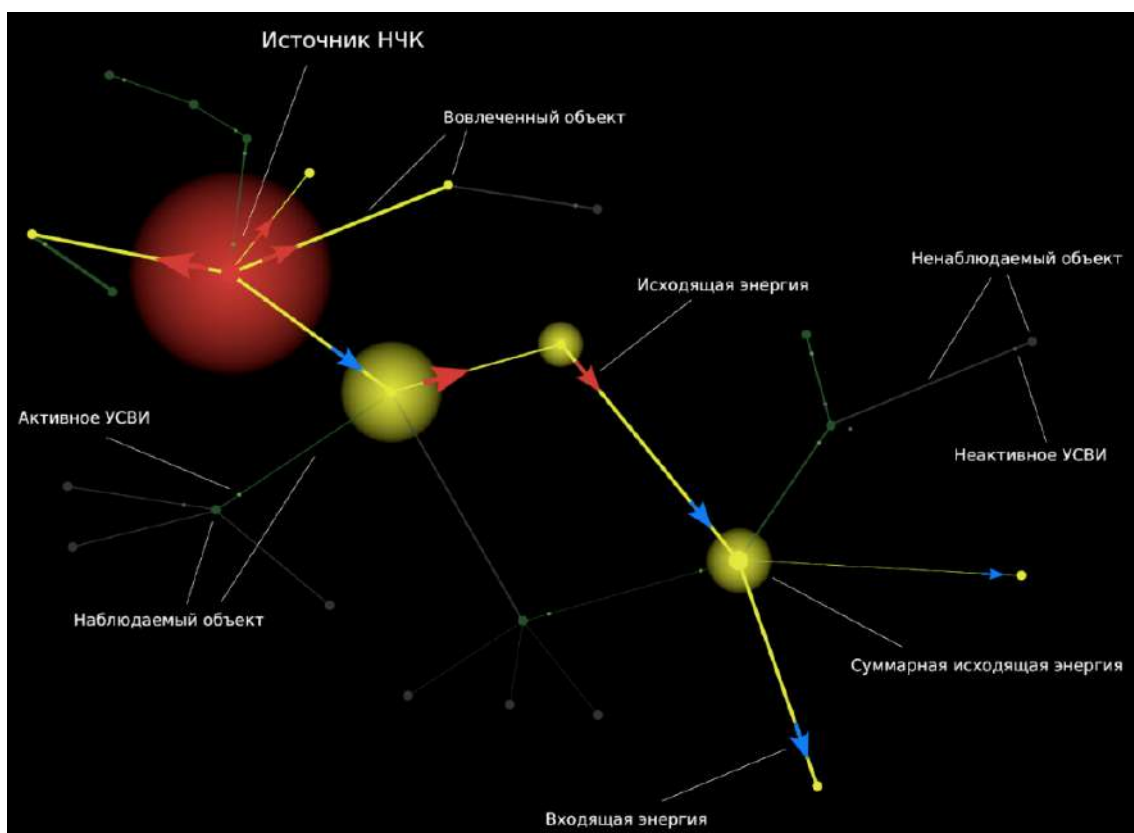


Рис. 7 – Условные обозначения при визуализации DEF на карте.

Диссипативная энергия визуализируется яркостью свечений, толщиной линий и стрелок, указывающих на направление перетока энергии. Толщина стрелок пропорциональна количеству энергии колебаний, регистрируемой на соответствующих присоединениях, а суммарная исходящая энергия отображается свечением около станций и подстанций.

Положительное значение диссипативной энергии для УСВИ показывается красными стрелками, направленными от станций. Отрицательное значение – синими стрелками, направленными к станциям. При правильной установке УСВИ на одной линии не должно быть двух стрелок одного цвета. Свечениями показана суммарная исходящая энергия.

На рис. 8. показан кадр для одного из реальных случаев масштабных НЧК, когда источник находился в энергосистеме соседнего государства.

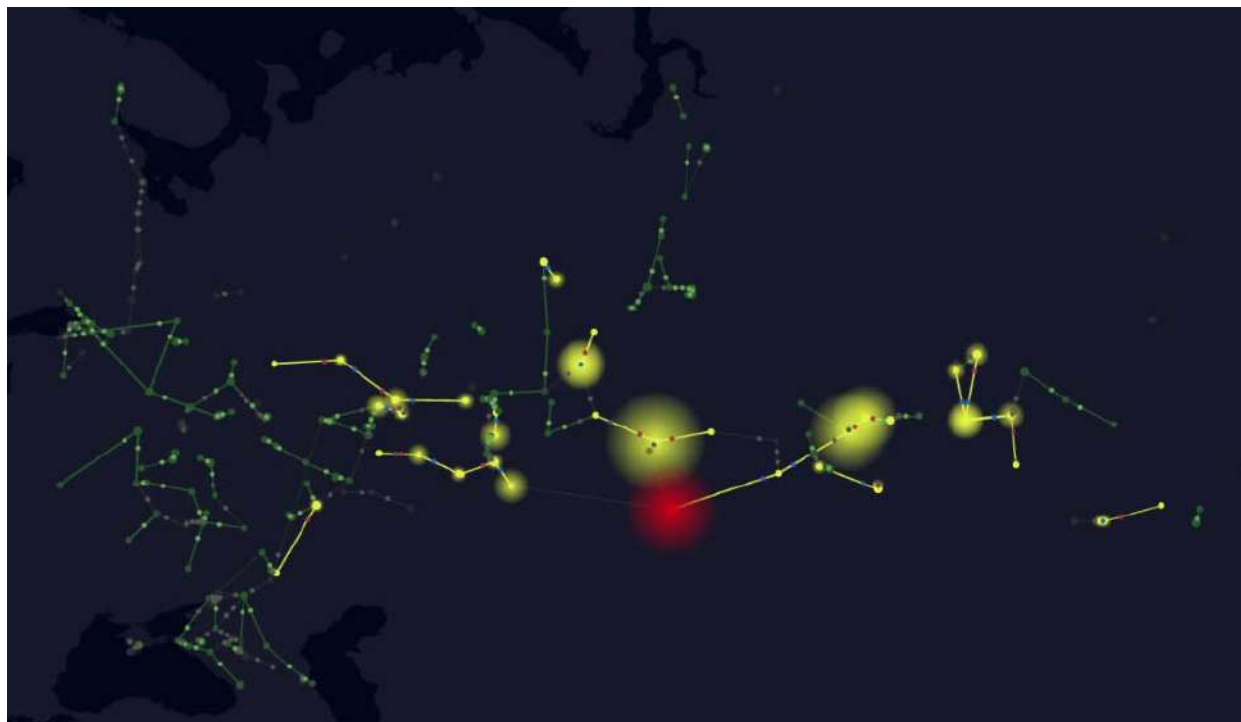


Рис. 8 – Диссипативная энергия масштабных НЧК.

Видна вовлеченная в НЧК часть энергосистемы, наиболее возмущенная её часть и источник НЧК. Стрелки на таком масштабе стали точками, но благодаря цветам направление потока просматривается.

Похожим образом на схему энергосистемы и СМПР накладываются результаты модифицированного метода MSE [3], в котором частота вычисляется по току и ищется лидирующая по фазе мода не во всей энергосистеме, а на каждой станции, что позволяет в каждой наблюдаемой точке графа выбрать ребро, ведущее к источнику НЧК.

Заключение

В докладе рассмотрены некоторые подходы к компактной и информативной визуализации больших объёмов данных, возникающих в результате анализа НЧК в энергосистеме. Предлагаемые подходы реализованы авторами в программном обеспечении ES Phasor. Представленные в работе изображения получены в результате анализа реальных случаев НЧК в Единой энергосистеме.

Выделяются задачи высокоуровневого представления массивов исходных данных, вычисляемых динамических параметров колебаний и данные различных методов поиска источника НЧК.

Предлагаемые визуализации обладают определённой универсальностью. Статистические и обобщенные представления во временной и частотной областях подходят для различных входных величин, которые испытывают влияние НЧК. На фазовой плоскости могут изображаться как

параметры мод, так и, например, поток диссипативной энергии. Визуализация на графе энергосистемы может применяться для различных методов поиска источника НЧК, основанных на выявлении направления распространения колебаний.

Рассмотренные визуализации призваны обеспечивать дополнительную поддержку принятия решений оперативно-диспетчерским персоналом, а также помогать в дальнейших исследованиях в направлении развития методологии анализа НЧК.

Авторы выражают благодарность АО «Системный оператор Единой энергетической системы» за предоставленные данные СМПР.

Литература

1. Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Журавлева О.В. развитие технологий диспетчерского управления в России на платформе СВИ // Материалы международного научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Вып. 73. 2022. С. 465 – 474.
2. Meegahapola L.G. et al. Review on Oscillatory Stability in Power Grids with Renewable Energy Sources: Monitoring, Analysis, and Control using Synchrophasor Technology // IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, Vol.68, No.1, P. 519–531.
3. Popov A.I. et al. Examples of processing low-frequency oscillations in Russia and ways to improve the analysis // 2022 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA). 2022, P. 1–6. DOI: 10.1109/SGSMA51733.2022.9805996.
4. Родионов А.В., Бутин К.П., Комолых И.О., Попов А.И. Аспекты реализации системы определения источников НЧК // Материалы международной научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем – 2023».
5. ПК PhasorPoint для мониторинга и анализа поведения энергосистемы на базе синхронизированных векторных измерений. URL: <https://www.rtsoft.ru/catalog/programmnoe-obespechenie/prikladnoe-po-iprilozheniya/phasor-point/>
6. Дополнение к Phasor Point для поиска источника НЧК. URL: <https://www.iso-ne.com/>
7. Программное обеспечение мониторинга синхронных качаний активной мощности. URL: <https://www.ap-soft.ru/mskam>
8. Antonello, M., Muscas C., Ponci F. Phasor measurement units and wide area monitoring systems. Academic Press, 2016. 298 p.
9. Maslennikov S. et al. Dissipating energy flow method for locating the source of sustained oscillations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems 88, 2017, P. 55-62.

УДК 621.316.72:621.311

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ВИНОВНИКОВ НЕУЧТЕННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Голуб^{1*} И.И., Болоев Е.В., Анфиногенов А.Ю., Бучинский А.Л.,
Масленников А.Н.

Аннотация

Эффективность корреляционного анализа по выявлению виновников неучтенного потребления электроэнергии демонстрируется на примере информации о срезах измерений в реальной распределительной сети в течение месяца при моделировании различных способов неучтенного потребления, соответствующих атакам на счетчики, каналы связи и данные измерений.

Ключевые слова: неучтенное потребление электроэнергии, коммерческие потери, корреляционный анализ, интеллектуальные счетчики, метод адресности.

Введение

Неучтенное потребление электроэнергии (НПЭ) проявляется в ее незаконном использовании из-за нежелания потребителей оплачивать коммунальные услуги. Причинами НПЭ могут быть обход, взлом, прошивка счетчика для уменьшения потребляемой энергии и более продвинутое нападение на систему сбора и передачи данных. Согласно обзору литературы [1, 2], для обнаружения виновников, как правило, используются методы кластеризации, состояний и теории игр, кроме того, может быть использован корреляционный анализ [3 – 5], работоспособность которого была доказана в [6, 7] при разнесении измерений интеллектуальных счетчиков (ИС) по фазам, соответствующим фазам балансного ИС.

На примере информации о 30 мин срезах измерений ИС в реальной распределительной сети (РС) в течение месяца демонстрируется обнаружение виновников НПЭ методом корреляционного анализа. Общее число выполняемых ИС одновременных измерений, из которых используются измерение активной мощности и модуля напряжения, равно 3 измерениям в узле питания и 39 измерениям в точках потребления. Измерения производились 18 однофазными и 7 трехфазными ИС, размещенными на 10 опорах РС,

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, golub@isem.irk.ru

и трехфазного балансного ИС в узле питания фидера. За передачу информации от ИС в систему сбора и обработки данных отвечает автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), являющаяся измерительной инфраструктурой, объединяющей РС с коммуникационной сетью и современной структурой измерений.

Методы обнаружения неучтенного потребления и его виновников

Подготовительным этапом для идентификации виновников НПЭ по измерениям ИС является определение фаз подключения потребителей к ИС. Решение указанной проблемы производится на основе корреляционного анализа [7, 8], заключающегося в исследовании модулей напряжений, измеряемых одновременно в течение длительного промежутка времени в известных фазах узла питания $U_{\text{пит}A}(t)$, $U_{\text{пит}B}(t)$, $U_{\text{пит}C}(t)$, $t = 1, \dots, T$, и в точках подключения счетчиков к потребителям, фазы которых необходимо идентифицировать. В нашем случае суммарное число потребителей N в трех фазах равно 39.

Идентификация фазы X подключения потребителя производится по максимальному значению коэффициентов взаимной корреляции между векторами измерений модулей напряжений в узле питания фидера и в точке подключения n -го потребителя $U_{\text{пит}A}$ и U_{nX} , $U_{\text{пит}B}$ и U_{nX} , $U_{\text{пит}C}$ и U_{nX} . Если максимальный коэффициент корреляции связывает первую пару векторов $U_{\text{пит}A}$ и U_{nX} , то X соответствует фазе A . Аналогичные выводы могут быть получены и для измерений, выполняемых в фазах B и C .

После идентификации фаз подключения ИС, в них определяется число и состав потребителей, для каждого из которых формируются векторы измерений модулей напряжений и активных мощностей нагрузок с числом элементов, равным числу T срезов измерений. Для используемой в нашем случае низковольтной РС, в фазе A определено 11 потребителей, а в фазах B и C по 14 потребителей.

На следующем этапе методом адресности [9] выполняется расчет технических потерь в фазах f разомкнутой РС. Информация об измерениях активной мощности нагрузки P_n^f и модуля напряжения U_n^f n -го из N_f потребителей фазы для одного из срезов измерений, позволяет определить значение его токовой нагрузки:

$$I_n^f = P_n^f / U_n^f, \quad (1)$$

произведение которой на напряжение в узле питания фидера $U_{\text{пит}}^f$, измеряемое балансным ИС, определяет активную мощность, передаваемую n -му потребителю из узла питания. Сумма мощностей, переданных из узла питания фидера каждому потребителю определяет суммарную мощность, переданную всем потребителям фазы:

$$P_{\text{пит}}^f \text{ перед} = \sum_{k=1}^{N_f} P_n^f U_{\text{пит}}^f / U_n^f. \quad (2)$$

Разность мощности, переданной из узла питания фидера n -му потребителю, и мощности его нагрузки равна техническим потерям мощности, сумма которых для N_f потребителей фазы для каждого из T срезов измерений равна:

$$\Delta P_{t \text{ техн}}^f = \sum_{n=1}^{N_f} (P_n^f U_{\text{пит}}^f / U_n^f - P_n^f)_t, \quad t = 1, \dots, T. \quad (3)$$

Сравнение измеренной балансным счетчиком мощности, поступающей в фидер из узла питания $P_{\text{пит}}^f \text{ перед}$, с суммарной мощностью нагрузок потребителей $\sum_{n=1}^{N_f} P_n^f$, позволяет оценить суммарные потери в фидере, называемые фактическими, которые для каждого из T срезов измерений могут быть представлены как

$$\Delta P_{t \text{ факт}}^f = \left(P_{\text{пит}}^f - \sum_{n=1}^{N_f} P_n^f \right)_t, \quad t = 1, \dots, T. \quad (4)$$

Представляющие наибольший интерес в проводимом исследовании коммерческие потери энергии для каждого из срезов измерений равны разности фактических и технических потерь:

$$\Delta P_{t \text{ ком}}^f = \Delta P_{t \text{ факт}}^f - \Delta P_{t \text{ техн}}^f, \quad t = 1, \dots, T. \quad (5)$$

Коммерческие потери включают неоснащенные измерениями потребление электроэнергии, ошибки измерений, а также погрешности метода определения технических потерь.

Поскольку потери, связанные с НПЭ, в большей степени коррелированы с потреблением нечестных, чем честных потребителей [5], вычисляются абсолютные значения коэффициентов корреляции $K_{\chi P}^f$ между вектором коммерческих потерь с каждым из векторов мощностей нагрузок потребителей. Максимальные коэффициенты соответствуют потребителям, виновным в НПЭ.

Идентификация честных потребителей может быть проведена с использованием нормированных коэффициентов корреляции $K_{\chi P}^f$, равных отношению $K_{\chi P}^f = K_{\delta P}^f / K_{\chi P}^f$, где $K_{\delta P}^f$ - коэффициент корреляции между вектором уменьшенных на величину технических потерь измерений балансного счетчика $(P_{\text{пит}}^f - \Delta P_{\text{ком}}^f)$ и векторами измерений каждого потребителя P_n^f . Такой расчет следует производить в том случае, когда профили нагрузок честного

потребителя и потребителя, виновного в НПЭ, совпадают и K_{xP}^f не позволяет уверенно определить виновников НПЭ.

Другим, альтернативным способом определения виновников НПЭ, не требующим вычисления ни технических, ни коммерческих потерь, может быть определение максимальных коэффициентов корреляции K_{xI}^f между вектором небалансов токов $I_{неб}^f$ в фазе f с каждым из векторов токовых нагрузок I_n^f , вычисленных с использованием выражения (1).

Токи небалансов, вызванные, в частности, НПЭ, для каждого среза измерений равны разности тока, поступившего в сеть из фазы f источника питания $I_{пит}^f$, и суммы токов нагрузок потребителей:

$$I_{неб}^f = I_{пит}^f - \sum_{n=1}^{N_f} I_n^f. \quad (6)$$

Идентификация честных потребителей в этом случае может быть проведена с использованием нормированных коэффициентов корреляции $K_{чI}^f = K_{бI}^f / K_{xI}^f$, где $K_{бI}^f$ – коэффициенты корреляции, связывающие вектор токов источника питания $I_{пит}^f$ с каждым из N_f векторов токовых нагрузок I_n^f .

Даже при отсутствии НПЭ коэффициенты корреляции K_{xP}^f и K_{xI}^f для разных потребителей могут существенно отличаться друг от друга. Показателем отсутствия НПЭ электроэнергии в сети может быть совпадение для каждой связи коэффициентов корреляции K_1^f и K_2^f , характеризующих зависимость вектора потерь напряжения и векторов тока в связях, вычисляемых по узловым токам соответственно в направлении от узла питания к конечным узлам сети и в обратном направлении.

Для определения узловых параметров, согласно информации о топологии сети, каждой опоре магистрального фидера ставится в соответствие нагрузочный узел, при установке на опоре нескольких ИС, в этом узле вычисляется суммарная мощность нагрузки и среднее значение модуля напряжения.

Способы моделирования неучтенного потребления

Для подтверждения эффективности рассмотренных подходов по обнаружению виновников неучтенного потребления в проводимом исследовании использовались методы моделирования, предлагаемые в различных литературных источниках [6, 9, 10], такие как:

1. Умножение для всех срезов измерений¹ мощности потребителя $P_n(t)$, на

¹ Число срезов измерений во всех случаях $t = 1, \dots, T$

случайно сгенерированное число α , в диапазоне 0.1 – 0.9.

2. Для случайно выбранного числа β , меньшего максимального из показаний счетчика $P_n(t)$, замена $P_n(t)$ на β , если $P_n(t) > \beta$.

3. Для случайно выбранного числа β , меньшего максимального из показаний счетчика $P_n(t)$, замена $P_n(t)$ на $(P_n(t) - \beta)$, если $P_n(t) > \beta$, и замена $P_n(t)$ на 0, если $P_n(t) \leq \beta$.

4. Замена показаний счетчика потребителя $P_n(t)$ нулевыми значениями для случайно определенного периода времени более 4 часов в сутки.

5. Умножение каждого из срезов измерений мощности потребителя $P_n(t)$, на случайно сгенерированное число α , в диапазоне 0.1 – 0.9.

6. Замена каждого из срезов измерений мощности потребителя $P_n(t)$ на произведение средней нагрузки потребителя на случайно сгенерированное число α , в диапазоне 0.1 – 0.9.

7. Замена всех срезов измерений мощности потребителя $P_n(t)$ на среднее значение нагрузки за анализируемый период времени.

Иллюстрация методов обнаружения неучтенного потребления

На рис. 1 показаны суточные графики активных мощностей потребителей в фазах реальной РС, построенные по 39 измерениям, взятым из протоколов АСКУЭ, а в табл. 1 для 1488 30 минутных срезов измерений приведены значения суммарного потребления энергии по измерениям балансного счетчика и счетчиков потребителей, а также значения составляющих потерь энергии за январь 2023 г.

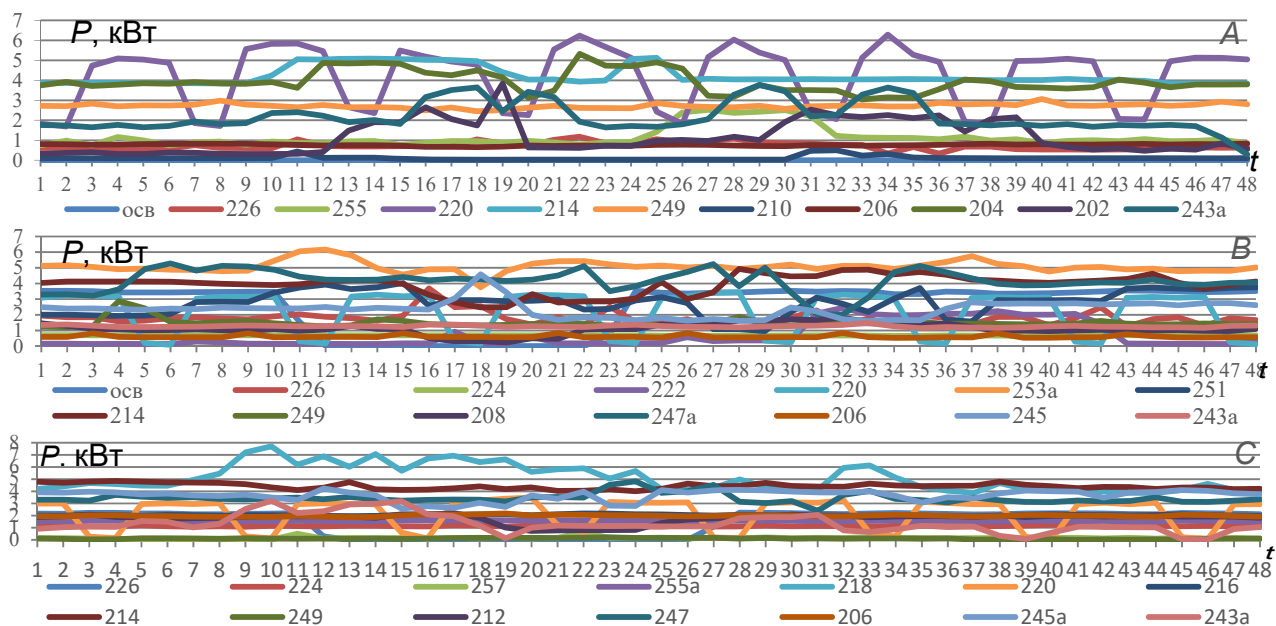
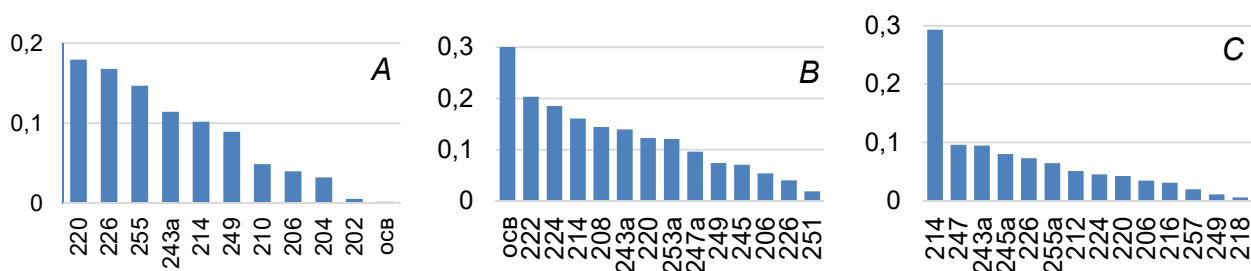
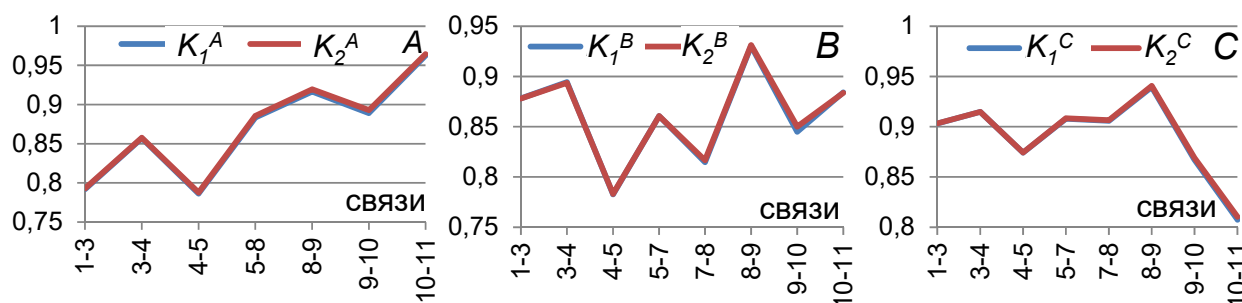


Рис. 1 – Графики суточных активных мощностей нагрузок потребителей в фазах А, В, С.

Таблица 1. Значения суммарного потребления и потерь энергии в фазах А, В, С РС за январь месяц 2023 года

Фаза	Суммарное потребление электроэнергии по измерениям балансного счетчика, кВт·ч	Суммарное потребление электроэнергии по измерениям счетчиков потребителей, кВт·ч	Суммарные фактические потери электроэнергии кВт·ч /%	Суммарные технические потери электроэнергии кВт·ч /%	Суммарные коммерческие потери электроэнергии кВт·ч /%
А	32188.32	30727.66	1460.66/4.54	1268.00/3.94	192.30/0.6
В	45850.32	43383.76	2466.56/5.38	2144.77/4.68	321.78/0.7
С	45437.52	42328.72	3108.80/6.84	2890.90/6.36	217.90/0.48

Оценка вклада мощностей потребителей каждой фазы в коммерческие потери, в виде графиков коэффициентов корреляции между векторами коммерческих потерь и каждым из векторов нагрузок потребителей для трех фаз января 2023 года, рис.2, указывает на слабую корреляцию. Это позволяет надеяться на отсутствие в анализируемый период времени НПЭ, дополнительным подтверждением чему является совпадение графиков коэффициентов корреляции K_1^f и K_2^f , представленных на рис.3.

Рис. 2 – Коэффициенты корреляции $K_{xp}^A, K_{xp}^B, K_{xp}^C$ в фазах А, В, С для января 2023 г.Рис. 3 – Графики коэффициентов корреляции K_1^A и K_2^A, K_1^B и K_2^B, K_1^C и K_2^C .

Для 220 потребителя фазы С проведено моделирование снижения мощности его нагрузки на 5%, 10%, 30%, 50%, 70%, 90%, соответствующее первому способу НПЭ, при значениях α , равных 0.95, 0.9, 0.7, 0.5, 0.3, 0.1. В табл. 2 показано, что для неизменного значения поставляемой в фазу электроэнергии, равной 45437.52 кВт·ч, суммарное потребление электроэнергии и технические потери уменьшаются, а фактические и коммерческие потери увеличиваются.

Таблица 2. Влияние процента НПЭ для 220 потребителя фазы С на суммарное потребление и потери

НПЭ %	Суммарное потребление электроэнергии по измерениям счетчиков потребителей, кВт·ч	Суммарные фактические потери электроэнергии, кВт·ч	Суммарные технические потери электроэнергии, кВт·ч	Суммарные коммерческие потери электроэнергии, кВт·ч
0	42328.72	3108.80	2890.90	217.90
5	42195.56	3241.961	2884.671	357.2902
10	42062.4	3375.118	2878.438	496.6792
30	41529.78	3907.745	2853.51	1054.235
50	40997.15	4440.372	2828.58	1611.791
70	40464.52	4972.299	2803.652	2169.347
90	39931.15	5505.626	2778.723	2726.903

Что же касается обвинения 220 потребителя в НПЭ, то на него во всех случаях указывает максимальный коэффициент корреляции K_{xP}^C , увеличивающийся с увеличением доли неучтенного потребления в диапазоне $0.809 \div 0.998$, рис. 4. Практически совпадающий результат, указывающий на 220 потребителя, как виновника неучтенного потребления, получен и по максимальным значениям коэффициентов корреляции K_{xI}^C векторов суммарных небалансов токов и векторов токовых нагрузок потребителей.



Рис. 4 – Изменение коэффициента корреляции K_{xP}^C 220 потребителя, при увеличении процента неучтенного потребления.

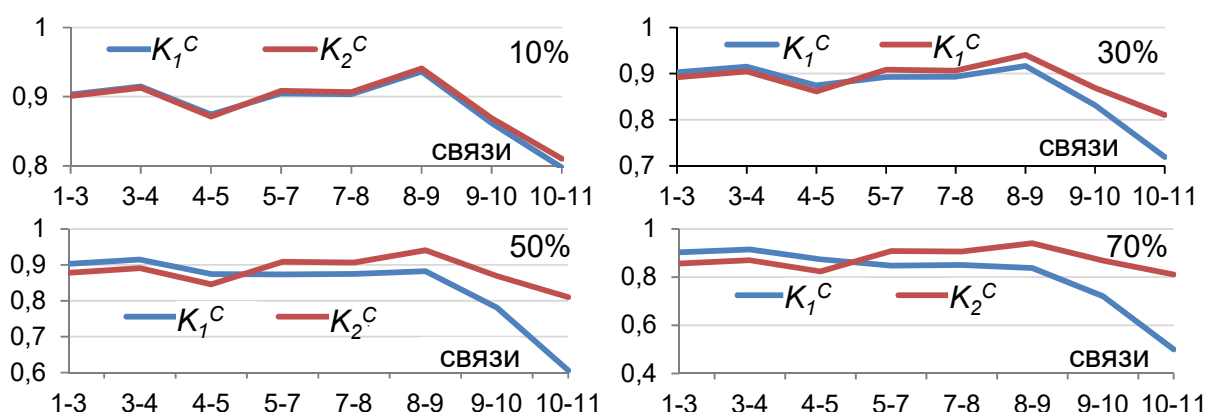


Рис. 5 – Расхождение графиков коэффициентов корреляции K_1^C и K_2^C при моделировании 10%, 30%, 50% и 70% НПЭ 220 потребителя.

На рис. 5 показаны графики коэффициентов корреляции K_1^C и K_2^C , показывающие, как при увеличении степени неучтенного потребления 220 потребителем увеличивается разность между ординатами графиков. Кроме того, пересечение графиков, соответствующее пятому узлу или пятой опоре, на которой расположены ИС 218 и 220 потребителей, указывает на то, что по крайней мере, один из них связан с НПЭ.

В двух столбцах графиков, рис. 6, на примере нагрузки 220 потребителя приводится иллюстрация семи способов моделирования неучтенного потребления. В левом столбце показаны суточный график нагрузки и суточный график коммерческих потерь, соответствующие моделируемому неучтенному потреблению. В правом столбце приводятся графики коэффициентов корреляции для потребителей фазы С. Максимальная нагрузка 220 потребителя для 1488 срезов измерений января равна 4.112 кВт, а средняя мощность нагрузки составляет 1.789 кВт.

В качестве комментариев к рис.6 для каждого способа моделирования неучтенных потреблений, укажем значения используемых при моделировании параметров и коэффициентов корреляции:

- 1.1. $\alpha = 0.1$, 1.2. $K_{xP \max}^C = 0.998$; 2.1. $\beta = 2 \text{ кВт}$, 2.2. $K_{xP \max}^C = 0.934$;
- 3.1. $\beta = 2 \text{ кВт}$, 3.2. $K_{xP \max}^C = 0.935$; 4.1. $t_2 - t_1 = 4 \text{ часа}$, 4.2. $K_{xP \max}^C = 0.352$;
- 5.1. $\alpha \approx (0.1 \div 0.9)$; 5.2. $K_{xP \max}^C = 0.502$;
- 6.1. $\alpha \approx (0.1 \div 0.9)$, $P_{220}^{\text{средн}} = 1.789 \text{ кВт}$; 6.2. $K_{xP \max}^C = 0.226$; 6.3. $K_{чP \min}^C = 0.123$.

Максимальный коэффициент корреляции 6.2, обвиняющий 220 потребителя в неучтенном потреблении, довольно мал, дополнительным подтверждением этому является коэффициент 6.3, показывающий, что 220 потребитель является наименее честным.

- 7.1. $P_{220}^{\text{средн}} = 1.789 \text{ кВт}$, 7.2. $K_{xP \min}^C = 1.75E - 16$; 7.3. $K_{бP \min}^C = 5.7E - 15$.

Близость к нулю коэффициентов 7.2 и 7.3 отрицает связь нагрузки 220 потребителя как с коммерческими потерями, так и с измерениями балансного счетчика, что позволяет обвинить 220 потребителя в НПЭ.

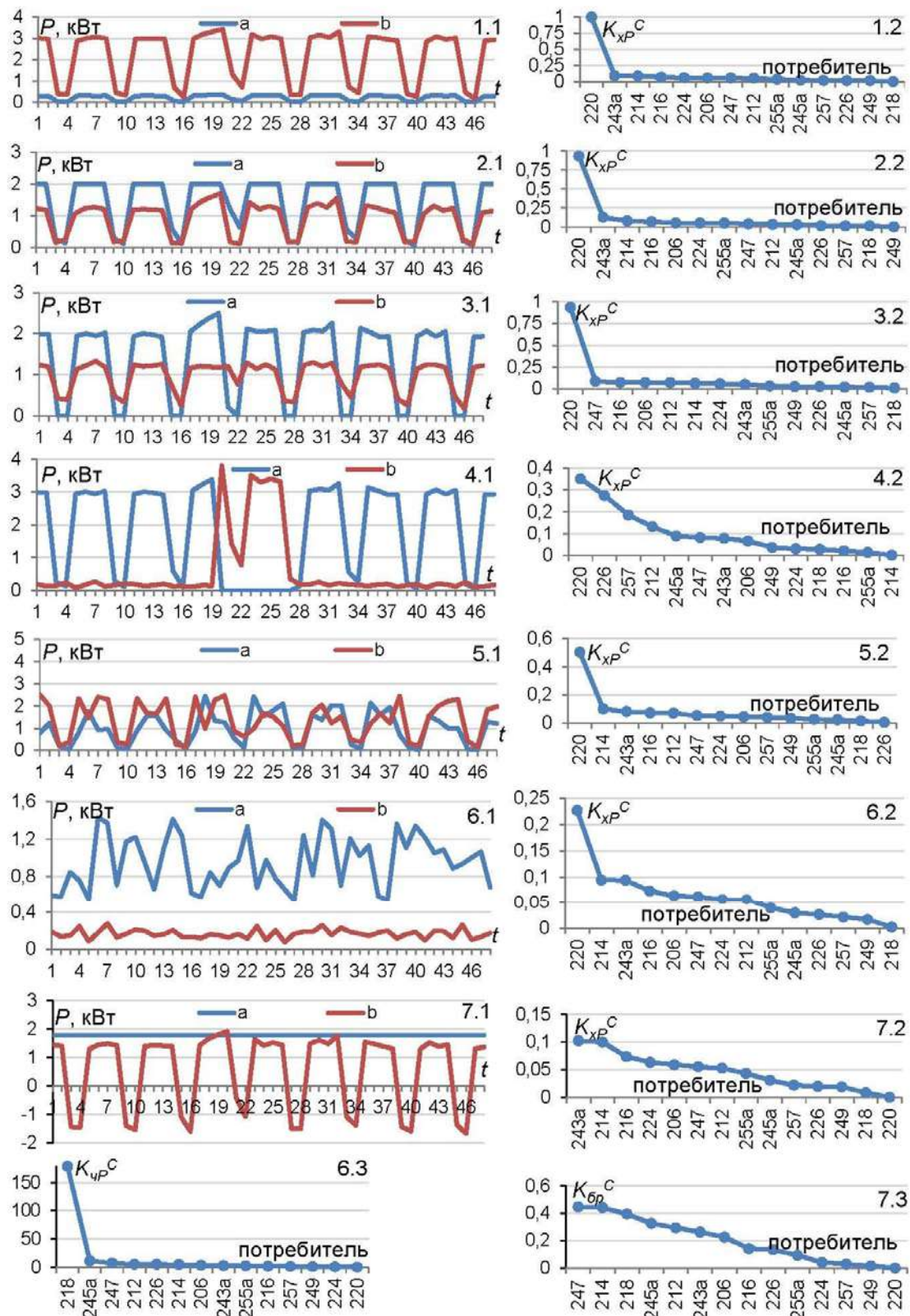


Рис. 6. – Суточные графики 1.1–7.1 нагрузок 220 потребителя с учетом НПЭ – а и коммерческих потерь – б; 1.2 – 7.2 коэффициенты K_{xP}^C ; 6.3 – $K_{\psi P}^C$; 7.3 – $K_{\theta P}^C$.

Исследование одновременных 30% неучтенных потреблений, соответствующих первому способу, двумя потребителями с номерами 220 и 247 и тремя потребителями 220, 218 и 247 фазы С, как следует из представленных на рис. 7 графиков коэффициентов корреляции K_{xP}^C и K_{xI}^C , позволяет в обоих случаях НПЭ успешно обнаружить похитителей.

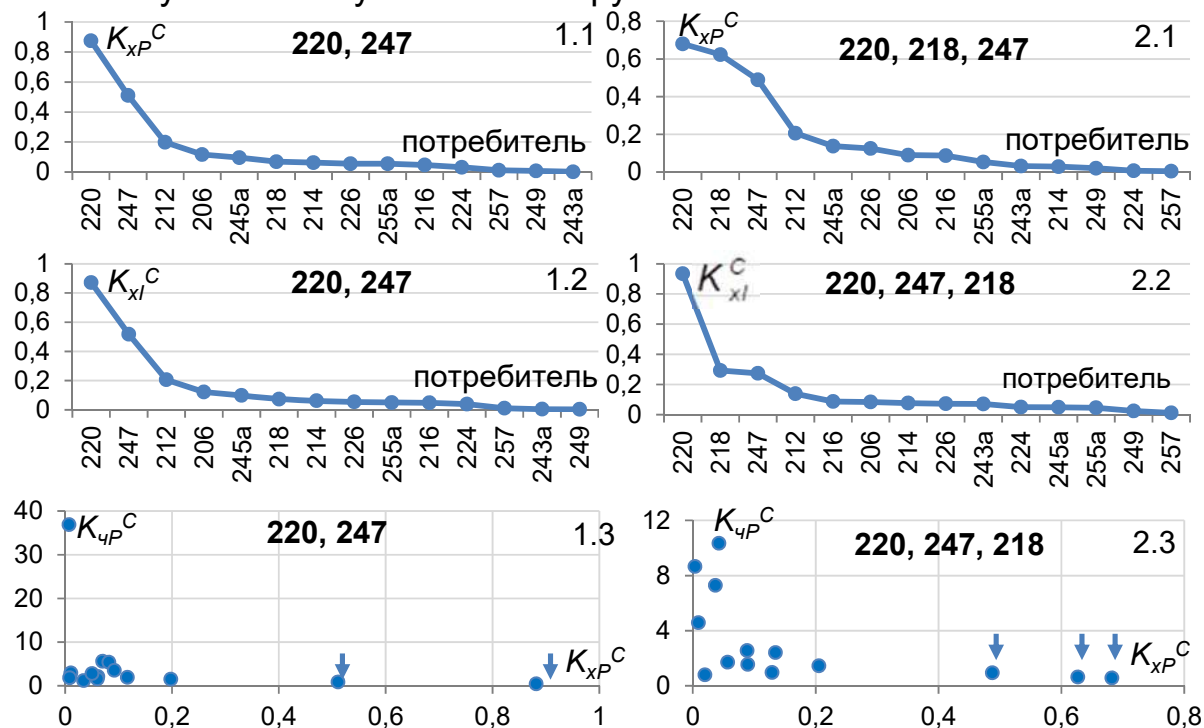


Рис. 7. Коэффициенты корреляции K_{xP}^C и K_{xI}^C для случаев двух виновников 30% НПЭ 1.1-1.3 и трех виновников 30% НПЭ 2.1-2.3.

На рис. 7.3 приведены точечные графики, ординатами которых являются K_{xP}^C , а абсциссами K_{xI}^C , отмеченные стрелками точки с минимальными ординатами и максимальными абсциссами соответствуют потребителям, виновным в НПЭ.

Заключение

Решена проблема определения виновников НПЭ в фазах РС низкого напряжения с учетом технических потерь, не требующих знания топологии и параметров элементов схемы сети. Показано, что для обнаружения НПЭ вместо анализа корреляционной связи между вектором коммерческих потерь и векторами мощностей нагрузок потребителей, может исследоваться корреляционная связь между вектором небалансов токов и векторами токовых нагрузок. Для оценки отсутствия неучтенных потреблений в сети предложено проверять совпадение коэффициентов корреляции между вектором

потерь напряжений и векторами токов в связях, при их вычислении по узловым токам от узла питания к концу фидера и в обратном направлении. Эффективность корреляционного анализа для выявления моделируемых виновников различного типа неучтенных потреблений проиллюстрирована на примере реального фидера РС.

Литература

1. Energy-theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid / R. Jiang [et al.] // *Tsinghua Science and Technology*. 2014. Vol. 19. № 2. P. 105–120.
2. Non-Technical Losses Review and Possible Methodology Solutions / B.K. Hammerschmitt [et al.] // 6th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), Istanbul (Turkey). 2020. P. 64–68.
3. Electricity Theft Pinpointing through Correlation Analysis of Master and Individual Meter Readings / P.P. Biswas [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 11. № 4. P. 3031–3042.
4. Novel Combined Data-Driven Approach for Electricity Theft Detection / K.A. Zheng [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2019. Vol. 15. № 3. P. 1809–1819.
5. A Detection Method for Group Fixed Ratio Electricity Thieves Based on Correlation Analysis of Non-Technical Loss / Y. Yang [et al.] // *IEEE Access*, 2022. Vol. 10. P. 5608–5619.
6. Голуб И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И. Использование измерений АС-КУЭ для проверки топологии и расчета режима вторичной распределительной сети // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Вып. 70.В 2-х книгах. Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. С. 222–231.
7. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 1. С.135–144.
8. Jokar P., Arianpoo N., Leung V. C. M. Electricity Theft Detection in AMI Using Customers' Consumption Patterns // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. Vol. 7. № 1. P. 216–226.
9. Golub I., Boloev E. Determination of Losses in Distribution Networks by Smart Meter Measurements // 2021 International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering, Kuala Lumpur (Malaysia). 2021. P. 1–6.
10. A Tunable Fraud Detection System for Advanced Metering Infrastructure Using Short-Lived Patterns / M. Zanetti [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10. № 1. P. 830–840.

УДК 621.31

ОЦЕНКА УРОВНЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСОВ СБОРА, ОБРАБОТКИ И УПРАВЛЕНИЯ ДАННЫМИ

Султанов* М.М., Болдырев* И.А., Иваницкий* М.С., Шамигулов* П.В.

Аннотация

Представлены результаты разработки методики оценки уровней безопасности энергетических объектов. Предложены индикаторы энергетической безопасности, значения которых определяют степень возможной угрозы в работе рассматриваемого энергетического объекта. Полученные в работе результаты могут быть использованы для определения уровня безопасности функционирования энергоблоков ТЭС.

Ключевые слова: безопасность, надёжность, генерирующие системы, индикаторы, техническое состояние, технологические отказы, пороговые значения.

Введение

В соответствии с требованиями необходимости обеспечения энергетической безопасности критической инфраструктуры функционирование генерирующих систем основано на сохранении работоспособности ресурсопределяющего оборудования функциональных узлов и систем с учетом их технического состояния. Значительное внимание при этом необходимо уделять сохранению наблюдаемости и управляемости энергетического оборудования [1–3].

В работе [4] рассматривается формирование комплексного показателя энергетического безопасности, используя среднеарифметическое значение балльных оценок в зависимости от характера ситуации, и даны рекомендации по проведению комплекса мероприятий по повышению экономической безопасности и надёжности всей энергосистемы. В работах [5–8] описываются методики, использующие современные расчетно-экспериментальные средства моделирования для обеспечения показателей надёжности и безопасности работы энергетического оборудования. Основное внимание уделено физическому износу элементов оборудования. Высокая степень износа основных фондов, наличие оборудования, вырабатывающего свой ресурс, снижают энергетическую безопасность предприятий. Анализ представленных данных показывает, что выделение опре-

* филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Волжском, Волгоградская обл., Россия, e-mail: boldyrev@vfmei.ru

деленных расчетных показателей по сравнению с пороговыми значениями позволит выявить область с опасностью нарушения нормального функционирования энергосистемы.

Целью исследования является разработка методики оценки уровня безопасности энергетического оборудования с учетом физического износа, технического состояния функциональных узлов и элементов.

Основные индикаторы безопасности энергетического объекта

На сегодняшний день существует множество показателей, характеризующих энергетическую безопасность, отражающих как качественную, так и количественную характеристику энергетической безопасности [5, 6, 9, 10]. В настоящей работе рассмотрены основные индикаторы безопасности объекта электроэнергетического комплекса:

- степень износа основных фондов предприятия;
- коэффициент обновления основных фондов;
- доля электроэнергетического оборудования, выработавшего свой ресурс;
- обеспеченность запасами топливно-энергетических ресурсов.

В соответствии с принятыми индикаторами безопасности определяют фактические значения показателей. Степень износа основных фондов предприятия, %, определяется степенью аварийности оборудования:

$$И = \frac{\sum_{i=1}^n И_i}{И_0} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

здесь $\sum_{i=1}^n И_i$ – сумма износа основных фондов, руб.; $И_0$ – первоначальная стоимость основных фондов, руб.

Коэффициент обновления основных фондов, %, определяется необходимостью полного обновления основных фондов за предельный срок их службы:

$$К_{и} = \frac{И_{год}}{И_{к}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где $И_{год}$ – стоимость основных фондов, введенных в году, руб.; $И_{к}$ – стоимость основных фондов на конец года, руб.

Доля электроэнергетического оборудования, выработавшего свой ресурс, зависит от наличия в энергосистемах изношенного, выработавшего свой ресурс оборудования и снижает надежность энергоснабжения:

$$С_{эо} = \frac{С_{фэо}}{С_{пф}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где $С_{фэо}$ – стоимость основных фондов электрооборудования, выработавшего свой ресурс, руб.; $С_{пф}$ – полная стоимость основных фондов электрооборудования, руб.

Обеспеченность запасами топливно-энергетических ресурсов, лет, которая определяется имеющимися ресурсами:

$$З_{\text{тэп}} = \frac{B_{\text{бз}}}{B_{\text{д}}} \cdot 100 \%, \quad (4)$$

здесь $B_{\text{бз}}$ – балансовые запасы топлива, т; $B_{\text{д}}$ – объем добычи топлива в год, т/год.

Однако достижение таких задач невозможно без разработки механизма управления безопасностью и рисками в энергетическом комплексе России, как в отдельности для каждого энергетического предприятия, так и для целой отрасли.

Комплексный показатель безопасности и энергоэффективности энергетической компании

Современные технологии проектирования основаны на использовании цифровых моделей, позволяющих проводить численное моделирование работы технологического оборудования, работающего с учетом технологических особенностей производства. В связи с этим, разрабатываемые в настоящее время методики должны опираться на экспериментальные методы оценки состояния элементов оборудования на протяжении всего жизненного цикла, а также выявление на ранних стадиях развития возможных разрушений.

Формирование комплексного показателя безопасности и энергоэффективности энергетической компании производится как среднеарифметическое балльных оценок характера ситуации по каждому индикатору энергетической безопасности, представленному в таблице 1.

Таблица 1. Пороговые значения индикаторов энергетической безопасности

№	Индикаторы	Н (стабильно- нормальная ситуация)	ПК (предкризисная ситуация)	К (кризисная)
1	2	3	4	5
1	Степень износа основных фондов предприятия	≤ 50	> 50 < 60	≥ 60
2	Коэффициент обновления основных фондов	≥ 2	$< 2,0$ $> 1,5$	$\leq 1,5$
3	Степень сбалансированности цен на рынке	≥ 100	< 100 > 90	≤ 90
4	Доля энергетической составляющей в себестоимости продукции на энергетическую безопасность	≤ 3	> 3 < 5	≥ 5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
5	Доля электроэнергетического оборудования, выработавшего свой ресурс	≤ 30	> 30 < 50	≥ 50
6	Обеспеченность запасами топливно-энергетических ресурсов	≥ 30	< 30 > 20	≤ 20
7	Коэффициент, учитывающий климатические факторы	$\leq 0,05$	$> 0,05$ $< 0,10$	$\geq 0,10$
8	Коэффициент, учитывающий наличие предписаний Ростехнадзора при нарушении требований промышленной безопасности	≤ 1	> 1 < 2	≥ 3
9	Коэффициент, характеризующий вероятность безотказной работы энергоблока	$\geq 0,95$	$< 0,95$ $> 0,70$	$\leq 0,70$
10	Коэффициент, учитывающий недовыработку электрической энергии	$\leq 0,05$	$> 0,05$ $< 0,30$	$\geq 0,30$
11	Коэффициент, учитывающий недовыработку тепловой энергии	$\leq 0,05$	$> 0,05$ $< 0,30$	$\geq 0,30$
12	Коэффициент информационной безопасности	≤ 2	> 2 < 5	≥ 5
13	Комплексный (интегральный) показатель уровня безопасности энергоблока	$\geq 0,89$	$< 0,89$ $> 0,12$	$\geq 0,12$

Предложены пороговые значения показателей безопасности предприятия в целях определения их фактического характера (нормальный (стабильный), предкризисный, кризисный) по каждому индикатору, представленному в таблице 2.

Для удобства обработки полученной информации применяется визуализация уровня надежности и безопасности с учетом физического износа оборудования. Предложенные пороговые значения показателей безопасности предприятия в целях определения их фактического характера (нормальный (стабильный), предкризисный, кризисный) по каждому индикатору, представлены в таблице 2. В современных условиях функционирования рынка огромное значение имеют факторы оперативности и точности получения прогноза надежности безопасности оборудования, характеризующие состояние его элементов и узлов.

Для разработки критериев оценки уровня надежности и безопасности энергетического оборудования K_i необходимо выделить основные индикаторы.

Таблица 2. Цветовая индикация оценки уровней надежности и безопасности энергетического оборудования

Диапазон значений физического износа	Визуализация (цвет)	Уровень надежности (по фактическому износу)	Уровень безопасности	Вид технического воздействия
>0,75	Красный	Критический	Недопустимый (кризисное К)	Эксплуатация недопустима. Требуется срочное воздействие на оборудование и (или) объект электроэнергетики
>0,50 и ≤0,75	Оранжевый	Неудовлетворительный	Уровень дополнительного обслуживания и техперевооружения (предкризисное ПК 3 уровня)	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
>0,30 и ≤ 0,50	Желтый	Удовлетворительный	Уровень усиленного контроля (предкризисное ПК 2 уровня)	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
>0,15 и ≤0,30	Зеленый	Хороший	Уровень нормальной эксплуатации и планового диагностирования (предкризисное ПК 1 уровня)	По результатам планового диагностирования
<0,15	Темно-зеленый	Очень хороший	Требуемый (стабильно-нормальное СНС)	Плановое диагностирование

В исследованиях используются следующие коэффициенты:

1. Коэффициент износа оборудования энергоблока ТЭС определяется по формуле:

$$K_{\text{и}} = 1 - \text{ИТС}_i, \quad (5)$$

где ИТС_{*i*} – индекс технического состояния оборудования, который оценивается на основе методики [11, 12].

На основе методики [11] оцениваются следующие параметры функциональных узлов:

- для паровой турбины: максимальная величина вибрации подшипниковых опор, дефекты подшипников, максимальная температура баббита вкладышей (колодок) подшипников, коррозионные повреждения дисков, максимальная температура за маслоохладителем;
- для парового котла: наличие ограничений по параметрам/ресурсу после экспертизы промышленной безопасности / технического диагностирования

- ния, количество дефектов, устраненных сваркой за весь период эксплуатации, нарушения геометрии каркаса котла, присосы в топку и газовый тракт до выхода из пароперегревателя;
- для турбогенератора: сопротивление изоляции обмотки ротора, температура по результатам испытаний обмотки ротора на нагревание, пробои изоляции обмотки ротора при эксплуатации, температура стержней обмотки статора по результатам испытаний генератора на нагревание, ограничения мощности генератора (в связи с повышенным нагревом обмотки статора), разница значений сопротивления обмоток постоянному току, вибрация сердечника статора;
 - для трансформатора силового напряжением 110 кВ и выше: течь масла, давление масла, степень развития дефекта контактных соединений по результатам тепловизионного контроля, пробивное напряжение, влагосодержание, сопротивление изоляции измерительного вывода.

2. Коэффициент обновления оборудования энергоблока:

$$K_o = \frac{\text{ИТС}_i}{\text{ИТС}_н}, \quad (6)$$

где ИТС_i – индекс технического состояния оборудования в текущий момент времени; $\text{ИТС}_н$ – нормативный индекс технического состояния, характеризующий вид технического состояния на нижнем пределе уровня «хорошее», не менее 70 %.

3. Коэффициент отношения электрической мощности энергоблока к электрической мощности станции:

$$K_n = \frac{N_{э.бл}}{N_{э.ст}}, \quad (7)$$

где $N_{э.бл}$ – электрическая мощность энергоблока; $N_{э.ст}$ – установленная электрическая мощность станции.

4. Коэффициент запаса топлива:

$$K_{топл} = \frac{B_i}{B_{\max}}, \quad (8)$$

где B_i – расход топлива в текущий момент времени; $B_{\max}$ – максимальный запас топлива на энергетическом предприятии.

5. Коэффициент, учитывающий климатические факторы:

$$K_k = \frac{24 \cdot \tau_i \cdot (t_i - \tau_{ин})}{D_x \cdot (t_x - \tau_x)}, \quad (9)$$

где τ_i – продолжительность рассматриваемого периода в текущий момент времени; D_x – продолжительность отопительного периода, в сутках; $(t_i - \tau_{ин})$ – разность температур воздуха в текущий момент времени; $(t_x - \tau_x)$ – разность температур в помещении и окружающей среды для самого холодного месяца года.

6. Коэффициент, учитывающий наличие предписаний Ростехнадзора при нарушении требований промышленной безопасности:

$$K_p = \frac{n}{\sum n_k}, \quad (10)$$

где n – количество предписаний Ростехнадзора в текущем году; $\sum n_k$ – среднегодовое количество предписаний за последние 5 лет.

7. Коэффициент, характеризующий вероятность безотказной работы энергоблока:

$$K_s = (1 - \alpha \cdot t) / K_o, \quad (11)$$

где $\alpha = 0,05$ – коэффициент, учитывающий прогноз изменения индекса технического состояния функционального узла единицы основного технологического оборудования; t – время прогнозирования, лет.

8. Коэффициент, учитывающий недовыработку электрической энергии:

$$K_{\Delta N} = (1 - p) \cdot \frac{N_i}{N_{\max}}, \quad (12)$$

где N_i – отпуск электрической энергии в текущий момент времени, МВт·ч; $N_{\max}$ – максимальный годовой отпуск электрической энергии, МВт·ч.

9. Коэффициент, учитывающий недовыработку тепловой энергии:

$$K_{\Delta Q} = (1 - p) \cdot \frac{Q_i}{Q_{\max}}, \quad (13)$$

где Q_i – отпуск тепловой энергии в текущий момент времени, МДж; $Q_{\max}$ – максимальный годовой отпуск тепловой энергии, МДж.

10. Коэффициент информационной безопасности:

$$K_{\text{иБ}} = \frac{n}{\sum N}, \quad (14)$$

здесь n – количество кибератак в текущем году; $\sum N$ – среднегодовое количество кибератак за последние 5 лет.

Для получения комплексной оценки энергетической безопасности для энергоблоков ТЭС необходимо определить весовой показатель каждого из анализируемых индикаторов, рассчитываемый по формуле:

$$K_{\text{в}i} = \frac{K_{\text{оби}}}{\sum_{i=1}^{10} K_{\text{оби}}}, \quad (15)$$

где $K_{\text{оби}}$ – количество идентифицированных обращений, определяемое по количеству запросов в информационных источниках; $\sum_{i=1}^{10} K_{\text{оби}}$ – суммарное количество идентифицированных обращений, определяемое по количеству общих запросов в информационных источниках.

Комплексный (интегральный) показатель уровня безопасности энергоблока рассчитывается по выражению:

$$K_6^3 = \sum_{i=1}^n (K_{Bi} \cdot K_i), \quad (16)$$

Следует отметить, что в случае отнесения двух и более индикаторов безопасности к уровню «кризисный», несмотря на результаты расчетного значения K_6^3 , комплексный (интегральный) показатель уровня безопасности энергоблока будет относиться также к кризисному пороговому значению их фактического характера.

Контроль индикаторов безопасности

Оперативное определение уровней безопасности может быть реализовано на базе специализированных цифровых систем сбора данных, в том числе [13]. При этом необходимо учитывать важность обеспечения вопросов информационной безопасности. Создание и эксплуатация информационных систем для удаленного мониторинга и диагностики (СУМИД) энергетического оборудования регламентируется требованиями по обеспечению информационной безопасности, описанными в приказе Приказ Министерства энергетики РФ от 6 ноября 2018 г. № 1015.

В части детального совершенствования методики управления энергетическим предприятием генерирующих и энергетических систем авторами рассматриваются следующие методические задачи.

1. Разработка критериев оценки степени использования цифровых технологий в обеспечении надежности и безопасности энергетических предприятий.

2. Формализация критериев оценки.

3. Формирование комплексного критерия оптимальности управляющих воздействий верхнего уровня, с точки зрения обеспечения максимальной эффективности работы энергетического предприятия в условиях обеспечения заданной общесистемной надежности и безопасности в условиях цифровой трансформации.

4. Разработка алгоритма формирования записей в распределенной сети блокчейн об изменении состояния контролируемого энергетического оборудования и алгоритма управления базой данных с информацией о контролируемом оборудовании и объектах [14].

5. Разработка управляющей программы, обеспечивающей взаимодействие базы данных с нейросетевыми алгоритмами анализа и прогнозирования технического состояния оборудования, уровней безопасности энергетических предприятий и систем [13, 15].

Заключение

1. В работе предложена методика оценки уровня безопасности энергоблоков ТЭС, позволяющая своевременно определить степень безопасности работы оборудования, сформировать фактор физического воздействия на энергетическое оборудование для нормализации этого уровня в

случае необходимости и принять управленческие действия по недопущению аварийной ситуации.

2. Сформулированы индикаторы безопасности генерирующих систем, определены критерии оценки уровня безопасности энергоблоков ТЭС.

3. Установлены пределы изменения комплексного (интегрального) показателя уровня безопасности энергоблока в зависимости от полученных результатов расчета индикаторных показателей и их весовых коэффициентов.

Работа выполнена при финансовой поддержке государственного задания РФ FSWF 2020-0025 «Разработка методов и анализ способов достижения высокого уровня безопасности и конкурентоспособности объектов энергетических систем на базе цифровых технологий» на оборудовании центра коллективного пользования «Испытательный полигон технологий транспортировки электроэнергии и распределенных интеллектуальных энергосистем» НТИ МЭИ.

Литература

1. Федеральный закон от 21.07.97 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 01 февраля 2017 г. N 1715-р).

3. Приказ Министерства энергетики РФ от 19 февраля 2019 г. N 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа».

4. Гайфуллина М.М., Халиуллина Д.Р., Хафизова Л.К. Оценка энергетической безопасности и энергоэффективности нефтяной компании // Интернет-журнал «Науковедение», 2017, том 9, № 3.

5. Барановский В.В., Короткова Т.Ю., Коновалов М.Ю. Использование логико-вероятностных методов для оценки безопасности и надёжности ТЭС как структурно-сложных технических систем // Энергобезопасность и охрана труда, 2015, № 2 (62), с. 5–9.

6. Цифровая экономика России // TAdviser. URL: <http://www.tadviser.ru/index.php>.

7. Гаев А.В., Данюшевский И.А., Шевчук Р.Э., Журавлев Д.Н. Разработка методики оценки надежности и безопасности тепломеханического оборудования // Надежность и безопасность энергетики, 2015, № 2(29), с. 65–69.

8. Судаков А.В., Сайкова М.С., Данюшевский И.А. Учет дефектов при экспертизе промышленной безопасности и оценке ресурса элементов котлов и трубопроводов // Берг-Коллегия, 2010, № 2.

9. Грабчак Е.П., Логинов Е.Л. Цифровые подходы к управлению объектами электро- и теплоэнергетики с применением интеллектуальных киберфизических систем // Надежность и безопасность энергетики, 2019, том 12, № 3, с. 172–176.

10. Веселов Ф.В., Дорофеев В.В. Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития энергетики в условиях цифровой экономики // Энергетическая политика, 2018; № 5, с. 43–52.

11. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. N 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

12. ГОСТ Р 55173-2012. Установки котельные. Общие технические требования Национальный стандарт Российской Федерации. М.: Стандартинформ, 2014, 30 с.

13. Султанов М. М., Болдырев И. А., Горбань Ю.А., Смирнов А.А., Юров В.А. Программа сбора, хранения и обработки данных о режимах работы энергетических систем для обеспечения высокого уровня надежности. – Свид. № 2022685054.

14. Султанов, М.М. Принцип и алгоритм распределения данных о надежности и режимах работы энергетического оборудования при совместном использовании сети блокчейн и централизованной системы хранения данных / М.М. Султанов // Новое в российской электроэнергетике. 2022. № 12. С. 30-40.

15. Султанов М.М., Болдырев И.А., Шамигулов П.В. Применение моделей расчета и прогнозирования надежности и безопасности энергетического оборудования с использованием комплексов сбора, обработки и управления данными // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы 94-го заседания Международного научного семинара. Отв. редактор В.А. Стенников. Иркутск, 2022. с. 573-582.

УДК 621.311:004.052.2

РИСКИ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ ВЗАИМОСВЯЗАННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ СООБЩЕСТВАМИ МИКРОСЕТЕЙ¹

Гурина* Л.А., Томин** Н.В.

Аннотация

В докладе рассмотрены способы формирования энергетических сообществ, проанализированы различные структуры управления такими сообществами, оценены и выявлены возможные угрозы и уязвимости информационных систем (ИС), возможные сбои и отказы в ИС при кибератаках, которые могут привести к ошибкам при формировании управляющих воздействий. Предложен подход к снижению рисков кибербезопасности информационной инфраструктуры сообщества микросетей.

Ключевые слова: распределенная энергетика, энергетическое сообщество, мультиагентная система управления, кибератаки, риски кибербезопасности.

Введение

Агрегация микросетей в форме энергетического сообщества (ЭСО) способствует эффективному использованию местных энергоресурсов между его участниками, сдерживанию роста тарифов на электроэнергию, бесперебойному и надежному энергоснабжению потребителей [1, 2].

Для реализации отмеченных преимуществ сообщество микросетей используют специальные цифровые автоматические системы управления, реализующей функции оптимального управления доступными энергоисточниками. В этом отношении такое ЭСО образует киберфизическую энергетическую систему (КФЭС) с внедрением передовых информационных и коммуникационных технологий (искусственный интеллект, блокчейн, интернет вещей и пр.) [3].

Как правило, на энергетическую систему (ЭС) сильно влияют различные зависимости, существующие внутри самой системы, между технологической частью и информационно-коммуникационной инфраструктурой ЭС, а также между ЭС и другими критически важными инфраструктурами

¹ Работа выполнена в рамках научного проекта «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем», № FWEU-2021-0001.

* Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия; gurina@isem.irk.ru.

** Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия; tomin.nv@gmail.com.

или ее средой [4]. В [5] взаимозависимость определяется как «двунаправленная связь между двумя инфраструктурами, посредством которой состояние каждой инфраструктуры влияет или коррелирует с состоянием другой».

При формировании ЭСО, а также при распределенном управлении объектами энергетики появляются взаимозависимости как между ИС микросетей, так и технологические взаимозависимости, которые вызывают новые потенциальные уязвимости, отказы по общей причине и другие взаимозависимые отказы. Взаимозависимости также подразумевают, что микросети более восприимчивы к кибератакам, даже если такие атаки не нацелены непосредственно на саму микросеть. Киберугрозы постоянно совершенствуются, и существует множество мер, которые можно предпринять, чтобы сделать ИС более защищенными. Однако многие из доступных мер лучше всего подходят для традиционных ЭС, но их может быть труднее применить к ЭСО, распределенные объекты которого тесно связаны между собой. Таким образом, в случае кибератак важно определить и проанализировать возможные сбои в взаимосвязанных ИС микросетей, чтобы обеспечить нормальное функционирование ЭСО.

В связи с этим, для сообществ микросетей возникает комплексная задача сохранения свойств кибербезопасности ИС управления из-за роста используемых цифровых объектов, межсетевого взаимодействия, способствующих увеличению уязвимостей к кибератакам. Поэтому целью исследования является разработка подхода к обеспечению кибербезопасности информационно-коммуникационной инфраструктуры ЭСО микросетей, суть которого заключается в моделировании ЭСО, имитации кибератак и разработки методов и средств защищенности взаимозависимых ИС от кибератак.

Структура управления сообществами микросетей

Управление ЭСО включает в себя управление силовыми преобразователями, распределение активной/реактивной мощности между распределенными источниками генерации, управление уровнем заряда и зарядной/разрядной мощностью систем накопления энергии, синхронизацию нескольких микросетей, поддержание баланса напряжение-частота и генерация-нагрузка в микросетях и т.д. В [6] описаны принципы построения и режимы работы микросетей.

Управление микросетями фактически является многоцелевой задачей, охватывающей различные технические области, временные масштабы и физические уровни. Многоуровневое управление включает первичное управление, вторичное управление и третичное управление. На основе данной иерархии способ реализации уровней управления энергетическим сообществом может быть централизованным, децентрализованным, распределенным или иерархическим [7].

В централизованной структуре существует центральный блок управления, который собирает и передает информацию на локальные источники генерации. Децентрализованные и распределенные структуры не требуют центрального контроллера. Децентрализованное управление, как определено в [8], выполняет регулирование на основе локальных измерений, а распределенное управление основано как на локальном измерении, так и на соседней связи [9]. Иерархическая структура управления распределяет функции управления между локальными контроллерами и контроллерами верхнего уровня.

Централизованное управление требует сбора данных со всех основных компонентов микросети [10]. На основе собранной информации в контроллере могут выполняться процедуры мониторинга и управления для достижения правильной и эффективной работы. К преимуществам централизованного управления относятся высокая наблюдаемость и управляемость всем ЭСО, а также простота реализации. Однако это влечет за собой проблему единой точки отказа, а выход из строя центрального контроллера приведет к потере всех функций [11].

Децентрализованное управление микросетью относится к методам управления, не требующим информации от других частей системы. Контроллер регулирует соответствующий блок, используя только локальную информацию. Преимущество децентрализованных схем в том, что они не требуют связи в режиме реального времени, хотя отсутствие координации между местными регулируемыми органами ограничивает возможность достижения глобального скоординированного поведения.

Функции, обеспечиваемые схемой централизованного управления, также могут быть реализованы распределенным способом. Между контроллерами осуществляется передача информации через линии связи, так что необходимая информация распределяется между каждой локальной системой, чтобы облегчить скоординированное поведение всех блоков. Основной проблемой полностью распределенной схемы управления является координация между распределенными блоками для выполнения целей управления. Обмен информацией между микросетями в составе ЭСО позволяет контроллерам найти оптимальную стратегию работы для устойчивой и эффективной работы ЭСО.

Распределенное вторичное управление, как новая стратегия управления, выполняет все функции централизованного контроллера с меньшими затратами на связь и вычисления, будучи устойчивым к сбоям или неизвестным системным параметрам. Идея состоит в объединении первичных и вторичных элементов управления в один локальный контроллер. В отличие от децентрализованного первичного управления, для правильной работы встроенные вторичные контроллеры должны «общаться» со своими соседями. Каждый агент (т. е. преобразователи, например, AC/DC инверторы) обменивается информацией с другими

агентами в коммуникационной среде. Каждый локальный вторичный контроллер принимает решение в соответствии с информацией своих соседей [12].

Для обеспечения кибербезопасности ЭСО при централизованном и распределенном управлении следует учитывать взаимозависимости не только информационно-коммуникационных и физических подсистем, но и взаимозависимости ИС микросетей в составе ЭСО.

Угрозы и уязвимости, обуславливающие возникновение рисков кибербезопасности сообщества микросетей

А. Уязвимости микросетей

Интеграция информационно-коммуникационной инфраструктуры с физической (технологической) подсистемой дает преимущества, но и также создает новый набор уязвимостей, которые могут подвергать систему различным угрозам. Эксплуатация таких кибер-уязвимостей может привести к физическим последствиям. Микросеть, будучи КФЭС, наследует их общие киберуязвимости, добавленные к уязвимостям, обусловленным спецификой распределенной энергетики. Причинами появления уязвимостей могут являться: использование беспроводной связи, использование гетерогенных коммуникационных технологий, увеличение подверженности внешним сетям, воздействие Интернета, увеличение автоматизации системы, увеличение использования распределенных устройств управления и автоматизации, сосуществование между унаследованными и новыми системами, использование нескольких независимых систем [13].

Таким образом, микросети могут быть подвержены различным киберугрозам.

Б. Потенциальные кибератаки на микросети

Основной целью кибератак обычно являются объекты управления и мониторинга [14]. Злоумышленники могут использовать уязвимости во всех активах, чтобы получить доступ к различным уровням управления и повлиять на функционирование ЭСО микросетей, тем самым, обусловить возникновение рисков кибербезопасности.

Существуют различные типы кибератак на ИС, которые могут быть реализованы и для ЭСО микросетей - манипуляции с аппаратными средствами и программным обеспечением, атаки внедрения ложных данных (FDI-атака), атаки отказа в обслуживании (DoS-атака), атаки захвата (Hijacking-атака) и т.д. [15, 16].

FDI-атака может повлиять на целостность информации, DoS-атаки прервут доступ к передаваемым данным, атаки захвата позволит нарушить управление и «захватить» контроллеры распределенной системы управления [16]. При этом атака захвата контроллера разрывает канал связи и заменяет другие данные, следовательно, прерывает процесс обновления полученного сигнала. В [17] показано, что Hijacking-атаки могут снижать оптимальную производительность микросетей. Поскольку при

таких атаках измерение с меткой времени заменяется постоянным вводом, алгоритм линейного консенсуса не может обновить свое эталонное состояние по отношению к соседним агентам, что в конечном итоге приводит к неизбежному небалансу мощности.

В этой связи предлагается подход по снижению рисков кибербезопасности взаимосвязанных ИС микросетей, который заключается в следующем:

1. Моделирование энергетического сообщества микросетей.
2. Моделирование кибератак, оценка распространения и влияния их последствий на взаимосвязанные ИС микросетей в составе ЭСО.
3. Разработка возможных мер, обеспечивающих защищенность ИС микросетей от кибератак

В этой связи осведомленность о кибератаках и выявление их причин позволяет лучше оценить влияние сбоев на взаимосвязанные распределенные объекты.

Мультиагентная система распределенного вторичного управления напряжением

В данной статье для реализации распределенного вторичного управления напряжением в сообществе микросетей была использована мультиагентная система управления, разработанная в [18].

В этом подходе электрическая сеть рассматривается как мультиагентная $\mathcal{G} = (\mathcal{V}, \mathcal{E})$, где каждый агент $i \in \mathcal{V}$ взаимодействует со своими соседями $N_i: \{j | \varepsilon_{ij} \in \mathcal{E}\}$. Под агентом здесь понимается контроллер вторичного управления DC/AC инвертором, используемый для подключения к сети переменного тока источников распределенной генерации (РГ) на постоянном токе.

В представленной структуре в процессе обучения агент «изучает» стратегию управления, основанную на суб-глобальном вознаграждении, а также локальные состояния и закодированные коммуникационные сообщения от его соседей (других агентов). Поскольку каждый агент i в этой модели наблюдает только за частью среды (свое состояние и своих соседей), это приводит к частично марковскому процессу принятия решений. Эта задача решается методом мультиагентного обучения с подкреплением, для которого определены следующие ключевые элементы:

– Область действий: управляющее действие для каждого агента — это уставка вторичного управления напряжением V_n . Были использованы 10 дискретных действий, равномерно распределенных между 1,02 и 1,12 о.е.

– Пространство состояний: состояние каждого агента i выбирается как $s_t = (\delta_i, P_i, Q_i, i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}, v_{bdi}, v_{bqi})$ для характеристики режимов CIGs, где δ_i - измеренный опорный угол; P_i, Q_i – активная и реактивная мощности соответственно; $i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}$ – выходные токи d-q CIG i и

напрямую подключенные шины, соответственно; а v_{bdi}, v_{bqi} - выходные напряжения d-q подключенной шины соответственно.

– Пространство наблюдений: предполагается, что каждый агент может наблюдать только свое локальное состояние, а также сообщения от своих соседей, т.е. $o_{i,t} = S_{i,t} \cup m_{i,t}$, где $m_{i,t}$ - коммуникационное сообщение, полученное от соседних агентов $j \in \mathcal{N}_i$, которое подробнее будет рассмотрено далее.

– Функция вознаграждения: целью всех агентов является максимизация общего вознаграждения $R_{i,t} = \sum_{k=0}^T \gamma^k \sum_{j \in \mathcal{V}} \alpha(d_{i,j}) r_{i,t+k}$, где $\alpha(d_{i,j}) \in [0,1]$ - пространственная функция дисконтирования; $d_{i,j}$ - расстояние между агентом i и j ; $r_{i,t}$ - вознаграждение агента i на временном шаге t . Функция $r_{i,t}$ определяется следующим образом, для того чтобы напряжения в генераторных узлах быстро сходились к эталонным значениям (например, 1 о.е.):

$$r_{i,t} = \begin{cases} 0.05 - |1 - v_i|, & v_i \in |0.95; 1.05|, \\ -|1 - v_i|, & v_i \in |0.8; 0.95| \cup |1.05; 1.25|, \\ -10. & \text{Otherwise} \end{cases} \quad (1)$$

где $r_{i,t}$ - вознаграждение агента i на временном шаге t .

Фактически, мы разделяем диапазон напряжений на 3 рабочие зоны: зона нормального режима ($|0.95, 1.05|$ о.е.), зона утяжелённого режима $|0.8, 0.95| \cup |1.05, 1.25|$ о.е.) и аварийная зона ($|0, 0.8| \cup |1.25, \infty|$ о.е.). При сформулированном вознаграждении агент с «аварийными» напряжениями получают большой штраф, а агент с напряжением, близким к 1 о.е., получают положительное вознаграждение.

В рассматриваемой мультиагентной структуре информация от соседних агентов используется для повышения эффективности обучения. Таким образом, на основе структуры, предложенной в [18], агент i обновляет свое скрытое состояние $h_{i,t}$, на каждом шаге t :

$$h_{i,t} = f_i \left(h_{i,t-1}, q_0 \left(e_s(o_{i,t}) \right), q_h(h_{\mathcal{N},t-1}) \right), \quad (2)$$

где $h_{i,t-1}$ - скрытое состояние с предыдущего временного шага; $o_{i,t}$ - наблюдение агента i , сделанное в момент времени t , т.е. его внутреннее состояние и состояния его соседей; $h_{\mathcal{N},t-1}$ - интегрированное состояние от соседей; $e_s(o_{i,t})$ и q_h - дифференцируемые функции кодирования и извлечения сообщений.

Вместо низкоразмерных индикаторов, здесь включены полные состояния соседнего агента в локальное наблюдение $o_{i,t} = S_{i,t} \cup S_{\mathcal{N},t}$ для улучшения наблюдаемости агента. При этом полученное коммуникационное сообщение $m_{i,t}$, i -го агента является комбинацией внутренних состояний и скрытых состояний его соседей.

Важно заметить, что в данной реализации мультиагентной системы, скрытое состояние $h_{i,t}$, полученное из (2), используется затем в актёр-критических нейросетей для генерации случайных действий и прогнозирования функций ценности, соответственно, то есть $\pi_{\theta_i}(\cdot | h_{i,t})$ и $V_{\omega_i}(h_{i,t})$. При этом используется централизованная схема обучения агентов с децентрализованным исполнением, где каждый агент имеет свои собственные актер-критические нейросети, и их стратегия обновляется независимо, а не на основе алгоритмов консенсуса [19], который может снизить скорость сходимости решения. Такой подход позволяет создавать устойчивые к информационным сбоям, в том числе по причине кибератак, мультиагентные системы.

В следующем расчётном примере на базе вышеописанной мультиагентной системы вторичного управления напряжением в ЭСО микросетей было исследовано влияние кибератак на агентов с поврежденными данными, а также влияние кибератак на соседних агентов.

Пример

Рассмотрим несколько сценариев, в которых злоумышленник искажает данные, например, текущие данные, которыми обмениваются агенты, вводя ложные данные в каналы связи или беспроводные каналы связи. Рассмотрим FDI-атаку на нескольких агентов. Эта атака изменяет измеренную информацию от соседних агентов, добавляя ложные данные [16]. Фактическое текущее измерение (наблюдение) $o_{i,t} = S_{i,t} \cup m_{i,t}$ соседних агентов при этой атаке описывается как:

$$o_{i,t}^a = o_{i,t} - \alpha x_{i,t}^a \quad (3)$$

где $x_{i,t}^a$ – инжектируемые ложные данные, заданные в виде случайного распределения в определённом диапазоне, $\alpha \in \{0, 1\}$ – коэффициент искажения данных, где $\alpha = 1$ соответствует полноценной атаке FDI.

Также рассмотрим атаку захвата контроллера. В случае такой атаки злоумышленник заменяет измерения вредоносными данными [20]:

$$o_{i,t}^c = (1 - \alpha)o_{i,t} - \alpha x_{i,t}^a \quad (4)$$

где $o_{i,t}^c$ – модифицированное наблюдение агента; $x_{i,t}^a$ – инжектируемые ложные данные, заданные в виде случайного распределения в определённом диапазоне, и $\alpha = 1$ означает полноценную атаку на инвертер с полной заменой корректных наблюдений.

В качестве тестирования мультиагентной системы с моделируемыми кибератаками, по аналогии с [20], была рассмотрена модель ЭСО микросетей с распределёнными источниками электроэнергии, полученную на основе модификации схемы IEEE34 (рис. 1).

Для моделирования утяжелённых режимов, были добавлены случайные изменения нагрузки по всей сети с отклонениями $\pm 20\%$ от номинальных значений, а также ещё случайные возмущения в диапазоне $\pm 5\%$ для

каждой нагрузки. Все агенты в рассматриваемых схемах контролировались со временем выборки 0,05 с, и каждый агент мог связываться со своими соседями через локальные границы связи. Первичное управление нижнего уровня реализовано по аналогии с [21].

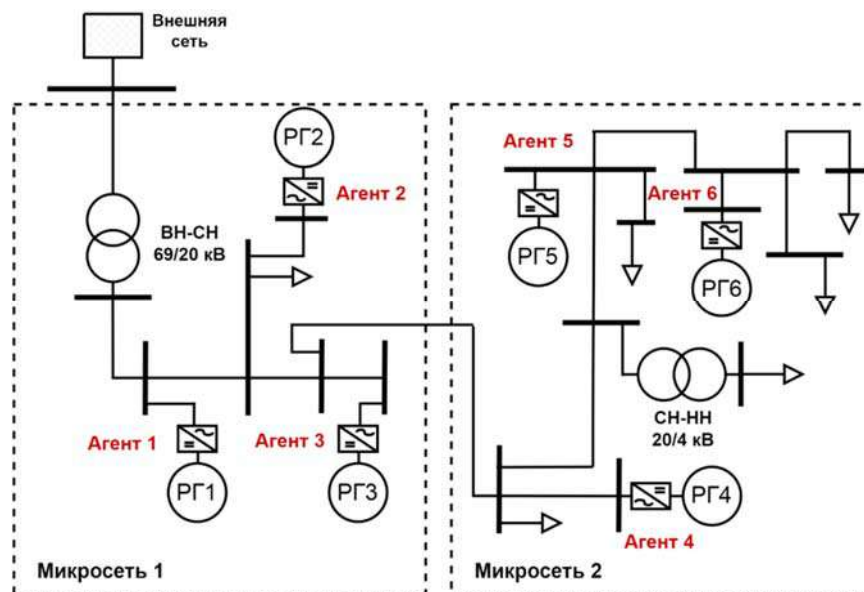
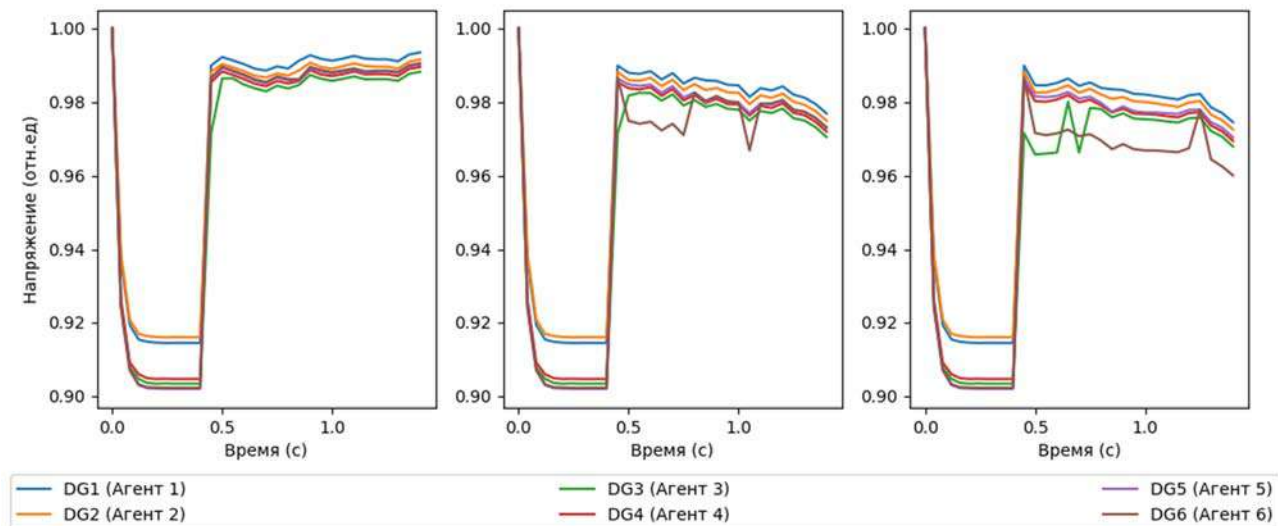


Рис. 1 – Тестовая схема сообщества микросетей.

Для схемы, показанной на рис. 1, рассматривался сценарий FDI-атаки и Hijacking-атаки на агентов 3, 5 и 6, согласно (3) и (4). На рис. 2. представлены результаты такого моделирования, где показано качество стабилизации напряжения после возмущения по нагрузке для различных сценариев.



а) Кибератаки отсутствуют

б) FDI-атака

в) Hijacking-атака

Рис. 2 – Результаты моделирования поведения агентов обученной системы регулирования напряжения при возмущении нагрузки в отсутствие и при наличии кибератак.

Хорошо видно, что для сценария в отсутствие кибератак агенты-инверторы эффективно справляются с задачей согласованной стабилизации напряжения после возмущения. Однако, когда в их информационные коммуникации вмешиваются злоумышленники (рис. 2б и 2в) посредством FDI-атаки и Hijacking-атаки качество регулирования напряжения ухудшается, особенно в плане регулирования напряжения инвертором распределенного генератора №6 (агент 6). При этом сценарий с захватом контроллера представляется наиболее «драматичным» в плане стабилизации профилей напряжения в генерирующих узлах.

Выводы

Рассмотрены различные структуры управления ЭСО микросетей. Показано, что при централизованном и распределенном управлении ЭСО микросетей число уязвимостей к кибератакам возрастает за счет взаимозависимости ИС.

Предложен подход по обеспечению кибербезопасности информационно-коммуникационной инфраструктуры ЭСО, позволяющий при моделировании кибератак на ИС микросетей провести анализ их распространения, оценить последствия для интеллектуального управления и, в дальнейшем, разработать меры защищенности взаимозависимых ИС от кибератак.

Литература

1. Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georghiou G.E. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review // *Renewable Energy*, 2021, vol. 169, pp. 1138-1156. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.078.
2. Warneryd M., Hakansson M., Karltorp K. Unpacking the complexity of community microgrids: A review of institutions roles for development of microgrids // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 121, 109690.
3. The Microgrid Case Studies: Community Resilience for Natural Disasters, 2020. <https://sepapower.org/resource/the-microgrid-case-studies-community-resilience-for-natural-disasters/> (дата обращения 05.04.2023).
4. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // *Электричество*, 2020, №7, с. 12-21.
5. Rinaldi S.M., Peerenboom J.P., Kelly T.K. Identifying, understanding, and analyzing critical infrastructure interdependencies // *IEEE Control Systems Magazine*, Dec. 2001, vol. 21, no. 6, pp. 11-25.
6. Илюшин П.В., Вольный В.С. Обзор структур микросетей низкого напряжения с распределенными источниками энергии // *Релейная защита и автоматизация*, 2023, № 1(50), с. 68-80.
7. Saha D., Bazmohammadi N., Vasquez J.C., Guerrero J.M. Multiple Microgrids: A Review of Architectures and Operation and Control Strategies // *Energies*, 2023, 16(2), 600.
8. Davison E.J., Aghdam A.G. *Decentralized Control of Large-Scale Systems*. – New York, NY, USA: Springer, 2014.

9. Scattolini R. Architectures for distributed and hierarchical model predictive control – A review // J. Process Control, 2009, vol. 19, no. 5, pp. 723–731.
10. Tsikalakis A.G., Hatziaargyriou N.D. Centralized control for optimizing microgrids operation // IEEE Trans. Energy Convers., 2008, vol. 23, no. 1, pp. 241–248.
11. Meng L. et al. Review on Control of DC Microgrids and Multiple Microgrid Clusters // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, vol. 5, no. 3, pp. 928-948.
12. Nasirian V., Moayedi S., Davoudi A., Lewis F.L. Distributed cooperative control of dc microgrids // IEEE Trans. Power Electron., 2015, vol. 30, no. 4, pp. 2288–2303.
13. Rekik M., Chtourou Z., Gransart C., Atieh A. A Cyber-Physical Threat Analysis for Microgrids // 15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), Yasmine Hammamet, Tunisia, 2018, pp. 731-737.
14. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка рисков управления киберфизической ЭЭС на основе теории нечетких множеств // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. В 2-х книгах, 2019, с. 238-247.
15. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка показателей киберустойчивости систем сбора и обработки информации в ЭЭС на основе полумарковских моделей // Вопросы кибербезопасности, 2021, №6(46), с. 2-11.
16. Abhinav S., Modares H., Lewis F.L., Ferrese F., Davoudi A. Synchrony in networked microgrids under attacks // IEEE Trans. Smart Grid, 2018, vol. 9, no. 6, pp. 6731–6741.
17. Duan J., Zeng W., Chow M.Y. Resilient cooperative distributed energy scheduling against data integrity attacks // IECON 2016 – 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Florence, Italy, 2016, pp. 4941-4946.
18. Tomin N., Voropai N., Kurbatsky V., Rehtanz C. Management of Voltage Flexibility from Inverter-Based Distributed Generation Using Multi-Agent Reinforcement Learning // Energies 2021, 14, 8270.
19. Zhang K., Yang Z., Liu H., Zhang T., Basar T. Fully decentralized multi-agent reinforcement learning with networked agents // arXiv 2018, arXiv:1802.08757.
20. Sahoo S., Peng J.C.H., Mishra S., Dragicevic T. Distributed Screening of Hijacking Attacks in DC Microgrids // IEEE Trans. Power Electron, 2020, vol. 35, no. 7, pp. 7574–7582.
21. Bidram A., Davoudi A., Lewis F.L., Qu, Z. Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems // IET Gener. Transm. Distrib, 2013, 7, pp. 822–831.

УДК 004.942

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Сорокин* Д.В.

Аннотация

В статье рассмотрены принципы и особенности применения методов машинного обучения для оценки надёжности функционирования электроэнергетических систем. На основе анализа отечественных и зарубежных публикаций выявлены основные подходы к применению указанных методов. На основе методов машинного обучения разработан прототип автоматической системы для выявления в режиме реального времени «опасных» электрических режимов, возникновение которых может привести к развитию технологических нарушений в электроэнергетических системах.

Ключевые слова: машинное обучение, искусственный интеллект, надёжность, электроэнергетическая система.

Введение

Методы машинного обучения и искусственного интеллекта являются одними из ключевых технологий Индустрии 4.0, лежащих в основе цифровой трансформации электросетевого комплекса [1]. Достигнутые за последние десятилетия успехи в развитии методов машинного обучения и искусственного интеллекта делают перспективным применение этих методов для решения многих задач из различных областей науки и техники. Такие возможности методов машинного обучения как поиск «паттернов» (характерных последовательностей) в данных, выявление в них различных признаков и характеристик, возможности прогнозирования появления в данных тех или иных значений позволяют решать задачи, которые либо не решаются классическими методами, либо имеют высокую вычислительную сложность [2]. Дополнительным драйвером развития методов машинного обучения (помимо повышения производительности вычислительной техники и совершенствования самих методов) является повышение доступности и «качества» больших данных (*Big Data*), являющихся основой для обучения моделей искусственного интеллекта.

В электроэнергетике методы машинного обучения показывают эффективность при решении задач краткосрочного прогнозирования потребления электрической энергии [3, 4, 5], в задачах мониторинга и предиктивной диагностики электротехнического оборудования [6, 7, 8, 9], в задачах противоаварийного управления и релейной защиты [10] и др. Стоит

* Акционерное общество "Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы", г. Москва, Россия, e-mail: sorokin_dv@ntc-power.ru

также отметить опыт применения методов машинного обучения при создании программно-аппаратного комплекса распознавания состояния и показаний приборов учета электроэнергии [11], опыт разработки анализаторов качества электроэнергии «со встроенной искусственной нейронной сетью» [12], разработку информационной системы определения небалансов в распределительных электрических сетях [13]. В настоящей статье рассматриваются возможности и особенности применения методов машинного обучения для решения задачи обеспечения надежности функционирования электроэнергетических систем.

Обзор применения методов машинного обучения для обеспечения надежности электроэнергетических систем

Существует достаточно много публикаций, посвященных оценке и обеспечению надежности энергосистем на основе применения методов машинного обучения. Значительное число работ опубликовано в период с 2010-х годов по настоящее время. В публикациях рассматриваются различные аспекты надежности энергосистем (например, с точки зрения балансовой надежности [14], устойчивости [15, 16] и др.). В данной статье приведена выборка ссылок на публикации, посвященных оценке надежности энергосистем по параметрам установившихся (квазиустановившихся) электрических режимов. Автором статьи проанализировано большое число публикаций и отобраны те статьи, которые отражают наиболее часто встречающиеся подходы к оценке надежности энергосистем. В частности, можно выделить следующие основные подходы: применение метода Монте-Карло для получения обучающей выборки и прогнозирование индексов *SAIDI*, *SAIFI* [14, 17], оценка индексов допустимости электрического режима [18, 19, 20], оценка различных агрегированных индексов с учетом топологии сети, в том числе, *L*-индекса [21], *SSI*-индекса (от англ. *static security index*) [22], применение для оценки надежности энергосистем цепей Маркова, в том числе, для предотвращения каскадных аварий [23]. В ряде публикаций отражены особенности применения конкретных методов машинного обучения при оценке надежности энергосистем [24, 25]. По результатам анализа публикаций можно сделать следующие обобщающие выводы:

1. Процессы формирования моделей машинного обучения в достаточной степени унифицированы и в общем случае состоят из следующих основных этапов: формирование обучающей выборки из параметров электрических режимов, обучение (*training*) модели машинного обучения, оценка надежности энергосистемы по тестовым данным (на этапе эксплуатации модели – по доступным данным, например, от SCADA-систем, PMU и т.д.).

2. Для получения базовой обучающей выборки используются математические модели энергосистем. Для формирования требуемых электрических режимов в большинстве случаев используется критерий «N-1»

(в общем случае – « $N-k$ »), методы Монте-Карло, специальные электрические режимы, моделирующие требуемые схемно-балансовые ситуации (например, процесс «лавины напряжения»).

3. Оценка надёжности энергосистемы происходит в большинстве случаев на основе расчета различных индексов. Применение индексов имеет определенные ограничения и область применения. Кроме того, расчет различных индексов требует различного объема информации об энергосистеме. Например, для расчета L -индекса требуется информация о топологии электрической сети, полных сопротивлениях ветвей и напряжениях в узлах [26].

4. В большинстве случаев рассматриваются различные методы обучения с учителем (*supervised learning*): метод опорных векторов, метод случайного леса, деревья решений, ансамблевые алгоритмы, нейронные сети и др. Из полученных в рассмотренных публикациях результатов нельзя сделать вывод о преимуществе какого-то одного или нескольких методов машинного обучения для оценки надёжности энергосистем.

5. Во всех рассмотренных публикациях получена достаточно высокая точность классификации электрических режимов (прогнозирования используемых индексов). В большинстве случаев оценка эффективности используемых авторами публикаций алгоритмов получена для математических моделей энергосистем достаточно небольшой размерности (например, достаточно часто используются тестовые математические модели IEEE с 57, 96 и 118 узлами).

Прототип автоматической системы оценки надёжности электроэнергетической системы

Для исследования особенностей и возможностей применения методов машинного обучения разработан прототип автоматической системы для выявления в режиме реального времени «опасных» электрических режимов (далее – прототип системы), т.е. режимов, возникновение которых сопряжено с возможностью развития аварийных процессов и технологических нарушений в энергосистеме. Прототип системы основан на применении методов машинного обучения для решения задачи классификации электрических режимов по индексу надёжности.

Обобщенный процесс формирования моделей машинного обучения для оценки надёжности энергосистем показан на рис. 1. На первом этапе формируется обучающая выборка «состояний» (электрических режимов) энергосистемы. Для формирования этой выборки используются параметры электрического режима (величины напряжений, токов, перетоков мощности и др.), получаемые по результатам расчетов установившихся электрических режимов энергосистемы при различных схемно-балансных условиях. В настоящей статье рассмотрены ремонтные схемы, сформированные по критерию $N-1$, электрические режимы, соответствующие различным уровням потребления мощности в энергосистеме, а также ряд режимов, соответствующие выбранной траектории утяжеления. На втором

этапе выполняется обучение нескольких различных моделей машинного обучения. По результатам обучения выбирается лучшая модель – модель с лучшими показателями эффективности. На третьем этапе выполняется оценка надежности энергосистем по тестовым или реальным данным. В зависимости от постановки задачи результатом работы моделей машинного обучения может быть либо отнесение электрического режима к одной из категорий (например, «нормальный режим», «аварийный режим» и т.д.), либо определение (прогнозирование) значений индексов надежности.

На этапе проверки эффективности предлагаемых алгоритмов машинного обучения оценка надежности энергосистем выполняется для тестовой выборки, т.е. по данным, полученным по результатам моделирования электрических режимов в математической модели энергосистемы. На этапе эксплуатации предлагаемых алгоритмов в реальной энергосистеме прогнозирование индекса надежности выполняется по доступным данным (например, получаемым от SCADA-систем, PMU и т.д.).

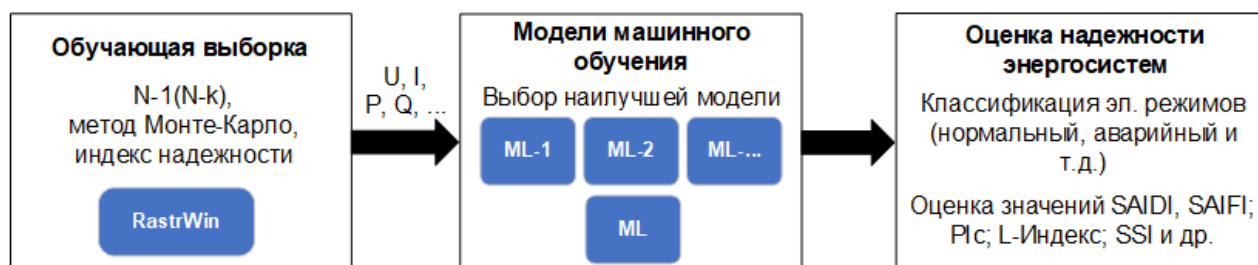


Рис. 1 – Обобщенный процесс формирования моделей машинного обучения для оценки надежности энергосистем.

Следует отметить, что представленный прототип системы является удобным инструментом (фреймворком) для отработки технологий применения методов машинного обучения в электроэнергетических системах. В прототипе системы при необходимости могут быть реализованы различные индексы надежности, различные сценария формирования обучающих выборок, применены различные модели машинного обучения с выявлением модели, в наибольшей степени соответствующей решению поставленной задачи.

Индексы надежности энергосистемы

В качестве индекса, характеризующего режимную надежность энергосистемы, принят агрегированный индекс PI_c , определяемый следующим образом [19]:

$$PI_c = \left[\sum_i (q_{U_i}^{\max})^{2n} + \sum_i (q_{U_i}^{\min})^{2n} + \sum_j (q_{I_j})^{2n} \right]^{\frac{1}{2n}} \quad (1)$$

$$q_{U_i}^{\max} = \begin{cases} \frac{U_i - H_i^{\max}}{A_i^{\max} - H_i^{\max}}, & \text{если } U_i > H_i^{\max}; \\ 0, & \text{в других случаях.} \end{cases} \quad (2)$$

$$q_{U_i}^{\min} = \begin{cases} \frac{H_i^{\min} - U_i}{H_i^{\min} - A_i^{\min}}, & \text{если } U_i < H_i^{\min}; \\ 0, & \text{в других случаях.} \end{cases} \quad (3)$$

$$q_{I_j} = \begin{cases} \frac{I_j - I_{H_j}}{I_{A_j} - I_{H_j}}, & \text{если } I_j > I_{H_j}; \\ 0, & \text{в других случаях.} \end{cases} \quad (4)$$

где i, j – порядковые номера узлов и ветвей, n – параметр, определяющий показатели степени и показатель корня в формуле расчета PI_c (в статье принято $n = 2$), $q_{U_i}^{\max}$, $q_{U_i}^{\min}$ – индексы отклонений напряжений, q_{I_j} – индекс отклонений токовой загрузки ветви, I_j – ток в ветви, I_{A_j} – длительно допустимый ток в ветви, I_{H_j} – «предупреждающее» значение тока в ветви, U_i – напряжение в узле, $A_i^{\min}$, $A_i^{\max}$ – минимально и максимально допустимые уровни напряжения в узле, $H_i^{\min}$, $H_i^{\max}$ – «предупреждающий» допустимый уровень напряжения в узле.

Значения индекса PI_c используются для классификации электрических режимов. В статье рассмотрены два способа классификации: по двум и по трем категориям.

Классификация электрических режимов по двум категориям:

1. $0 \leq PI_c < 1$ – для электрических режимов, параметры которых (токи в ветвях и напряжения в узлах схемы) не выходят за допустимые диапазоны («нормальный режим»);

2. $PI_c \geq 1$ – для электрических режимов, параметры которых либо достигли, либо вышли за допустимые диапазоны («аварийный режим»).

Классификация электрических режимов по трем категориям:

1. $PI_c = 0$ – «нормальный режим»;

2. $0 < PI_c < 1$ – для электрических режимов, параметры которых выходят за установленные «предупреждающие» диапазоны, но еще не превысили допустимых пределов («нормальный режим (предупреждение)»);

3. $PI_c \geq 1$ – «аварийный режим».

Таким образом, значение индекса PI_c определяет допустимость электрического режима и является показателем режимной надежности электроэнергетических систем. Применяя указанный индекс, все электрические режимы могут быть отнесены к двум классам – «нормальный» или «аварийный» режим, что позволяет применить методы машинного обучения, осуществляющие бинарную классификацию. Дополнительно может быть выделена еще одна категория классификации режимов – потенциально «опасных» электрических режимов, параметры которых выходят за устанавливаемые экспертно «предупреждающие» диапазоны, но еще не превысили допустимых пределов.

Тестовая модель электроэнергетической системы

Для формирования обучающей выборки и оценки эффективности рассмотренных в статье алгоритмов машинного обучения использована

тестовая математическая модель энергосистемы *IEEE-57*. Модель содержит 57 узлов (из них 7 генераторных узла) и 80 ветвей. При выборе тестовой модели энергосистемы использовались следующие принципы. Модель энергосистемы должна быть достаточно большой размерности, что обеспечивает возможность получения большого количества разнообразных электрических режимов и соответствует моделям реальных энергосистем. В то же время, исходя из исследовательского характера настоящей работы, получение моделей машинного обучения должно происходить за допустимое время и не требовать применения специальных аппаратных и программных средств для хранения и обработки массивов данных очень большой размерности. Однолинейная схема модели энергосистемы представлена на рис. 2. Модель разработана в программно-вычислительном комплексе *RastrWin*.

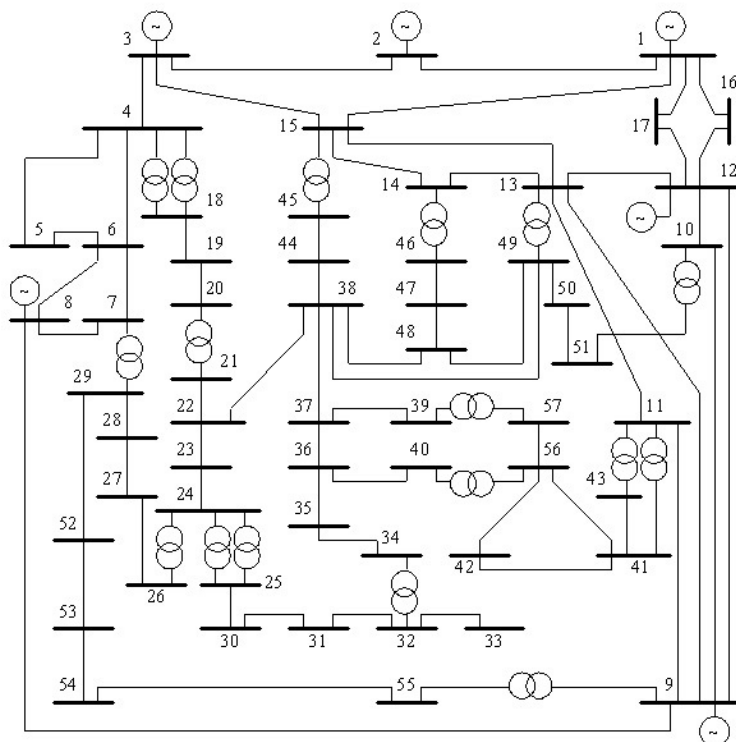


Рис. 2 – Однолинейная схема тестовой модели электроэнергетической системы.

Показатели эффективности моделей машинного обучения

Для оценки эффективности моделей машинного обучения при решении задач бинарной классификации используются следующие показатели [2]:

$$\text{Точность} = \frac{TP}{TP + FP} \quad (5)$$

$$\text{Полнота} = \frac{TP}{TP + FN} \quad (6)$$

$$F_1 = 2 \cdot \frac{\text{Точность} \cdot \text{Полнота}}{\text{Точность} + \text{Полнота}} \quad (7)$$

где TP – количество истинно положительных прогнозов (количество случаев верного определения электрических режимов, в которых параметры не выходят за допустимые диапазоны),

FP – количество ложноположительных прогнозов (количество случаев неверного отнесения аварийного режима к нормальным режимам),

FN – количество ложноотрицательных прогнозов (количество случаев неверного отнесения нормального режима к аварийным режимам).

Все три показателя могут быть получены из матрицы ошибок (*confusion matrix*), являющейся одной из характеристик моделей машинного обучения и применяемой при решении задач классификации. В контексте рассматриваемой задачи, показатель точности (*precision*) характеризует способность классификатора не относить аварийные режимы к нормальным. В свою очередь, показатель полноты (*recall*) характеризует способность классификатора не относить нормальные режимы к аварийным. Показатель F_1 (*f-score*) трактуется как средняя гармоническая величина для показателей точности и полноты. Диапазон возможного изменения значений показателей точности, полноты и F_1 – от 0 до 1. При этом единице соответствуют лучшие значения показателей эффективности модели машинного обучения.

Показатели (5)-(7) используются как характеристики точности моделей машинного обучения при решении задач бинарной классификации, т.е. классификации по двум категориям. Общим показателем для оценки точности моделей машинного обучения является показатель «общей точности» (*accuracy*), характеризующий долю «правильных» прогнозов относительно всего количества прогнозов. Для задач классификации показатель общей точности определяется следующим образом:

$$\text{Общая точность} = \frac{TP + TN}{TP + FP + TN + FN} \quad (8)$$

где TN – количество истинно отрицательных прогнозов (количество случаев верного определения электрических режимов, в которых параметры выходят за допустимые диапазоны).

Результаты моделирования

Методы машинного обучения были применены для классификации электрических режимов тестовой модели энергосистемы. Получены две группы моделей машинного обучения: для классификации электрических режимов по двум категориям («нормальный режим», «аварийный режим»), а также для классификации электрических режимов по трем категориям («нормальный режим», «нормальный режим (предупреждение)», «аварийный режим»). Модели обучены на основе выборки, состоящей из параметров 1182 электрических режимов. В качестве моделей машинного обучения выбраны: деревья решений, метод опорных векторов, метод k -ближайших соседей, ансамблевый метод (*Bagged Trees*) и нейронная

сеть (многослойный перцептрон). При обучении моделей использована 10-кратная перекрестная валидация. Характеристики эффективности полученных моделей машинного обучения для решения задачи бинарной классификации представлены в таблице 1. Сравнительные характеристики точности моделей машинного обучения при прогнозировании двух и трех «состояний» энергосистемы (соответственно, при решении задачи бинарной классификации и классификации по трем категориям) представлены в таблице 2.

Как видно из таблиц, все рассмотренные модели машинного обучения имеют достаточно высокие показатели точности. Наибольшую точность на используемых обучающих и тестовых данных показал ансамблевый метод (общая точность – 95,6 % в задаче бинарной классификации). При увеличении количества классифицируемых категорий показатель общей точности прогнозирования снижается. Это может быть связано с тем, что при увеличении количества классифицируемых категорий обучение модели для каждой категории происходит фактически по меньшему количеству электрических режимов. Характерной особенностью полученных моделей машинного обучения является их высокое быстродействие. Выполнение классификации электрического режима выполняется полученными моделями машинного обучения за время порядка 50 мс (*Intel Core i5, 8 Гб RAM*).

Таблица 1. Сравнительные характеристики эффективности применения моделей машинного обучения для решения задачи бинарной классификации электрических режимов

№	Модель машинного обучения	Показатель, о.е.		
		Точность	Полнота	<i>F-score</i>
1	Ансамблевый метод	0,9601	0,9629	0,9614
2	Нейронная сеть	0,9514	0,9599	0,9556
3	Метод опорных векторов	0,9419	0,9736	0,9575
4	Метод к-ближайших соседей	0,9407	0,9658	0,9531
5	Дерево решений	0,9478	0,9450	0,9464

Таблица 2. Сравнительные характеристики общей точности классификации электрических режимов по двум и по трем категориям

№	Модель машинного обучения	Общая точность модели машинного обучения (<i>accuracy</i>), %	
		Бинарная классификация	Классификация по трем категориям
1	Ансамблевый метод	95,6	91,8
2	Нейронная сеть	94,9	91,2
3	Метод опорных векторов	95,0	90,3
4	Метод к-ближайших соседей	94,6	88,7
5	Дерево решений	93,9	85,8

Заключение

В статье рассмотрены основные подходы к оценке надёжности электроэнергетических систем на основе применения методов машинного обучения. Разработаны модели машинного обучения для классификации электрических режимов энергосистем по параметрам установившихся (квазиустановившихся) электрических режимов. Показана высокая точность и быстродействие этих моделей. Представленные модели и рассмотренные подходы могут быть использованы в качестве основы для создания автоматической системы оценки надёжности электроэнергетических систем, а именно – системы для выявления в режиме реального времени «опасных» электрических режимов, возникновение которых может привести к развитию технологических нарушений в электроэнергетических системах.

Литература

1. Концепция «Цифровая трансформация 2030» // Сайт ПАО «Россети» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosseti.ru/sustainable-development/digital-transformation-2030/> (дата обращения: 31.09.2023).
2. Steven W. Knox. Machine Learning: A Concise Introduction / Steven W. Knox. Wiley, 2018.
3. Кычник А.В. и др. Прогнозирование электропотребления в агрегированных группах, ансамблевые модели и модели селективного выбора // Энергия единой сети, 2021, №1 (56).
4. Томин Н.В., Корнилов В.Н., Курбацкий В.Г. Повышение эффективности почасового прогнозирования электропотребления с помощью моделей машинного обучения на примере Иркутской энергосистемы // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2022, № 1(70).
5. Танфильев О.В., Сидорова А.В., Черемных А.А. Применение ансамблей деревьев решений и линейной регрессии для оперативного прогнозирования нагрузки // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021, № 6(69).
6. Гофман А.В. и др. Технологии машинного интеллекта для мониторинга силовых трансформаторов // Энергия единой сети, 2020, №4 (53).
7. Захаров О.А. Диагностика высоковольтного вращающегося электрического оборудования на примере генератора. Система ПРАНА для генераторов // Энергия единой сети, 2020, №4 (53).
8. Хальясмаа А.И. Применение методов машинного обучения для идентификации технического состояния маслонаполненных измерительных трансформаторов // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2020, № 6(63).
9. Куликов А.Л. Использование машинного обучения и искусственных нейронных сетей для распознавания витковых замыканий в силовых трансформаторах // Электричество, 2022, №10.
10. Куликов А.Л. и др. Формирование обобщенных информационных признаков для повышения распознаваемости аварийных режимов релейной защитой и автоматикой // Релейная защита и автоматизация, 2023, №1.
11. Программно-аппаратный комплекс для распознавания состояния и показаний приборов учета электроэнергии на основе алгоритмов искусственного интеллекта // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2023, № 1(76).

12. Пешнин С. Прорывные технологии прогноза в электроэнергетике анализаторами качества электроэнергии с искусственной нейронной сетью // «Электроэнергия. Передача и распределение», 2021, № 4(23).
13. Туркина О.В., Волтов И.П., Иванов Д.С., Щербаков М.В. Информационная система определения небалансов в распределительной сети // Энергия единой сети, 2021, №5-6 (60-61).
14. Бояркин Д.А., Крупнев Д.С., Якубовский Д.В. Использование методов машинного обучения при оценке надёжности электроэнергетических систем методом Монте-Карло // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математическое моделирование и программирование, 2018.
15. Senyuk M. Power System Transient Stability Assessment Based on Machine Learning Algorithms and Grid Topology // Modeling and Simulation for the Electrical Power System, 2023, №11(3).
16. Xin Li. Deep learning-based transient stability assessment framework for large-scale modern power system // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, №139(6).
17. Kamruzzaman Md. A convolutional neural network-based approach to composite power system reliability evaluation // International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, Vol. 135.
18. Tomin N., Sidorov D., Zhukov A. Machine Learning Techniques for Power System Security Assessment // IFAC, 2016.
19. Yahui Li. Online Static Security Assessment of Power Systems Based on Lasso Algorithm // Developing and Implementing Smart Grids: Novel Technologies, Techniques and Models, 2018, №8(9).
20. Mollaiee A. Novel continuous learning scheme for online static security assessment based on the weather-dependent security index // IET Generation, Transmission & Distribution, 2022.
21. Жуков А.В. Методы классификации и восстановления регрессии на основе композиций решающих деревьев с приложением к задаче оценки режимной надёжности ЭЭС: дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук. Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021.
22. Ramirez-Gonzalez M. Convolutional neural nets with hyperparameter optimization and feature importance for power system static security assessment // Electric Power Systems Research, 2022.
23. Wu W. A Markov chain-based model for forecasting power system cascading failures // Automation of Electric Power Systems, 2013, №37(5).
24. Singh M. Tree-Based Ensemble Machine Learning Techniques for Power System Static Security Assessment // Electric Power Components and Systems, №50, 2022.
25. Avouris N. Power Systems Contingency Analysis using Artificial Neural Networks // Proceedings of the 4th international workshop on computer science and information technologies, 2002.
26. Elemayr A. Power System Voltage Stability Index // International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), 2022, Vol. 11.

УДК 621.311.1

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ АВТОМАТИКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГИБКОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ – НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ И СПОСОБ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Осак¹ А.Б., Бузина Е.Я.

Аннотация

Предлагается решать проблемы за счет повышения гибкости энергосистемы, снижение величины пикового потребления и выравнивания графика нагрузки, в том числе за счет ценозависимого управления спросом на электрическую энергию и мощность за счет развития НТД в области электроснабжения, технологического присоединения и совершенствования системы оплаты за электроэнергию и мощность, в т.ч. на уровне коммунально-бытовых потребителей. С технической стороны, для реализации данного подхода необходимо создание системы автоматического управления нагрузкой коммунально-бытовых потребителей, располагающейся как на уровне центров питания, так и на вводных устройствах конечных потребителей с возможностью ограничения нагрузки потребителей, как по договорным условиям, так и по командам режимной и противоаварийной автоматики по факту перегрузки ЛЭП, трансформаторов, недопущения нарушения устойчивости, недопустимого снижения напряжения.

Ключевые слов: режимная надежность, гибкость энергосистем, управление спросом, отключение нагрузки, распределительные сети.

Введение

К 2023 году Иркутская энергосистема исчерпала все имеющиеся запасы и резервы, и ее развитие на традиционных принципах становится уже невозможным. Можно отметить несколько ключевых аспектов:

1) В энергосистеме Иркутской области в ОЗП 2021/2022 достигнут исторический максимум потребления на уровне 9 111 МВт (предыдущий исторический максимум 1989 г. – 8 664 МВт). Потребление электрической энергии за 2021 год на 5,85% выше 2020 года, максимум потребления электрической мощности в ОЗП 2021/2022 на 770 МВт выше предыдущего ОЗП 2020/2021 [1].

В ОЗП 2022/2023 в энергосистеме Иркутской области 23 января в 07:00 (по московскому времени) при среднесуточной температуре

¹ ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск, Россия, osakalexey@mail.ru

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. Регистрационный номер: AAAA-A21-121012190027-4.

наружного воздуха $-33,4^{\circ}\text{C}$ достигнут новый максимальный уровень потребления электрической мощности 9421 МВт [2], новое значение исторического максимума на 310 МВт превысило показатель, зафиксированный 14 февраля 2022 года при среднесуточной температуре $-25,9^{\circ}\text{C}$. Таким образом, максимум нагрузки в ОЗП 2022/2023 на 1,08 ГВт выше максимума нагрузки ОЗП 2020/2021, т.е. рост на 13% за два года.

2) Все (или практически все) центры питания 110-500 кВ являются «закрытыми центрами питания» [3], т.е. отсутствует техническая возможность технологического присоединения (ТП) потребителей на общих условиях, поэтому ТП любых новых потребителей, за исключением отдельных льготных категорий, возможно только по индивидуальным проектам со строительством новых ПС и ЛЭП.

3) При появлении технической возможности ТП потребителей на общих условиях (после выполнения мероприятий по реконструкции сети), в очень короткие сроки заявки на ТП подают представители ЦОДов («майнеры») [1], соответственно, любой «открытый центр питания» очень быстро становится «закрытым центром питания».

4) За последние несколько лет наблюдается фактический рост аварийности в распределительных сетях [4] и фактические нарушения качества электроэнергии у потребителей [5]. Проблема усугубляется тем, что вследствие отсутствия у обычных коммунально-бытовых потребителей технических средств инструментальной регистрации фактов отсутствия электроснабжения или отклонения параметров качества электроэнергии от нормированных значений (дорогостоящих сертифицированных приборов учета качества электрической энергии), не происходит документальная фиксация со стороны потребителей данных фактов (обычно все ограничивается звонками на «горячую линию» соответствующих электросетевых компаний).

5) Общий высокий уровень износа электрических сетей, что подтверждается в ежегодно утверждаемых (до 2023 года) Губернатором Иркутской области СиПР [6].

6) К 2022 году, с учетом фактического максимума нагрузки и действующих ТУ на ТП, произошло не только исчерпание пропускной способности распределительных сетей, но и пропускной способности магистральных сетей 500 кВ, в частности электропередачи 500 кВ Братск – Иркутск [1, 7].

Полное решение всех имеющихся проблем в электросетевом комплексе Иркутской области потребует колоссальных финансовых средств, порядка 1 трлн.руб. (инвестиционные затраты). Таких финансовых источников нет ни в тарифах на электроэнергию, ни в региональных или федеральных фондах (целевых программах). Поэтому решение данных проблем традиционным способом является невозможным, соответственно, требуется кардинальный пересмотр подходов, и это позволит решить многие проблемы, используя доступные источники финансирования отрасли.

1. Причины проблем и особенности энергосистемы

Отметим ряд важных факторов, существенно влияющих на фактическую ситуацию в электроэнергетике Иркутской области:

1) Существенная доля электроотопления, обусловленная достаточно суровым резко-континентальным климатом, отсутствием газификации и слабым охватом централизованным теплоснабжением в зонах малоэтажного жилья (сельская местность, пригороды крупных городов, особенно Иркутский район). Электроотопление характеризуется крайне неравномерным графиком электропотребления в течение года, который в целом коррелирует с температурой окружающего воздуха (чем ниже температура, тем выше электропотребление). При этом длительность пикового потребления обычно не превышает 1-3 недель в год, но нарушение отопления в этот период может нести угрозу жизни и здоровью населения, может принести существенный материальный ущерб.

На уровне общего баланса энергосистемы вполне оправданно используются среднесуточные температуры [8]. Но при учете температурного фактора при определении возможного максимума нагрузки конкретных потребителей или групп потребителей некорректно ориентироваться только на данные о среднесуточных температурах наружного воздуха, соответствующих температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 [9]. По действующим строительным нормам в качестве расчетной используется температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 [10], но она используется для нормирования энергоэффективности зданий, а не для нормирования их тепловой инерции. Для точного учета нагрузки на электроотопление необходим корректный выбор периода усреднения, зависящий от тепловой инерции зданий. Не редко здания с электрообогревом обычно являются малоинерционными (или даже безинерционными). Предварительный анализ данных показывает, что среднечасовая температура окружающего воздуха имеет большую корреляцию с уровнем нагрузки коммунально-бытовых потребителей, чем среднесуточные значения температуры.

2) Низкие тарифы для населения, что делает не только электроотопление самым экономически эффективным способом отопления, но еще и делает нерентабельным многие мероприятия по повышению энергоэффективности существующих и строящихся зданий и помещений. Само по себе это явление не является плохим, т.к. без особых финансовых затрат повышает благосостояние населения (и наоборот, повышение требований по энергоэффективности обрушит уровень благосостояния населения, либо потребует существенных бюджетных дотаций на программы энергоэффективности).

3) Значительные процессы внутренней миграции в Иркутской области. Активно развивается ИЖС в Иркутском районе (можно более широко смотреть агломерацию Иркутск – Ангарск – Шелехов с пригородами). Это приводит к заметному приросту электропотребления в южной части

энергосистемы, которая как изначально (в период формирования энергосистемы), так и сейчас является энергодефицитной.

4) Появление «белого» и «серого» майнинга с заметной долей электропотребления. Сжатые сроки ввода в эксплуатацию промышленных и частных ЦОДов, которые существенно меньше, чем сроки ввода в эксплуатацию практически любых других видов производств.

5) Имеется крайне неравномерный уровень использования максимальной присоединенной мощности. У крупных алюминиевых заводов среднегодовая мощность достаточно близка к величине максимальной фактической нагрузки и величине максимальной присоединенной мощности. У мелких объектов с электроотоплением среднегодовая мощность существенно ниже величины максимальной фактической нагрузки и величины максимальной присоединенной мощности. У «майнеров» фактическая нагрузка близка к максимальной присоединенной мощности, а периоды «простоя» достаточно сложно прогнозируемые (поломки оборудования или внешние события на «криптовалютных рынках»).

В результате наибольшие проблемы в энергосистеме Иркутской области находятся в сфере распределительных сетей и электроснабжения коммунально-бытовых потребителей. При этом, традиционно имеем крайне низкий уровень автоматизации в сетях 10 кВ и ниже.

2. Правовая сторона в электроснабжении и предложения по их реформированию

Следует отметить общие особенности ТП [11] и договорных отношений по энергоснабжению:

1) Определяемая в заявках на ТП, в технических условиях (ТУ) на ТП и договорах электроснабжения присоединяемая (присоединенная) электрическая мощность является максимально разрешенной величиной одномоментно потребляемой мощности.

2) Присоединенная мощность никак не характеризует ни среднесуточную, ни среднемесячную, ни среднегодовую мощность, т.к. данные показатели вообще не являются предметом договорных отношений. Например, если некий потребитель в среднем потребляет условно 2-3 кВт мощности, но раз в год на 15 минут ему для каких-то целей требуется сразу 50 кВт, то он должен заключить договор электроснабжения на эти 50 кВт (даже с небольшим запасом), при этом порядок присоединения систематически и эпизодически востребованной мощности одинаков.

Поэтому, из договоров на электроснабжение не вытекает потребность в фактической пропускной способности электрических сетей с учетом фактора неравномерности и неодновременности потребления. Статистическая информация о неравномерности и неодновременности потребления отражает прошлое, но не является указанием на будущее, поэтому данные факторы могут служить только как оценочные характеристики. Планово-прогнозная информация для оптового/розничного

рынков и для регулируемого ценообразования является с одной стороны краткосрочной (горизонт доступной информации намного меньше, чем сроки строительства и реконструкции электрических сетей), а с другой стороны это не ограничения по мощности, а факторы ценообразования (превышать запланированную мощность можно, только цена будет выше). А методические указания [12], приводят к занижению пропускной способности электрических сетей, в результате существующая нормативная база обеспечивает функционирование и развитие электросетевого комплекса либо с минимальным запасом пропускной способности (в реальных режимах максимальных нагрузок), либо даже с недостаточной пропускной способностью для гарантированного обеспечения потребителей максимальной мощностью в соответствии с договорами.

3) Действующие категории надёжности электроснабжения, указанные в п.14.1 [11], по сути, характеризуют только схему электрических соединений, но не характеризует фактическую надёжность электроснабжения, ни реальные потребности потребителей по качеству и надёжности электроснабжения. При определении категорий надёжности не учитывается ни реальная статистика отказов, ни климатические факторы, ни протяженность линий электропередачи, ни масса других факторов, реально влияющих на надёжность электроснабжения. В условиях жесткого регулирования деятельности по передаче и распределению электроэнергии, неполнота категорирования надёжности играет явно негативный роль, особенно для распределительных сетей.

Следует отметить, что нынешняя практика по «социальным нормам» [13] потребления электроэнергии по сути является дискриминационной, т.к. с одной стороны создает радикальное неравенство людей в зависимости от места проживания, наличия/отсутствия централизованного теплоснабжения и наличия газификации жилого сектора, а с другой стороны меняет «правила игры» (капитальные затраты населения на строительство и приобретение индивидуального жилья производились до появления «социальных норм»). Нецелесообразно создавать на «ровном месте» еще один источник социальной напряженности, тем более, что имеющиеся проблемы можно решить другим путем. Важно отметить, что если за счет роста тарифов, введения «социальных норм» добиться существенного сокращения электропотребления коммунально-бытовым сектором, то это приведет к существенному росту удельных эксплуатационных затрат (в расчете на 1 кВт·ч) как на уровне электрических сетей, так и на уровне генерации, т.к. увеличение среднегодовой загрузки сетей и электростанций повышает их эффективность.

Целесообразно реформирование электроэнергетики в части организационно-правовых, договорных (коммерческих) и технических аспектов технологического подключения и электроснабжения потребителей.

В тоже время, современный подход по обеспечению гибкости энергосистем [14-16], в т.ч. современный подход по управлению спросом на электроэнергию [17] являются возможным способом решения накопив-

шихся проблем [18]. И если на уровне крупных потребителей уже многие годы эффективно действует противоаварийная автоматика с функцией отключения нагрузки [19-21], а в последние годы успешно функционирует система управления спросом [22], то на уровне коммунально-бытовых потребителей в РФ эти задачи, по сути, еще не начали решаться.

Современный уровень цифровизации (Госуслуги, «личные кабинеты», электронный документооборот) позволяют реализовывать более сложные и одновременно гибкие договорные отношения с коммунально-бытовыми потребителями, чем имеются сегодня. Вместо двух фиксированных договорных позиций (присоединенная мощность и категория надежности) и одной переменной (месячный объем потребленной электроэнергии), можно было бы ввести куда больше показателей. В первую очередь это максимальные и средние мощности за разные периоды (части суток, сутки, неделя, месяц, год), и на основании этого реализовать более гибкое ценообразование.

3. Техническая реализация

При наличии соответствующих нормативно-правовых оснований, нет проблем в создании относительно недорогого устройства, сочетающего функции «умного счетчика» и устройства отключения/ограничения нагрузки, позволяющего реализовывать всю эту сложную и гибкую систему перспективной тарификации. А также, позволяющий один ввод (одно- или трехфазный), распределять на несколько отходящих линий с разными режимами их работы, в т.ч. с возможностью ограничения нагрузки части линий, как по договорным условиям, так и по командам режимной и противоаварийной автоматики, в т.ч. для реализации возможности управления спросом на бытовом уровне.

С учетом вышеописанных проблем в Иркутской энергосистеме, предлагается начать реализовывать систему автоматического управления нагрузкой коммунально-бытовых потребителей, располагающей как на уровне центров питания, так и на вводных устройствах конечных потребителей. Такая система должна решать следующие задачи:

- на уровне центра питания:
 - о ретрансляция потребителям актуальной информации по ценообразованию (для гибких тарифов);
 - о функции АОСН и АОПО с передачей команды (по любым доступным каналам связи) ограничения нагрузки потребителям, а при нереализации требуемого объема снижения – отключение отдельных фидеров целиком;
- на уровне вводного устройства конечного потребителя:
 - о функции гибкой тарификации;
 - о функцию приема команды на ограничение нагрузки;
 - о функции автоматического включения/отключений отдельных линий (обеспечивающих электропитание отдельных электроприемников).

Ранее, в работах [23, 24] авторами рассматривалась система отключения нагрузки в распределительных сетях 35 кВ и ниже, для чего предлагается использовать любые существующие каналы связи [21], в т.ч. сотовой, рис. 1. Устройство, установленное в центре питания, посылает команду отключения, одновременно контролируя сброс нагрузки в голове фидера. Если за требуемое время не произошла разгрузка в требуемом объеме, то можно отключить фидер целиком. Тем самым задача отключения нагрузки будет решена в любом случае.

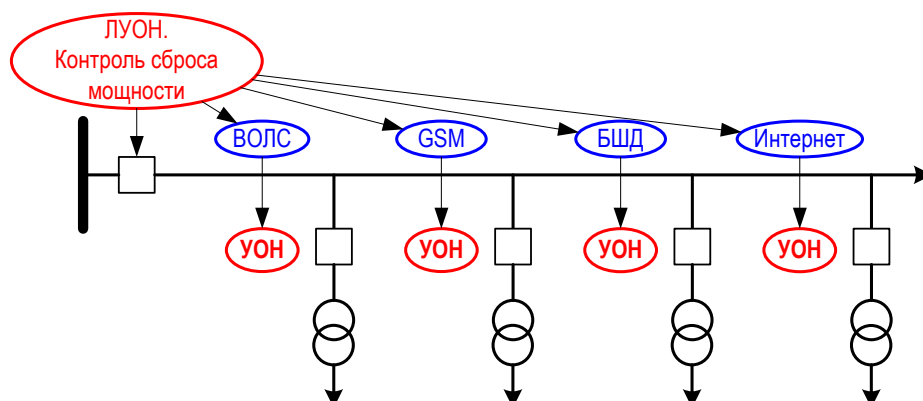


Рис. 1 – Технология отключения нагрузки от ПА в сетях 0,4 – 35 кВ без использования дорогостоящих дублированных каналов связи.

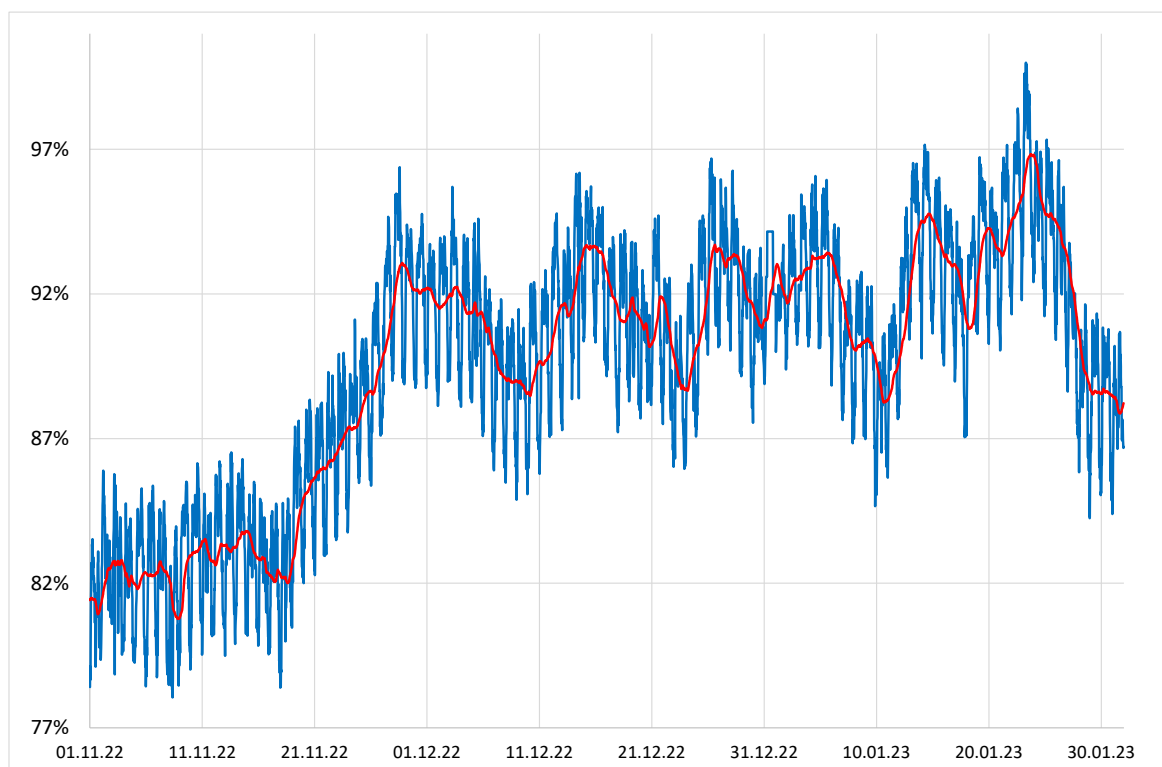


Рис. 2 – График нагрузки Иркутской энергосистемы в ОЗП 2022/23.

На рис.2 приведен в о.е. график нагрузки Иркутской энергосистемы в ОЗП 2022/2023 годов, а на рис. 3 длительность ограничения нагрузки Иркутской энергосистемы на величину до 5% от максимума нагрузки ЭЭС (9 421 МВт), т.е. на величину до 471 МВт, т.е. не выше 8950 МВт.

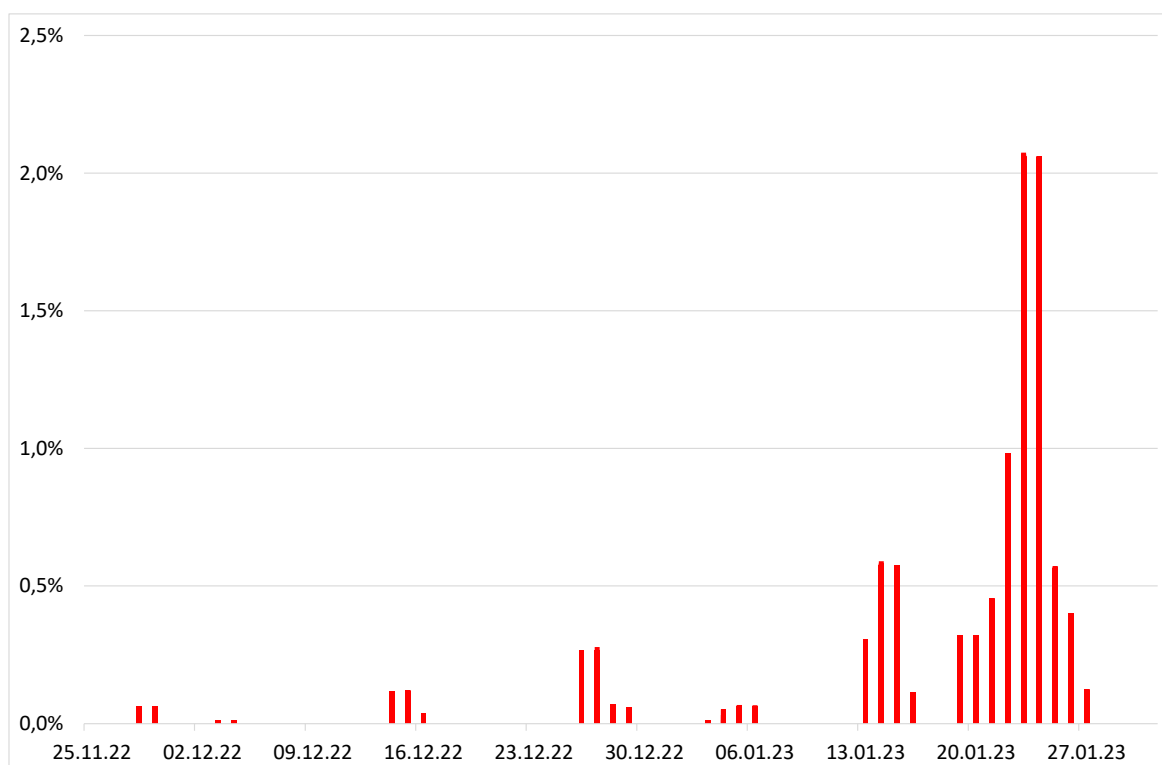


Рис. 3 – Период и величина ограничение максимума потребления ЭЭС на величину до 5% (на величину до 471 МВт), что потребует ведения ограничения для потребителей со средней величиной ограничения в пределах 2,5%.

Заключение

К 2023 году энергосистема Иркутской области исчерпала все имеющиеся запасы и резервы, и ее развитие на традиционных принципах становится уже невозможным. Проблема отражена в СиПР электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы [7]. Решение проблемы традиционными способами (строительство новых ЛЭП и ПС) требует больших капитальных вложений, а потому неэффективно.

Предлагается решать проблемы за счет повышения гибкости энергосистемы, снижение величины пикового потребления и выравнивания графика нагрузки, в том числе за счет ценозависимого управления спросом на электрическую энергию и мощность за счет развития НТД в области электроснабжения, технологического присоединения и совершенствования системы оплаты за электроэнергию и мощность, в т.ч. на уровне коммунально-бытовых потребителей. С технической стороны, для реализации данного подхода необходимо создание системы автоматического управления нагрузкой коммунально-бытовых потребителей, располагающейся как на уровне центров питания, так и на вводных устройствах конечных потребителей с возможностью ограничения нагрузки потребителей, как по договорным условиям, так и по командам режимной и противоаварийной автоматики по факту перегрузки ЛЭП, трансформаторов, недопущения нарушения устойчивости, недопустимого снижения напряжения.

Литература

1. Маяков Д.В., Корнилов В.Н. Иркутск – столица майнинга: новые вызовы для энергосистемы // Bigpower Daily. 16.12.2022. URL: <https://www.bigpowernews.ru/interview/document106777.phtml> (дата обращения: 15.06.2023).
2. Потребление мощности в энергосистеме Иркутской области достигло нового рекордного значения // Сайт АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.so-ups.ru/odu-siberia/news/odu-siberia-news-view/news/20772/> (дата обращения: 15.06.2023).
3. Сведения о наличии мощности, свободной для технологического присоединения // Сайт ОАО «ИЭСК». URL: <https://www.irk-esk.ru/customers/attachment/availability> (дата обращения: 15.06.2023).
4. Объем недопоставленной в результате аварийных отключений электрической энергии // Сайт ОАО «ИЭСК». URL: https://irk-esk.ru/customers/transmission/blackouts/accidents_values (дата обращения: 15.06.2023).
5. Жители Иркутского района пожаловались на перебои с электричеством // Информационный сайт Иркутской области Ирк.ру. URL: <https://www.irk.ru/news/20221213/mining/> (дата обращения: 15.06.2023).
6. Указ Губернатора Иркутской области от 28.04.2022 № 71-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2023–2027 годы».
7. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 годы».
8. Требования к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года, утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 11 февраля 2019 г. №91.
9. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99», утвержденного приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 275.
10. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий.
11. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 №861.
12. Методические указания по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов, утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 6 мая 2014 г. №250.

13. Положение об установлении и применении социальной нормы потребления электрической энергии (мощности), утвержденное Постановлением Правительства РФ от 22 июля 2013 г. №614.
14. Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility. IEA. Paris. 2018. doi:10.1787/9789264302006-en.
15. Voropai N., Rehtanz C. Flexibility and resiliency of electric power systems: Analysis of definitions and content // EPJ Web of Conferences. – EDP Sciences, 2019, Vol. 217, pp. 01018.
16. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // Электричество, 2020, № 7, с. 12-21.
17. О технологии ценозависимого потребления // Сайт АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.so-ups.ru/?id=dr> (дата обращения: 15.06.2023).
18. Osak A., Buzina E. Flexibility and security of power systems, methods of analysis, and criteria for their evaluation in the conditions of digital transformation of the power industry // AIP Conference Proceedings 2552, 040008 (2023). DOI: 10.1063/5.0114361.
19. ГОСТ Р 55105. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.
20. Voropai N.I., Efimov D.N., Osak A.B., Panasetsky D.A., et. al. Distributed adaptive load shedding scheme to maintain transient stability and prevent overload in power systems // Proc. of 9th IFAC Symp. on Control of Power and Energy Systems, New Delhi, India, December 9-11, 2015, IFAC-PapersOnLine Volume 48, Issue 30, 2015, Pages 554–559.
21. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Каратаев Б.Н., Новиков Е.А., Осак А.Б., Панасецкий Д.А. Адаптивные алгоритмы автоматiki распределённого отключения нагрузки // Электрические станции. 2016. №11. С. 27-35.
22. Обзоры о функционировании механизма ценозависимого снижения потребления за 2022 год // Сайт АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/dr/reviews/2022/> (дата обращения: 15.06.2023).
23. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Домышев А.В., Бузина Е.Я. Централизованная противоаварийная автоматика ЭЭС с учетом наличия в энергосистеме распределенной генерации, а также режимов работы потребителей // Сборник докладов международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.
24. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Интеллектуальное противоаварийное управление с учетом режимов работы потребителей // Вестник ИрГТУ, 2017, №9 (128). С. 173-185.

УДК 621.311.1

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ, ЖИВУЧЕСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ, ТРЕБОВАНИЯ К ВРЕМЕННЫМ РЕШЕНИЯМ

Осак¹ А.Б., Бузина Е.Я.

Аннотация

Новые условия международной обстановки и новые угрозы требуют разработки дополнительных мероприятий для обеспечения надежности, живучести и безопасности энергосистем и снижения риска злонамеренных действий против энергообъектов.

Для обеспечения этой цели необходимо превентивно прорабатывать варианты максимально быстрого восстановления нормального режима работы энергосистем, максимально быстрого восстановления электроснабжения потребителей на случай злонамеренных действий против энергообъектов, в ряде случаев, первоначально потребуются реализация временных упрощенных решений, с последующим возвращением к изначальным или новым проектным решениям. Актуальным является проведение специальных тренировок компетентного и квалифицированного персонала крупнейших электроэнергетических компаний по разработке потенциальных мероприятий и временных решений на случай чрезвычайных ситуаций. В качестве площадки для такой проработки могут выступать региональные штабы по обеспечению безопасности электроснабжения и другие подобные структуры на уровне субъектов федерации.

Ключевые слов: надежность, живучесть, электроэнергетические системы, временные решения, релейная защита и автоматика.

Введение

Стремительный ход событий 2022 года во внешнеполитическом (геополитическом), внешнеэкономическом и военном отношении, побуждает внимательно посмотреть на отдельные аспекты обеспечения надежности, живучести и безопасности электроэнергетических систем, оценить адекватность действующих положений новым вызовам и угрозам, а также сформулировать предложения по корректировке.

Электроэнергетика является базовой инфраструктурной отраслью, без которой не может функционировать ни одна другая сфера жизнедеятельности современного государства и общества. Электроэнергия нужна для добычи полезных ископаемых, переработки и транспортировки топливно-энергетических ресурсов, работы любого промышленного про-

¹ ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск, Россия, osakalexey@mail.ru

изводства, транспортной системы, финансового сектора, сферы услуг и жизнедеятельности населения. На автономных источниках электроэнергии способны функционировать отдельные организации и предприятия, что составляет мизерную долю от всей экономики и коммунально-бытовой сферы любой развитой страны мира. А потому надёжность, живучесть и безопасность электроэнергетических систем в целом, и надёжность электроснабжения отдельных потребителей в частности, является крайне важной стратегической задачей, которая должна обеспечиваться в т.ч. в условиях современных вызовов и угроз.

1. Действующий подход

Для начала рассмотрим действующий подход. За основу взят принцип «нормативных возмущений» [1, 2], который вполне соответствует угрозам мирного времени, когда источником аварийности являются природно-климатические факторы, износ и дефекты оборудования, а также непреднамеренные ошибки человека (как сотрудников энергопредприятий, так и сторонних лиц). Доля злонамеренных действий против объектов энергетики была крайне малозначительной и не оказывала значимого влияния на отрасль. Поэтому концентрация внимания вокруг нормативных возмущений позволяла выполнять превентивный анализ практически всех реальных аварий и превентивный выбор потенциальных мер по ликвидации таких аварий. В целом этот подход себя показал достаточно эффективно. Основной мерой повышения надёжности являлось резервирование, но не избыточное, и под такой подход была выстроена вся совокупность устройств и систем РЗА [3].

Несмотря на это, в ЕЭС России все же случались системные и другие аварии, которые были инициированы возмущениями более тяжёлыми, чем нормативные, т.е. были сверхнормативными. Это и известная Московская авария в мае 2005 года [4], и ряд других [5]. Для ОЭС Сибири можно отметить крупнейшую техногенную аварию (катастрофу) на Саяно-Шушенской ГЭС, которая привела к длительному выводу из эксплуатации крупнейшей электростанции страны [6]. А аварийное отключение 31 августа 2009 года (произошедшее через 2 недели после аварии на СШГЭС) ПС 500 кВ Новокузнецкая и всех отходящих ВЛ 500 кВ, является одним из наглядных примеров многократных сверхнормативных возмущений. При этом ОЭС Сибири выдержала такие возмущения (не было нарушений устойчивости и развала ОЭС на части). Можно перечислить еще ряд системных аварий, которые происходили в ЕЭС России [7]. Например, авария в Забайкальской энергосистеме 09.05.2010 с делением энергосистемы и набросом частоты до почти 55 Гц в отделившейся части. Системная авария в ЕЭС России 22.08.2016 г., вызванная повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС [8, 9]. Системная авария в ОЭС Сибири 27.06.2017 г., вызванная некорректной и незапланированной работой нескольких современных цифровых комплексов ПА, РЗ и АРВ [10, 11].

Все вышеописанные примеры реальных аварий мирного времени показывают, что сверхнормативные возмущения могут приводить к значительным временным ограничениям электроснабжения потребителей, но даже длительный вывод из строя отдельных крупных энергообъектов (таких как СШГЭС или ПС 500 кВ Чагино) не приводят к длительным проблемам с электроснабжением. А вот экономическая блокада Крыма со стороны Украины в 2015 году, реализованная путем вывода из строя участков ЛЭП на долгий период, привела к достаточно длительным ограничениям для потребителей Крыма и потребовала строительства новых ЛЭП и новых объектов генерации, что требовало достаточно много времени, даже при реализации проектов в чрезвычайных условиях.

2. Новые угрозы

В ходе боевых действий в зоне СВО с 2022 года происходит разрушение объектов электроэнергетики (в данной работе рассматриваются сугубо электроэнергетические вопросы, не затрагивая, политические и военные). В отдельные периоды это становится массовым явлением и реализуется с применением разных видов вооружения. Все это приводит к масштабным нарушениям работы электроэнергетических систем.

Учитывая общее обострение международных отношений, необходимо обеспечить максимальную готовность ЕЭС России противостоять гипотетическим вызовам и угрозам нового типа. Здесь важно отметить, что повышение надежности, живучести и безопасности, одновременно со снижением рисков и объемов потенциального ущерба существенно снижает вероятность различных гипотетических диверсий и иных злонамеренных действий против электроэнергетической инфраструктуры. Так как потенциальный заказчик таких злонамеренных действий заинтересован в максимальной эффективности, т.е. в максимальном ущербе, но если ущерб небольшой, то и нет смысла планировать и организовывать сложную в реализации операцию. Этот тезис авторы ранее озвучивали при рассмотрении тематики кибербезопасности, где вероятность организации широкомасштабных кибератак напрямую связана с величиной ущерба от них [12-14].

В нынешних обстоятельствах чрезвычайно важно проводить систематический анализ различных вариантов сверхнормативных возмущений (к нормативным возмущениям наши энергосистемы в целом готовы, и мероприятия по ликвидации аварий, вызванных нормативными возмущениями, проработаны заранее [15]). Можно проигрывать сценарии ранее происходивших системных и локальных аварий со сверхнормативными возмущениями. Можно просматривать варианты целенаправленных злонамеренных действий против оборудования ЛЭП, подстанций и электростанций. Соответственно, во всех случаях нужно рассматривать варианты максимально быстрого восстановления нормального режима работы энергосистем, максимально быстрого восстановления электроснабжения потребителей. И здесь важно отметить, что в ряде

случаев первоначально потребуется реализация временных упрощенных решений, а уже в дальнейшем возвращение к изначальным или новым проектным решениям, соответствующим всем требованиям НТД.

Соответственно, проведение специальных тренировок компетентного и квалифицированного персонала (АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», других крупнейших электросетевых и генерирующих компаний) по разработке потенциальных временных решений на случай чрезвычайных ситуаций (а не только традиционных противоаварийных тренировок) может существенно повысить фактическую надежность, живучесть и безопасность наших энергосистем, в т.ч. за счет снижения риска возникновения таких чрезвычайных ситуаций. Как отмечено выше, потенциальный заказчик злонамеренных действий заинтересован в максимальном ущербе, и чем меньше ущерб, тем меньше заинтересованность.

3. Временные решения в чрезвычайных условиях

В части первичного оборудования нужно учитывать фактическую трудоемкость замены поврежденного оборудования и потенциальные запасы (резервы) этого оборудования у энергокомпаний. Восстановление поврежденных участков ЛЭП является типовым действием для электросетевых компаний, т.к. природно-климатические и техногенные факторы часто приводят к механическому повреждению опор, к обрыву проводов и т.п., соответственно, технология ремонта и восстановления отработана. В части высоковольтного коммутационного и трансформаторного оборудования, складские запасы выше для более низких классов напряжений и мощностей, и существенно меньше для высокого и сверхвысокого напряжения. При массовом повреждении объектов высокого и сверхвысокого напряжения может быть уже недостаточно складских запасов, а потому для быстрого восстановления энергосистемы может потребоваться временное упрощение схем РУ (уменьшение числа выключателей на присоединение). Потенциально может потребоваться, чтобы число выключателей было меньше числа присоединений, а это либо несколько присоединений на один выключатель, либо шунтирование поврежденного выключателя глухой перемычкой. При массовом повреждении трансформаторного оборудования, может потребоваться временный перевод некоторых ЛЭП на более низкий класс напряжения.

Отдельным и важным направлением в предлагаемом подходе является разработка временных решений по вторичным системам. Главная проблема здесь в том, что в помещениях современных ОПУ, РЩ, ГЩУ сосредоточены десятки (а порой и сотни) различных шкафов/панелей управления, защит, автоматики, связи и других систем, а, следовательно, есть риск одновременной утраты всего этого оборудования. Соответственно, нужны способы быстрого восстановления путем реализации временных решений, т.к. срок полного восстановления всего поврежденного оборудования, вероятно, будет неприемлемо большим. С временными помещениями проблем нет, в качестве таковых могут ис-

пользоваться вагончики, контейнеры и т.п. Соответственно, требуется предварительная проработка вариантов (хотя бы на уровне схем и спецификаций) минимально необходимых по составу и функциям шкафов/панелей управления, защит и автоматик, включая противоаварийную автоматику, с минимальным количеством связей друг с другом и с первичным оборудованием (для максимально быстрого монтажа и наладки). И если такие временные решения получатся универсальными, то крупные энергокомпании могут обеспечить себе складские запасы необходимого для их реализации оборудования и материалов.

Могут возникнуть проблемы с восстановлением каналов связи, в т.ч. цифровой для нужд быстродействующих защит с абсолютной селективностью, для нужд противоаварийной автоматики и т.п. Соответственно, нужна предварительная проработка вопросов возможной временной эксплуатации объектов электроэнергетики в чрезвычайных условиях при потере каналов связи. В части релейных защит традиционно имеются резервные защиты ближнего и дальнего резервирования, которые по своему принципу работают без использования каналов связи, но могут быть проблемы с одновременным выполнением требований по чувствительности и селективности, а потому подходы решения подобных противоречий необходимо прорабатывать заранее.

Крайне важны вопросы восстановления противоаварийной автоматики, особенно в случае применения современных комплексов ЛАПНУ [16, 17], требующих для своей работы большое число работоспособных каналов связи (для УПАСК и ССПИ ПА), а также работоспособность большого числа смежных шкафов/панелей, распределенных по разным объектам (ФОЛ/ФОТ/ФОГ, ССПИ ПА, УПАСК, УОН, УОГ). При потере работоспособности устройств ЛАПНУ происходит существенное снижение допустимого перетока по сечениям, а если это игнорировать в чрезвычайных ситуациях, то возникает риск крупной системной аварии, связанной с нарушением устойчивости, делением энергосистемы на части, с большим объемом отключения потребителей и генерации. Соответственно, также нужна предварительная проработка временных решений. Здесь целесообразно обратиться к опыту времен становления системы ПАУ, когда на ответственных электропередачах были установлены упрощенные устройства ПА с частичной селективностью. В качестве таких временных решений по резервным ПА могут выступать локальные схемы формирования команд ОГ/ОН по локальным сигналам ФОЛ без участия АДВ комплексов ЛАПНУ. Другим примером могут быть ранее применяемые автоматики «З·I₀», которые по величине и направлению токов нулевой последовательности выявляли КЗ на транзитах и превентивно действовали на разгрузку электропередач. Также в качестве временных решений могут использоваться пусковые факторы сброса/наброса мощности и тока в присоединениях, отсутствия (пропадания) напряжения на шинах и т.п. Все подобные упрощенные варианты реализации временных автоматик потребуют реализации избыточных управ-

ляющих воздействий (в т.ч. непроектных, типа отключения «с головы» тупиковых ВЛ), но могут быть реализованы достаточно быстро и обеспечить предотвращение нарушения устойчивости и тяжелых системных аварий.

Еще один крайне важный аспект – это аспект кибербезопасности, который в условиях глобального противостояния стал крайне актуальным [18-21]. Здесь нужно учитывать, как потенциальную возможность взлома существующих средств обеспечения киберзащиты (маршрутизаторов и межсетевых экранов), в т.ч. по причине потенциально возможного наличия в них недекларируемых функций и «закладок», так и гипотетические осознанные или неосознанные действия персонала по выводу из строя средств киберзащиты [12-14]. Причины такого могут быть разными, как личные политические убеждения, побуждающие к зловредным действиям, так и обман персонала, по аналогии с телефонным мошенничеством в финансовой сфере. Организационную и административную сторону этой проблемы мы здесь не рассматриваем, только техническую. Такая целенаправленная кибератака, сопровождающаяся взломом или целенаправленным отключением предусмотренных средств киберзащиты может привести к неадекватному и зловредному функционированию большого числа цифровых устройств, вплоть до их перепрошивки, смены уставок и настроек устройств РЗА.

В случае реализации масштабной целенаправленной кибератаки, может потребоваться длительный вывод из эксплуатации некоторого (возможно даже большого) числа цифровых устройств, таких как быстродействующие защиты с абсолютной селективностью, цифровые каналы связи для РЗА, прочие цифровые устройства РЗ и ПА. В ходе ликвидации такой атаки и ее последствий, возможно, потребуется временный вывод внутриобъектовой цифровой технологической сети с переводом исправных терминалов на работу в автономном режиме. И здесь вышеописанные подходы по реализации временных решений могут быть также актуальны.

Еще один аспект связан с тем, что потенциальные масштабные целенаправленные кибератаки могут одновременно нарушить функционирование цифровых устройств на разных объектах (что на киберуровне реализовать, возможно, будет проще, чем на уровне физического повреждения). Следовательно, не нужно полностью отказываться от автономно работающих микропроцессорных терминалов и устройств РЗА даже на электромеханической базе [12-14]. Эти устройства в нормальных условиях могут находиться в выведенном режиме и холодном резерве, но при соответствующих угрозах вводится в работу без риска кибератак на такие устройства.

Заключение

Стремительный ход событий 2022 года во внешнеполитическом (геополитическом), внешнеэкономическом и военном отношении, побуждает внимательно посмотреть на отдельные аспекты обеспечения надежности, живучести и безопасности электроэнергетических систем, оценить адекватность действующих положений новым вызовам и угрозам, а также сформулировать предложения по корректировке этих положений. Учитывая общее обострение международных отношений, необходимо обеспечить максимальную готовность ЕЭС России противостоять гипотетическим вызовам и угрозам нового типа.

Необходимо превентивно прорабатывать варианты максимально быстрого восстановления нормального режима работы энергосистем, максимально быстрого восстановления электроснабжения потребителей на случай злонамеренных действий против энергообъектов. В ряде случаев, первоначально потребуются реализация временных упрощенных решений, с последующим возвращением к изначальным или новым проектным решениям. Актуальным является проведение специальных тренировок компетентного и квалифицированного персонала крупнейших электроэнергетических компаний по разработке потенциальных мероприятий и временных решений на случай чрезвычайных ситуаций. В качестве площадки для такой проработки могут выступать региональные штабы по обеспечению безопасности электроснабжения [22] и другие подобные структуры на уровне субъектов федерации.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0001 программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. Регистрационный номер: AAAA-A21-121012190027-4.

Литература

1. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго России № 630 от 03.08.2018 г.
2. ГОСТ Р 58058-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования.
3. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937.
4. Коган, Ф. Л. О причинах развития известной аварии в Московский энергосистеме / Ф. Л. Коган // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 67-72.
5. Воропай, Н. И. Анализ механизма развития системных аварий в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай, Д. Н. Ефимов, В. И. Решетов // Электричество. 2008. № 10. С. 12а-24.
6. Кудрявый, В. В. Причинно-следственные связи аварии на Саяно-Шушенской ГЭС / В. В. Кудрявый // Энергосбережение и Водоподготовка. 2013. № 3(83). С. 2-10.
7. Воробьев, Ю. Л. Системные аварии и катастрофы в техносфере России / Ю. Л. Воробьев, В. А. Акимов, Ю. И. Соколов. Москва: Всероссийский научно-

исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России, 2012. 308 с. ISBN 978-5-93970-075-7.

8. Воропай Н.И., Осак А.Б., Смирнов С.С. Анализ системной аварии 2016 года в ЕЭС России, вызванной повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС // Электричество. 2018. №3. С. 27-32.

9. Voropai N.I., Efimov D.N., Osak A.B., Chulyukova M.V. Some Generalizations of an Analysis of 2016-2017 Blackouts in the Unified Power System of Russia // Energy Systems Research. 2020. Vol. 3. № 2. P. 5-12. DOI: 10.38028/esr.2020.02.0001.

10. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Маяков Д.В., Клепиков С.А., Смирнов С.С. Авария в объединенной энергосистеме Сибири 27 июня 2017 г. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. Вып. 69. Книга 2, с. 208 – 218.

11. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Надёжность противоаварийной автоматики и релейной защиты с позиции кибербезопасности // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 69. / Книга 2 / отв. ред. Н.И.Воропай. ИСЭМ СО РАН. 2018. С. 99-108.

12. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Обеспечение работоспособности комплексов противоаварийной автоматики и релейной защиты в условиях кибератак // Сборник докладов международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.

13. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Анализ структуры противоаварийной автоматики и релейной защиты с позиции надёжности и живучести ЭЭС с учетом угроз кибербезопасности // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 70 / Книга 1 / отв. ред. Н.И.Воропай. ИСЭМ СО РАН. 2019. С. 263 – 272.

14. Osak A., Panasetsky D., Buzina E. Analysis of the emergency control and relay protection structures approached from the point of view of EPS reliability and survivability by taking into account cybersecurity threats // E3S Web Conf. Volume 139. 2019. Article Number 01029. DOI: 10.1051/e3sconf/201913901029.

15. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, утвержденные Приказом Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. № 548.

16. ГОСТ Р 55105. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.

17. ГОСТ Р 59979-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования.

18. Массель Л.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Массель А.Г. Кибербезопасность как одна из стратегических угроз энергетической безопасности России. // Вопросы кибербезопасности, 2016, №4 (17), с. 2-10.

19. Папков Б. В., Куликов А. Л., Осокин В. Л. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике // Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017. 80 с.

20. Папков Б. В., Куликов А. Л., Осокин В. Л. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2017. 96 с.

21. Карасёв П.А., Стефанович Д.В. Кибербезопасность критически важной инфраструктуры: новые вызовы // Россия в глобальной политике. Т. 20. № 6. 2022. С. 147-164.

22. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения».

УДК 621.311.019.3

ИНФОРМАЦИОННОЕ НАПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Чукреев М.Ю.*

Аннотация

Рассмотрены вопросы влияния исходной информации на получаемые показатели балансовой надёжности. Приводятся анализ разработанных и утвержденных Минэнерго РФ новых методических указаний (МУ) с позиции возможностей информационного наполнения задачи оценки показателей балансовой надёжности.

Ключевые слова: информационное наполнение, прогнозирование развития энергосистем, балансовая надёжность, методические указания, резерв мощности.

Введение

Исторически, развитие цивилизации напрямую зависит от способности сельскохозяйственного общества к постоянному наличию и запасов пищи, наличие которых позволило людям осваивать виды деятельности, не связанные с сельским хозяйством, что, в свою очередь, привело к росту производства, торговли, населения, социальной устойчивости. Способность населения обеспечивать себя необходимой продукцией осуществлялась за счет постоянного технического прогресса. Прогресс возможен при наличии нескольких составляющих:

- информации, промежуточных целей расположенных на каком-то временном отрезке и мотивации;
- дорожная карта.

Информация постоянно меняется, ее надо уметь интерпретировать и находить нужное, но без нее не возможно вообще какое-либо развитие. Нельзя сделать что-то без опыта, а опыт тоже информация. Поэтому наличие информации это важнейший ресурс определяющий возможность прогресса, а ее правильное восприятие влияет на эффективность развития. Дорожная карта – это понимание того, как пользоваться временем. Наличие обоих составляющих дает способность двигаться контролируемо. Любое контролируемое действие это власть над ним, следовательно, появляется возможность устанавливать свои правила.

Последние десятилетия наиболее значимым катализатором прогресса можно считать электроэнергетику. Ее развитие непосредственно

* Чукреев Михаил Юрьевич – старший научный сотрудник лаборатории энергетических систем ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН, к.т.н., mchukreyev@gmail.com.

влияет на все остальные сектора нашей жизни. В абсолютном большинстве производств значимый вес в себестоимости продукта имеет электроэнергия. В быту и социальной жизни мы так же не представляем себя без этого ресурса.

Для обеспечения всех областей нашей жизни необходимо строгое планирование развития электроэнергетики. В этом направлении работает множество организаций, формирующих планируемый уровень нагрузки, генерации по зонам надёжности, пропускную способность связей между ними и т.п. Все это согласуется с выбранными критериями надёжности. Это в целом отражает суть задачи балансовой надёжности (свойство объекта удовлетворять требования потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе его элементов и эксплуатационных ограничений). И именно ее решение определяет способность и скорость прогресса. Получается, работа по оценке балансовой надёжности краеугольный камень в развитии государства, общества... Следовательно, организации занимающиеся этими вопросами отвечают за потенциал этого развития. Они обладают всеми составляющими для получения власти, а ее в свою очередь можно использовать по разному.

Развитие электроэнергетики идет по пути создания единых энергетических систем (далее – ЕЭС). Примером могут служить Единая энергетическая система России, объединения энергосистем Европейского Союза, объединения энергосистем Северной Америки. Надёжность баланса мощности таких систем всегда анализируется. В нашей стране в рамках ЕЭС России выделяются зоны в виде объединенных энергетических систем (далее – ОЭС) с дроблением их на отдельные территории. Надёжность баланса мощности обеспечивается как собственными источниками, так и генерацией смежных зон без каких-либо ограничений на поставки мощности из них.

На основе этого формируются достаточно строгие иерархические системы, в рамках которых разработаны эффективные методы, реализованные в программных продуктах, позволяющие решать весь комплекс задач, связанных с управлением развитием энергосистем ЕЭС страны на перспективу от 5 до 20 лет, в том числе задаче обеспечения балансовой надёжности.

На современном этапе наиболее приемлемыми показателями балансовой надёжности (ПБН) с позиций обоснования средств обеспечения надёжности, считаются [1,2]:

- в отечественной практике вероятности бездефицитной работы территориальных зон $\rho = 1 - J_d$ (J_d – интегральная вероятность появления дефицита мощности);

- в зарубежной – средние вероятностные значения дней дефицита мощности (*Loss of Load Expectation, LOLE*) в сутках/год и часов дефицита мощности в год (*Loss of Load Hours, LOLH*).

Методика оценки балансовой надёжности ЭЭС

Процесс определения показателей балансовой надёжности сложных ЭЭС при использовании методов статистического моделирования заключается в формировании спектра случайных состояний основного генерирующего и сетевого оборудования и их оценки на предмет обеспечения потребителей электроэнергией. В разработанных еще в дореформенный период моделях [2,3,4,5, 6, 7], определение показателей балансовой надёжности проводилось последовательно для всех интервалов времени, в течение которых структура генерирующих мощностей и системообразующих связей, а также нагрузка оставались неизменными. После чего проводилось их суммирование с учетом вероятностей существования выделенных временных интервалов. В этом аспекте учет рыночных отношений не привносит каких-либо кардинальных изменений в постановку самой задачи оценки показателей балансовой надёжности. Основными компонентами модельно-программного обеспечения должны остаться блоки (рис. 1):

- формирования случайных состояний системы, вызванных ненадежностью генерирующего и сетевого оборудования системы;
- оценки сформированных состояний на предмет обеспечения нагрузки территориальных зон.

В соответствии с приведенными компонентами алгоритм оценки показателей балансовой надёжности объединения ЭЭС должен включать в себя модели формирования расчетных состояний системы и модели их оценки (рис. 1). Формирование расчетных случайных состояний возможно осуществить двумя способами: полным перебором всех возможных состояний генерирующей мощности отдельных ЭЭС объединения и методами статистического моделирования. В методике, реализованной в ПВК «Орион-М» [3,8,9] данный процесс осуществляется методами статистического моделирования на основе аналитически полученных функций распределения дефицитов и избытков генерирующей мощности территориальных зон объединения ЭЭС.

Как видно из укрупненной блок-схемы определения показателей балансовой надёжности ЭЭС (рис. 1) первые четыре блока имеют чисто информационную направленность и будут раскрыты ниже. Следующие 4 блока (с 5-го по 8-й) направлены на решение задачи формирования расчетных состояний ЭЭС, 9-й и 10-й – на решение задачи оценки последствий этих состояний для потребителей. Блоки 11-й, 12-й и 13-й направлены на определение показателей балансовой надёжности ЭЭС для различных временных срезов. Для условий реформирования электроэнергетики требуется более детальный учет случайных состояний генерирующего оборудования самостоятельных субъектов, расположенных в разных территориальных зонах, (блоки 3, 6). В свою очередь это приводит к изменению подходов к формированию вероятностных моделей

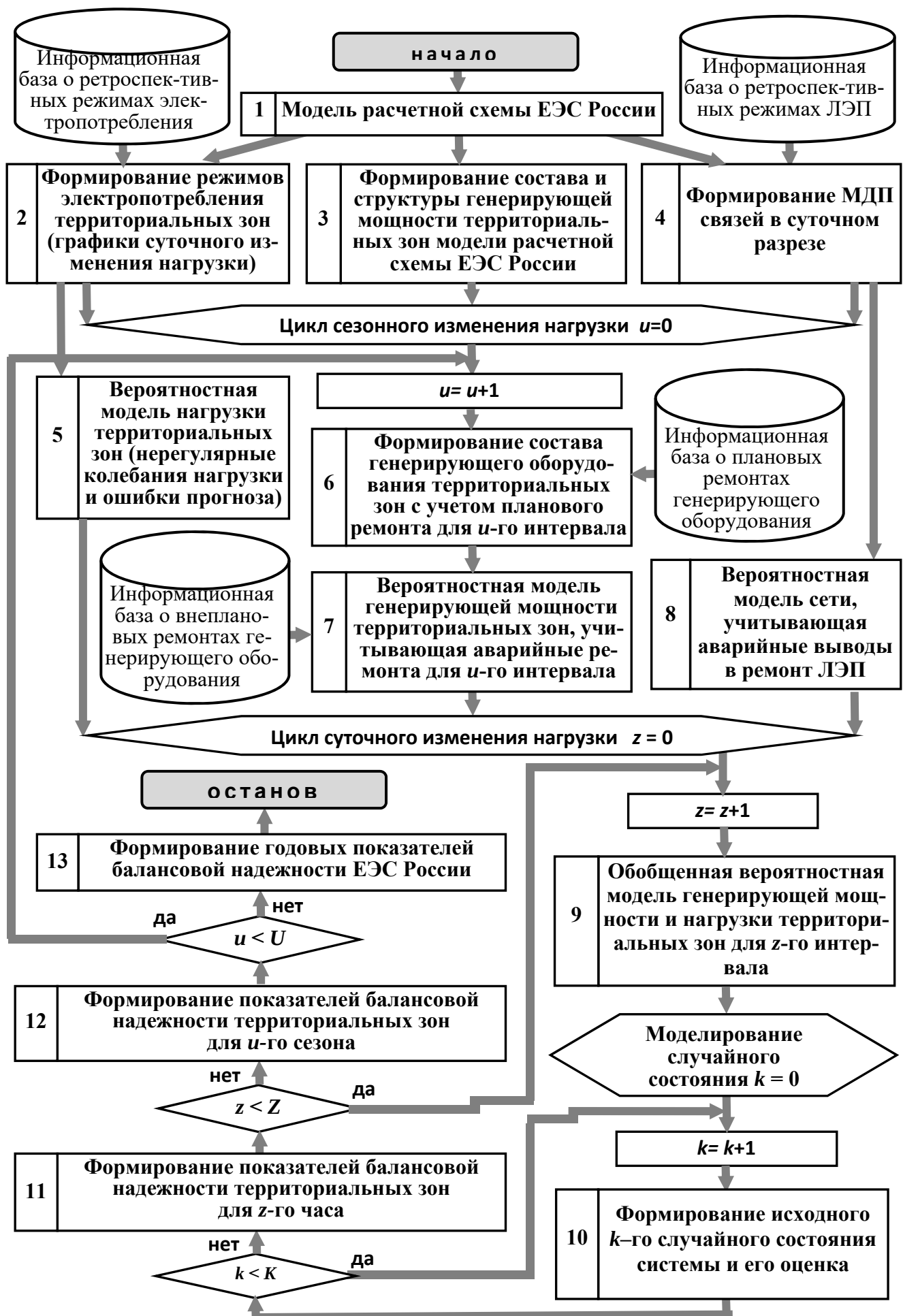


Рис. 1 – Блок схема алгоритма оценки ПБН.

генерирующей мощности и нагрузки территориальных зон (блоки 5 и 7), а также состояния максимально допустимого перетока мощности по связям (блок 8).

Цель при решении задачи балансовой надёжности состоит в получении данных по средствам ее обеспечения. Основным можно считать оперативный резерв (на его величину также влияют работа «агрегатора» и наличие локальных энергосистем). Получившаяся величина оперативного резерва мощности волнует как потребителей так и поставщиков. Если перевести выше написанное в один вопрос его можно сформулировать так: Зачем считать резервы и кому это надо? Попробуем на него ответить исходя из истории последних нескольких десятков лет.

Бывший СССР. В период с 1972 года по 1991 была разработана сначала схема формирования ЕЭС СССР и всех ОЭС до 1990 г., а после была разработана научно-техническая программа “Единая электроэнергетическая система (ЕЭЭС) СССР”. В связи с прекращением существования СССР программа в полной мере не была реализована, но она послужила основой программы “Развитие ЕЭС России”. Ведущей организацией в этом вопросе был основанный в 1962 году Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект». Институт стал головным по Целевой комплексной научно-технической программе “Дальнейшее развитие ЕЭС СССР с целью повышения ее эффективности, надёжности работы и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях”.

В этот период вся информация собиралась в стенах организации «Энергосетьпроект», которая имела научно-исследовательский статус, НИИПТ и ОРГРЭС. Это давало возможность получать информацию и дорожную карту независимым исследователям, научным и научно-образовательным организациям для проведения работ по оценке ПБН.

В электроэнергетической отрасли существовала монопольная структура управления. Государство диктовало правила игры, но при этом поддерживало сторонние исследования в области балансовой надёжности. В этот период ответ на поставленный вопрос можно сформулировать как: Кому – потребителям, по большей части в лице государства, Зачем – для контроля за динамикой развития государства.

Реформа электроэнергетики. Подобная структура сохранялась до реформирования отрасли начатом в 2003 году. В феврале 2003 года Государственная Дума РФ приняла закон «Об электроэнергетике» [10]. Если просмотреть принятый закон видно, что ни одна из поставленных в нем целей не направлена на снижение цен на электроэнергию, обеспечению энергетической безопасности, устойчивого функционирования, привлечению инвестиций. В результате реформы электроэнергетической отрасли появились рыночные отношения. Для функционирования такой системы в июне 2002 года была создана инфраструктурная организация ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой

энергетической системы», которое было выделено из ОАО «РАО «ЕЭС России» как самостоятельное предприятие. В последующем название было изменено на - Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»). В рамках реорганизации отрасли на СО были возложены функции разработки программных документов в сфере перспективного развития отрасли: генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу, а также схемы и программы развития электроэнергетических систем России. Т.е. системный оператор стал отвечать за перспективное развитие ЕЭС России. Тут надо заметить, что выбор модели реформы предложенной Анатолием Борисовичем Чубайсом в первую очередь был обоснован именно упором в ней на перспективное развитие ЕЭС России.

В это время, несмотря на заявленную конкуренцию в отрасли, СО начинает последовательное движение по сбору и хранению информации у себя. Все работы связанные с задачами определения резервов и соответственно оценки ПБН проводились СО или делегировались в качестве договорных работ профильным организациям. Информация предоставленная для выполнения этих работ являлась интеллектуальной собственностью СО и не могла быть обнародована. Но работы проводились, частично с целью накопления определенных компетенций внутри СО, частично для решения задач в интересах СО.

Исходя из изложенного попробуем ответить на выше озвученный вопрос. Зачем считать резервы, что бы СО как субъект отвечающий за перспективное развитие ЕЭС России мог стабильно обеспечивать должный уровень надежности. Кому это надо - потребителям, которые в условиях конкуренции как внутри страны так и за ее пределами должны иметь максимально низкую величину тарифа. Получается потребителям выгодны низкие цены, а это низкий уровень резерва, что плохо для СО т.к. сложнее контролировать должный уровень надежности. От тарифа зависят доходы ген компаний, способность их проводить инвестиционную деятельность, сам СО живет на тарифе.

Настоящее время. В декабре 2022 года при непосредственном участии СО приняты новые МУ [11]. Новые МУ предполагают проработку двух документов: Генеральная схема (ГС) размещения объектов электроэнергетики и Схема и программа развития (СиПР) электроэнергетической системы России. Обоснованию решений по обеспечению БН посвящены две главы (V и VI).

В новых МУ вводится глава «Обеспечение балансовой надежности». Ранее БН обеспечивалась выполнением требований к величинам НРМ территориальных зон ЕЭС [12] (процентом от максимальной нагрузки, 17% для Европейской части и 12% для сибирской). Введение данной главы позволяет выработать управленческие решения для каждой территориальной зоны ЕЭС. При этом важно отметить, что необходимость увеличения резервов мощности в территориальных зонах и пропускных спо-

способностей связей, соединяющих их, требуется при разработке обоих программных документов (п. 115).

В новых МУ претерпела изменения методика решения задачи оценки показателей БН в связи с повышением информационной обеспеченности.

Введение отдельного раздела по обеспечению балансовой надёжности приведет к снижению исследований в области БН. Причина состоит в сосредоточении и инструментария и информационной составляющей в одной структуре – СО ЕЭС. Помимо этого следует отметить, что почти вся вероятностно определенная информация, используемая для оценки показателей БН, формируется и используется только специалистами СО и не доступна для научного сообщества. Тем самым, новые МУ предполагают решение задачи оценки БН только в рамках СО. Возможные публичные обсуждения принятых управленческих решений, на наш взгляд, малоэффективны по причине отсутствия всего спектра исходной информации у заинтересованных сторон.

Попробуем задать еще раз вопрос: Зачем считать резервы и кому это надо? И ответ не изменится по сравнению с предыдущим, но теперь СО сам определяет какой уровень резерва ему необходим. Что противоречит самой идеи конкуренции, потребители потеряли всякую власть над происходящим, их просто ставят перед фактом.

Выводы

Интеллектуализация ЕЭС России позволяет использовать в задачах оценки показателей БН весь спектр необходимой информации, что снижает необходимость прибегать к допущениям. Анализ имеющейся ретроспективной информации позволяет выявить зависимость случайных отклонений нагрузки между отдельными ОЭС, входящими в ЕЭС России и сформировать новые показатели норм на внеплановые и плановые ремонты генерирующего оборудования. Внедрить использование этих данных не представляет серьезных проблем. Но принятие новых МУ приводит к нереальному сценарию воплотить это в жизнь. По этому документу СО не обязан предоставлять информацию требующуюся для проведения расчетов по получению ПБН. Это способствует дальнейшему отдалению научного сообщества от участия в решении задач балансовой надёжности. Резюмируя вышесказанное можно обозначить несколько вопросов:

- Есть ли конкуренция? Если вся информация и дорожная карта у одного игрока на рынке.
- Какой будет мотивация этого игрока и как контролировать чьи интересы он представляет?
- Как проверить и оценить принимаемые решения?

Литература

1. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. 207 с.
2. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
3. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надёжности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми науч. центр УрО РАН, 1995. 176 с.
4. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надёжность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
5. Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. 380 с.
6. Волков Г.А. Оптимизация надёжности электроэнергетических систем. М.: Наука, 1986. 117 с.
7. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надёжности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
8. Чукреев Ю.Я. Методы и модели оценки показателей и средств обеспечения надёжности при управлении развитием ЭЭС // Изв.АН. Энергетика, 1999. № 4. С. 31-39.
9. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Методические особенности оценки надёжности баланса мощности либерализованных электроэнергетических систем. // Известия Вузов. Проблемы энергетики, 2008. № 11-12/1. С. 158-169.
10. Федеральный Закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-03.
11. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем: состояние, проблемы, информационное наполнение // текущий сборник.
12. Методические рекомендации по проектированию энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281. М.: Минэнерго России, 2003.

Статья написана в рамках НИОКТР 121072700045-1 «Методы и модели адаптации систем энергетики в современных условиях их функционирования и развития».

УДК 621.311.1

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИНХРОВЕКТОРОВ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Мокеев¹ А.В.^{1,2}, Пискунов С.А.^{1,2}

Аннотация

В докладе рассматриваются вопросы совершенствования систем управления и релейной защиты на основе исследования и анализа синхровекторов напряжения и тока электромеханических и электромагнитных переходных процессов.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения (СВИ), устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ), синхровекторы тока и напряжения переходных процессов.

Введение

Для обеспечения надёжности энергосистем к системам управления, защиты и автоматики предъявляются новые требования по показателям качества функционирования, прежде всего, требования по обеспечению высокого быстродействия и достоверности измерений.

Одно из основных направлений совершенствования систем управления и релейной защиты связано с применением технологии СВИ [1, 2]. При разработке и последующем моделировании систем защиты, автоматики и управления на основе СВИ необходимо выполнить исследование исходных синхровекторов напряжения и тока электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Это позволит обосновать выбор тех или иных компонент исходных синхровекторов переходных процессов при реализации алгоритмов обработки сигналов для различных систем управления, защиты и автоматики.

В докладе представлены результаты теоретических исследований, математического моделирования различных электромеханических и электромагнитных переходных процессов, произведен анализ синхровекторов переходных процессов с целью совершенствования систем управления и релейной защиты.

¹ ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.mokeev@ens.ru, s.piskunov@ens.ru

² Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.mokeev@narfu.ru

Методы анализа синхровекторов переходных процессов

Важнейшее преимущество устройств с поддержкой СВИ связано с точными измерениями синхровекторов тока и напряжения в условиях электромеханических переходных процессов [1-3]. При определенных условиях возможна достоверная оценка параметров схемы замещения энергосистемы и при электромагнитных переходных процессах [4-7].

Для более эффективного применения устройств с поддержкой СВИ в системах управления, защиты и автоматики требуется исследование исходных синхровекторов переходных процессов. Но существующие методы и программы расчета электромеханических и/или электромагнитных переходных процессов позволяют получить решение в виде мгновенных значений токов и напряжений.

В работах авторов [8, 9] предложены несколько методов анализа синхровекторов переходных процессов в энергосистеме, основанных на частотно-временных представлениях, на преобразовании дифференциальных уравнений и интеграле свертки. Разработка специальных методов анализа синхровекторов переходных процессов связана, прежде всего, с необходимостью более эффективного анализа функционирования ИЭУ с поддержкой СВИ и их совершенствования. При этом следует отметить, что синхровекторы переходных процессов чаще всего описываются более сложными функциями, чем синхровекторы, оцениваемые с помощью УСВИ [9]. При этом принципиально важно знать, какие компоненты полных синхровекторов тока и напряжения необходимо оценивать с помощью УСВИ и других устройств с поддержкой СВИ [4-7].

Рассмотрим применение одного из перечисленных выше методов анализа, основанного на преобразовании дифференциальных уравнений. Ниже приводится пример определения синхровектора тока в линии и напряжений на подстанциях при заданных ЭДС энергосистемы, параметрах линии и энергосистемы (рис.1). При этом модель линии представлена простейшей RL-схемой замещения, а синхровекторы ЭДС энергосистемы являются функциями времени.

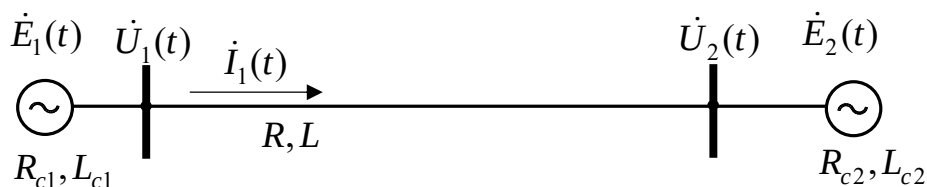


Рис. 1 – Модель энергосистемы.

Решение приведено в табл.1. Выполним известный прием, который широко применяется в методе комплексных амплитуд: выполнив подстановки $i_1(t) \rightarrow \dot{i}_1(t)e^{j\omega_0 t}$, $\Delta e(t) \rightarrow \Delta \dot{E}(t)e^{j\omega_0 t} = (\dot{E}_1(t) - \dot{E}_2(t))e^{j\omega_0 t}$ в исходное дифференциальное уравнение (п.1) вместо алгебраического уравнения, как в случае метода комплексных амплитуд, получим дифференциальное уравнение (п.2).

Таблица 1. Расчет синхровекторов тока и напряжения

№	Наименование	Выражение (схема)
1	Дифференциальное уравнение	$\Delta e(t) = i(t)R_{\Sigma} + L_{\Sigma} \frac{di(t)}{dt}$, где $\Delta e(t) = e_1(t) - e_2(t)$ $R_{\Sigma} = R + R_{c1} + R_{c2}$, $L_{\Sigma} = L + L_{c1} + L_{c2}$
2	Выражения с синхровекторами	$\Delta \dot{E}(t) = \underline{z}_{\Sigma} i(t) + L_{\Sigma} \frac{di(t)}{dt}$, $\underline{z}_{\Sigma} = R_{\Sigma} + j\omega_0 L_{\Sigma}$
3	Определение синхровектора тока	$i_1(t) = \frac{1}{L_{\Sigma}} \int_0^t \Delta \dot{E}(\tau) e^{p_1(t-\tau)} d\tau$, $p_1 = \beta_1 + j\omega_0$, $\beta_1 = R_{\Sigma} / L_{\Sigma}$, $\omega_0 = 2\pi 50$ рад/с
4	Определение синхровектора напряжения $\dot{U}_1(t)$	$\dot{U}_1(t) = \dot{E}_1(t) - \underline{z}_{c1} i_1(t) - L_{c1} \frac{di_1(t)}{dt}$
5	Определение синхровектора напряжения $\dot{U}_2(t)$	$\dot{U}_2(t) = \dot{U}_1(t) - \underline{z} i_1(t) - L \frac{di_1(t)}{dt}$, $\underline{z} = R + j\omega_0 L$

Решение дифференциального уравнения представлено в п.3, табл.1. При этом синхровектор процесса включает в себя две компоненты, определяющие принужденную и свободную составляющие переходного процесса, и является компактным описанием мгновенного тока переходного процесса $i_1(t) = \text{Re}(\dot{i}_1(t)e^{j\omega_0 t})$. Выделить из полного синхровектора принужденную и свободную составляющую можно разными способами: на основе первообразной интеграла, предварительного определения свободной составляющей синхровектора тока процесса с последующим определением принуждённой составляющей [9].

При исследовании синхровекторов переходных процессов для релейной защиты используются аналогичные зависимости. Например, при определении синхровектора тока при металлическом трехфазном КЗ со стороны первого источника необходимо в указанных в табл.1 выражениях выполнить замену $\Delta \dot{E}(t) \rightarrow \dot{E}_1(t)$ и сделать замены в выражениях для активных сопротивлений, индуктивностей и комплексных сопротивлений.

Рассмотренный подход может быть распространен для более сложных моделей линий и энергосистем. В последнем случае получим набор дифференциальных уравнений, в которых фигурируют синхровекторы ЭДС, напряжений и токов. При необходимости учета нелинейных элементов в схемах замещения, например, нелинейного переходного сопротивления дуги, нелинейных параметрах ветви намагничивания трансформатора при броске тока намагничивания (БНТ) и т. д. получим набор дифференциальных уравнений, часть из которых будут нелинейными. При этом синхровекторы тока и напряжения будут содержать множество принужденных и свободных компонент [5,7]. Какие из перечисленных выше компонент синхровекторов необходимо использовать при разработках новых устройств решается в ходе исследований синхровекторов указанных процессов.

Применения СВИ в системах управления

На основе приведенного выше метода анализа синхровекторов напряжения и тока переходных процессов могут быть получены зависимости для решения следующих задач: оценки параметров линии, верификации показаний УСВИ, реализации виртуального УСВИ, для повышения эффективности динамической оценки состояния энергосистемы, поиска источника низкочастотных колебаний (НЧК) и т. д.

Рассмотрим решение задачи оценки параметров линии электропередачи (рис.1). Известны по данным УСВИ напряжения на подстанциях $\dot{U}_1(t)$ и $\dot{U}_2(t)$, а также ток в линии $\dot{i}_1(t)$. Требуется выполнить оценку параметров линии при использовании RL-схемы замещения линии.

Применив подход аналогичный табл. 1. получим следующее дифференциальное уравнение:

$$\Delta \dot{U}(t) = \underline{z} \dot{i}(t) + L \frac{d\dot{i}(t)}{dt}. \quad (1)$$

Из уравнения (1) получим выражение для оценки комплексного сопротивления линии электропередачи:

$$\hat{\underline{z}}(t) = \frac{\Delta \dot{U}(t)}{\dot{i}_1(t) + k_1 \ddot{i}_1(t)}, \quad (2)$$

где $\Delta \dot{U}(t) = \dot{U}_1(t) - \dot{U}_2(t)$ $\dot{i}(t) = \frac{d\dot{i}(t)}{dt}$, $k_1 = \frac{L_{уд}}{Z_{уд}}$, $\underline{z}_{уд} = R_{уд} + j\omega_0 L_{уд}$.

Дополнительная компонента в знаменателе выражения (2) обеспечивает правильную оценку комплексного сопротивления линии в условиях электромеханических и электромагнитных переходных процессов.

На точность оценки сопротивления влияют погрешности ИТТ и ИТН, погрешности УСВИ и ряд других факторов. Поэтому приведенное выше выражение (2) может использоваться как основа для разработки алгоритмов для идентификации параметров линии электропередачи. При практической реализации необходимо от аналоговой модели алгоритма перейти к дискретной модели. Для повышения точности оценки сопротивления целесообразно использовать методы оптимизации в сочетании с использованием информации о синхровекторах напряжения и тока.

При оценке параметров линии электропередачи на основе RL-схемы замещения линии необходимо оперировать синхровекторами тока и напряжения, а также производной синхровектора тока. При использовании П-образной схемы замещения линии получим набор дифференциальных уравнений, где будут фигурировать синхровекторы токов и напряжений, а также их первые производные. Подобные модели могут быть получены и для других элементов схемы замещения энергосистемы. Это открывает новые возможности для совершенствования систем управления, релейной защиты, систем мониторинга состояния электрооборудования, динамической оценки состояния энергосистемы, реализации виртуальных УСВИ. Реализация виртуального УСВИ связана с измерением

синхровекторов на шинах противоположной подстанции на основе информации о синхровекторах напряжения и тока.

При практической реализации предложенных алгоритмов возникают сложности с вычислением дискретных аналогов производных синхровекторов. Наиболее предпочтительный вариант расчета производных синхровекторов тока и напряжения связан с их вычислением в УСВИ, подобно тому, как вычисляется мгновенная частота как производная фазы синхровектора напряжения. Другой вариант связан с увеличением темпа передачи синхровекторов. Следует отметить, при реализации устройств РЗА необходимо обеспечить более высокий темп передачи синхровекторов и обеспечить более высокое быстродействие при одновременном ослаблении требований по точности измерений по сравнению с УСВИ.

Часто на подстанциях и распределительных устройствах электростанций УСВИ устанавливаются не на все отходящие присоединения. В том случае, если на противоположной подстанции имеются УСВИ, то имеется возможность произвести дорасчет недостающего значения синхровектора тока. Например, это требуется при решении задачи поиска источника низкочастотных колебаний (НЧК) в энергосистеме.

Для решения указанной задачи необходимо использовать дискретный аналог интегрального выражения для определения синхровектора тока (рис.1):

$$i_1(t) = \frac{1}{L} \int_0^t \Delta \dot{U}(\tau) e^{p_0(t-\tau)} d\tau \rightarrow i_1(k) = \frac{1}{L} \sum_{m=0}^k \Delta \dot{U}_i e^{p_0(k-m)T},$$

где $p_0 = \beta_0 + j\omega_0$, $\beta_0 = R / L$, T - темп передачи синхровекторов, kT - дискретное время.

Проблема вычисления синхровектора тока связана с наличием в перечисленном выше выражении быстроосциллирующей функции. Один из путей решения данной проблемы связан с повышением темпа передачи синхровекторов. Для стандартного темпа передачи для оценки синхровектора тока удовлетворительные результаты обеспечивают алгоритмы, полученные на основе упрощенного метода анализа синхровекторов переходных процессов в энергосистеме [3,9].

Дополнительные возможности по эффективному поиску источника НЧК связаны с использованием дополнительных признаков его распознавания на основе мгновенных частот синхровекторов токов, анализа выражений синхровекторов НЧК, их мощностей и т.д.

Применение рассмотренных выше возможностей использования СВИ, в том числе связанных с дорасчетом синхровекторов, реализацией виртуальных УСВИ, верификацией данных СВИ, точной оценке параметров схемы замещения энергосистемы перспективно для повышения эффективности решения задачи по оценке состояния энергосистемы в условиях электромеханических и электромагнитных переходных процессов.

Совершенствование дистанционной защиты

Рассмотрим вопросы совершенствования дистанционной защиты (ДЗ) линии 110-220 кВ при использовании одностороннего и двухстороннего измерений синхровекторов тока и напряжения (рис. 2).

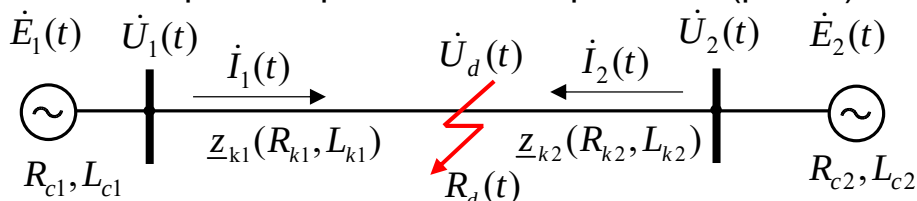


Рис. 2 – Модель энергосистемы.

В табл.2 приведены упрощенный алгоритм дистанционной защиты на основе одностороннего измерения синхровекторов и алгоритм, основанный на двухстороннем замере.

Таблица 2. Оценка комплексного сопротивления петли КЗ

№	Наименование	Выражение
1	ДЗ при одностороннем измерении синхровекторов	$\hat{z}(t) = \frac{\dot{U}(t)}{\dot{i}(t) + k\dot{i}'(t)}$, где $\dot{i}'(t) = \frac{d\dot{i}(t)}{dt}$, $k = L_{уд}/Z_{уд}$
2	ДЗ при одностороннем измерении синхровекторов со стороны первой энергосистемы	$\hat{z}_1(t) = \frac{\Delta\dot{U}(t) + Z_{уд}\dot{i}_2(t) + L_{уд}\dot{i}_2'(t)}{\dot{i}(t) + k\dot{i}'(t)}$, где $\Delta\dot{U}(t) = \dot{U}_1(t) - \dot{U}_2(t)$, $\dot{i}(t) = \dot{i}_1(t) + \dot{i}_2(t)$, $\dot{i}'(t) = \dot{i}_1'(t) + \dot{i}_2'(t)$

Вывод алгоритмов произведен на основе подхода, представленного выше для оценки сопротивления линии. По сравнению с ранее опубликованными работами [4-6] указанные алгоритмы приведены в более компактной форме. При этом для одностороннего замера комплексного сопротивления приведен упрощенный алгоритм ДЗ без компенсации влияния переходного нелинейного сопротивления дуги. Более эффективный алгоритм ДЗ рассмотрен авторами в работах [5,7]. При двухстороннем измерении синхровекторов напряжения и тока с последующей оценкой комплексного сопротивления удастся практически полностью избавиться от влияния нелинейного переходного сопротивления дуги [7], а также обеспечить правильное функционирование ДЗ при электромеханических переходных процессах в энергосистеме, в том числе при возникновении асинхронного режима.

В отличие от традиционных алгоритмов ДЗ на основе одностороннего и двухстороннего замеров сопротивления, в представленных алгоритмах присутствуют дополнительные компоненты, которые позволяют не только значительно повысить быстродействие защиты, но и обеспечивают правильное функционирование защиты в условиях электромеханических и электромагнитных переходных процессов.

На рис. 3 и приведены графики токов, напряжений и компонент их синхровекторов, а также графики оценок компонент комплексного сопротивления при одностороннем (1) и двухстороннем (2) замере сопротивления для предложенных алгоритмов (p) и для традиционного алгоритма (t).

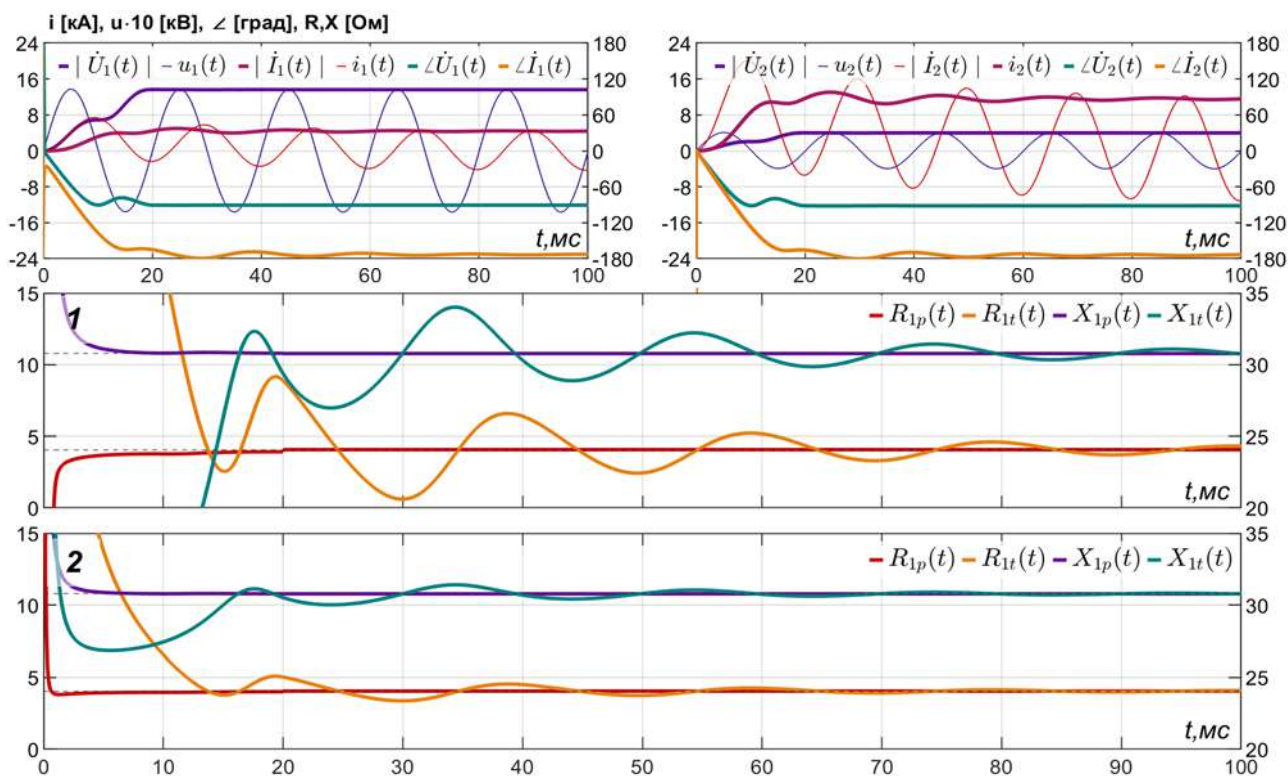


Рис. 3 – Оценка R , X при одностороннем (1) и при двухстороннем (2) замере.

Как следует из представленных графиков несмотря на то, что синхровекторы тока и напряжения являются интегральными параметрами и их оценка занимает время порядка 20 мс, быстродействие ДЗ составляет всего несколько миллисекунд. Следует отметить, что на традиционные ДЗ электромагнитные и электромеханические переходные процессы сказываются в значительно более негативной степени, чем на токовые и дифференциальные защиты. Предлагаемые же алгоритмы ДЗ обеспечивают быструю и точную оценку комплексного сопротивления в условиях переходных процессов. Кроме того, как указывалось выше, дистанционная защита при двухстороннем замере будет отстроена от асинхронного режима и качаний, а также от влияния нелинейного переходного сопротивления дуги.

Как известно, на работу ДЗ наряду с переходными процессами и дугой негативное влияние оказывают другие негативные факторы [10-12], в том числе погрешности измерительных трансформаторов тока (ИТТ) и напряжения (ИТН). Особенно негативное влияние на работу ДЗ оказывает насыщение магнитопровода ИТТ. На рис.4 приведены графики напряжений и токов по концам линий, графики модулей и аргументов синхровекторов при КЗ на 90% от начала линии, графики оценки активного и реактивного сопротивлений с помощью предлагаемого и традиционного алгоритмов. При КЗ возникает быстрое насыщение ИТТ, установленных со

стороны второй энергосистемы. Пунктиром на рисунках указаны графики токов при отсутствии насыщения. На отрезке времени до насыщения ИТТ предлагаемый алгоритм значительно превосходит по точности оценки комплексного сопротивления известный алгоритм, что связано, прежде всего, с его высоким быстродействием.

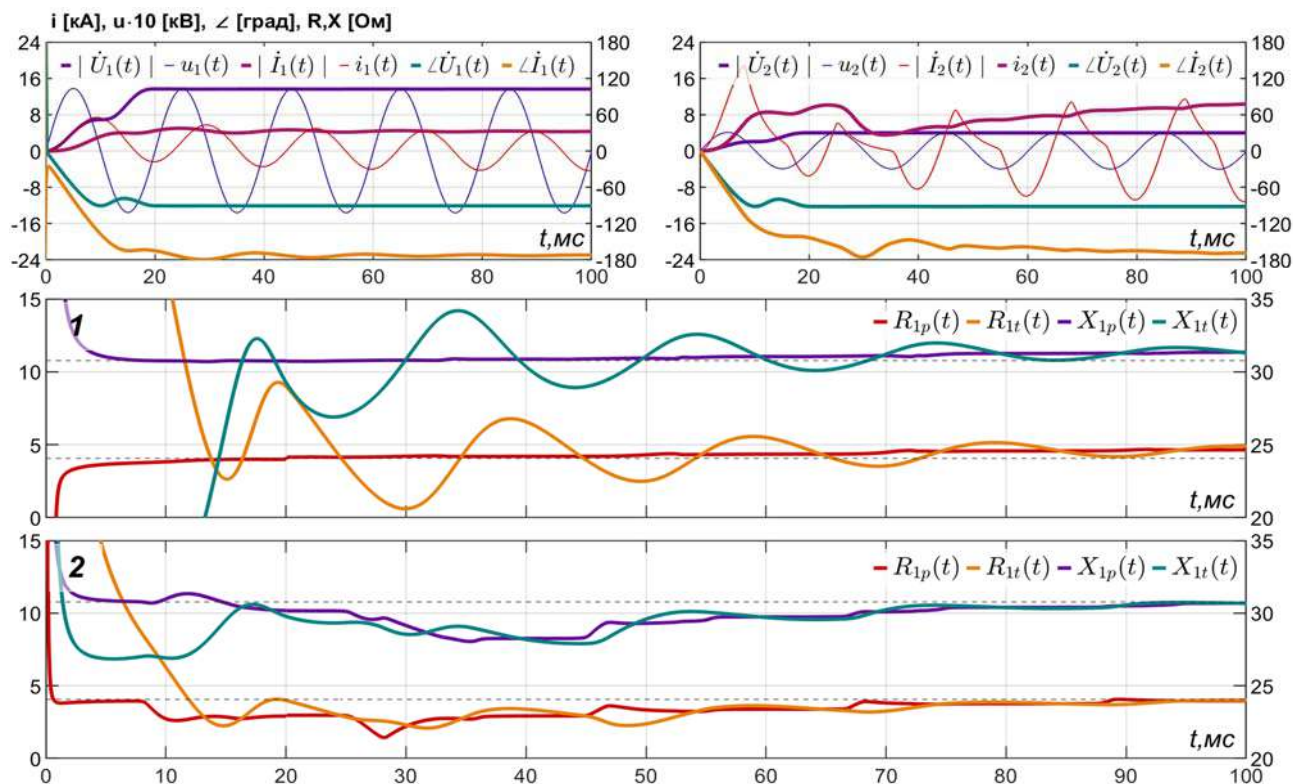


Рис. 4 – Оценка R , X при насыщении ИТТ.

Эффективность предлагаемого алгоритма может быть значительно повышена при применении цифровых оптических трансформаторов тока и напряжения [13] и цифровых ИТТ на основе катушки Роговского [14]. В этом случае отсутствует насыщение магнитопровода и реализуются точные измерения тока (класс точности 0,5) в полном диапазоне его значений. Специалистами «Инженерного центра «Энергосервис» разработан комбинированный цифровой трансформатор тока и напряжения ЕСИТ для установки в КРУ среднего напряжения, в котором в качестве первичных преобразователей используется катушка Роговского и емкостной делитель напряжения. Дополнительно в ЕСИТ реализована функция измерения синхровекторов тока и напряжения. Применение подобных цифровых измерительных трансформаторов в сочетании с разработанными алгоритмами позволит шире использовать дистанционный принцип защиты в сетях среднего напряжения.

Подход по разработке алгоритмов защит, основанный на использовании дифференциальных уравнений, в которых фигурируют синхровекторы тока и напряжения, может быть распространен и на другие виды защит [15, 16]. Использование синхровекторов тока и напряжения в диффе-

ренциальной защите трансформатора позволяет реализовать дополнительные признаки распознавания режимов внутреннего и внешнего КЗ, режима БНТ [16].

С учетом специфики состава тока нулевой последовательности (НП) при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) [17] предложен алгоритм направленной защиты, основанный на использовании эквивалентных синхровекторов тока и напряжения НП высших гармоник [7]. Предложенная защита от ОЗЗ может использоваться как локальная, так и в составе централизованной защиты.

Повышение эффективности защиты от ОЗЗ может быть достигнуто при модернизации алгоритмов, основанных на дифференциальном уравнении линии при ОЗЗ [17,18]. Но если для дистанционной защиты достаточно использовать оценку синхровектора тока НП только принужденной составляющей промышленной частоты, то для защиты от ОЗЗ необходимо выполнять оценку синхровекторов процесса ОЗЗ с учетом влияния свободных составляющих, так как последние вносят основной вклад при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

Заключение

На основе исследования и анализа синхровекторов напряжения и тока электромеханических и электромагнитных переходных процессов предложен подход к разработке алгоритмов оценки параметров схемы замещения энергосистемы и алгоритмов дистанционной защиты при одностороннем и двухстороннем измерении синхровекторов напряжения и тока. Показано, что предложенные алгоритмы обеспечивают точную оценку комплексного сопротивления в условиях электромеханических и электромагнитных переходных процессов, что позволит повысить эффективность систем управления и устройств релейной защиты. За счет высокого быстродействия предлагаемых алгоритмов дистанционная защита обеспечивает правильную работу в условиях насыщения измерительных трансформаторов тока.

Предложенный подход к разработке алгоритмов защиты может быть распространен и на другие защиты, в том числе защиты трансформатора и защиты от однофазных замыканий на землю.

Литература

1. Фадке А.Г., Торп Д.С. Синхронизированные векторные измерения и их применение. М.: Техносфера, 2021, 320 с.
2. Kezunovic M. et al. Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks. NY.: Springer, 2014, 190 p.
3. Антонов В.И. и др. Основы релейной защиты и автоматики интеллектуальной электрической сети. Инфра-Инженерия, 2023, 324 с.
4. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Повышение эффективности дистанционной защиты линии на основе СВЧ в условиях переходных процессов и

при учете влияния дуги напряжения. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 93, ИСЭМ СО РАН, 2022, С. 485-494.

5. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Применение технологии синхронизированных векторных измерений для совершенствования дистанционной защиты. Релейная защита и автоматизация. № 3 2022, С. 4-9.

6. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Совершенствование дистанционной защиты на основе СВИ в условиях переходных процессов при учете влияния дуги. Релейная защита и автоматизация. № 4 2022, С. 22-29.

7. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Развитие теории синхронизированных векторных измерений для совершенствования систем управления, мониторинга, релейной защиты и автоматики. Релейщик. № 1 2023, С. 20-27.

8. Mokeev, A.V. Application of spectral representations in coordinates of complex frequency for the digital filter analysis and synthesis. In: Márquez FPG (ed.) Digital Filters. Rijeka: InTech, 2011, pp. 27-52.

9. Мокеев А.В. Анализ синхровекторов переходных процессов в энергосистеме. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт, №1(211) 2022, С. 62-70.

10. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007, 549 с.

11. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. М.: Энергоиздат, 2005, 322 с.

12. Титов И.Т., Бычков А.В., Дони Н.А. Учет влияния открытой электрической дуги на параметры срабатывания дистанционной защиты. Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. № 2 (129) 2020, С. 85-93.

13. Ivanov N.A., Kanafeev R.I., Yanin M.A. Automation and Control Practical Investigation of the Operation of Optical Current Transformers and Electronic Voltage Transformers Under Transient Conditions at 500 kV Substation. CIGRE session, Paris, 2022.

14. Ульянов Д.Н. и др. Трансформатор комбинированный измерительный ЕСИТ, особенности и характеристики встроенного высоковольтного датчика напряжения. Релейщик. № 1 2023, С. 18-19.

15. Piskunov A.S., Mokeev A.V. Application of Synchrophasor Measurement to Restore the Secondary Current of the Saturated Current Transformer. 3rd International Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA) 2020.

16. Piskunov S.A., Mokeev A.V. Power transformer relay protection with its condition monitoring function. REEPE, Moscow, 2021, pp. 1-6.

17. Шуин В.А., Воробьева Е.А., Добрягина О.А., Шадрикова Т.Ю. Способ повышения эффективности функционирования адмитансной защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью. Вестник ИГЭУ. №4 2018, С. 20–30.

18. Wahlroos A., Altonen J. et al. Application of novel cumulative phasor sum measurement for earth-fault protection in compensated MV-networks. CIGRE, Stockholm. 2013.

УДК 621.311.1

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИНЦИПОВ WAMPACS ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Пискунов¹ С.А.^{1,2}, Мокеев А.В.^{1,2}, Ульянов Д.Н.¹

Аннотация

В докладе рассматривается несколько областей применения принципов систем WAMPAC в распределительных сетях среднего напряжения, в частности, для выполнения функций системы локализации повреждений, релейной защиты, мониторинга состояния электрооборудования.

Ключевые слова: распределенная система, уровень управления, эквивалентные синхровекторы высших гармоник, локализация ОЗЗ.

Введение

Термин WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, Automation, and Control) в научной среде был введен относительно недавно [1]. Он дает общее обозначение распределенных систем мониторинга, защиты, автоматики и управления, реализуемых с применением технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) и устройств СВИ (PMU). В настоящее время разработано большое число областей применения СВИ в электроэнергетике для повышения надежности, устойчивости и эффективности управления энергосистемой [2-3].

Первоначальная концепция систем WAMPAC (WAMPACS) предполагала строгое соответствие разработанному стандарту для устройств СВИ [4]. Но такой подход ограничивал как развитие самих систем WAMPACS, так и направлений применения технологии СВИ.

На сегодняшний день разработано несколько новых подходов к представлению систем WAMPAC с учетом развития их архитектуры и интеграции с другими существующими системами, в частности, интеграции со SCADA [5]. Авторы поднимают вопрос об организации нескольких уровней управления WAMPACS и их взаимосвязи между собой.

Развитие новых технологий и технических средств позволяет рассматривать применение принципов систем WAMPAC как в сетях высокого, так и в сетях среднего напряжения (СН). Решение задачи применения СВИ в распределительных сетях СН становится актуальным в связи

¹ 1 ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: s.piskunov@ens.ru, a.mokeev@ens.ru, d.ulyanov@ens.ru

² Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: piskunov.s@edu.narfu.ru

с постоянным усложнением их структуры, появлением сетей с распределенной генерацией, увеличением доли потребителей с нелинейной нагрузкой [6].

Ранее авторами доклада были обозначены общие подходы к реализации распределенных систем защиты, мониторинга, автоматики и управления в сетях среднего напряжения [7]. Настоящий доклад является продолжением исследований в области применения технологии СВИ для автоматизации сетей среднего напряжения.

Доклад разделен на три основных части. В первом разделе рассматриваются общие вопросы применения принципов WAMPACS в сетях среднего напряжения, представлены соответствующие направления для автоматизации распределительных сетей [8-10]. Вторая часть доклада посвящена системе локализации повреждений на основе применения эквивалентных синхровекторов высших гармоник (ЭСВГ). В конце доклада коротко рассматривается опыт применения принципов систем WAMPACS в действующих электрических сетях [11].

Применение принципов WAMPACS в сетях среднего напряжения

Надежность и качество электроснабжения потребителей городских, сельских и промышленных распределительных сетей напрямую зависит от уровня их автоматизации, который в настоящее время остается достаточно низким. Для выполнения задач по развитию сетей среднего напряжения необходимы рациональные и эффективные решения на основе применения современных интеллектуальных устройств и технологий.

Преимущества WAMPACS для реализации распределенных систем мониторинга, защиты, автоматики и управления были исследованы и представлены в нескольких известных работах [2-3]. Тем не менее, авторы этих работ ограничивают применение WAMPACS сетями высокого напряжения. С другой стороны, технология СВИ может эффективно применяться и в сетях среднего напряжения, если для этих целей будут реализованы новые типы устройств поддержкой СВИ [7].

Одним из основных преимуществ систем WAMPACS является их многоуровневость, что позволяет реализовать центральный и несколько локальных уровней управления распределительной сетью.

На рис.1 представлена структурная схема многоуровневой системы автоматизации распределительной сети с применением технологии СВИ.

В первую очередь, применение СВИ позволяет рассматривать реализацию централизованной системы релейной защиты подстанции или распределительного пункта на основе измерения синхровекторов напряжения и тока присоединений [8]. Для реализации защиты сборных шин подстанции и защиты силового трансформатора может быть использован дифференциальный принцип [9], а для защиты отходящих линий – дистанционный принцип на основе развития теории СВИ [12-13]. При этом, с одной стороны, повышается быстродействие работы защиты в центра-

лизованном режиме, с другой стороны, сохраняется ее надежность в локальном режиме в случае, если коммуникационная сеть частично или полностью деградирует.



Рис. 1 – Применение принципов WAMPACS в распределительной сети.

Аналогичный подход на основе принципов WAMPACS может быть рассмотрен и для других подсистем автоматизации распределительной сети, например, к системе автоматического восстановления электроснабжения (САВС), в состав которой входит система локализации повреждений [11]. САВС может иметь несколько локальных уровней управления, что является необходимым условием при поэтапной или частичной модернизации сети. Применение локальных уровней управления позволяет снизить требования к ряду технических характеристик системы, например, использовать в качестве канала передачи данных сотовую связь.

Применение СВИ позволяет реализовать новые подходы к мониторингу состояния электрооборудования подстанции и мониторингу состояния сети (рис. 2).

Стоит отметить возможности технологии СВИ для мониторинга состояния силовых трансформаторов [9]. Такие системы мониторинга на основе контроля электрических параметров могут быть наиболее эффективны в распределительных сетях, где для силовых трансформаторов в большинстве случаев отсутствуют обязательные требования к установке традиционных систем мониторинга и диагностики. Кроме того, перспективным решением является интеграция функций системы мониторинга в устройстве релейной защиты с поддержкой СВИ, что обеспечивает

наиболее экономически эффективное решение для автоматизации подстанции.

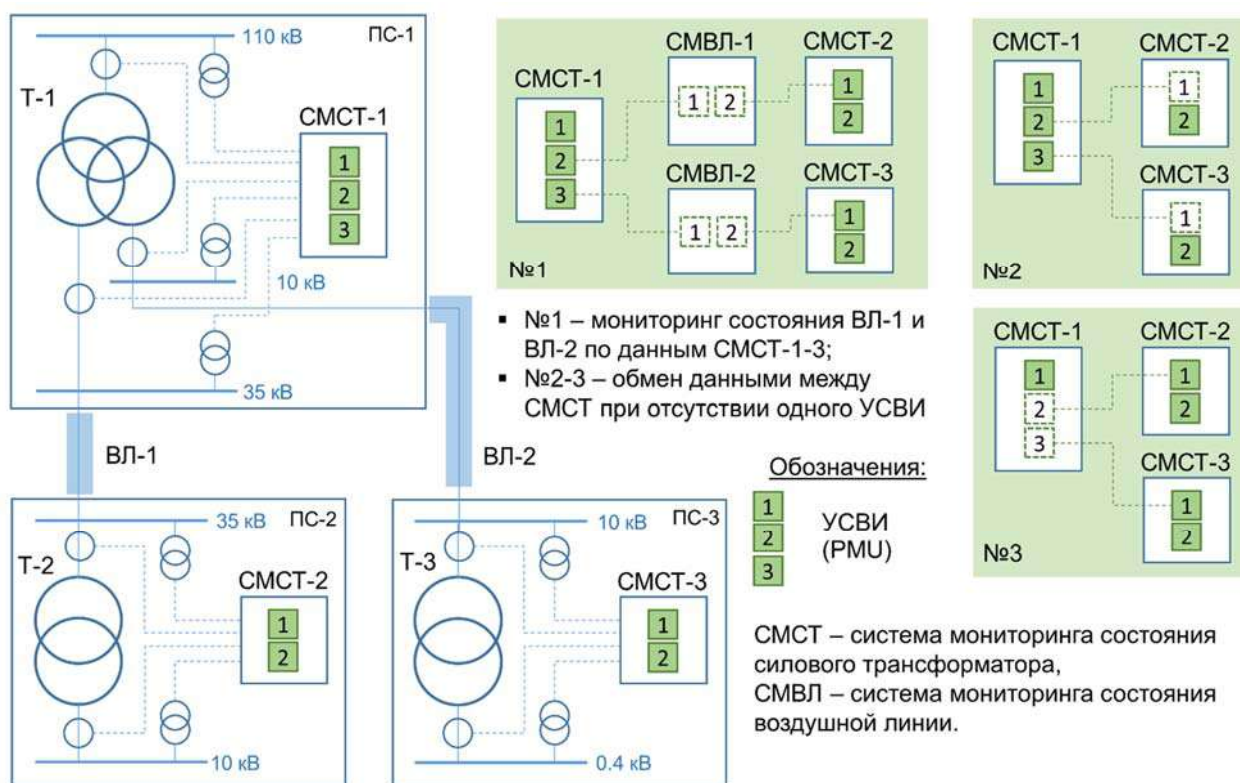


Рис. 2 – Схема мониторинга сети и оборудования на основе СВИ.

Применение СВИ также перспективно для реализации мониторинга и оценки состояния сети, идентификации различных режимов ее работы, сбора статистических данных (рис. 2).

Принципы WAMPACS перспективны для систем автоматики распределительных сетей с распределенной генерацией и возобновляемыми источниками энергии [6]. Здесь важными задачами является реализация работы режимной автоматики, контроля устойчивости режимов, идентификации параметров сети, синхронизации энергорайонов и мониторинга переходных режимов.

Одной из наиболее важных и сложных задач для автоматизации распределительных сетей среднего напряжения является локализации повреждений, в особенности локализация однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Рассмотрим более подробно применение принципов WAMPACS для реализации систем локализации ОЗЗ.

Локализация повреждений в распределительной сети

Система локализации коротких замыканий (КЗ) и однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в составе САВС и с применением технологии СВИ была представлена в работе [11]. Полученный опыт эксплуатации системы в распределительных сетях показал, что для локализации ОЗЗ в

сети с компенсацией емкостного тока существуют перспективы для дальнейшего совершенствования алгоритмов локализации и повышения эффективности их работы.

В настоящее время разработано и широко применяется несколько основных подходов для локализации ОЗЗ в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью [14-15]. Для сетей с частичной или полной компенсацией емкостного тока ОЗЗ можно считать перспективным применение эквивалентных синхровекторов тока и напряжения НП переходных режимов и эквивалентных синхровекторов высших гармоник [16].

Известно, что в сети с изолированной нейтралью емкостный ток неповрежденных фаз сети при ОЗЗ направлен к месту замыкания на землю, что позволяет реализовать защиту от ОЗЗ на основе измерений токов НП и задания уставки теоретических значений емкостных токов по контролируемым присоединениям [15]. В синхровекторах тока НП промышленной частоты указанный принцип может быть описан выражениями:

$$\dot{I}_{0i}(t) \approx \dot{I}_{Ci}(t), \quad (1)$$

$$\dot{I}_{0k}(t) \approx -\sum_{i=1}^N \dot{I}_{Ci}(t) + \dot{I}_{Ck}(t), \quad (2)$$

где i - номер неповрежденного участка сети, $i = 1 \dots N$;

$\dot{I}_{0i}(t)$ - контролируемый (измеряемый) ток НП i -го присоединения;

$\dot{I}_{Ci}(t)$ - собственный емкостный ток i -го участка,

$\dot{I}_{0k}(t)$ - контролируемый ток НП поврежденного участка k ;

$\dot{I}_{Ck}(t)$ - собственный емкостный ток поврежденного участка k .

Выражения (1) и (2) записаны в синхровекторах основной частоты и справедливы только для установившегося режима ОЗЗ. Знак $\approx$ означает, что фактически из-за наличия активной составляющей в токе НП он не будет точно равен емкостному току сети. Знак минус в выражении (2) указывает на то, что токи $\dot{I}_{0i}(t)$ и $\dot{I}_{0k}(t)$ должны иметь противоположные направления в сети с изолированной нейтралью.

Если возможна непосредственная оценка емкости участков сети $\hat{C}_k(t)$ и $\hat{C}_i(t)$, то выражения (1) и (2) могут быть заменены следующим образом:

$$\hat{C}_i(t) \approx C_i, \quad (3)$$

$$\hat{C}_k(t) \approx \sum_{i=1}^N C_i - C_k. \quad (4)$$

В сети с компенсированной нейтралью локализация ОЗЗ не может производиться по емкостной составляющей тока НП (1) – (4). В случае частичной компенсации тока ОЗЗ (только емкостной составляющей) локализация может производиться по активной составляющей и по высшим

гармоникам тока НП [15]. В случае полной компенсации тока ОЗЗ локализация места повреждения возможна только по измерению величин тока и напряжения НП переходного режима [14].

Измерения мгновенных величин тока и напряжения НП в переходном режиме ОЗЗ, а также измерение отдельных гармоник тока и напряжения в установившемся режиме ОЗЗ связано с определенными трудностями. Во-первых, значительные изменения тока НП отражаются на точности измерений его мгновенных значений в переходном режиме. Во-вторых, отсутствие точных данных о составе и уровне гармоник в токе НП и их возможное изменение с течением времени в сети обуславливает сложность выбора измерительной системы и алгоритмов локализации ОЗЗ. В этой связи авторами доклада предлагается применение эквивалентных синхровекторов тока и напряжения НП и эквивалентных синхровекторов высших гармоник (ЭСВГ) для совершенствования алгоритмов локализации ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью.

Теория эквивалентных синхровекторов и ЭСВГ была рассмотрена в работе [16]. В соответствии с этими понятиями, введем следующие обозначения: $\dot{I}_{0e}(t)$, $\dot{U}_{0e}(t)$ - эквивалентные синхровекторы НП, $\dot{I}_{0h}(t)$, $\dot{U}_{0h}(t)$ - ЭСВГ НП.

Основываясь на положениях теории электрических цепей, можно утверждать, что в переходном режиме в сети с компенсацией тока ОЗЗ его емкостная составляющая не компенсируется из-за значительно большей инерционности катушки дугогасящего реактора по отношению к емкости сети. В связи с этим измерение эквивалентных синхровекторов $\dot{I}_{0e}(t)$ и $\dot{U}_{0e}(t)$ открывает возможности для создания системы локализации ОЗЗ на алгоритме измерения электрических величин переходного режима. В простейшем случае для этой цели может использоваться оценка синхровекторов основной частоты.

Еще одной важной особенностью сетей с компенсированной нейтралью является то, что в токе ОЗЗ практически всегда есть значительное содержание высших гармоник [15]. Но, поскольку уровень каждой гармоники заранее неизвестен, применение ЭСВГ НП является перспективным решением для реализации алгоритма локализации ОЗЗ по высшим гармоникам тока НП. В этом случае в выражениях (1) – (2) вместо синхровекторов тока НП основной частоты должны использоваться ЭСВГ.

Оба алгоритма (на основе измерения синхровекторов переходного режима и ЭСВГ) позволяют реализовать как локальный режим работы системы локализации, так и централизованный. В локальном режиме система может работать на РП/ТП и производить оценку емкости присоединений, чтобы определять направление к месту ОЗЗ и теоретически оценивать расстояние до места ОЗЗ. В централизованном режиме на ПС/РП система должна определять конкретный поврежденный участок сети.

Можно отметить, что для повышения эффективности работы системы перспективно также рассмотреть комбинацию алгоритмов локализации ОЗЗ на основе СВИ (по синхровекторам основной частоты, эквивалентным синхровекторам и ЭСВГ).

Для оценки емкости участка сети в простейшем случае используется следующее выражение на основе мгновенных значений тока и напряжения НП:

$$3i_0(t) \approx C_0 \frac{du_0(t)}{dt}. \quad (5)$$

Но в связи со значительными изменениями $i_0(t)$ и $u_0(t)$ в переходном режиме ОЗЗ и при наличии гармоник в токе ОЗЗ оценка емкости C_0 из выражения (5) может быть очень неточной. Гораздо более эффективным является оценка емкости по интегральным значениям синхровекторов тока и напряжения НП:

$$\hat{C}_0(t) \approx \frac{3\dot{I}_0(t)}{j\omega_0 \dot{U}_0(t) + \dot{U}_0'(t)}. \quad (6)$$

Более точное выражение для сети с компенсированной нейтралью может быть получено при учете активной проводимости сети и контролируемом токе ДГР:

$$\hat{C}_0(t) = -\frac{1}{3} \frac{j\omega_0 \dot{I}_0(t) + \dot{I}_0'(t) + L_k^{-1} \dot{U}_0(t)}{\dot{U}_0''(t) + (j2\omega_0 + k) \dot{U}_0'(t) - (\omega_0^2 - j\omega_0 k) \dot{U}_0(t)}, \quad (7)$$

где $k = \frac{G_0}{C_0} = \frac{G_{0\text{уд}}}{C_{0\text{уд}}}$,

L_k - индуктивность катушки ДГР.

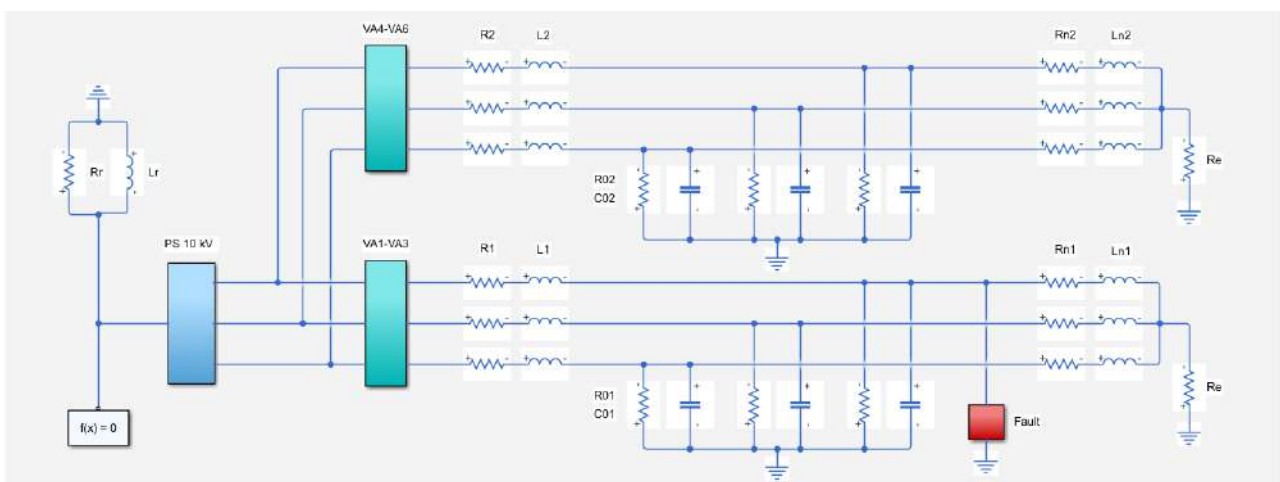


Рис. 3 – Структурная схема виртуальной модели сети при ОЗЗ.

Рассмотрим пример реализации представленных алгоритмов локализации ОЗЗ на основе расчетов, проведенных в виртуальной модели

Simulink. На рис. 3 представлена структурная схема модели сети с компенсированной нейтралью. Сеть поделена на два участка (поврежденный и неповрежденный). Причем емкость неповрежденного участка сети заведомо принята больше емкости поврежденного участка (в отношении 2:1). Это позволяет сравнить соотношение токов НП по участкам сети в переходном и установившемся режиме ОЗЗ.

На рис. 4 представлено сравнение эквивалентных синхровекторов и ЭСВГ тока НП поврежденного и неповрежденного участка сети. На рис. 5 приведена оценка емкости участков по выражению (6).

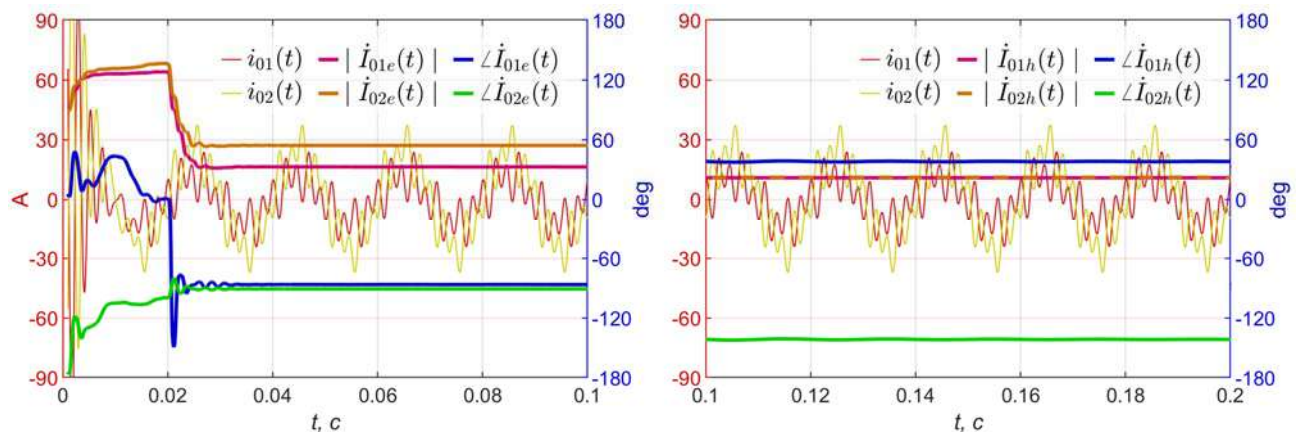


Рис. 4 – Сравнение эквивалентных синхровекторов и ЭСВГ тока НП.

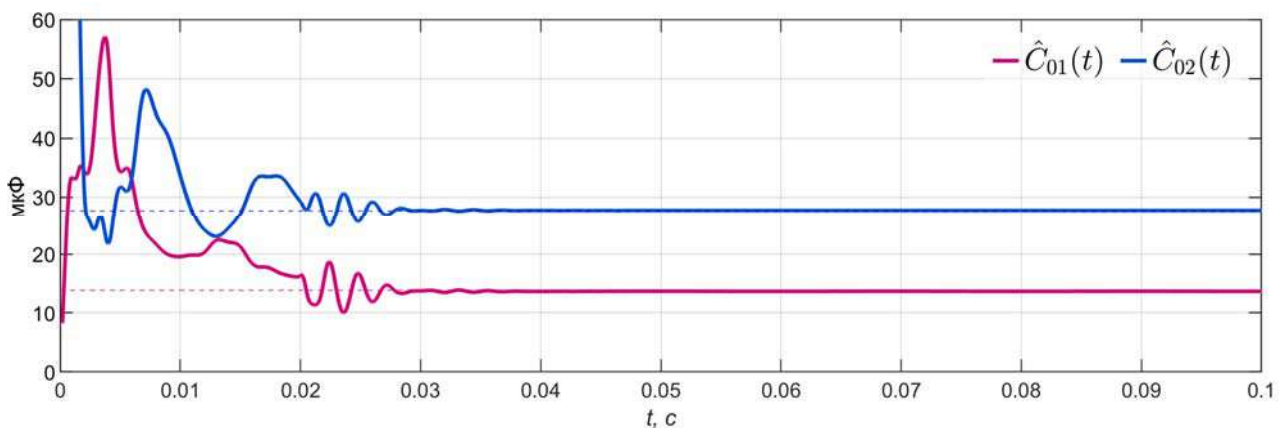


Рис. 5 – Оценка емкости участков сети при ОЗЗ.

Рис. 4 подтверждает, что применение эквивалентных синхровекторов тока НП в переходном режиме (0-20 мс), а также ЭСВГ тока НП в установившемся режиме (> 20 мс) позволяет повысить эффективность локализации алгоритмов ОЗЗ за счет сравнения величины и направления соответствующих синхровекторов поврежденного и неповрежденного участка.

Рис. 5 подтверждает эффективность выражения (6) для оценки емкости участков сети при ОЗЗ.

Опыт применения принципов WAMPACS

В настоящее время на основе принципов WAMPACS реализовано несколько подсистем автоматизации распределительной сети [11]. В первую очередь, следует отметить положительный опыт применения

СВИ для локализации ОЗЗ в кабельных сетях 10 кВ с помощью специально разработанного устройства с поддержкой СВИ на нескольких действующих объектах г. Архангельска и г. Череповца. Система локализации ОЗЗ была реализована на основе измерения синхровекторов тока и напряжения НП основной частоты. При этом, за счет снижения требований к точности измерений к разработанным устройствам локализации ОЗЗ с поддержкой СВИ по сравнению с традиционным типом УСВИ [4] и применения размыкаемых трансформаторов тока НП удалось получить достаточно эффективное с экономической точки зрения решение.

Во-вторых, можно отметить перспективы реализации систем мониторинга состояния силовых трансформаторов на основе измерений синхровекторов фазных напряжений и токов обмоток. В настоящее время такая система находится в опытной эксплуатации на двух подстанциях Архангельского филиала ПАО «Россети» [11]. К важным преимуществам системы можно отнести возможность оценки параметров схемы замещения, напряжения короткого замыкания и тока холостого хода трансформатора в его рабочем режиме, без отключения от сети.

Заключение

Принципы систем WAMPAC могут эффективно реализовываться в сетях среднего напряжения. Преимущества многоуровневой структуры систем автоматизации подстанции представлены в докладе. На примере системы локализации ОЗЗ показана эффективность применения эквивалентных синхровекторов и ЭСВГ тока и напряжения НП для определения поврежденного участка сети. Результаты исследований подтверждаются тестированием на виртуальных и математических моделях, а также по данным опытно-промышленной эксплуатации.

Литература

1. Terzija V. Wide area monitoring protection and control - WAMPAC. 2007.
2. Phadke A. G., Thorp J. S. Synchronized phasor measurements and their applications. New York, Springer, 2021.
3. Monti A., Muscas C., Ponci F. Phasor measurement units and wide area monitoring systems. Academic Press, 2016.
4. IEEE C37.118.1-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
5. Gamboa S., Orduña E. Hierarchically distributed architecture for large-scale integrated WAMPAC system. International Conference on Electronics, Communications and Computers, IEEE, 2015, pp.16-20.
6. Илюшин П. В., Куликов А. Л. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации. Релейная защита и автоматизация. №. 3, 2019, с. 14-23.
7. Пискунов С. А., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Системы управления, защиты, автоматики и мониторинга сетей среднего напряжения. Электроэнергия. Передача и распределение. № 2 (77) 2023, с. 94-102.

8. Мокеев А.В. и др. Повышение эффективности и надёжности РЗА цифровых подстанций и цифровых РЭС. Вестник Казанского государственного энергетического университета. Т. 12, № 3 (47) 2020, с. 92-100.

9. Piskunov S.A., Mokeev A.V. Power transformer relay protection with its condition monitoring function. Proceedings of the 3rd 2021 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, Moscow, 2021.

10. Пискунов С.А., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Применение принципов систем WAMPAC для автоматизации сетей среднего напряжения. Сборник докладов VII Международной научно-практической конференции «Релавэкспо», 2023, с. 83-86.

11. Пискунов С.А., Мокеев А.В., Ульянов Д.Н. Автоматизация распределительных сетей среднего напряжения на базе синхронизированных векторных измерений. Релейная защита и автоматизация. № 4(45) 2021, с. 54-60.

12. Мокеев А.В., Пискунов С.А. Развитие теории синхронизированных векторных измерений для совершенствования систем управления, мониторинга, релейной защиты и автоматики. Релейщик, № 1, 2023.

13. Мокеев А. В., Пискунов С.А. Совершенствование дистанционной защиты на основе СВИ для работы в условиях переходных процессов с учетом влияния дуги. Релейная защита и автоматизация. № 4(49) 2022, с. 22-29.

14. Лачугин, В. Ф., Иванов А.А., Белянин А.А. Разработка импульсных защит от замыканий на землю. Релейная защита и автоматизация. № 3(8) 2012, с. 50-58.

15. Шуин В.А., Мартынов В.Л., Шагурина Е.С., Шадрикова Т.Ю. Максимальные токовые защиты от замыканий на землю на основе высших гармоник для компенсированных кабельных сетей 6-10 кВ. Электротехника. № 1, 2018, с. 62-72.

16. Mokeev A.V., Piskunov S.A. Expanding the Field of Synchronized Phasor Measurements Application in Power Systems. International Siberian Conference on Control and Communications, Kazan, 2021.

УДК 621.316.3

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СВИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО И СЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин¹ Д.М., Журавлева О.В.

Аннотация

Работы по созданию системы мониторинга переходных режимов (СМПР) ведутся в ЕЭС России с 2005 года. За это время достигнуты практические успехи в развитие таких задач как мониторинг низкочастотных колебаний, верификация расчетных динамических моделей, мониторинг относительных углов, оценивание состояния электрического режима, послеаварийный анализ, оценка параметров схем замещения ЛЭП и т.п. В то же время потенциал применения данных СВИ значительно выше. Актуальной задачей является разработка новых алгоритмов и технологического программного обеспечения, обеспечивающего эффективное применение данных СВИ в новых практических задачах для повышения надежности эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики. В статье приведен обзор практических примеров применения данных СВИ в задачах объектов электроэнергетики.

Ключевые слова: КСВД, СМПР, технология синхронизированных векторных измерений, УСВИ.

Введение

Создание СМПР ЕЭС России включает в себя внедрение в диспетчерских центрах и на объектах электроэнергетики устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентраторов синхронизированных векторных данных (КСВД). Благодаря измерению параметров режима с помощью технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ), достигаются такие качественные характеристики измерений параметров, которые позволяют наблюдать недоступные ранее процессы, протекающие в энергосистеме и оборудовании. Достигнутые технические характеристики СМПР ЕЭС России (скорость обработки информации, задержки при передаче данных, уровень потерь данных при передаче информации) и текущий уровень развития технологии СВИ позволяют применять данные СВИ в различных практических задачах мониторинга, обеспечивающих повышение надежности эксплуатации генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики.

¹ АО "Системный оператор единой энергетической системы", Москва, Россия, dubinin@so-ups.ru

Одним из направлений применения данных СВИ, имеющим большой потенциал с точки зрения повышения надёжности эксплуатации оборудования, является информационная поддержка оперативного и технологического персонала непосредственно на объектах электроэнергетики при мониторинге режимов работы и состояния оборудования, а также при выполнении технологических задач на базе данных СВИ.

В настоящее время накоплено достаточное количество примеров, позволяющих продемонстрировать способность технологии СВИ закрыть множество «белых пятен» и выявлять в режиме реального времени развитие ненаблюдаемых до настоящего времени процессов как в генерирующем и сетевом оборудовании, так и в обмотках и цепях измерительных трансформаторов тока и напряжения. При этом важным фактором является то, что данные СВИ представляют собой большие массивы данных, а УСВИ, в свою очередь, являются крупнейшим «генератором» информации среди всех устройств, функционирующих в режиме реального времени. Экспоненциальный рост объемов данных, снижение стоимости вычислительных мощностей, совершенствование разработок в области машинного обучения и нейронных сетей приводит разработчиков технологического ПО к необходимости применять новые подходы в разработке, нестандартные решения для визуализации процессов и искать новые применения данным СВИ.

Основные направления применения технологии СВИ

Способность технологии СВИ существенно повысить эффективность существующих процессов мониторинга обусловлена следующими качественными характеристиками данных СВИ:

- нормированная точность измерения электрических параметров в электромеханических переходных режимах;
- высокая дискретизация измерений (от 50 до 200 измерений в секунду);
- точность синхронизации измерений с глобальными навигационными системами (не хуже 1 мкс);
- расширенный набор измеряемых параметров (векторы фазных и линейных токов и напряжений, а также векторы токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности).

Приведенные характеристики данных СВИ обеспечивают недоступное ранее понимание протекающих в энергосистеме и оборудовании процессов. Достигнутые технические характеристики СМПР ЕЭС России (скорость обработки информации, задержки при передаче данных) и функциональность технологического программного обеспечения на базе данных СВИ обеспечивают возможность применения данных СВИ в различных практических задачах в режиме реального времени.

Исторически сложилось, что развитием технологии СВИ занимаются специалисты системных операторов. В связи с этим основная часть разработок в области использования данных СВИ, которые привели к трансформации существующих либо к появлению новых деловых процессов, относится к контуру оперативно-диспетчерского управления. С увеличением количества установленных УСВИ все более целесообразным и эффективным становится использование данных СВИ на объектах электроэнергетики для оценки правильности функционирования оборудования с целью перехода на концепцию проведения ремонта по состоянию. Ряд исследований [3] показывает, что отношение сигнал/шум сигнала вектора напряжения может быть использовано в качестве надежного индикатора приближающегося отказа оборудования. Уровень «шума» сигнала напряжения можно использовать в качестве уставки для формирования сигнализации персоналу с целью проведения внеплановой проверки и предотвращения отказа. Аналогично данные СВИ могут быть использованы для идентификации проблем на линиях электропередачи [4] и оборудовании, требующем проведения технического обслуживания [5, 6]. Также данные СВИ могут использоваться для обнаружения развития дефектов выключателей [7], в то же время следует отметить, что повышение частоты дискретизации измерений может значительно увеличить эффективность данного метода.

Текущие достижения в области машинного обучения и анализа данных позволяют рассматривать данные СВИ в качестве эффективного инструмента в методах обнаружения неисправностей. Наиболее часто используемыми в литературе инструментами для обнаружения неисправностей в энергосистемах являются нейронные сети [8], статистический анализ изменений [9, 10], алгоритмы нечеткой логики [11], однако для их настройки требуется значительное количество данных для обучения и тестирования.

Актуальной задачей является разработка новых алгоритмов и технологического программного обеспечения, обеспечивающего эффективное применение данных СВИ в следующих практических задачах на уровне объекта электроэнергетики:

- информационная поддержка оперативного и технологического персонала при мониторинге режимов работы и состояния оборудования и выполнении технологических задач с применением данных СВИ;
- мониторинг тенденции изменения погрешностей измерительных трансформаторов напряжения;
- послеаварийный анализ отключений генерирующего и сетевого оборудования, а также работы устройств РЗА;
- предоставление оперативному и технологическому персоналу электростанций инструментария идентификации возникновения синхронных качаний параметров электрического режима;

- реализация автоматизированного мониторинга качества и достоверности данных существующих измерительных систем (СОТИ АССО, АИИС КУЭ);
- реализация функции мониторинга работы системных регуляторов на уровне электростанций;
- мониторинг участия энергоблоков в общем и нормированном первичном регулировании частоты;
- мониторинг корректности синхронизации времени в регистраторах аварийных событий.

Применение данных СВИ в данной задаче является эффективным инструментом для раннего обнаружения развивающихся дефектов. Большое количество примеров приведено в [1, 2]. В данной статье приводятся несколько наиболее интересных случаев, зафиксированных в последнее время.

ОБЗОР ПРАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ СВИ

1) Мониторинг работы трансформаторов напряжения (ТН)

В ходе мониторинга работы ТН объектов электроэнергетики в ЕЭС России на присоединении ВЛ 220 кВ электростанции выявлено повышенное значение напряжения нулевой последовательности (U_0). Опыт практических наблюдений показывает, что нормальный уровень значения U_0 находится в диапазоне 0,1-0,3%. В то же время в рассматриваемом случае значение U_0 превышало 2% или в абсолютных значениях составляло 2,8 кВ. Анализ динамики U_0 на данном присоединении показал, что развитие дефекта продолжается уже несколько дней (рис. 1, 2).

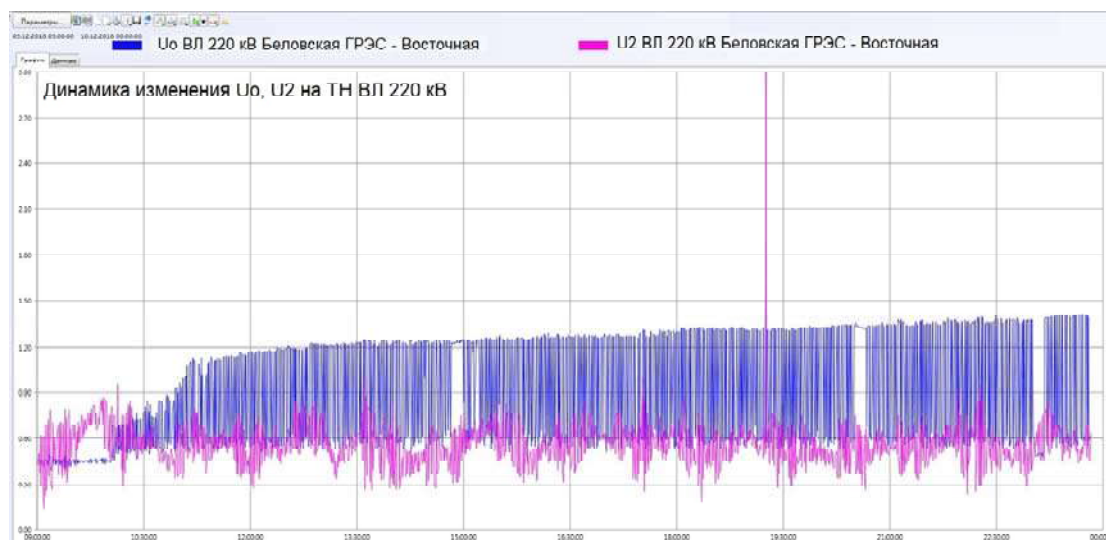


Рис. 1 – Динамика изменения U_0 за первые сутки (увеличение U_0 в 3 раза).

Наиболее вероятной причиной такой динамики U_0 является ослабление контакта во вторичных цепях (нулевого провода во вторичных цепях напряжения). В данном случае следует обратить внимание на негативную

динамику, которая привела более чем к 7-ми кратному увеличению величины U_0 . О данной ситуации было сообщено на электростанцию, и проблема была устранена местным персоналом объекта.

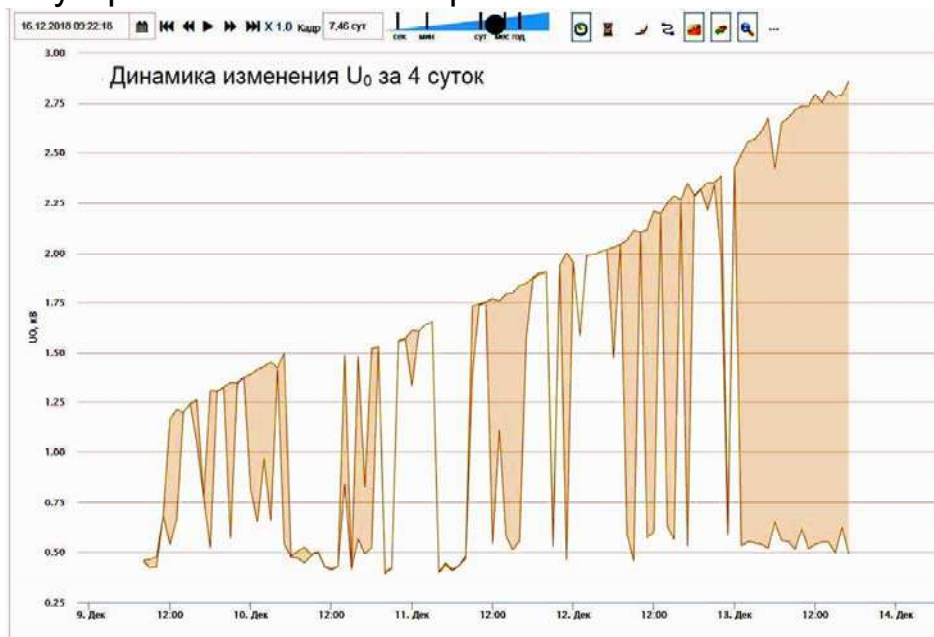


Рис. 2 – Динамика изменения U_0 за 4 суток (рост U_0 более чем в 10 раз).

На присоединении гидрогенератора выявлено повышенное значение напряжения нулевой последовательности, превышающее 4 кВ (рис. 3).

С учетом того, что гидрогенератор находился в работе, наиболее вероятной причиной являлось ослабление контакта во вторичных цепях (нулевого провода во вторичных цепях напряжения). Оперативному персоналу была дана рекомендация провести проверку вторичных цепей напряжения на данном присоединении для идентификации и устранения неисправности, так как дальнейшее развитие дефекта могло привести к отключению генератора. В итоге неисправность была обнаружена и устранена.

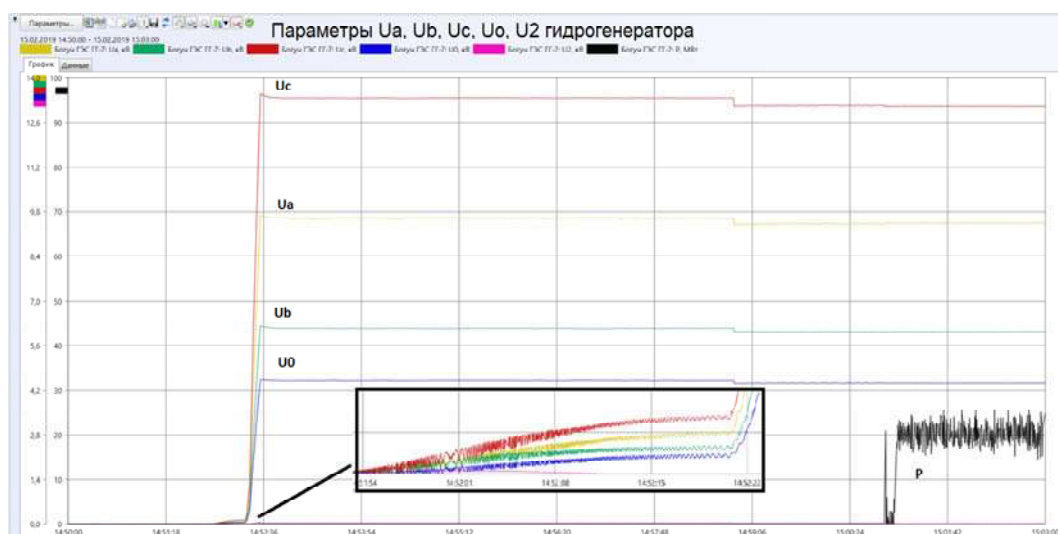


Рис. 3 – Динамика изменения U_0 на присоединении гидрогенератора.

Подобный случай был обнаружен на присоединении ЛЭП 500 кВ АЭС (описан в [2]). Учитывая, что данные дефекты обнаружены случайно, электростанциям была дана рекомендация реализовать на базе данных СВИ автоматическую систему мониторинга с выдачей сигнализации оперативному персоналу.

2) Мониторинг точности трансформаторов напряжения (ТН)

Точность данных СВИ позволяет проводить периодический мониторинг точности работы ТН. В 2020 году была проведено исследование по оценке точности измерений ТН, подключенных к системе шин одного класса напряжения, в рамках которого был проведен анализ измерений ТН на присоединениях ЛЭП 70 объектов электроэнергетики. Основная цель проверки заключалась в выявлении отклонений показаний фазных напряжений ТН от остальных фазных напряжений ТН более чем 1% (гарантированный выход ТН за класс точности). В итоге было выявлено 5 ТН, измерения напряжения на которых значительно превышают допустимый уровень отклонения. Всего в результате мониторинга работы ТН в ЕЭС России за период 2016-2020 гг. было выявлено около 10 подобных случаев, в результате каждого из которых специалисты электроцехов электростанций выявляли те или иные дефекты, а в 3-х случаях было принято решение о замене ТН (рис. 4). Большинство подобных случаев приводят к некорректному учету электроэнергии АИИС КУЭ и финансовым потерям собственников электростанций. Как следствие применение данных СВИ для автоматизированного мониторинга точности ТН за счет возможности мониторинга динамики изменения угловой погрешности каждой фазы ТН является одним из применений данных СВИ на объектах электроэнергетики.

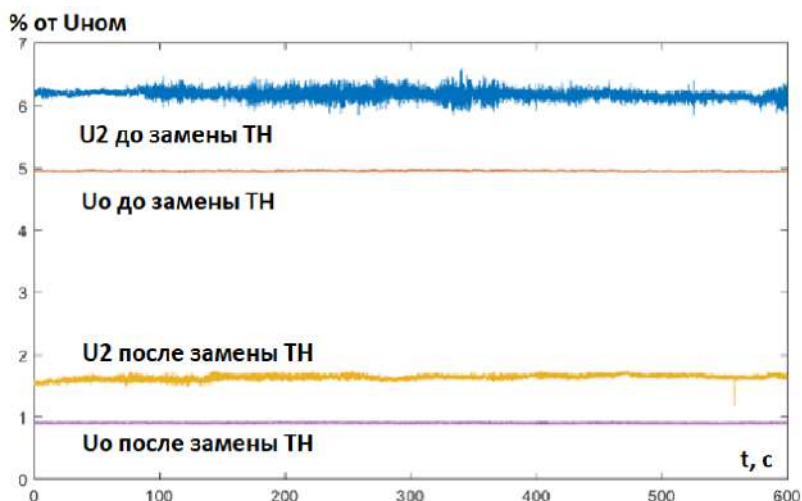


Рис. 4 – Значения U_0 и U_2 до и после замены ТН.

3) Мониторинг работы генерирующего оборудования

В ряде случаев динамика изменения напряжений ТН имеет отношение не к ТН, а к негативным процессам, развивающимся в обмотках ста-

тора генератора (при развитии виткового замыкания) либо в высоковольтном оборудовании генерирующего или сетевого оборудования. Такие примеры приведены на рис. 5. Показательно, что в случае деградации изоляции на ф.А высоковольтного конденсатора, идентифицировать данный процесс по данным СВИ было бы возможно за 40 минут до отключения генератора.

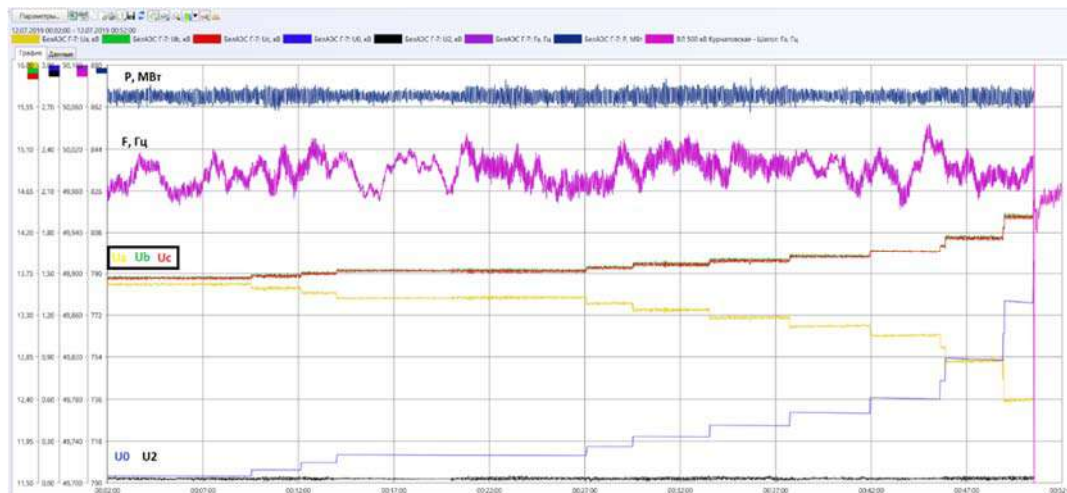


Рис. 5 – Динамика изменения фазных напряжений во вторичных цепях ТН ЛЭП (привело к отключению генератора действием защиты от замыкания на землю в обмотке статора из-за повреждения высоковольтного конденсатора).

4) Послеаварийный анализ

Эффективность применения данных СВИ при проведении послеаварийного анализа, анализа корректности работы противоаварийной автоматики и систем регулирования сложно переоценить. Информация о динамике изменения параметров электрического режима во время развития аварийного процесса обеспечивает видимость ранее «невидимых» процессов, что позволяет использовать эту информацию при принятии решений и существенно расширяет возможности оперативно-диспетчерского и технологического персонала. Данные вопросы широко обсуждались на коллоквиуме Исследовательского комитета B5 CIGRE «Релейная защита и автоматизация», проходившем в 2019 в г. Тромсё (Норвегия), большое количество примеров приведено в [12, 13].

В данной статье приведены несколько показательных примеров, зафиксированных в 2019-2020 гг. На рис. 6 показана динамика изменения фазных напряжений статора генератора при повреждении стержня в обмотке генератора (генератор был отключен от сети действием защиты от замыкания на землю в обмотке статора).

На рис. 7 показана динамика изменения параметров генераторов при возникновении режима синхронных качаний активной мощности. Длительность колебаний составила 44 секунды, амплитуда колебаний активной мощности электростанции превысила 600 МВт. По результатам анализа были скорректированы настройки АРВ и проведена проверка выбранных параметров на модели энергосистемы.

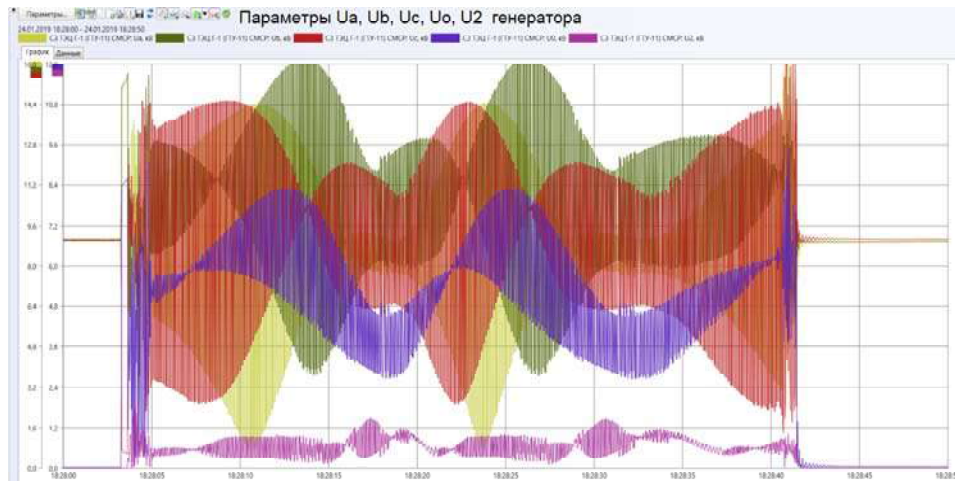


Рис. 6 – Динамика изменения фазных напряжений во вторичных цепях ТН генератора.

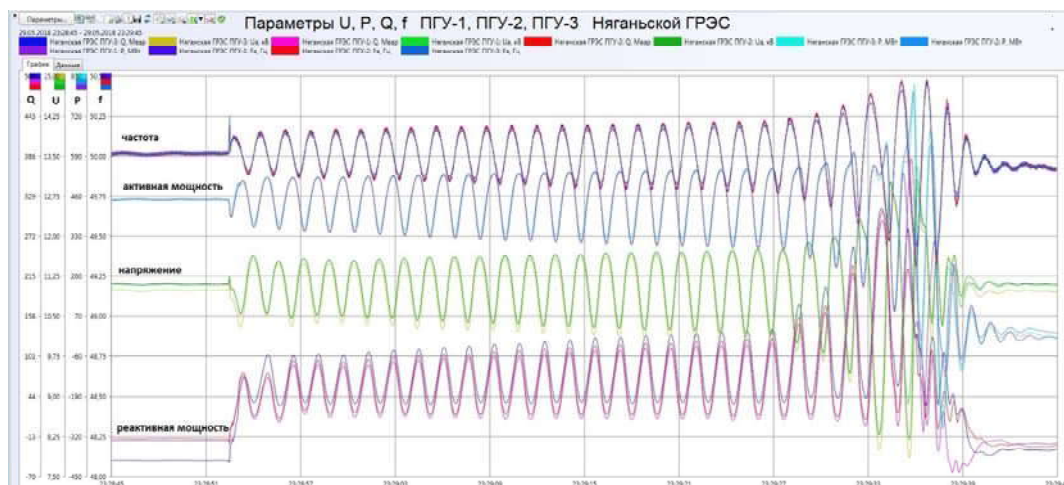


Рис. 7 – Динамика изменения параметров на электростанции в режиме синхронных качаний.

5) Идентификация аварийных ситуаций и ненормальных режимов

Задача своевременной идентификации аварийных ситуаций и ненормальных режимов актуальна для повышения надёжности эксплуатации сетевого оборудования. Применение данных СВИ значительно расширяет возможности мониторинга аварийных ситуаций и оповещения персонала о происходящих в энергосистеме событиях в режиме реального времени [14, 15].

ПЕРСПЕКТИВЫ

Несмотря на приведенные выше примеры, более 95% аварийных ситуаций невозможно исследовать по данным СВИ по причине отсутствия УСВИ на объектах электроэнергетики. Оснащение устройствами СВИ генераторов в ЕЭС России остается чрезвычайно низким (менее 1%). При этом каждый год в среднем фиксируется несколько десятков отключений генерирующего оборудования действием защиты от замыкания на землю.

За счет измерения в режиме реального времени симметричных составляющих устройства СМПР «чувствуют» начало развития дефекта за минуты (десятки минут) до срабатывания защиты.

Обобщая описанные выше примеры и учитывая перспективные планы внедрения устройств и комплексов СМПР на объектах электроэнергетики следует отметить, что вектор дальнейшего развития применения технологии СВИ направлен в сторону разработки и внедрения на электростанциях ПО мониторинга режима работы генерирующего и сетевого оборудования с целью выполнения следующих функций:

- фиксация внутренних повреждений (замыкание на корпус, межвитковое замыкание) на стороне генераторного напряжения;
- фиксация приближения параметров генерирующего оборудования к эксплуатационным пределам на P-Q диаграмме с аварийно-предупредительной сигнализацией;
- достоверизация в режиме реального времени измерений систем СОТИАССО и АИИС КУЭ;
- мониторинг возникновения несимметричного режима на всех присоединениях;
- фиксация возникновения и времени работы генерирующего оборудования в режиме недовозбуждения и при перегрузке;
- фиксация однофазного замыкания в цепи генераторного напряжения, а также при замыкании в обмотке статора;
- автоматическая подготовка и рассылка суточной ведомости режима работы оборудования оперативному персоналу.

Заключение

В настоящее время накоплено достаточное количество примеров, позволяющих уверенно заявлять о способности технологии СВИ закрыть множество «белых пятен» в задачах мониторинга, отслеживать развитие ненаблюдаемых до настоящего времени процессов в генерирующем, сетевом оборудовании, а также в измерительных трансформаторах.

Развитие технологии СВИ и постоянное техническое совершенствование технических устройств существенно расширяют возможности применения данных СВИ в практических задачах мониторинга и управления, а разработка технологического ПО на базе СВИ позволяют интегрировать в системы мониторинга функции прогнозирования, где данные СВИ используются для общих выводов относительно будущего, в том числе возможных вариантов развития событий.

В итоге применение технологии СВИ обеспечит уменьшение повреждений оборудования, снижение издержек на проведение ремонтных работ, и сокращение простоев генерирующего оборудования.

Литература

1. NASPI Technical Report, Diagnosing Equipment Health and Mis-operations with PMU Data. May 1, 2015.
2. Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. Вопросы применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач мониторинга эксплуатационного состояния электрооборудования – Материалы Международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем – 2017».
3. M. Padhee, A. Pal, and M. Rhodes, "PMU-based online monitoring of critical power system assets."
4. T. Rahman, H. Ghoudjehbaklou, and V. Salehi, "Online monitoring of transmission line impedances using PMU."
5. V. Milojević, S. Calija, G. Rietveld, M. V. Aćcanski, and D. Colangelo, "Utilization of PMU measurements for three-phase line parameter estimation in power systems," IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 67, no. 10, pp. 2453–2462, 2018.
6. A. Y. Lokhov, M. Vuffray, D. Shemetov, D. Deka, and M. Chertkov, "Online learning of power transmission dynamics," in 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1–7, IEEE, 2018.
7. P. Nirbhavane, «Use of synchrophasors to detect control system and circuit breaker reclosing issues", New York Independent System Operator, 2017.
8. M. Valtierra-Rodriguez, R. de Jesus Romero-Troncoso, R. A. Osornio-Rios, and A. Garcia-Perez, "Detection and classification of single and combined power quality disturbances using neural networks," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 61, no. 5, pp. 2473–2482, 2013.
9. Y. C. Chen, T. Banerjee, A. D. Domínguez-García, and V. V. Veeravalli, "Quickest line outage detection and identification," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 749–758, 2015.
10. D. Deka, S. Talukdar, M. Chertkov, and M. Salapaka, "Graphical models in meshed distribution grids: Topology estimation, change detection & limitations," IEEE Transactions on Smart Grid, 2020.
11. H. Malik and R. Sharma, "Transmission line fault classification using modified fuzzy q learning," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 11, no. 16, pp. 4041–4050, 2017.
12. Zhukov A. V., Satsuk E. I., Luzhkovskiy Y.I., Dubinin D. M., "Practical experience of post-mortem analysis by PMU data" // CIGRE, Tromso, SC B5 Colloquium, 2019.
13. Kezunovich M., Bhalja B., Ren J., "Use of PMU data for locating faults and mitigating cascading outage" // CIGRE, Tromso, SC B5 Colloquium, 2019.
14. Лебедев А.А., Климова Т.Г., Дубинин Д.М. "Идентификация аварийных ситуаций в электроэнергетической системе по данным УСВИ" // Релейщик, 2019 г. №1.
15. Жуков А.В., Иванов И.Е., Дубинин Д.М. "Оценка параметров воздушных линий электропередачи на базе синхронизированных векторных измерений в режиме реального времени", Материалы II международной молодежной научно-технической конференции IEEE «Релейная защита и автоматика», 2019.

УДК 621.316.3

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ В ЕЭС РОССИИ

Говорун М.Н., Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин¹ Д.М., Негреев А.П.

Аннотация

Некорректная работа систем управления и регулирования генерирующего оборудования электростанций практически всегда приводит к возникновению и развитию аварийных ситуаций в энергосистеме. Одним из основных условий эффективного управления режимами работы энергосистемы является мониторинг за параметрами ее работы и постоянное совершенствование технологий управления энергосистемой и мониторинга за параметрами режимов ее работы. Возможности, предоставляемые технологией синхронизированных векторных измерений (СВИ), позволяют улучшить понимание протекающих в энергосистеме электро механических процессов и усовершенствовать характеристики систем мониторинга и управления режимами работы энергосистемы.

Важную роль в обеспечении системной надежности играют системы возбуждения (СВ) и автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа генерирующего оборудования ЕЭС России. АРВ сильного действия, имеющие в своем составе каналы стабилизации, являются наиболее эффективным средством демпфирования низкочастотных межсистемных колебаний режимных параметров, возникающих в энергосистеме. Своевременное выявление некорректной работы АРВ и СВ синхронных генераторов необходимо как персоналу электростанции, так и диспетчерскому персоналу Системного оператора для принятия неотложных мер по предотвращению возникновения в ЕЭС России аварийных ситуаций и ускорению восстановления ее нормального режима работы.

В статье будет приведен обзор опыта реализации системы мониторинга системных регуляторов в ЕЭС России и перспектив ее развития. Под системными регуляторами в данной статье понимаются АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Ключевые слова: автоматические регуляторы возбуждения, концентратор синхронизированных векторных данных, система мониторинга переходных режимов, система мониторинга системных регуляторов, технология синхронизированных векторных измерений.

¹ АО «Системный оператор единой энергетической системы», Москва, Россия, dubinin@so-ups.ru

Введение

Создание системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ЕЭС России включает в себя внедрение в диспетчерских центрах (ДЦ) и на объектах электроэнергетики устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентраторов синхронизированных векторных данных (КСВД) и создание информационно-коммуникационной инфраструктуры, обеспечивающей возможность применения данных СВИ для практических задач мониторинга и управления в энергосистеме.

Системный оператор стал инициатором реализации проекта внедрения в ДЦ и на электростанциях СМСПР, основной задачей которого является реализация автоматического контроля и анализа правильности функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов электростанций на основе данных СВИ, в том числе своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, не обеспечивающего демпфирование указанных колебаний [1].

АРВ сильного действия, имеющие в своем составе каналы стабилизации, на сегодняшний день являются наиболее эффективным средством демпфирования низкочастотных межсистемных колебаний режимных параметров, возникающих в энергосистеме. При этом обеспечение эффективной работы АРВ во многом зависит от параметров их настройки, выбор которых не всегда выполняется с учетом схемно-режимных особенностей работы генерирующего оборудования [2].

Алгоритмы СМСПР позволяют также идентифицировать следующие характерные неисправности в системе возбуждения генератора:

- некорректность работы АРВ при возникновении в энергосистеме дефицита/избытка мощности (выявление колебаний параметров режима, возникающих из-за некорректной работы АРВ);
- отсутствие или несвоевременный ввод релейной форсировки возбуждения;
- преждевременное снятие релейной форсировки возбуждения;
- отсутствие блокировки каналов стабилизации при изменении частоты (контроль работы блокировки каналов стабилизации при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц в секунду и более);
- некорректность работы ограничителя минимального возбуждения (ОМВ);
- некорректность работы ограничителя тока возбуждения.

Структура СМСП

СМСП строится по иерархическому принципу и предполагает наличие нижнего (уровень электростанции) и верхнего (уровень ДЦ) уровней (рис. 1).

Технический комплекс СМСП нижнего уровня обеспечивает измерение, обработку и анализ данных СВИ о функционировании АРВ и СВ синхронных генераторов электростанции в режиме реального времени. Он включает в себя следующие основные компоненты:

- УСВИ, измеряющие параметры работы генератора (сигналы переменного и постоянного тока) 50 раз в секунду с точностью измерений в соответствии с требованиями ГОСТ [3];
- анализатор (центр сбора и обработки информации), на котором устанавливается ПО, выявляющее неисправности в работе АРВ и СВ и обеспечивающие передачу информационного сигнала исправности их работы один раз в секунду;
- АРМ технолога (как правило, в составе КСВД электростанции).

Технический комплекс СМСП верхнего уровня представляет собой средства визуального отображения данных в ДЦ, получаемых от систем мониторинга станционного уровня в режиме реального времени.

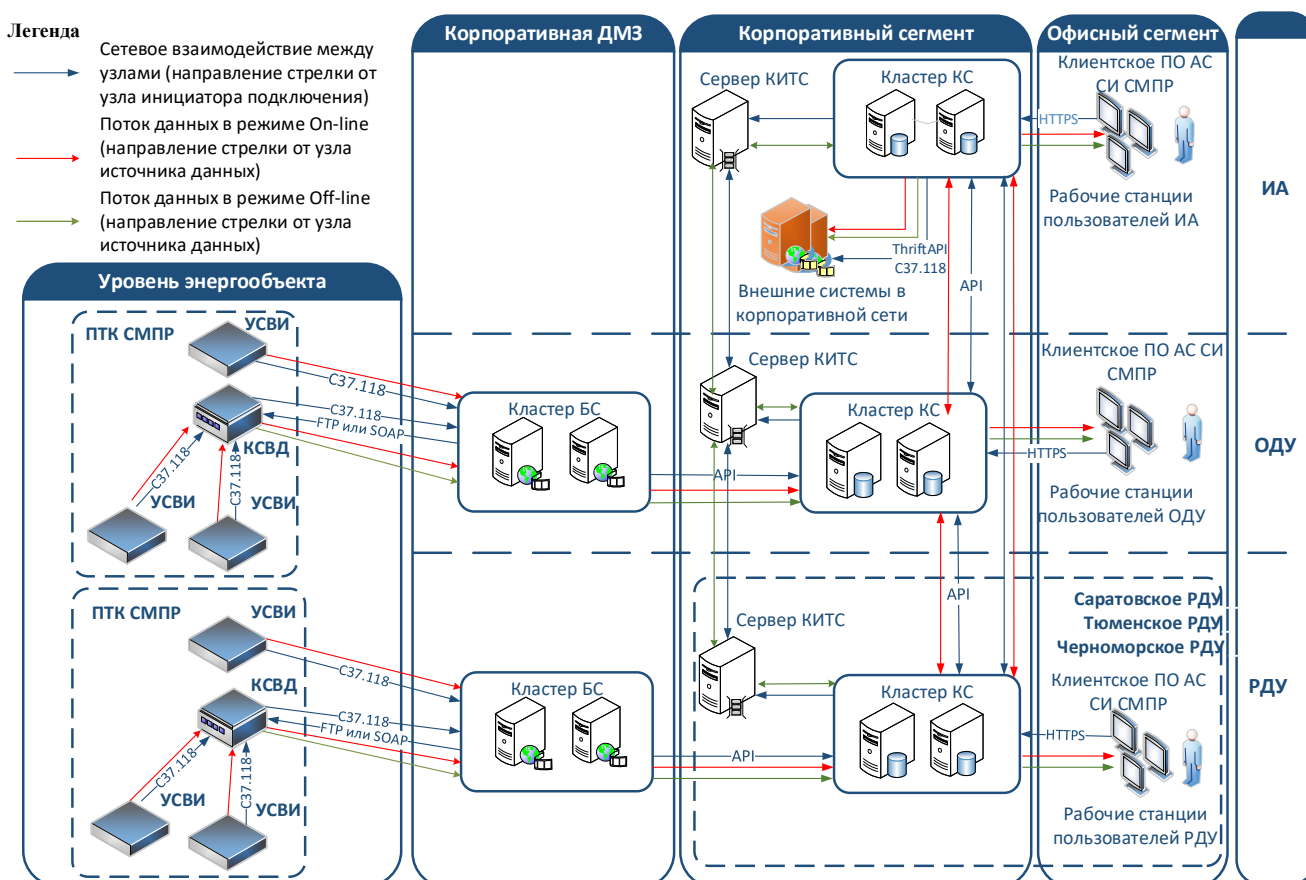


Рис. 1 – Структурная схема СМСП (УСВИ, БС – блок синхронизации).

ОПИСАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПО СМСР

Для выполнения анализа функционирования АРВ и СВ генераторов электрических станций, СМСР использует статистическую обработку данных СВИ, в ходе которой вычисляются различные математические параметры. В рамках статистической обработки входной информации для всех генераторов вычисляются: среднее значение и дисперсия параметров, а также корреляционный момент напряжения статора генератора и реактивной мощности этого генератора. При расчете дисперсий и корреляционных моментов используются предварительно рассчитанные средние значения параметров. Вычисления производятся после восстановления потерянных данных с применением линейной аппроксимации, поэтому можно считать, что данные представлены с постоянным шагом дискретизации по времени.

В рамках математической обработки входной информации вычисляются производные измеряемых величин, при расчете которых существенное влияние на результат могут оказать помехи, искажающие данные при измерениях. Поэтому надо либо предварительно отфильтровать данные, либо применить формулы расчета производных, включающие длинные цепочки данных для усреднения результата. В обоих случаях пропуски в цепочках данных нежелательны, так как усложняют вычисления. Поэтому до расчета производных необходимо восполнить недостающие данные, например, с помощью линейной аппроксимации. Для уменьшения влияния шумов используется прямая регрессии, аппроксимирующая массив данных в окрестности текущей точки.

Алгоритм контроля правильности функционирования АРВ и СВ генераторов реализован в виде двух функций Osc и Ava. Функция Osc определяет в нормальном режиме генераторы, являющиеся источником синхронных колебаний, а функция Ava – неправильную работу АРВ и СВ при авариях. Функции запускаются периодически с периодом в одну секунду.

В нормальном режиме неправильная работа АРВ генераторов может регистрироваться при наличии синхронных колебаний (если генератор является либо источником колебаний, либо поддерживает указанные колебания), при переходе в режим ОМВ и в режиме ограничения двойного тока ротора. Для анализа синхронных колебаний отслеживаются скачкообразные изменения значений параметров и при подозрении, что на анализируемом отрезке данных имела место авария, анализ прекращается. Чтобы медленные изменения режима, например, набор режима, не влияли на результат, формируется и отслеживается тренд процесса, который учитывается при вычислениях.

В СМСР реализованы отдельные алгоритмы для анализа работоспособности бесщеточных систем возбуждения (БСВ). Особенностью бесщеточных систем возбуждения является техническая сложность измерения тока возбуждения генератора, поэтому данный параметр не используется при анализе работы АРВ в составе БСВ. Таким образом, канал измерения

тока возбуждения генератора заменяется на ток возбуждения бесщеточного возбудителя.

Обработка данных, определение момента начала аварии, анализ нормального режима и анализ аварийного режима в части контроля блокировки каналов стабилизации по частоте при дефиците или избытке мощности, при выполнении анализа работы АРВ в составе БСВ, происходит точно так же, как и для статических систем возбуждения.

При возникновении аварий, не вызывающих дефицит или избыток мощности, алгоритмы анализа работоспособности БСВ отличаются от алгоритмов для других систем возбуждения. СМСР контролирует скорость нарастания напряжения ротора и работу ограничителя тока возбуждения бесщеточного возбудителя. В алгоритмах используется получаемая расчетным путем производная переднего фронта импульса напряжения возбуждения генератора в момент аварии и усредненное значение максимума тока возбуждения возбудителя. Для последнего определяется максимум тока возбуждения возбудителя, и по данным в окрестности полученного максимума вычисляется среднее значение. Неисправность фиксируется в случае, если производная переднего фронта импульса напряжения возбуждения генератора в момент аварии меньше заданной уставки или, если заданную уставку превышает усредненный максимум тока возбуждения возбудителя.

Для обеспечения корректности работы ПО СМСР требуется настройка алгоритмов СМСР, включающая в себя общие настройки, настройки номинального режима, настройки по выявлению источника синхронных колебаний, настройки для анализа аварийных ситуаций и настроек включения/отключения отдельных алгоритмов на отдельном генераторе или на энергообъекте целиком.

Реализация ПО СМСР на электростанциях и в ДЦ

ПО СМСР на текущий момент представляет собой отдельное ПО, работающее во взаимодействии с ПО КСВД на уровне энергообъекта и отдельный модуль в составе АССИ СМПР, включающий в себя алгоритмы СМСР на уровне ДЦ. При функционировании ПО СМСР совместно с ПО КСВД реализованы следующие функции:

- прием, обработка и сохранение данных СВИ в линейные и аварийные архивы;
- непрерывный контроль правильности функционирования АРВ и СВ генераторов;
- передача сигнала корректной/некорректной работы АРВ и СВ генераторов электростанций (ежесекундно по протоколу IEEE C37.118.2) в АРМ технолога объекта электроэнергетики и АССИ СМПР соответствующего ДЦ.

Схема взаимодействия ПО СМСР и КСВД на объекте управления показана на рис. 2.

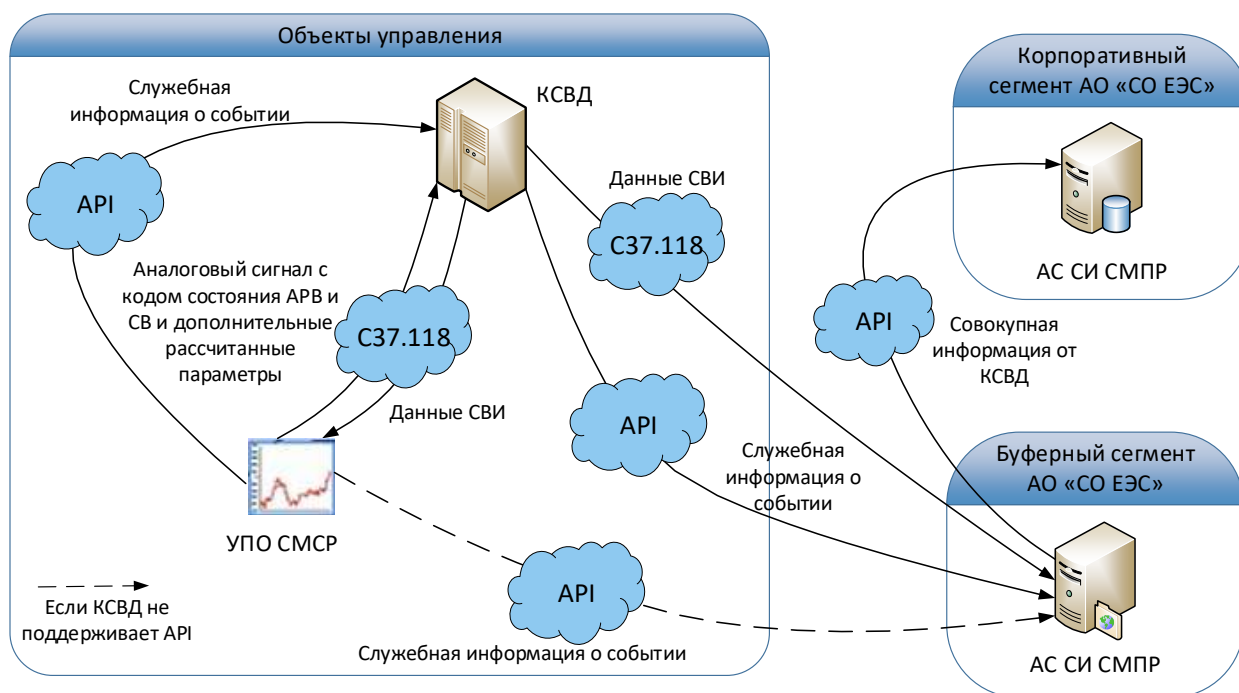


Рис. 2 – Схема взаимодействия УПО СМСР и КСВД на объекте управления.

Схема работы модуля СМСП в составе АС СИ СМПР в главном ДЦ показана на рис. 3.

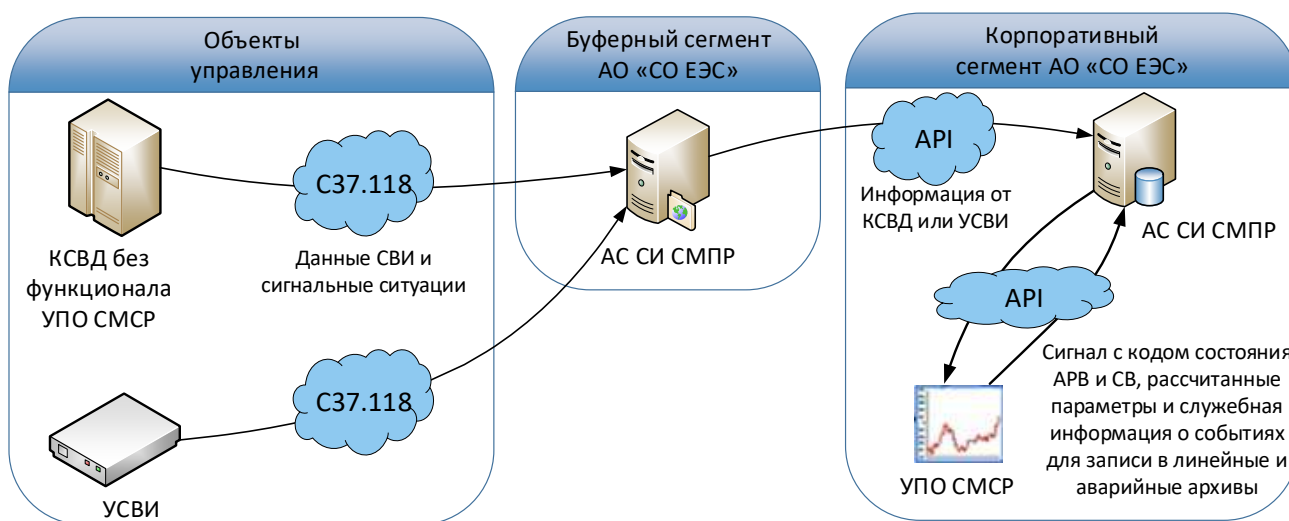


Рис. 3 – Схема работы модуля СМСР в составе АССИ СМПР в главном ДЦ.

Пользовательский интерфейс модуля СМСР реализован в виде веб-приложения, позволяющего технологю осуществлять мониторинг работоспособности и корректности работы систем АРВ в off-line- и в on-line-режимах (рис. 4).

В режиме off-line доступна информация по имеющимся в базе данных АС СИ СМПР исходным данным и результатам уже выполненных расчетов.

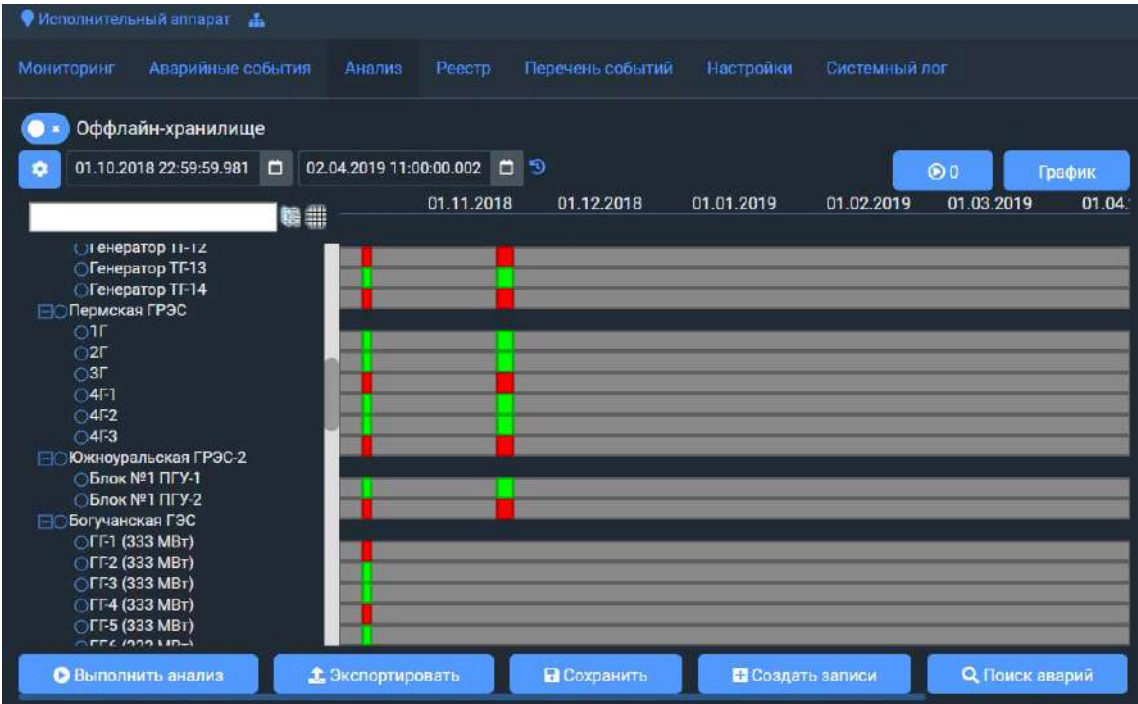


Рис. 4 – Веб-приложение УПО СМСР.

С помощью веб-приложения Технолог может выполнять расчеты, менять настройки алгоритмов, загружать исходные данные и выгружать результаты расчетов. Пример отображения результатов расчетов показан на рис. 5.

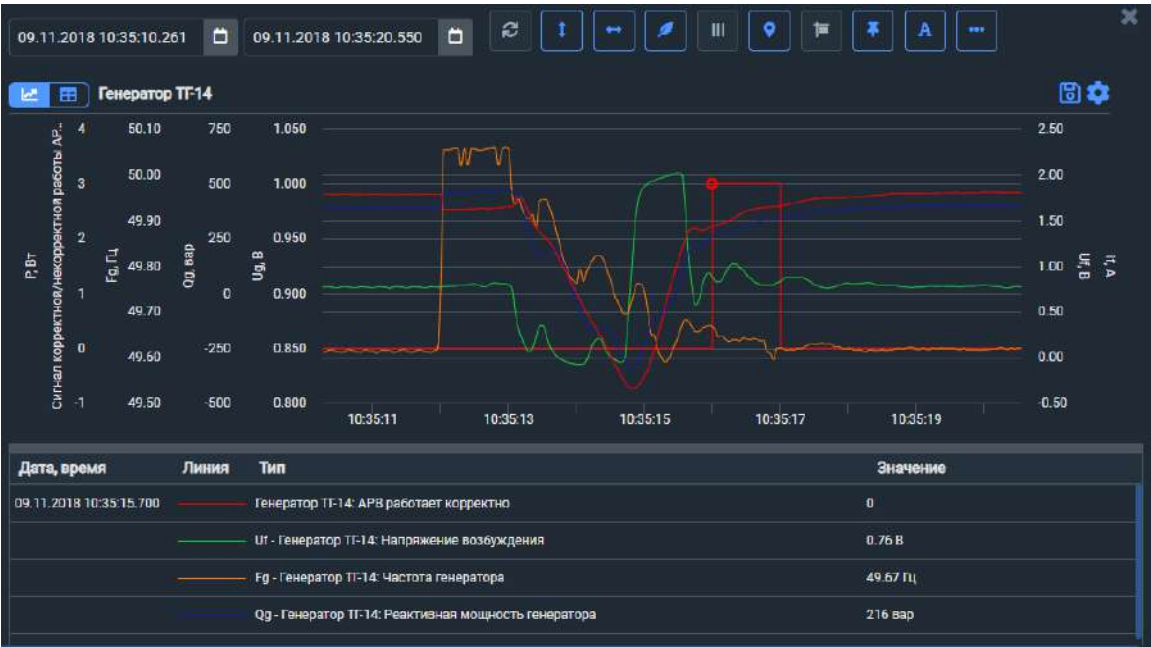


Рис. 5 – Пример графика с исходными данными и результатами расчетов.

В режиме реального времени расчеты выполняются в темпе поступления данных, окно мониторинга результатов работы модуля СМСР приведено на рис. 6 в виде объектов, расположенных на географической карте, показанных с привязкой к координатам.

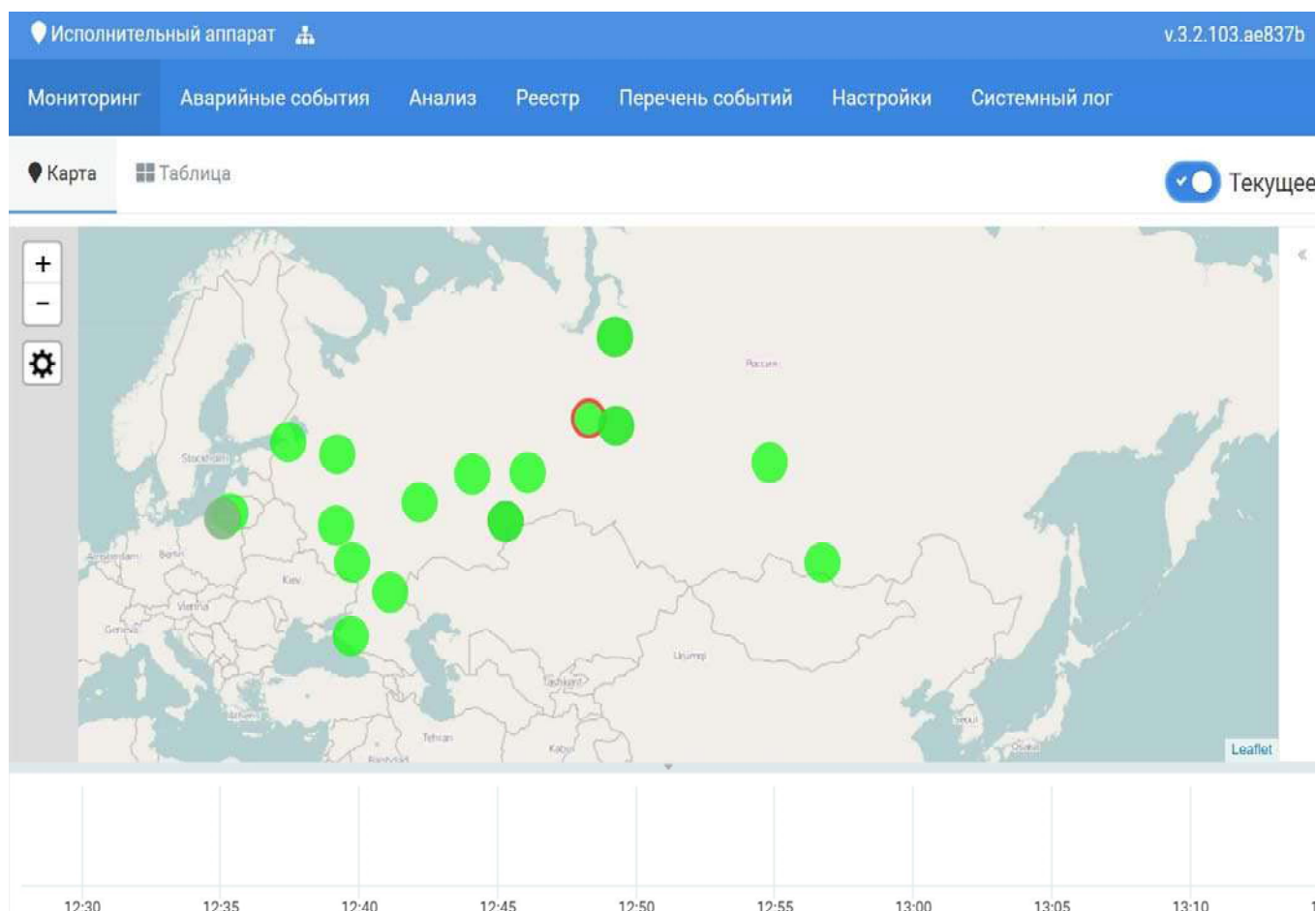


Рис. 6 – Пользовательский интерфейс в режиме «On-line».

Текущие развитие и перспективы

Системный оператор совместно с «Интер РАО – Электрогенерация» реализовали проект по внедрению на десяти тепловых электростанциях цифровой системы мониторинга системных регуляторов (СМСР), повышающей надежность работы Единой энергосистемы.

Разработка и внедрение выполнены в рамках ведомственного проекта Минэнерго России «Единая техническая политика – надежность электроснабжения». СМСР введена в работу на Верхнетагильской ГРЭС, Гусиноозерской ГРЭС, Калининградской ТЭЦ-2, Нижневартовской ГРЭС, Пермской ГРЭС, Прегольской ТЭС, Талаховской ТЭС, Уренгойской ГРЭС, Черепетской ГРЭС и Южноуральской ГРЭС-2.

В настоящее время Системным оператором инициирован процесс по формированию и интеграции в национальные стандарты требований к системе мониторинга системных регуляторов на объектах электроэнергетики и функциональности СМСР в ДЦ. Также в диспетчерских центрах Системного оператора ориентировочно в 2025 году будет введена в эксплуатацию самостоятельная централизованная система мониторинга системных регуляторов, обеспечивающая сбор и анализ результатов функционирования СМСР генераторов в масштабах ЕЭС России.

Заключение

Основной задачей, на решение которой направлен проект внедрения СМСР, является реализация автоматического контроля и анализа правильности функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов электростанций на основе данных СВИ, в том числе своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, не обеспечивающего демпфирование указанных колебаний.

Системный эффект от внедрения СМСР в ЕЭС России - повышение системной надёжности за счет своевременного выявления и принятия мер для устранения некорректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов, от правильной и эффективной работы которых во многом зависит устойчивая параллельная работа генерирующего оборудования ЕЭС России.

Литература

1. Герасимов А.С., Есипович А.Х., Кабанов Д.А и др. Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов. Известия НТЦ Единой энергетической системы № 1 (70), СПб, 2013.
2. Герасимов А.С., Смирнов А.Н., Кабанов Д.А., Прохоров К.В., Зеленин А.С. Система непрерывного мониторинга технического состояния и корректности функционирования систем автоматического регулирования энергоблоков электрических станций. Материалы международной научно-технической конференции РЗА-2023, Сочи, 2023.
3. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 59365-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования».

УДК 621.3.051.3

МЕТОД АНАЛИЗА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП ПО ИНДЕКСУ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ С УЧЕТОМ СТАТИСТИКИ ОТКАЗОВ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Курьянов В.Н.¹

Аннотация

В статье представлены основные составляющие при принятии решений о технологическом присоединении новых объектов с учетом оценки функциональной надежности действующих ВЛЭП и необходимости проведения реконструкции или иных видов работ. На основе проведенного анализа информации о совместном использовании показателей надёжности и индекса технического состояния при оценке состояния основного электроэнергетического оборудования, на примере линий 110 кВ, предложен метод анализа функциональной надежности электроэнергетических систем по индексу технического состояния с учетом статистики отказов, отличающийся анализом общей структуры параметра потока отказов, что позволит получить комплексный экономический эффект при реализации ремонтной программы и повысить надежность энергосистемы с учетом планирования развития электрических сетей [1, 3, 17].

Ключевые слова: электроэнергетика, надежность, воздушные линии электропередачи, индекс технического состояния, отказ, нейросетевая модель.

Введение

При принятии решений о технологическом присоединении новых потребителей часто возникает задача оценки функциональной надежности действующих ВЛЭП на предмет необходимости проведения реконструкции или иных видов работ. При оценке технического состояния специалисты, используя программные алгоритмы, анализируют и сопоставляют параметры фактического технического состояния различных узлов оборудования с нормативами, указанными в техдокументации с расчетом ИТС для своевременного планирования ремонтных работ и предотвращения аварийных ситуаций [2].

Анализ функциональной надежности ВЛЭП предложено производить по результатам расчета индекса технического состояния с учетом статистики отказов (ИТСО), используя параметры, характеристики ВЛЭП и индивидуальные особенности оборудования, включающие в себя имеющие

¹ ООО «Техприспро», г. Волжский, Волгоградская обл., Россия,
e-mail: info@tehprispro.ru

еся дефекты, распределенные по всей длине ВЛЭП. В основу предлагаемого метода заложена оценка индекса технического состояния, с дополнением в виде анализа ИТСО линий электропередачи. Определяя экстремум ИТС с вероятностью отказа ВЛЭП, связанный с развитием дефектов и фактическим техническим состоянием. В ходе эксплуатации ВЛЭП, при достижении ИТС значения ИТСО, вероятность наступления аварийной ситуации для рассматриваемой ВЛЭП возрастает. Что означает, что необходимо принимать меры для обследования ВЛЭП и решения о виде ремонта. Анализ функциональной надежности ВЛЭП представляет собой современный тренд развития предприятий электрических сетей в условиях цифровой трансформации. Функциональная надежность изучает состояния, приводящие к аварийному режиму работы ЭЭС. Представляемый метод расчета ИТС с учетом ИТСО формирует более гибкий подход в планировании ремонтных работ ВЛЭП, учитывая фактическую протяженность линий и особенности эксплуатации. При введении в метод расчёта ИТС, возможности оценки ИТСО ВЛЭП, возможно повысить эффективность приоритезации работ при планировании ремонтной программы. Основываясь на предлагаемом методе возможно прогнозировать более оптимальный период для выполнения необходимых работ, предотвращая аварийные ситуации и повышая надежность энергосистемы.

Метод анализа функциональной надежности ВЛЭП по индексу технического состояния с учетом статистики отказов

В последние годы, при принятии решений о технологическом присоединении новых потребителей и разработке программ реконструкции или ремонта основного оборудования, территориальными сетевыми организациями ведется разработка новых методов повышения эффективности эксплуатации оборудования ВЛЭП, с возможностью продления их остаточного ресурса. Проанализируем механизм планирования ремонтной программы на примере ВЛЭП 35 кВ и выше, с учётом показателей надёжности и ИТС. Относя ВЛЭП к восстанавливаемым объектам с чередованием периодов исправной работы и периодов технического обслуживания возможно оценить параметр потока отказов и восстановлений ВЛЭП с учетом фактических длин аварийных участков ВЛ. Оценивая техсостояние ВЛЭП по ИТС электросетевые компании производят расчёты используя различное ПО. Расчёт ИТС для ВЛЭП учитывает 238 параметров состояния элементов ВЛЭП. В результате расчета ИТС планируются ремонтные работы, при ИТС менее 60 единиц необходимо планировать ремонт ВЛЭП. При ИТС выше 60 периодичность ремонта устанавливается в соответствии с техдокументацией. Недостатком такого подхода является обобщённость методики не учитывающей особенности эксплуатации конкретного участка ВЛЭП [11-14].

При расчёте функциональной надёжности ВЛЭП предлагается учитывать их длину и фактическое состояние, при этом учитывать ИТСО как

величину, численно равную максимальному значению ИТС при параметре потока отказов (ППО) отличном от нулевого значения. С учетом анализа ППО возможны несколько ситуаций. В первом случае, когда параметр потока отказов принимает положительное значение, фактическое значение ИТС необходимо принимать равным ИТСО. В этом случае программа расчета формирует рекомендации о проведении восстановительных работ, предупреждающих аварийные события. Во втором случае параметр потока отказов равен нулю сохраняя фактическое значение ИТС для принятия решений в общем порядке.

Формула расчета параметра потока отказов:

$$\omega(t) = \frac{n(t, t + \Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t} \quad (1)$$

где $n(t, t + \Delta t)$ – число отказавших элементов ВЛЭП на конкретизируемом участке ВЛЭП за промежуток времени $[t, t + \Delta t]$; N_0 – число элементов ВЛЭП на всей длине ВЛЭП, на рассматриваемом участке энергосистемы.

Проводя расчет параметра потока отказов ВЛЭП с учетом конкретизируемой длины участка ВЛЭП возможно производить анализ функциональной надёжности с учетом индивидуальных особенностей участков ВЛЭП. Таким образом, ИТСО представляет собой параметр, равный максимальному уровню ИТС при не нулевом значении параметра потока отказов.

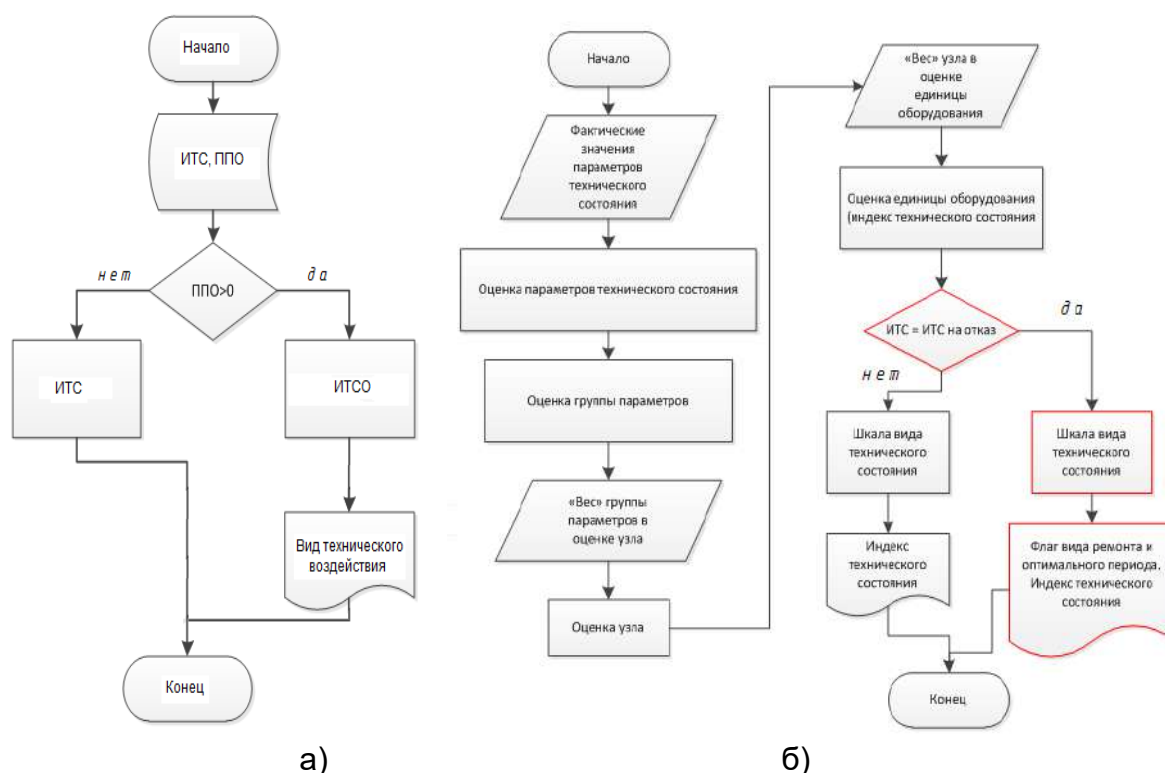


Рис. 1 – а) Расчёт ИТСО. б) Расчёт ИТС с учётом прогнозируемого ИТСО.

Порядок определения ИТСО с учётом ППО приведён на рис. 1а. Согласно которому ППО сравнивают с нулевым значением: если ППО строго больше нуля, то фактическое значение ИТС считают равным

ИТСО. В этом случае программа расчета ИТСО выдаёт рекомендации о необходимости проведения ремонтных работ. Если ППО равен нулю, то сохраняется фактическое значение ИТС. При эксплуатации ВЛЭП наступает момент достижения ИТС значения ИТСО и вероятность наступления аварийной ситуации, на данном участке линии электропередачи, повышается. Поступает сигнал о необходимости проведения соответствующего вида обслуживания. Таким образом метод основан на анализе индекса технического состояния, с уточняющим сравнением полученных расчётов ИТС и ИТСО по участкам ВЛЭП. Таким образом, определяется максимальное значение ИТС, при котором повышается вероятность отказа ВЛЭП, обусловленная развитием дефектов. В таблице 1 сведены расчётные значения ППО, ИТС, ИТСО для рассматриваемой ВЛЭП 110 кВ.

Таблица 1. Анализ данных расчета ППО, ИТС, ИТСО ВЛЭП 110 кВ

Месяц	Наличие отказов	ППО, $1 \cdot 10^{-3}$	ИТС	ИТСО
1	0	0	77,25	77,28
2	0	0	77,25	77,28
3	0	0	76,41	77,28
4	0	0	73,41	77,28
5	0	0	73,4	77,28
6	1	1,344	73,35	77,28
7	1	1,344	73,26	77,28
8	1	1,344	73,26	77,28
9	1	1,344	73,26	77,28
10	0	0	78,15	77,28
11	0	0	81,46	77,28
12	0	0	81,46	77,28

После проведенных ремонтных работ ИТС равен 78,15 при нулевом ППО. При этом, значение ИТСО равно 77,28 как максимальное значение предыдущих месяцев. Примем что ИТСО равное 77,28 максимально в текущих условиях для рассматриваемого участка ВЛЭП. При ИТС выше ИТСО фактическая или экономически обоснованная необходимость в обслуживании отсутствует. В таблице 2 обобщены результаты расчёта ИТС и ИТСО двух ВЛЭП 110 кВ.

Таблица 2. Анализ данных расчета ППО, ИТС, ИТСО ВЛЭП 110 кВ

ВЛЭП	ППО, $1 \cdot 10^{-3}$	ИТС	ИТСО
1	1,538	81,04	82,4
2	1,134	75,41	77,51

Проведя анализ данных таблицы 2 возможно сделать вывод, что ИТСО превышает нормативное значения ИТС равное 60 и находится в

зоне от 77,51 до 82,4. В диапазоне этих значений ИТСО рекомендуем включать указанные ВЛЭП в ремонтную программу.

Метод анализа функциональной надёжности ВЛЭП по индексу технического состояния с учетом статистики отказов позволяет сформировать более эффективный подход к приоритезации ремонтов ВЛЭП. На основе получаемых аналитических данных по ИТСО возможно уточнять реализацию ремонтных работ и предотвращать аварийные события.

Моделирование ИТС и ИТСО ВЛЭП с помощью расчетной нейросетевой модели

При эксплуатации и решении вопросов технологического присоединения к ВЛЭП 35 кВ и выше ТСО реализуют новое строительство, а также плановое и внеплановое техническое обслуживание. Исправность компонентов, из которых состоят проводники линий электропередачи, а, следовательно, срок их службы, определяются на микроуровне изменениями в их структуре и микроструктуре [4-10]. Дополнительно произведем прогнозирование повреждений ВЛЭП с помощью расчетной нейросетевой модели. В расчетной нейросетевой модели, моделируются и анализируются все параметры состояния элементов ВЛЭП [3], возможно делать вывод как развитие того или иного дефекта в целом влияет на итоговое значение ИТС, соответственно управлять рисками при появлении и развитии тех или иных дефектов. Классически нейросетевая модель проходит этап обучения, используя библиотеку «Keras» [16]. Исходные данные представляются в виде DataFrame. Результатом работы нейросетевой модели ВЛЭП является расчет значения ИТС и ИТСО с рекомендациями необходимого воздействия. Разработанная нейронная сеть, обучена на базе экспериментальных данных, полученных с реальной линии электропередачи. На период дообучения нейросети используем тренировочные шаблоны с данными обработанными в соответствии с общепринятой методикой расчета ИТС [3].

Математическая модель выходного сигнала i -го нейрона, находящегося на j -ом слое, имеет вид:

$$y_{i,j} = f \left(\sum_{k=1}^{N_{j-1}} w_{i,k} \cdot y_{k,j-1} + w_{i,0} \right), \quad (2)$$

где $f(x)$ – функция активации нейрона. В используемой в данной работе модели для всех нейронов используется одна и та же функция активации – сигмоидальная функция: $f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}}$;

$y_{k,j-1}$ – выходной сигнал k -го нейрона предыдущего ($j-1$) слоя;

$w_{i,k}$ – весовой коэффициент передачи сигнала от k -го нейрона предыдущего слоя;

$w_{i,0}$ – постоянное смещение входного сигнала для данного слоя.

Тогда для используемой структуры нейросети вычисляемое значение ИТС будет:

$$\text{ИТС} = f\left(\sum_{k=1}^{100} w_{\text{ВЫХ},k} \cdot f\left(\sum_{m=1}^{500} w_{m,k} \cdot f\left(\sum_{n=1}^{200} w_{n,m} \cdot f\left(\sum_{p=1}^{78} w_{p,n} \cdot \text{Парам}_p + w_p\right) + w_n\right) + w_m\right) + w_{\text{ВЫХ}}\right), \quad (3)$$

где Парам_p - расчётный параметр, характеризующих состояние оборудования;

$w_{\text{ВЫХ}}$ - постоянное смещение входного сигнала для выходного слоя,

w_p, w_n, w_m - постоянные смещения входного сигнала для скрытых слоев.

Далее исходные датафреймы проходят препроцессинг включающий в себя, нормализацию потока параметров и приведения их к единому диапазону. Затем нейросетевая модель дообучается, задаются её параметры [15], такие как число нейронов в слоях, функция активации и количество эпох обучения. На рис. 2 представлена зависимость ИТС ВЛЭП от параметра «отклонение вдоль оси ВЛЭП от проектного пикета» и «разрушение, потеря несущей способности оттяжки опоры».

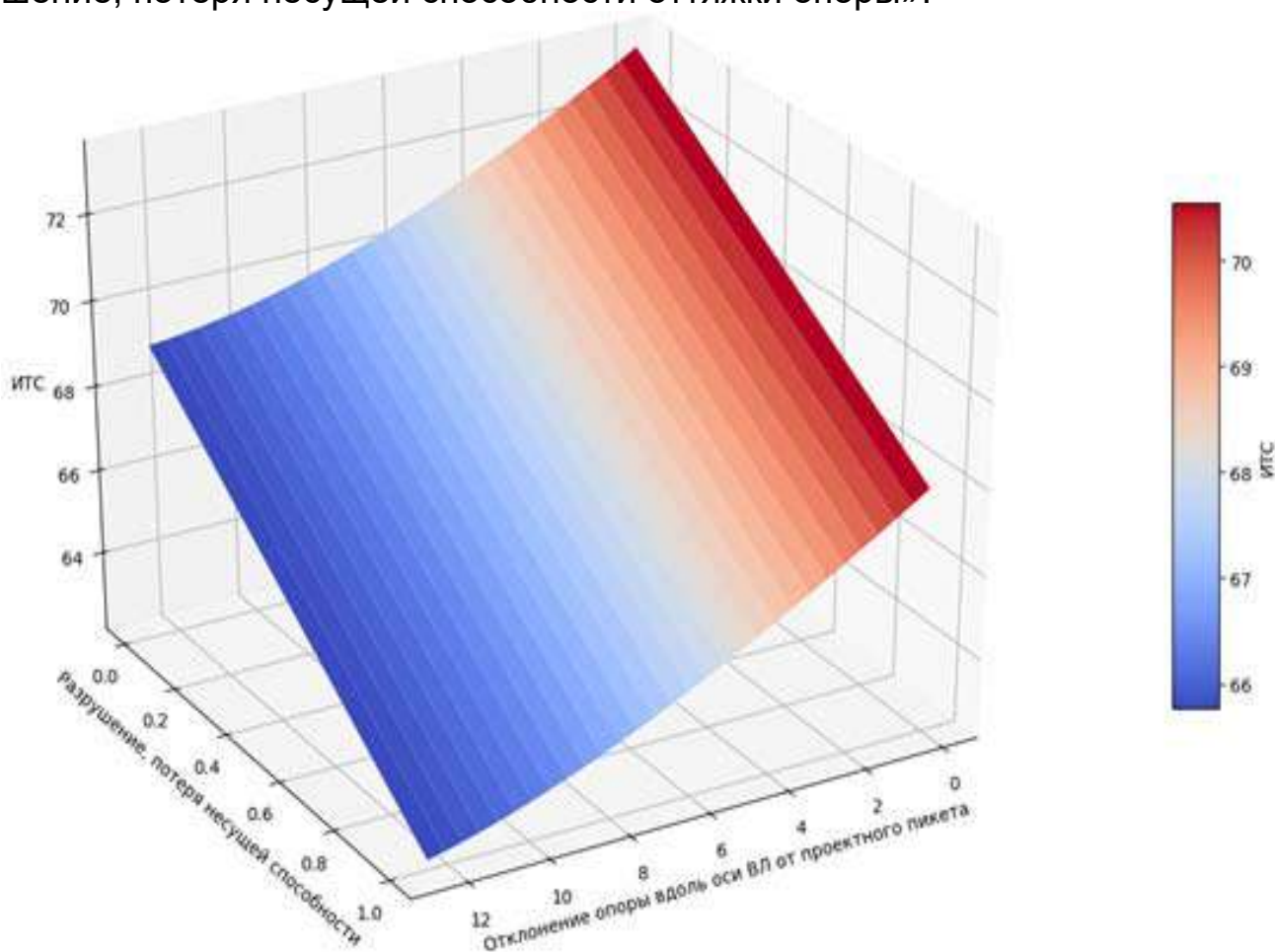


Рис. 2 – Зависимость ИТС ВЛЭП от параметра «отклонение вдоль оси ВЛЭП от проектного пикета» и «разрушение, потеря несущей способности оттяжки опоры».

Анализируя рис. 2 отмечаем, что ИТС находится в диапазоне от 74 до 64 единиц и имеет чётко проявляющуюся обратную зависимость по изменению параметра «отклонение опоры вдоль оси ВЛЭП от проектного пикета». Так же показательно, что ИТС значительно снижается при наличии дефектов по параметру «разрушение, потеря несущей способности

оттяжки опоры». Таким образом, данные параметры имеют сильное влияние на изменение ИТС, следовательно, при составлении графиков ремонтов по принципу приоритезации ремонтов ВЛЭП на изменение этих параметров необходимо обращать внимание в первую очередь.

Поддержка принятия решений облачной платформы «Техприспро»

Разработан прототип облачной платформы в виде электронного функционально-прикладного решения - информационного ресурса с набором модулей, далее - ЭФПР-ИРСНМ, с помощью которого решаются задачи пользователей по поиску необходимой информации по вопросам технологического присоединения к электрическим сетям с генерацией необходимых документов в формате pdf и docx. На рис. 3 представлен алгоритм функционирования программы ЭФПР-ИРСНМ.

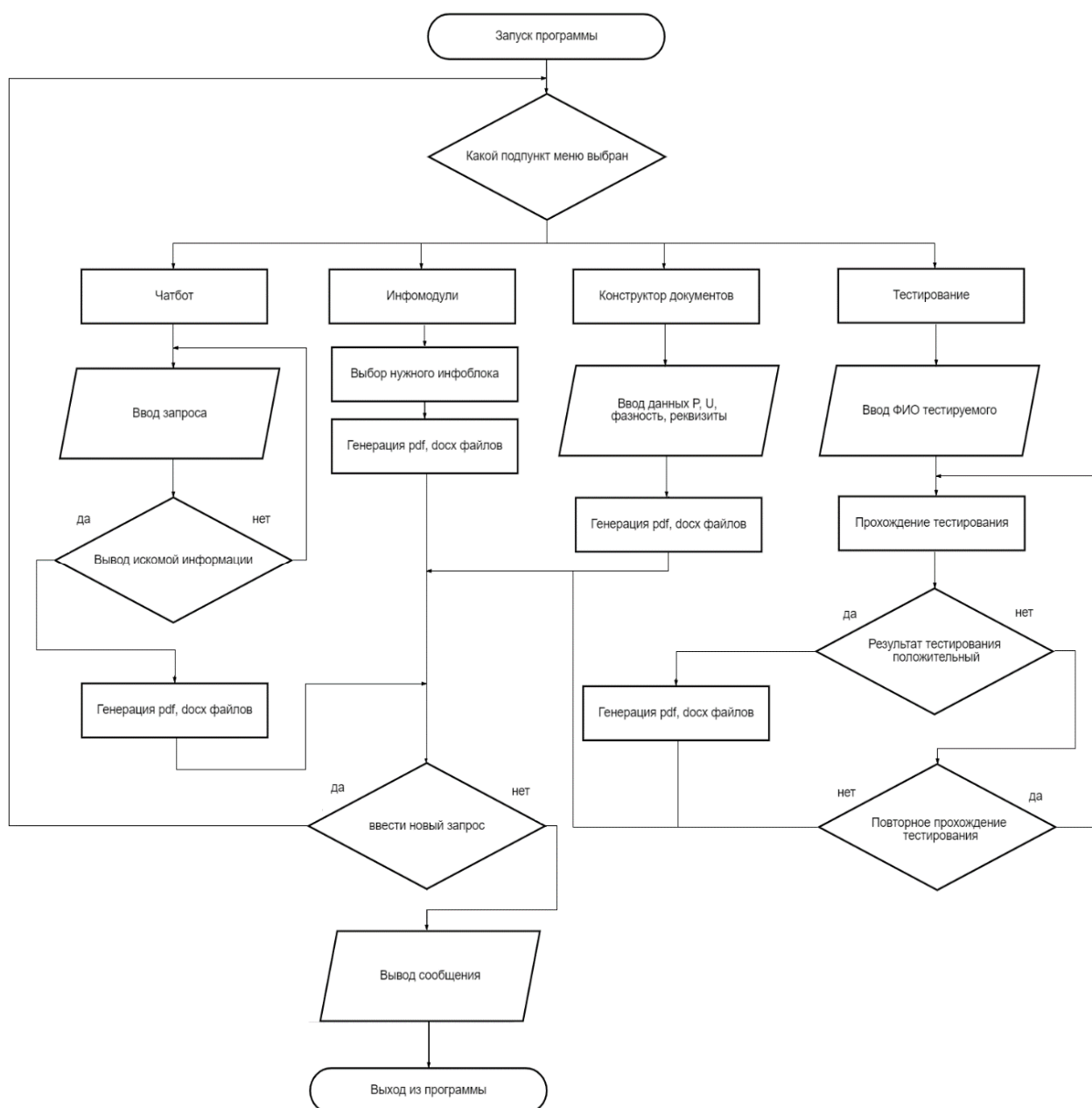


Рис. 3 – Алгоритм функционирования программы ЭФПР-ИРСНМ.

Программа предназначена для обеспечения информированности пользователей в области технологического присоединения или подключения к электрическим сетям, повышения уровня правовой и технической грамотности пользователей с предоставлением доступа к справочникам и модулям, размещенным в облачной платформе. Программа предоставляет доступ пользователям к модулям автоматизированного формирования технических документов, таких как, договоры о технологическом присоединении и технические условия подключения к электрическим сетям. Программа реализована в виде единого информационного пространства, обеспечивающего информационную поддержку бизнес-процессов и реализацию бизнес-целей пользователей в области технологического присоединения или подключения к электрическим сетям. Основная задача программного продукта прототипа облачной платформы ЭФПР-ИРСНМ - повысить производительность труда пользователей, в том числе, сотрудников компаний энергетического сектора, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям различного уровня напряжения со своевременным обеспечением поддержки принятия решений при непрерывных процессах решения задач ТСО. Дальнейшим развитием облачной платформы «Техприспро» является расширение алгоритмов реализации расчётных моделей с использованием различных технических решений, в том числе метода анализа функциональной надёжности ВЛЭП по индексу технического состояния с учетом статистики отказов.

Заключение

В статье представлены основные положения методического подхода анализу функциональной надёжности ВЛЭП по индексу технического состояния с учетом статистики отказов. Рассмотрены элементы поддержки принятия решений при технологическом присоединении новых объектов с учетом оценки функциональной надёжности действующих ВЛЭП на предмет необходимости проведения реконструкции или иных видов работ. Проведен анализ информации о совместном использовании показателей надёжности и индекса технического состояния при оценке состояния основного электроэнергетического оборудования на примере ВЛЭП 110 кВ. Предложен метод анализа функциональной надёжности электроэнергетических систем по индексу технического состояния с учетом статистики отказов, отличающийся анализом общей структуры параметра потока отказов, что позволяет получить комплексный экономический эффект при реализации ремонтной программы повышая надёжность энергосистемы. Анализ функциональной надёжности ВЛЭП предложено производить по результатам расчета индекса технического состояния с учетом статистики отказов, используя фактические технические характеристики ВЛЭП и индивидуальные особенности, включающие в себя имеющиеся дефекты, распределенные по всей длине ВЛЭП.

Разработанный метод позволяет сформулировать уточняющий порядок планирования ремонтной программы на энергетических объектах

ТСО. Риски повреждения ВЛЭП предлагается прогнозировать, используя расчетную нейросетевую модель, которая позволяет оценивать ИТС и ИТСО, оценивая вероятность безотказной работы объекта на ближайший период эксплуатации. Модель обладает следующими преимуществами:

- При использовании нейросетевой модели для оценки ИТС и ИТСО, анализируя весовые коэффициенты нейронных связей, появляется возможность внедрения поддержки принятия решений при технологическом присоединении к электрическим сетям с формированием ремонтных программ или реконструкции ВЛЭП.

- Нейросетевая модель является перенастраиваемой в соответствии с техническим состоянием рассматриваемых объектов, что позволяет прогнозировать и оптимизировать планирование ремонтных работ.

Таким образом, экспериментальные исследования на нейросетевой модели в процессе эксплуатации линий электропередачи дают информацию, позволяющую оценить индекс технического состояния, а по сути, и остаточный ресурс и прогнозировать техническое состояние в зависимости от развития тех или иных дефектов. Для определения параметров исследования и построения нейросетевой модели расчета ИТС и ИТСО ВЛЭП с приоритезацией видов необходимых работ, изменяющихся во время эксплуатации. В ходе исследования разработана нейронная сеть, обученная на базе экспериментальных данных, полученных с реальной линии электропередачи.

Литература

1. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. утвержденная распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
2. Мирзаабдуллаев А.О. Проблемы эксплуатации ВЛ и стратегия ремонта по техническому состоянию. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 73. Надёжность систем энергетики в условиях энергетического перехода. ИСЭМ СО РАН. 2022. С. 300-309.
3. Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. Утв. Приказ Минэнерго РФ от 26.07.2017, №676. С изм. утв. Приказ Минэнерго РФ от 17.03.2020, № 192.
4. Levin, A.A.; Narykova, M.V.; Likhachev, A.I.; Kardashev, B.K.; Kadomtsev, A.G.; Brunkow, P.N.; Panfilov, A.G.; Prasolov, N.D.; Sultanov, M.M.; Kuryanov, V.N.; et al. Modification of the structural, microstructural, and elastoplastic properties of aluminum wires after operation. *Metals* 2021, 11, 1955.
5. Narykova, M.V, Levin, A.A.; Prasolov, N.D.; Likhachev, A.I.; Kardashev, B.K.; Kadomtsev, A.G.; Panfilov, A.G.; Sokolov R.V., P.N. Brunkov, Sultanov, M.M.; Kuryanov, V.N. and V.N. Tyshkevich. The Structure of the Near-Surface Layer of the AAAC Overhead Power Line Wires after Operation and Its Effect on Their Elastic, Microplastic, and Electro resistance Properties. *Crystals* 2022, 12(2), 166.

6. Курьянов В.Н., Кульков В.Г., Фирсов Ю.В., Норов Д.Ш., Попова М.В. Разработка методики прогнозирования показателей надёжности и контроля экономичности энергетического оборудования с применением цифровых технологий в условиях перехода к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления. Энергосбережение и водоподготовка. 2021. № 3 (131). С. 42-45.
7. Тимашова Л.В., Курьянов В.Н., Михайлова О.В., Фокин В.А. Исследование влияния температурного фактора на пропускную способность воздушных линий 110 кВ на юге России. Энергия единой сети. 2021. № 5-6 (60-61). С. 68-73.
8. Курьянов В.Н., Фокин В.А., Куц Л.Р., Мерзляков А.С. / Оптимальные решения для высоковольтных сетей, проблемы развития. Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск, CIGRE 2018. С. 34-37.
9. Курьянов В.Н., Фокин В.А., и др. / Эффективность инновационных высокотемпературных проводов АСВТ. Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. С. 70-76;
10. Курьянов В.Н., Тышкевич В.Н. / Моделирование и анализ деформированного состояния воздушных линий электропередачи 110 кВ с учётом коррозии при длительном сроке эксплуатации в программном комплексе APM Structure3D. Энергетик. № 2. 2019. С. 36-39.
11. Курьянов В.Н., Куц Л.Р., и др. / Планирование ремонта воздушной линии 110 кВ на основе анализа показателей надёжности и индекса технического состояния. Энергетик. № 1. 2020. С. 13-16.
12. Кульков В.Г., Курьянов В.Н., Султанов М.М., Тышкевич В.Н., Норов Дж. Ш., Соколов Р.В. Оценка технического состояния и остаточного ресурса проводов и грозотросов воздушных линий электропередачи. Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. № 5 (74). С. 86-91.
13. Kuryanov, V.N.; Sultanov, M.M.; Kuryanova, E.V.; Skopova, E.M. Mathematical model of the processes of restoration of power equipment in power systems by criterion of the index of technical condition. Journal of Physics: Conference Series. 2020 | Conference paper.
14. Kul'kov, V.; Sultanov, M.; Kuryanov, V.; Norov D. Sh, Electrical reliability simulation based on analysis of fatigue strength of overhead line wires. In Proceedings of the 3rd International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russia, 11–13 March 2021; paper 9388090.
15. Готман Н.Э., Шумилова Г.П. Распознавание топологии электроэнергетической системы в реальном времени на основе сверточных нейронных сетей. Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики: Вып. 73. Надёжность систем энергетики в условиях энергетического перехода. ИСЭМ СО РАН. 2022. С. 553-562.
16. Библиотека «Keras». <https://ru-keras.com/home/>
17. ГОСТ 27.002-2015 «Надёжность в технике. Термины и определения».

УДК 621.311

СОЗДАНИЕ ПЛАНИРОВЩИКА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СМЕЩЕНИЯ НАГРУЗКИ В ПРОГРАММЕ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Аксаева¹ Е.С., Глазунова² А.М.

Аннотация

На данном этапе развития электроэнергетики России одной из причин снижения надёжности ЕЭС является неконтролируемый выход потребителей из энергосистемы на собственное энергоснабжение. Для исключения негативного влияния данного процесса на энергосистему России Правительством РФ была рассмотрена идея по созданию Активных энергетических комплексов (АЭК) и разработаны требования, которым должен соответствовать АЭК. В данном исследовании решается задача управления режимами АЭК с учетом поддержания перетока мощности из ЕЭС внутри заданных пределов. Регулирование перетока выполняется за счет ресурсов потребителей АЭК, зарегистрированных в программах управления спросом. В работе используются программы, основанные на технологии смещения нагрузки, согласно которой, максимальное потребление мощности переносится на другое время суток (откладывается). Распределение отложенной мощности внутри рассматриваемых суток должно быть оптимальным с учетом выполнения условия о минимальном числе отключений АЭК от ЕЭС. Для решения этой задачи разработана программа-планировщик. С целью получения требуемого решения исследуются разные способы задания входных данных для планировщика.

Ключевые слова: управление спросом, активный энергетический комплекс, отложенная мощность, единая энергетическая система.

Введение

Для оптимизации процесса управления ЕЭС в 2020 году было принято постановление РФ № 320 о создании пилотного проекта по внедрению активных энергетических комплексов (АЭК) на территории Российской Федерации [1]. Для оптимального функционирования АЭК, присоединенных к единой энергосистеме (ЕЭС), необходима концепция присоединения и взаимодействия между АЭК и сетевым комплексом ЕЭС. Главное требование к активному энергокомплексу со стороны внешней сети – работать в пределах разрешенной мощности [2]. Если превышение допустимого значения длится более 10 секунд, выполняется автоматическое отключение объектов АЭК от внешней сети. Технологическое взаимодействие с сетью внешнего пользования, а также регулирование производства и потребления электроэнергии внутри АЭК

¹ ИСЭМ СО РАН, г.Иркутск, Россия, e-mail: aksaeva@isem.irk.ru

² ИСЭМ СО РАН, г.Иркутск, Россия, e-mail: glazunova@isem.irk.ru

осуществляется посредством управляемого интеллектуального соединения (УИС). Задача обеспечения оптимального функционирования АЭК и бесперебойной связи комплекса с внешней сетью решается как задача оптимизации режимов работы электроприемников в АЭК. Оптимизации режимов, которая в первую очередь заключается в снижении уровня нагрузки в пиковые часы, возможно добиться с помощью применения технологии управления спросом [3]. Применение этой технологии внутри АЭК рассматривается как источник гибкости для АЭК, который может использоваться для оперативного регулирования баланса мощности, повышения надежности энергокомплекса.

Управление спросом в российской электроэнергетике реализуется за счет того, что потребители, участвующие в программах управления спросом, [4]:

1) имеют возможность «видеть» цены на электроэнергию и на добровольной основе реагировать на их повышение, тем самым снижать потребность в дорогостоящих генерирующих мощностях в периоды пиковой нагрузки энергосистемы (недиспетчируемое УС);

2) обязаны снижать уровень нагрузки в определенном объеме в условиях, когда необходимо поддерживать надежность энергосистемы при недостатке энергоресурсов или в аварийных ситуациях. УС включает в себя прямое управление нагрузкой (диспетчируемое УС).

В настоящее время разрабатываются и интегрируются в работу рынков различные технологии управления спросом активных потребителей (АП). В [5] описано шесть технологий управления спросом (рис.1): срезание пиков (peak clipping), заполнение долин (valley filling), смещение нагрузки (load shifting), сохранение (strategic conservation), рост нагрузки (strategic load growth), гибкая нагрузка (flexible load shape). Первые три технологии относятся к диспетчируемому УС, вторые три к недиспетчируемому.

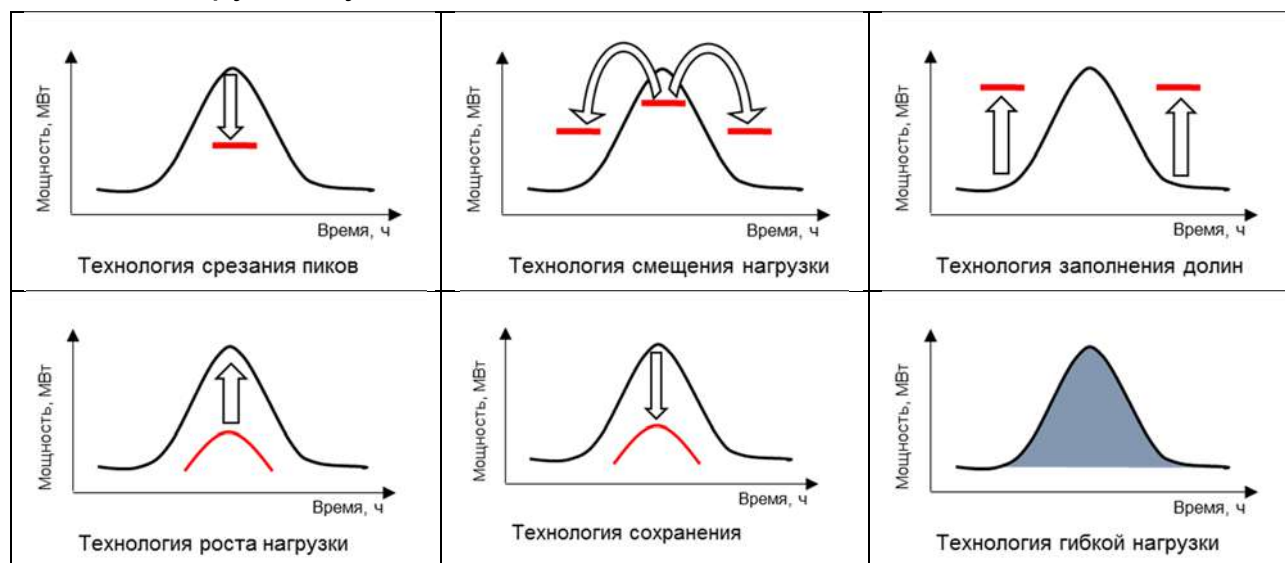


Рис. 1 – Технологии управления спросом.

Для исключения выделения АЭК на изолированную работу, применение технологий, в которых оптимальные графики нагрузки формируются за счет прямого управления включением (отключением) и плавным изменением мощности контролируемых электроприемников, является более целесообразным. Из технологий прямого управления наиболее универсальной считается технология смещения нагрузки, поскольку объединяет в себе технологию прямого управления нагрузкой и технологию заполнения долин [6] и не нацелена на сокращение объема потребления электроэнергии. Под долинами понимаются непиковые часы, когда электроприемники не загружены на полную мощность.

Технология смещения нагрузки в АЭК

- *Обязанности потребителя электроэнергии*

Технология смещения нагрузки заключается в переносе потребления электроэнергии с пиковых часов на непиковые. Для участия в программе управления спросом, реализующей технологию смещения, потребителям необходимо реорганизовать свой процесс производства и график работы с тем, чтобы иметь возможность смещать время энергопотребления на требуемые периоды.

Для реализации технологии смещения нагрузки требуется следующая информация:

1) Вид устройства – описание конкретного прибора (например, кондиционер, двигатель, освещение).

2) Продолжительность включения — это информация о продолжительности работы прибора и его потреблении.

3) Порядок включения, определяющий порядок между включениями приборов (например, включение прибора А осуществляется только после отключения прибора В).

4) Окно рабочего времени – это период времени, когда включение может быть начато и должно быть закончено (например, включение прибора А может начаться только в 7:00 и должно быть завершено к 15:00).

5) Координация включений, определяющая взаимодействие при включениях между нагрузками (например, нагрузка А и нагрузка В не могут выполняться одновременно).

Задача АП сообщить информацию о своем техпроцессе и поддерживать энергопринимающие устройства в состоянии готовности к команде на разгрузку/загрузку от УИС.

В работах [7], [8] предложены алгоритмы для планирования нагрузки промышленных, коммерческих и бытовых потребителей. При помощи предложенных алгоритмов составляются графики работы приборов потребителей. При составлении графиков учитывают ежедневное поведение потребителей, включая предпочтительное время для работы электроприемников.

- **Обязанности производителя электроэнергии**

Производитель электроэнергии должен сообщать о виде распределенной генерации (солнечная, ветровая, традиционная) и цене на электроэнергию на сутки вперед, по которой потребитель АЭК будет оплачивать счет.

Использование ресурсов АП, как источника гибкости для АЭК, дает возможность реализовать технологию смещения нагрузки с целью поддержания перетока мощности из ЕЭС в заданных пределах для обеспечения надежной и бесперебойной связи АЭК с внешней сетью.

Описание проблемы и цель работы

В данной работе рассматривается АЭК, который соединен с ЕЭС одной линией электропередачи. Регулирование перетока выполняется за счет ресурсов потребителей АЭК, зарегистрированных в программах управления спросом, и систем накопления энергии. Управление спросом осуществляется по правилам технологии смещения нагрузки, согласно которой, потребление мощности перераспределяется, т.е. смещается на другое время суток. Далее эта мощность называется отложенной мощностью. В общем случае, существует множество путей распределения отложенной мощности. Для оптимального распределения мощности, с точки зрения заданного критерия, разрабатывается программа-планировщик, которая настраивается на получение требуемого решения. Задача распределения мощности представляется задачей множественного рюкзака [9].

В данной работе планировщик встроен в алгоритм корректировки суточных графиков мощности (рис. 2) рассматриваемого АЭК. Корректировка выполняется в соответствии со следующей стратегией: обеспечить такое управление режимами АЭК, которое сведет к минимуму отключения АЭК от энергосистемы. В качестве входных данных используются плановые графики мощностей АЭК и пределы перетока из сети: $P_{ЕЭС}^{max}$, $P_{ЕЭС}^{min}$ – верхний и нижний пределы разрешенного значения перетока активной мощности из внешней сети соответственно.



Рис. 2 – Место планировщика в задаче корректировки суточных графиков.

В результате анализа исходных данных все режимы делятся на проблемные, перспективные и нейтральные. Режимы, в которых необходимо разгружать АП характеризуются как проблемные режимы. В проблемных режимах переток активной мощности из сети превышает значение, согласованное с СО: $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{тек}} > P_{\text{ЕЭС}}^{\text{max}}$, где $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{тек}}$ – переток активной мощности из сети. Режимы, в которых можно загрузить АП рассматриваются как перспективные режимы. В перспективных режимах переток активной мощности из сети меньше, чем значение, согласованное с СО: $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{тек}} < P_{\text{ЕЭС}}^{\text{min}}$. В нейтральных режимах значение перетока активной мощности из сети входит в диапазон, согласованный с СО: $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{min}} < P_{\text{ЕЭС}}^{\text{тек}} < P_{\text{ЕЭС}}^{\text{max}}$.

Целью работы является исследование зависимости результатов, полученных с помощью планировщика, от способа задания входных данных. Лучшим результатом рассматривается результат, позволяющий минимизировать (исключить) отключения АЭК от внешней сети.

Алгоритм работы планировщика

Целевая функция

Критерий оптимального распределения отложенной мощности записывается следующим образом:

$$\varphi_k = \frac{\sum_{j=1}^{h1} (P_{\text{ЕЭС}}^{\text{копп}} - P_{\text{ЕЭС}}^{\text{max}})}{24} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где k – номер расчета, j – номер проблемного режима, $h1$ – количество проблемных режимов, $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{копп}}$ – переток активной мощности из сети после корректировки.

Целевая функция формулируется следующим образом:

$$\sum_{j=1}^{h1} \sum_{l=1}^{h2} \Delta P_{i(j,l)} C_{i(j,l)} b_{i(j,l)} \rightarrow \max, \quad (2)$$

где $\Delta P_{i(j,l)}$ – добавленная нагрузка в узле i в перспективном режиме l , перенесенная из проблемного режима j , $C_{i(j,l)}$ – весовой коэффициент (величина, обратная плате активному потребителю i за перенос нагрузки из режима j в режим l), $h2$ – количество перспективных режимов, $b_{i(j,l)}$ – параметр оптимизации, $b_{i(j,l)} = 1$, если нагрузка i -го узла в j -ом режиме переносится на l -ый режим, иначе $b_{i(j,l)} = 0$.

Задача оптимизации решается при ограничении на величину добавленной мощности в перспективном режиме:

$$\sum_{j=1}^{h1} \Delta P_{i(j)} b_{i(j,l)} \leq P_{i(l)}^{\text{max}} \text{ для всех } l, i, \quad (3)$$

где $P_{i(l)}^{\text{max}}$ – максимальная величина мощности, которую допускается добавить в перспективном режиме.

Укрупненная блок-схема планировщика представлена на рис.3.

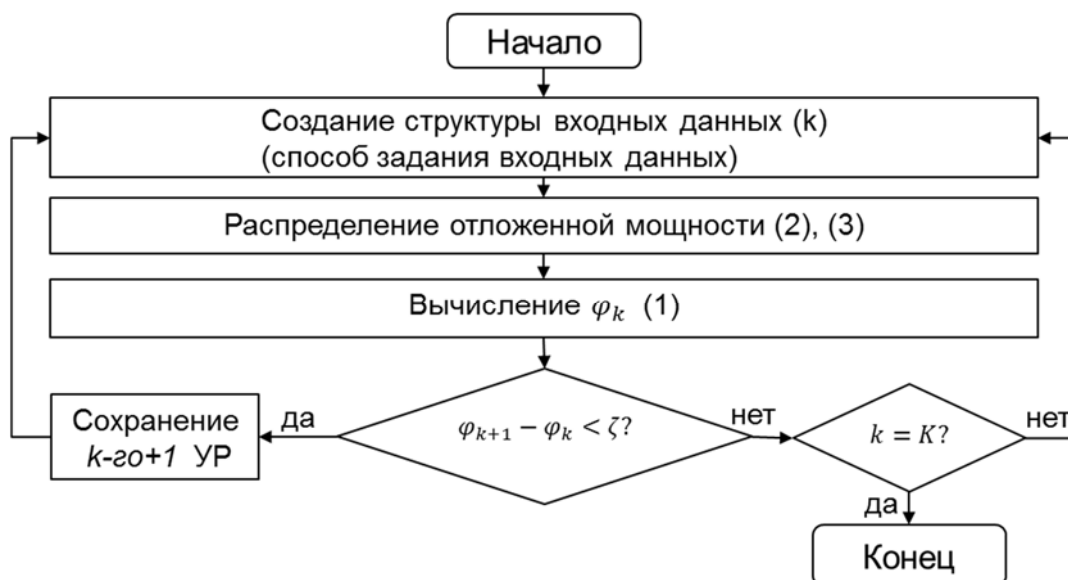


Рис. 3 – Укрупненная блок-схема планировщика.

Подготовка исходной информации для планировщика

В качестве исходных данных планировщик использует три величины: объем – значение отложенной мощности, емкость – максимальное значение мощности, которую можно добавить в перспективном режиме, весовые коэффициенты для определения стоимости переноса.

Объем. Величина мощности, на которую необходимо разгрузить переток из сети в проблемных режимах рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\text{объем}(j)} = P_{\text{ЕЭС}(j)} - P_{\text{ЕЭС}}^{\max}, \quad (4)$$

где $P_{\text{ЕЭС}(j)}$ – переток мощности из сети в режиме j .

Разгрузка проблемного режима на величину $\Delta P_{\text{объем}(j)}$ осуществляется **по двум правилам** (способам), по которым работает планировщик. Согласно первому правилу нагрузка из проблемного режима целиком переносится в один из перспективных режимов. По второму правилу нагрузка из одного проблемного режима частями может быть перенесена в несколько перспективных режимов. Значение нагрузки вычисляется по формуле:

$$P_{i(j,l)} = \Delta P_{\text{объем}(j)} g_{i(j,l)}, \quad \sum_{j=1}^{h2} g_{i(j,l)} = 1, \quad (5)$$

где $g_{i(j,l)}$ – коэффициент, который показывает какая часть отложенной мощности в режиме j переносится в режим l .

При использовании второго правила необходим предварительный анализ существующей нагрузки, по результатам которого вычисляются коэффициенты $g_{i(j,l)}$. Факторами, определяющими значения коэффициентов $g_{i(j,l)}$, являются вид производства, режим рабочего дня, количество оборудования и мощность каждого отдельного электроприемника.

Все оборудование на предприятии делится на регулируемые и нерегулируемые устройства. Регулируемость оборудования

определяется исходя из возможности управления им в рамках программ управления спросом. Нерегулируемые (регулируемые) устройства – это вид оборудования, функционирование которого не может (может) быть прервано или перенесено на другой час. В данной работе принимается, что мощность регулируемых устройств $P_{\text{рег}(j)}$ равна:

$$P_{\text{рег}(j)} = \Delta P_{\text{объем}(j)}. \quad (6)$$

Время включения устройств может быть изменено для одного или нескольких устройств одновременно в зависимости от требований технологического процесса.

Емкость. Значение емкости рассчитывается для перспективных режимов l по формуле:

$$\Delta P_{\text{ёмкость}(l)} = P_{\text{ЕЭС}(l)} - P_{\text{ЕЭС}}^{\min} + \Delta P_{\text{АП}(l)}, \quad (7)$$

где $P_{\text{ЕЭС}(l)}$ – переток мощности из ЕЭС в режиме l , $\Delta P_{\text{АП}(l)}$ – величина управляющих воздействий активного потребителя (согласовывается с потребителем дополнительно в рамках программы управления спросом).

Весовые коэффициенты. Потребители, участвующие в программах управления спросом, сталкиваются с изменяющимися ценами на электроэнергию вследствие переноса времени включения оборудования. Если потребитель не нарушает условий программы, то он может рассчитывать на стимулы, если нарушает получает штрафы. Весовые коэффициенты $C_{i(j,l)}$ необходимы для определения стоимости переноса нагрузки из проблемных в перспективные режимы.

Значения весовых коэффициентов $C_{i(j,l)}$ в каждый период разнятся в зависимости от характеристики нагрузки (пиковая, полупиковая, непиковая) и тарифа на электроэнергию. Чем больше стоимость электроэнергии, тем меньше весовые коэффициенты и наоборот.

Описание тестовой схемы и сценария

Для апробации разработанного планировщика были выполнены расчеты на шести узловой схеме (рис.4) по сценарию: сохранить значения перетока мощности из ЕЭС внутри пределов, согласованных с сетевой организацией, за счет корректировки суточного графика нагрузки в узле 3. Для получения оптимального результата были рассмотрены разные способы задания входных данных (коэффициентов $g_{3(j,l)}$).

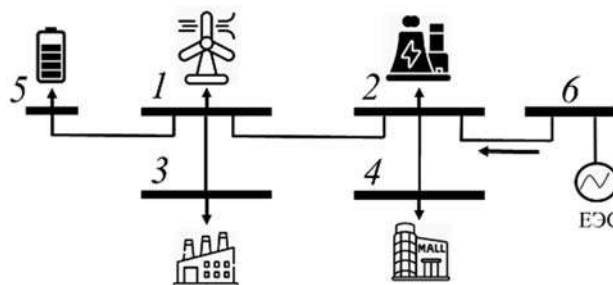


Рис. 4 – Тестовая схема.

Объектами АЭК являются: ветровая электростанция (узел 1), электростанция (узел 2), нагрузка 1 (узел 3), нагрузка 2 (узел 4), система накопления энергии (узел 5). Кривая мощности ветрового генератора (узел 1) вычисляется в соответствии с типовой кривой ветровой турбины и вероятностью скорости ветра, смоделированной по закону Вейбула при $a = 8,7$, $b = 6$, где a – коэффициент формы, b – коэффициент неравномерности. Присоединение АЭК к ЕЭС осуществляется через узел 6, поэтому мониторинг заданных пределов перетока из ЕЭС ведется по значениям инъекции активной мощности в узле 6. Пределы равны: $P_6^{max} = 9$ МВт, $P_6^{min} = 5,5$ МВт.

Для тестовой схемы моделируются 24 установившихся режимов, которые рассматриваются плановыми режимами.

На рис.5 представлен график инъекции активной мощности в узле 6. Двумя горизонтальными линиями обозначен верхний и нижний пределы P_6^{max} и P_6^{min} . Из графика видно, что проблемными режимами являются режимы 9, 10, 14, 16, 18, 21, 22, 24; перспективными режимами являются режимы 1, 3, 13, 15, 19. Остальные режимы являются нейтральными.

Далее выполняется подготовка исходной информации для планировщика двумя способами, отличающимися между собой использованием разных правил, по которым вычисляются коэффициенты $g_{3(j,l)}$.

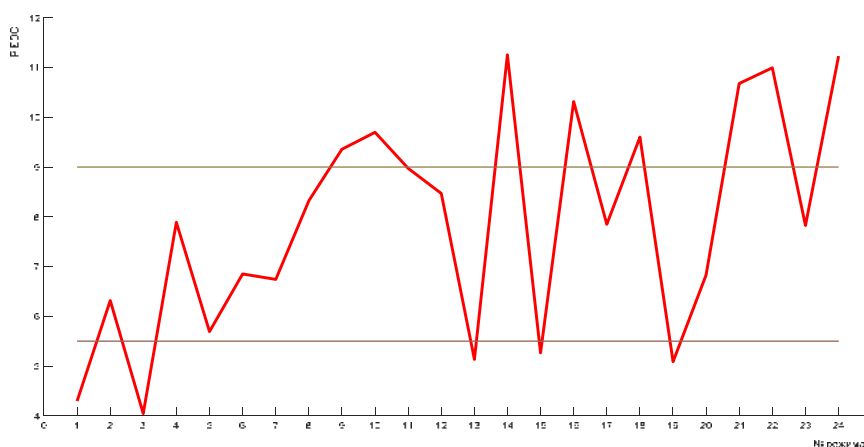


Рис. 5 – Активная мощность в узле 6.

Исходная информация: величина объема разгрузки АП в проблемных режимах ($\Delta P_{объем(j)}$), величина объема загрузки АП в перспективных режимах ($\Delta P_{ёмкость(l)}$) и весовые коэффициенты $C_{3(j,l)}$. Величины разгрузок АП в проблемных режимах и загрузок в перспективных режимах (далее, управляющие воздействия (УВ)) представлены в таблице 1.

Весовые коэффициенты $C_{3(j,l)}$ задаются в соответствии с ценами, определенными производителем электроэнергии на сутки вперед. В таблице 2 представлены величины $C_{3(j,l)}$ в различные периоды времени [10].

Таблица 1. Величины управляющих воздействий

Проблемные режимы		Перспективные режимы	
№ режима j	Разгрузка $\Delta P_{\text{объем}(j)}$, МВт	№ режима l	Загрузка $\Delta P_{\text{ёмкость}(l)} + \Delta P_{\text{АП}}$, МВт
9	0,3558	1	1,2023+1,1
10	0,6994	3	1,4537+1,1
14	2,256	13	0,3667+1,4
16	1,314	15	0,2332+1,5
18	0,6006	19	0,4106+1,1
21	1,68		
22	1,994		
24	2,228		

Таблица 2. Тарифы и весовые коэффициенты

Зона	Время	Тариф	$C_{3(j,l)}$
Пиковая	8.00-12.00, 19.00-21.00	1,846 руб/кВ•ч	0,54
Полупиковая	12.00-19.00, 21.00-23.00, 7.00-8.00	1,420 руб/кВ•ч	0,7
Ночная	23.00-07.00	0,945 руб/кВ•ч	1,05

Определение коэффициентов $g_{3(j,l)}$ для нагрузки третьего узла начинается с анализа технологического процесса производства в данном узле. Суточный график потребления представлен на рис.6. Наибольшая возможная нагрузка равна $P = 8$ МВт. Эта величина принимается за 100%. По результатам анализа технологического процесса нагрузки 1, исходя из состава имеющегося оборудования и операций на нем, перенос работы устройств на другие периоды возможен по шести сценариям (1 сценарий – первый способ задания входных данных, 2-6 сценарии – второй способ). Коэффициенты $g_{3(j,l)}$ для каждого сценария представлены в таблице 3.



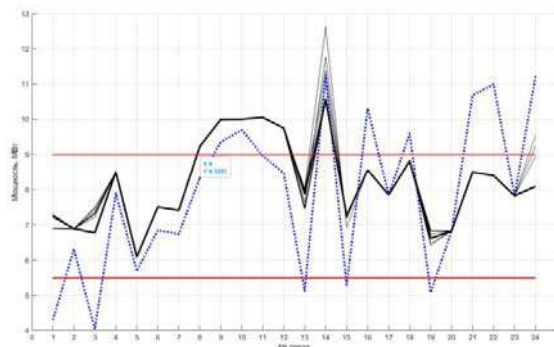
Рис. 6 – Суточный график мощности нагрузки 1.

 Таблица 3. Значения коэффициентов $g_{3(j,l)}$

№	$g_{3(j,l)}$			
1	1			
2	0,5	0,5		
3	0,2	0,8		
4	0,5	0,3	0,2	0,2
5	0,2	0,2	0,2	0,4
6	0,1	0,2	0,3	0,2

Планировщик выполняет расчеты по каждому сценарию. Результатами расчетов являются откорректированные графики мощности. По каждой точке полученных графиков выполняются расчеты установившихся режимов и вычисляются критерии по (1) (табл.4). Исходные и полученные графики инъекций активной мощности в узле 6 для каждого сценария представлены на рис.7. Пунктирной линией обозначена генерация активной мощности в узле 6 до корректировки. Черной линией обозначена генерация активной мощности после корректировки с лучшими результатами (табл.3,4, ст.2). Тонкими линиями

обозначены режимы с худшими результатами (табл.3, ст.1, 3,4,5, 6). Отсутствие критерия равного нулю (табл.4) говорит о необходимости корректировки пределов перетока из ЕЭС.

Таблица 4. Значение критерия φ

№	φ
1	0,234
2	0,233
3	0,32
4	0,307
5	0,278
6	0,252

Рис. 7 – График инъекции активной мощности в узле 6. Пунктирная – до коррекции, сплошная черная – после коррекции.

Заключение

В работе выполнено исследование, направленное на формирование концепции взаимодействия АЭК и ЕЭС, основной целью которого является предотвращение отключения соединения АЭК с внешней сетью. Указанная проблема решается с помощью потребителей согласных перераспределять нагрузку внутри суток.

Разработан планировщик, в основу которого положен метод решения задачи множественного рюкзака. С целью адаптации этого метода для решения электроэнергетической задачи проводится анализ запланированных суточных режимов. В результате анализа все режимы делятся на проблемные (предметы), перспективные (рюкзаки) и нейтральные.

Предложены два способа задания входных данных для планировщика. Отличие заключается в использовании разных правил перенесения нагрузки на другие часы.

Выполнено исследование зависимости результатов планировщика от способа задания входных данных на примере 6-ти узловой схемы. Показано, что лучшим результатом является результат, полученный при задании данных по второму способу (нагрузка переносится частями), однако полностью устранить нарушения пределов перетока из внешней сети при заданных условиях не представляется возможным.

Благодарность

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Литература

- [1] Дацко К. Активные энергетические комплексы: энергосистемы в миниатюре и новый способ сэкономить на электричестве. Научно-технический журнал РУМ, № (595) 5, 2020. pp. 5-10.
- [2] Дацко К. Активные энергокомплексы. Энергетическая политика. 2020. <https://energypolicy.ru/aktivnye-energokompleksy-active-energy-complexes/energetika/2020/18/26>
- [3] Инфраструктурный центр EnergyNet. Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности. Экспертно-аналитический доклад. Идея Библиотека, Москва, 2019. https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/publication/EnergyNet_2019.pdf
- [4] СО ЕЭС. Экономическое и противоаварийное управление спросом. <https://www.so-ups.ru/functioning/markets/dr/about/ehkonomicheskoe-i-protivoavariinoe-upravlenie-sprosom>
- [5] Clark W. Gellinds. The concept of demand-side management for electric utilities. Proceedings of the IEEE, т. 73, № 10, 1985, pp. 1468-1470.
- [6] P. Balakumar, S. Sathiya. Demand side management in smart grid using load shifting technique. IEEE International Conference on Electrical, Instrumentation and Communication Engineering (ICEICE), 2017. DOI: 10.1109/ICEICE.2017.8191856
- [7] Bruno Mota, Pedro Faria, Zita Vale. Residential load shifting in demand response events for bill reduction using a genetic algorithm. Energy, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124978>.
- [8] Majid Jamil. Hourly load shifting approach for demand side management in smart grid using grasshopper optimisation algorithm. IET Generation, Transmission & Distribution, т. 14, № 5, 2020, pp. 808-815, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0566.
- [9] Топка В.В. Многомерная задача о рюкзаке: эффективный метод решения и возможные приложения. Труды института системного анализа РАН, 2019, pp. 54-64, DOI: 10.14357/20790279190206.
- [10] Иркутскэнергосбыт. Тарифы на электроэнергию с 1 декабря 2022 по 31 декабря 2023. <https://sbyt.irkutskenergo.ru/qa/6949.html>.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ УСКОРЕНИЯ РАСЧЕТОВ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ ПО КРИТЕРИЮ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДЛЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ

Неуймин В.Г.¹, Машалов Е.В.², Александров А.А.³, Снегирев Д.А.⁴

Аннотация

Целью данной работы является определение способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков мощности по критерию динамической устойчивости, а также оценка эффективности предложенных способов.

В статье кратко рассматривается ряд разработанных способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков мощности (ДП) по критерию динамической устойчивости (ДУ) в системе мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), в частности: эквивалентирование, использование неявного метода интегрирования при выполнении расчетов электромеханических переходных процессов (ЭМПП), использование параллельных расчетов ЭМПП и оптимизация подготовки исходных данных для ЭМПП. Кроме того, выполняется оценка эффективности данных способов при расчете допустимых по критерию ДУ перетоков для различных моделей электроэнергетических систем и различных сечений.

Ключевые слова: предельный режим, максимально допустимый переток, электромеханические переходные процессы, динамическая устойчивость, эквивалентирование, неявные методы интегрирования, параллельные вычисления.

Введение

Крайне важным свойством, которое характеризует СМЗУ, является длительность расчетного цикла, представляющее собой время, за которое определяется величина МДП. Чем больше это время, тем больше вероятность, что текущая величина МДП, рассчитанная на предыдущем цикле, окажется не соответствующей текущему режиму. Такая ситуация может привести к некорректным действиям как со стороны диспетчера, так и автоматизированной системы управления, например, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ). Уменьшение длительности расчетного цикла позволяет также

¹ АО «НТЦ ЕЭС», г. Екатеринбург, Свердловская обл., Россия, e-mail: vlad@niipt-ems.ru

² АО «НТЦ ЕЭС», г. Екатеринбург, Свердловская обл., Россия, e-mail: mashalov@niipt-ems.ru

³ АО «НТЦ ЕЭС», г. Екатеринбург, Свердловская обл., Россия, e-mail: ustas@niipt-ems.ru

⁴ АО «НТЦ ЕЭС», УрФУ, г. Екатеринбург, Свердловская обл., Россия, e-mail: snegirev@niipt-ems.ru

уменьшить вероятность возникновения такой ситуации, и приблизить СМЗУ к системе реального времени.

Значительное время расчета МДП особенно заметно для сечений, в которых учитывается критерий динамической устойчивости. Основной причиной данного факта является различие в методах анализа. Для динамической устойчивости используются расчеты электромеханических переходных процессов (ЭМПП), для всех остальных критериев – расчеты установившихся режимов (УР).

Величина длительности расчетного цикла СМЗУ может варьироваться в широких пределах в зависимости от:

1. вычислительной мощности сервера;
2. «тяжести» исходного текущего режима;
3. объёма расчетной модели (РМ), то есть количества узлов, ветвей, генераторов и т.д.;
4. количества сечений, рассчитываемых внутри одного цикла;
5. количества и сложности аварийных процессов (АП), т.е. нормативных возмущений, проверяемых для каждого сечения;
6. количества и сложности моделируемых автоматик.

Многие факторы оказывают более значительное влияние на длительность расчетного цикла при определении ДП по критерию ДУ, чем по остальным критериям. Например, с увеличением объёма расчетной модели время расчета ЭМПП растет значительно больше, чем время расчета УР. Также более серьезное влияние оказывает увеличение сложности аварийных процессов, приводящее к увеличению длительности самого ЭМПП, например, при моделировании возмущений с автоматическим повторным включением (АПВ) линий электропередачи (ЛЭП) в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем [1]. Количество же аварийных процессов, также в соответствии с данными требованиями, может оказаться порядка 10-15 штук.

В данной работе рассматриваются способы, позволяющие обеспечить повышение быстродействия модуля определения допустимых потоков по критерию динамической устойчивости без увеличения вычислительной мощности серверов.

Эквивалентирование модели электроэнергетической системы

Сокращение размерности расчетной модели электроэнергетической системы является наиболее очевидным способом снизить затраты времени на расчеты ЭМПП и ускорить процесс определения ДП по критерию динамической устойчивости.

При выполнении эквивалентирования важно сохранять баланс между точностью результатов расчета и снижением затрат времени. Искажение результатов расчета чаще всего сопряжено с некорректным выбором элементов, подлежащих эквивалентированию, либо метода эквивалентирования. Поскольку СМЗУ является автоматической системой, то

и элементы, подлежащих эквивалентированию, также предлагается выбирать автоматически.

Автоматически выбранные элементы, подлежащие эквивалентированию, не должны включать узлы, ветви и генераторы, входящие в сценарии аварийных процессов. Кроме того, эквивалентирование не применимо к генераторам, заданным подробными моделями, такими как «Парк-3к» и «Мустанг-3к». Тем не менее генераторы, моделируемые уравнением движения, могут быть агрегированы.

Различные методы эквивалентирования и их эффективность были достаточно подробно рассмотрены в [2], также эффективность этих методов применительно к задаче определения ДП по критерию ДУ рассматривалась в [3]. Было определено, что наибольшей эффективностью обладает комбинировании методов Гаусса и метода Жукова. Автоматический выбор узлов осуществляется исходя из ранга, т. е. количества примыкающих к узлу связей, и при эквивалентировании исключаются узлы с небольшим рангом. Алгоритмизация же автоматического задания групп агрегации обеспечивается при объединении нескольких узлов, связанных через ветви с нулевым или малым сопротивлением (например, выключатели), в один суперузел.

Использование неявного метода интегрирования для расчетов ЭМПП

Модуль расчета ЭМПП с использованием неявного метода интегрирования реализован в ПК Raiden [4] и подробно описан в [5]. Использование данного модуля возможно для анализа динамической устойчивости при определении МДП в СМЗУ.

Для явного метода, используемого в ПК RUSTab [6], функция метода интегрирования F_E может быть задана в следующем виде:

$$y_n = F_E(y_{n-1}, h_n). \quad (1)$$

При этом максимальное значение шаг интегрирования h_n должно быть ограничено в течение всего процесса интегрирования для сохранения устойчивости метода пропорционально минимальной постоянной времени (например, постоянной времени возбудителей или APB).

Для неявного метода, используемого в ПК Raiden, функция метода интегрирования F_I может быть задана в следующем виде:

$$y_n = F_I(y_n, y_{n-1}, h_n). \quad (2)$$

Расчет y_n в отличие от (1) требует решения нелинейной системы уравнений. Однако неявные методы обладают значительно большей областью устойчивости, что позволяет выбирать h_n кратно превышающий шаг явных методов. В результате, по мере затухания изменений параметров при расчете шаг интегрирования может быть значительно увеличен, обеспечивая сокращение количества требуемых для расчета шагов n без потери устойчивости процесса интегрирования.

Данное свойство неявного метода позволяет значительно сократить

время расчетов устойчивых ЭМПП, т. е. допустимых аварийных процессов. При определении МДП по критерию динамической устойчивости проверка таких АП может занимать больше половины суммарного времени расчета. В зависимости от скорости затухания параметров режима, время расчета ЭМПП при использовании неявного метода может уменьшиться в 3–5 раз по сравнению с явным методом.

Параллельные расчеты ЭМПП

Параллельные вычисления представляют собой способ организации компьютерных вычислений, при котором решаемая задача разбивается на подзадачи, распределяемые между взаимодействующими вычислительными процессами и работающими параллельно (одновременно) [7].

Вычислительный алгоритм моделирования ЭМПП RUSTab, используемый в ПК СМЗУ, уже поддерживает параллельные вычисления и векторизацию, но для расчета одного заданного ЭМПП. Эффективность параллельных вычислений может быть увеличена при выполнении одновременных расчетов ЭМПП. На рис. 1 представлена схема существующей организации расчета ЭМПП (слева) и предлагаемая схема (справа).

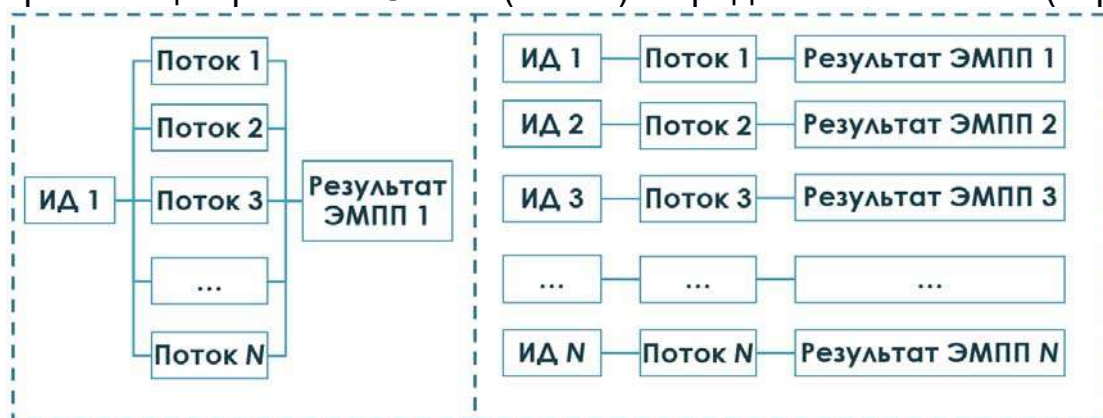


Рис. 1 – Существующая и предлагаемая схема организации параллельных расчетов ЭМПП.

В существующей организации расчета полная загрузка вычислительных потоков практически недостижима и составляет на практике 50–60%. С ростом числа доступных вычислительных потоков эффективность их загрузки снижается.

В предлагаемой организации расчета алгоритм определения МДП готовит несколько вариантов исходных данных (ИД) для параллельных расчетов. В данных вариантах основные отличия сводятся к характеристикам возмущений и начальным условиям (загрузка генераторов), в соответствии с заданными ВИР. Каждый из подготовленных вариантов ИД представляет собой отдельную задачу и может рассчитываться в отдельном потоке. Результатом расчета является факт фиксации сохранения или потери ДУ для каждого набора исходных данных ЭМПП.

Для определения ДП по критерию динамической устойчивости в СМЗУ предлагается следующий алгоритм параллельных расчетов ЭМПП.

1. Формирование срезов ВИР.
2. Подготовка задач на расчет.
3. Проверка заданных комбинаций среза ВИР и АП.
4. Агрегация результатов расчета. Определение допустимого перетока.

На рис. 2 изображена функциональная схема, иллюстрирующая данный алгоритм.

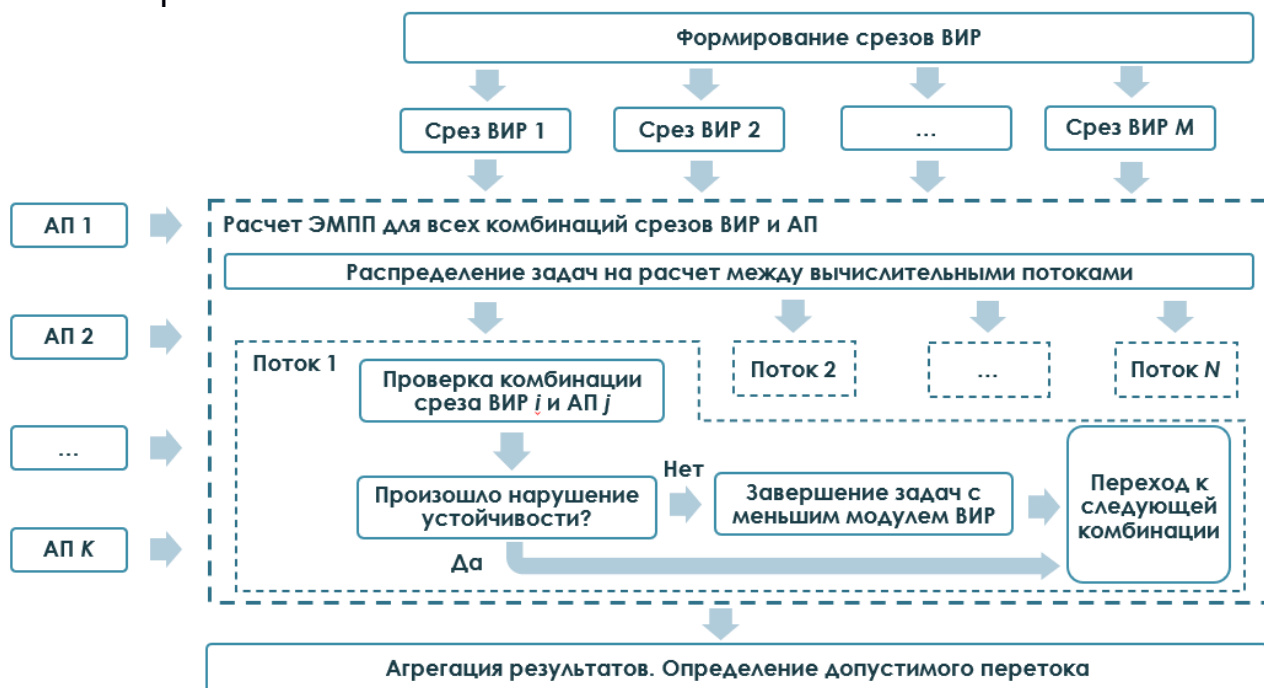


Рис. 2 – Алгоритм параллельных расчетов ЭМПП при определении ДП по критерию ДУ в СМЗУ.

Оптимизация подготовки исходных данных для расчетов ЭМПП

При определении МДП по критерию динамической устойчивости при расчете ЭМПП с использованием явных методов интегрирования используется алгоритм ПК RUSTab. Данный алгоритм был разработан для использования в составе автоматизированного рабочего места технолога и предусматривает средства для упрощения ввода исходных данных расчетной модели. К данным средствам относятся автоматическая верификация и коррекция параметров моделей оборудования, и алгоритм поиска корректных связей между моделями оборудования.

В процессе оптимизированной подготовки и инициализации выполняется расчет УР, инициализация начальных условий системы дифференциально-алгебраических уравнений (СДАУ) ЭМПП и подготовка обновленного сценария. При этом подготовка структуры модели ЭМПП, верификация исходных данных, определение возможных связей моделей оборудования и их типов не производятся. На рис. 3 представлена схема существующей организации подготовки исходных данных ЭМПП в СМЗУ (слева) и предлагаемая схема (справа).

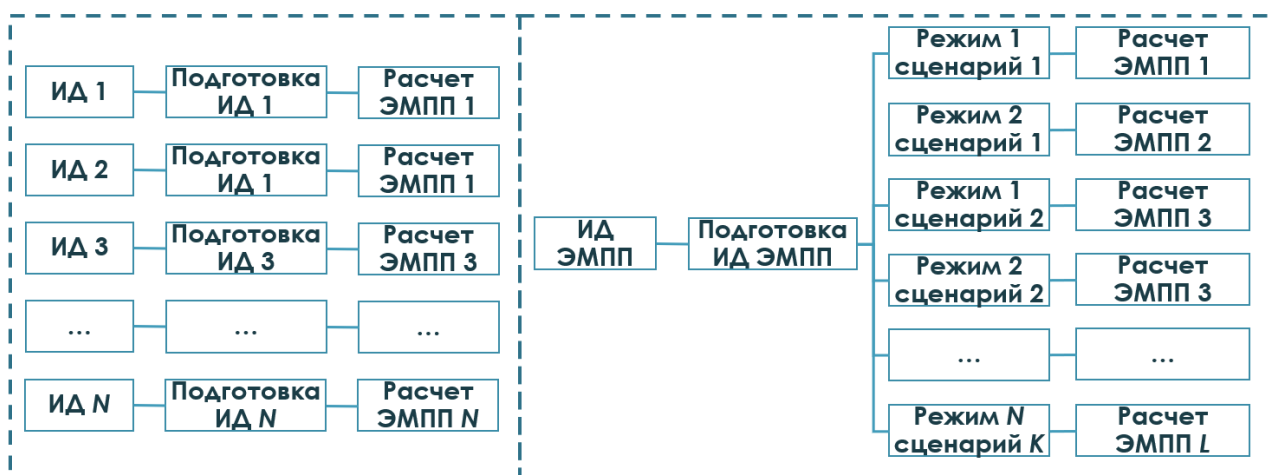


Рис. 3 – Существующая и предлагаемая схема подготовки исходных данных ЭМПП для СМЗУ.

Оценка эффективности способов повышения быстродействия

В качестве объекта исследования для оценки эффективности способов повышения быстродействия при расчете допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости рассматривается следующая расчетная модель: 1829 узлов, 2966 ветвей, 438 генераторов, из них: 1 генератор - ШБМ, 371 генератора – модель «Зк-Мустанг» с системами возбуждения (возбудитель, АРВ и форсировка, соответствующие моделям «Мустанг»), 66- модель «уравнение движения»;

Расчет допустимых перетоков выполняется для трех сечений типа «Выдача мощности электростанции». Сечение 1 состоит из 5 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 15 аварийных процессов. Сечение 2 состоит из 4 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 7 аварийных процессов. Сечение 3 состоит из 6 ветвей, при определении ДП по данному сечению рассматривается 12 аварийных процессов.

Для оценки эффективности предложенных способов выполняется проверка повышения быстродействия модуля определения допустимого перетока активной мощности по критерию обеспечения динамической устойчивости в контролируемых сечениях после нормативных возмущений при сохранении корректности данных расчетов. Критерием повышения быстродействия модуля является снижение суммарного времени определения допустимого перетока. Критерием корректности расчетов модуля являются отсутствие значительных (более 5%) отклонений между допустимыми перетоками.

Для определения наиболее эффективных способов повышения быстродействия при расчете допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости проводится ряд вычислительных экспериментов (ВЭ). При выполнении вычислительных экспериментов используются следующие аббревиатуры для идентификации способов:

БР – базовый расчет, без использования предложенных способов, используется в качестве референсного;

ЭN – эквивалентирование с исключением узлов ранга не менее N;

НМ – использование неявного метода интегрирования;

ПР – параллельные расчеты ЭМПП;

ОД – оптимизация подготовки исходных данных для расчета ЭМПП.

В расчетах ЭМПП длительность одного переходного процесса составляет 15с, минимальный шаг интегрирования для явного метода 0.005с, для неявного – для неявного – 1е-8с.

Результаты расчетов ДП по критерию ДУ с использованием различных способов ускорения для рассматриваемых сечений приведены в таблицах 1, 2 и 3.

Таблица 1. Результаты расчетов ДП по критерию ДУ с использованием различных способов ускорения для сечения 1 с расчетной моделью 1

ВЭ	ДП, МВт	Т, с	ΔДП, МВт	ΔТ, с	ΔДП, %	ΔТ, %
БР	2 316,3	586,2	–	–	–	–
Э1	2 314,0	582,3	–2,3	–3,9	–0,1	–0,7
Э2	2 314,0	454,8	–2,3	–131,3	–0,1	–22,4
Э3	2 111,3	415,1	–205,0	–171,1	–9,7	–29,2
НМ	2 333,9	135,9	17,7	–450,3	0,8	–76,8
ПР	2 316,3	213,9	0,0	–372,3	0,0	–63,5
ОД	2 316,3	563,7	0,0	–22,4	0,0	–3,8
Э2+ОД+ПР	2 314,0	172,0	–2,3	–414,2	–0,1	–70,7
Э2+НМ+ПР	2 330,4	56,7	14,2	–529,5	0,6	–90,3

Таблица 2. Результаты расчетов ДП по критерию ДУ с использованием различных способов ускорения для сечения 2 с расчетной моделью 1

ВЭ	ДП, МВт	Т, с	ΔДП, МВт	ΔТ, с	ΔДП, %	ΔТ, %
БР	1 952,3	276,6	–	–	–	–
Э1	1 935,6	276,4	–16,8	–0,2	–0,9	–0,1
Э2	1 940,2	208,5	–12,1	–68,0	–0,6	–24,6
Э3	1 765,2	188,3	–187,1	–88,3	–10,6	–31,9
НМ	1 911,0	145,9	–41,3	–130,7	–2,1	–47,3
ПР	1 952,3	146,6	0,0	–130,0	0,0	–47,0
ОД	1 952,3	259,6	0,0	–17,0	0,0	–6,1
Э2+ОД+ПР	1 940,2	155,0	–12,1	–121,6	–0,6	–44,0
Э2+НМ+ПР	1 919,5	94,6	–32,7	–182,0	–1,7	–65,8

Таблица 3. Результаты расчетов ДП по критерию ДУ с использованием различных способов ускорения для сечения 3 с расчетной моделью 1

ВЭ	ДП, МВт	Т, с	ΔДП, МВт	ΔТ, с	ΔДП, %	ΔТ, %
БР	2 017,2	427,9	–	–	–	–
Э1	2 006,1	421,8	–11,1	–6,1	–0,6	–1,4
Э2	2 012,1	333,6	–5,1	–94,4	–0,3	–22,1
Э3	1 902,4	306,7	–114,8	–121,2	–6,0	–28,3
НМ	2 017,2	134,3	0,0	–293,6	0,0	–68,6
ПР	2 017,2	187,8	0,0	–240,1	0,0	–56,1
ОД	2 017,2	407,9	0,0	–20,2	0,0	–4,7
Э2+ОД+ПР	2 012,1	141,5	–5,1	–286,5	–0,3	–66,9
Э2+НМ+ПР	2 012,1	68,3	–5,12	–359,7	–0,3	–84,0

По результатам анализа таблиц 1, 2 и 3 можно сделать следующие выводы.

1. Наибольшую эффективность при эквивалентировании РМ обеспечивает исключение узлов с рангом не менее 2. Для этого случая обеспечивается снижение времени расчета ДП на 22-24%, при этом разница в величине ДП составляет менее 1%. При эквивалентировании узлов ранга 1 увеличение быстродействия практически не наблюдается. Наибольшее снижение времени расчета (28-30%) обеспечивается при эквивалентировании узлов с рангом не менее 3. При этом разница в величине ДП достигает уже 6-9%, что можно считать неприемлемым.

На рис. 4 представлены графики изменения угла ротора одного из генераторов при расчете ЭМПП для исходной и для эквивалентированной РМ для режима с нарушением устойчивости и для предельного по динамической устойчивости режима.

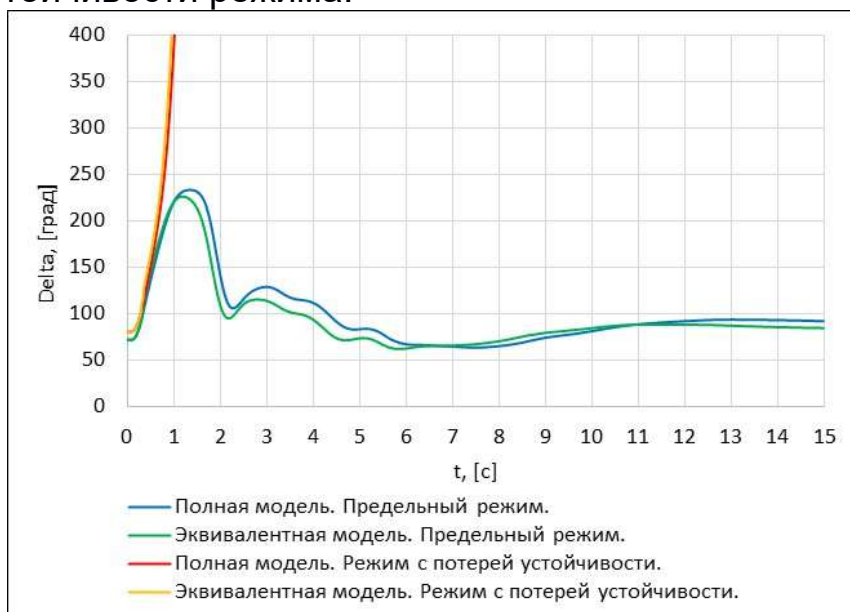


Рис. 4. – Графики изменения угла ротора одного из генераторов.

2. Использование неявного метода интегрирования для решения СДАУ при расчете ЭМПП обеспечивает значительное снижение времени, которое может достигать 45-75%, даже при значительно меньшем минимальном шаге интегрирования. Наибольшего ускорения удастся добиться для сечений с большим количеством расчетов ЭМПП с сохранением устойчивости. Разница в результатах определения величины ДП по критерию динамической устойчивости при использовании неявного метода не превышает 3%.

На рис. 5 представлены графики изменения угла ротора одного из генераторов при расчете ЭМПП с использованием явного и неявного методов интегрирования.

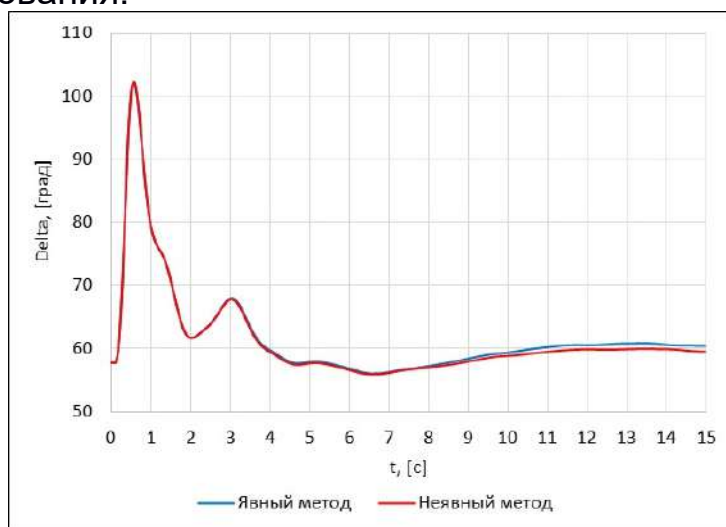


Рис. 5 – Графики изменения угла ротора одного из генераторов.

3. Организация параллельных расчетов ЭМПП в соответствии с предложенным алгоритмом обеспечивает снижение времени расчета на 45-60% при отсутствии разницы в результатах определения величины допустимого перетока. Чем больше проверяется аварийных процессов при расчете ДП для сечения и чем дальше предельный режим по динамической устойчивости оказывается от предельного режима по статической устойчивости, тем более заметно становится снижение времени при использовании параллельных расчетов.

4. Оптимизация подготовки исходных данных для расчета ЭМПП обеспечивает снижение времени расчета на 3-6% при отсутствии разницы в результатах определения величины допустимого перетока. Чем больше выполняется расчетов ЭМПП при определении ДП по ДУ, тем более заметно становится повышение быстродействия.

5. Наибольшей эффективностью для всех рассмотренных сечений с точки зрения повышения быстродействия определения ДП по критерию ДУ обладает использование комбинирование нескольких способов ускорения расчетов.

Заключение

В статье предложен ряд способов повышения быстродействия модуля определения допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в СМЗУ. Выполнено сравнение данных способов при определении ДП для трех различных сечений с точки зрения корректности определения ДП и снижения времени расчета. Было определено, что наибольшую эффективность обладает комбинирование эквивалентирования с исключением узлов ранга не менее 2, неявного метода интегрирования и параллельных расчетов ЭМПП. Данный подход позволяет снизить время расчета ДП более чем в 3 раза, в некоторых случаях даже в 10 раз.

Предложенные способы и их комбинации могут быть использованы для ускорения расчетов допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости в рамках промышленной эксплуатации СМЗУ в филиалах АО «СО ЕЭС».

В дальнейших исследованиях будет продолжен поиск возможностей для оптимизации алгоритма СМЗУ с целью сокращения длительности расчетного цикла. Кроме того, будет выполнена оценка универсальности полученных результатов в рамках тестирования предложенных способов на других сечениях и расчетных моделях.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем (утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2019 № 630). Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. М., 2018.
2. Сравнение эффективности и точности алгоритмов эквивалентирования сети для системы мониторинга запасов устойчивости/ Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г., Сацук Е. И., Снегирев Д. А. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 2(85). с. 5–16.
3. Сравнение методов эквивалентирования расчетной модели при определении допустимых перетоков по критерию динамической устойчивости / Д. А. Снегирев, В. Г. Неуймин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 94-го заседания, Алушта, 19.09.2022–23.09.2022. В. 73. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. с. 427-434.
4. Программный комплекс «Raiden»: [сайт]. – URL: <https://inorxl.com/raidен/>
5. Прототип программного комплекса для моделирования электро-механических переходных процессов на базе неявных методов интегрирования / Е. В. Машалов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 2(85). с. 17-35.
6. Программный комплекс «RUSTab»: [сайт]. – URL: <https://www.rastrwin.ru/rustab/>
7. Almasi G. S., and Gottlieb A. Highly Parallel Computing, 2nd ed. Redwood City, CA: Benjamin/Cummings, 1994.

УДК 621.3+681.5

СИНТЕЗ ЗАКОНОВ НАБЛЮДЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕНИЯ ФОРМУЛЫ АККЕРМАННА НА МИМО-СИСТЕМЫ

Галиаскаров¹ И.М., Мисриханов² М.Ш., Рябченко³ В.Н.,
Трегубов⁴ Е.Н., Шунтов² А.В.

Памяти Николая Ивановича Воропая

Аннотация

Для электроэнергетической системы (ЭЭС), как динамической системы с многими входами и многими выходами (Multi Inputs Multi Outputs System – MIMO-system), получены компактные аналитические формулы вычисления коэффициентов матрицы регулятора и матрицы наблюдателя состояния решения задачи синтеза, обеспечивающих заданное размещение собственных значений по полному вектору состояния. Данные формулы являются обобщениями на MIMO-системы известной формулы Аккерманна, применяемой для синтеза управления систем с одним входом и многими выходами (Single Input Multi Outputs System – SIMO-system). В основу подхода положены преобразования, используемые в оригинальном методе многошаговой (многоуровневой) декомпозиции, а также невырожденное преобразование подобия в виде матрицы управляемости Калмана. Полученные формулы применимы для динамических систем, у которых размерность пространства состояний кратно размерности входов (управления). Это ограничение снимается использованием преобразования Йокямы. Указанные формулы различаются с точки зрения параметризации множества эквивалентных законов. Рассмотрен пример синтеза закона управления синхронным генератором в сложной ЭЭС с целью сохранения существующих мод электромеханических колебаний и удовлетворения дополнительных требований (грубости по отношению к возмущениям и/или повышенной чувствительности к изменению контролируемых параметров в заданной области или полосе частот).

Ключевые слова: электроэнергетическая система, динамическая система с многими входами и многими выходами (MIMO), модальный синтез, законы наблюдения и управления, многоуровневая декомпозиция, обобщение формулы Аккерманна.

¹ АО «ЦИУС ФСК ЭЭС» - филиал ЦИУС Центра, Москва, Россия

² НИУ МЭИ, Москва, Россия

³ АО «Научно-технический центр ФСК ЭЭС», Россия, ryabchenko.vn@yandex.ru

⁴ АО «Научно-технический центр ФСК ЭЭС», Россия

Введение и постановка задачи

Одними из наиболее известных явных расчетных формул, применяемыми для синтеза регуляторов и наблюдателей линейных стационарных динамических систем в пространстве состояний с одним входом и одним выходом, включая электроэнергетические системы (ЭЭС), являются формулы Аккерманна и Басса-Гура [1 – 4].

Пусть задана полностью управляемая стационарная линейная динамическая SIMO-система (Single Input Multi Outputs System – SIMO-system):

$$\sigma x = Ax + bu, \quad (1)$$

где $x \in \mathbb{R}^n$ – вектор состояния, $u \in \mathbb{R}$ – скалярный вход, $\mathbb{R}$ – множество действительных чисел, $\sigma x(t) \triangleq \dot{x}(t)$ для случая непрерывного времени и $\sigma x(t) \triangleq x(t+1)$ – для дискретного времени.

Условие полной управляемости системы (1) или полной управляемости пары (A, b) соответствует невырожденности матрицы управляемости Калмана:

$$\Omega(A, b) = (b \quad Ab \quad \dots \quad A^{n-1}b) \in \mathbb{R}^{n \times n}. \quad (2)$$

Пусть также характеристический полином матрицы A равен:

$$\det(\lambda I_n - A) = \lambda^n + \alpha_{n-1}\lambda^{n-1} + \dots + \alpha_1\lambda + \alpha_0, \quad (3)$$

где I_n – единичная матрица порядка n , $\alpha_i \in \mathbb{R}$ – коэффициенты характеристического полинома, $\mathbb{C}$ – множество комплексных чисел.

С помощью закона обратной связи по переменным состояния:

$$u = -k^T x \quad (4)$$

требуется обеспечить замкнутой системе:

$$\dot{x} = (A - bk^T)x,$$

следующий характеристический полином:

$$\det(\lambda I_n - A + bk^T) = \lambda^n + \beta_{n-1}\lambda^{n-1} + \dots + \beta_1\lambda + \beta_0. \quad (5)$$

Если ввести обозначение для матричного полинома:

$$\varepsilon(A, \beta) = A^n + \beta_{n-1}A^{n-1} + \dots + \beta_1A + \beta_0I_n, \quad (6)$$

тогда расчетная формула Аккерманна, определяющая вектор коэффициентов k^T регулятора (дуально – наблюдателя состояния) в (4) имеет вид [1 – 4]

$$k^T = (0 \quad \dots \quad 0 \quad 1) \cdot (b \quad Ab \quad \dots \quad A^{n-1}b)^{-1} (A^n + \beta_{n-1}A^{n-1} + \dots + \beta_1A + \beta_0I_n)$$

или с учетом (2), (6):

$$k^T = (0 \quad \dots \quad 0 \quad 1) \cdot \Omega^{-1}(A, b) \cdot \varepsilon(A, \beta). \quad (7)$$

Основным достоинством расчетной формулы Аккерманна (7), является ее явный вид, что позволяет по известным параметрам системы (1), ее характеристическому полиному (3) и заданному расположению полюсов (корней полинома), выраженному в коэффициентах характеристического полинома (5), рассчитать обратную связь, обеспечивающую замкнутой системе требуемое расположение полюсов (задание корней). Это же относится и к формуле Басса-Гура [4], которая здесь не приводится.

В данной работе рассматривается обобщение формулы Аккерманна (7) на случай математической модели ЭЭС в форме динамической системы с многими входами (Multi Inputs Multi Outputs System – MIMO-system). Эта задача является актуальной, поскольку явных расчетных формул синтеза закона обратной связи для MIMO-систем, аналогичных формуле Аккерманна, не существует. Некоторое исключение составляют работы [5, 6]. В [5] для решения задачи используется матричное уравнение Сильвестра и связанное с этим обращение матричного полинома (6), а в [6] – специальная форма закона управления, существенно ограничивающая область его использования.

В дальнейшем все преобразования с учетом дуальности оказываются справедливыми для задачи синтеза наблюдателя состояния.

Пусть задана полностью управляемая MIMO-система, под которой понимается математическая модель ЭЭС,

$$\sigma x = Ax + Bu \quad (8)$$

с матрицами состояния и управления кратной размерности:

$$A \in \mathbb{R}^{k \cdot m}, \quad B \in \mathbb{R}^m, \quad k, m \in \mathbb{N},$$

причем матрица:

$$\Omega(A, B) = [B \quad AB \quad \dots \quad A^{k-1}B], \quad (9)$$

составленная из первых k блочных столбцов матрицы управляемости Калмана, является обратимой. Требуется определить матрицы регуляторов (наблюдателей) K , таких чтобы матрица состояния «объект – регулятор» («объект – наблюдатель») $A - BK$ имела заданные собственные значения Φ^* . При этом, в дальнейшем сравним множества решений данной задачи, полученные различными аналитическими методами: с использованием многоуровневой декомпозиции [7] и на основе невырожденного преобразования подобия.

1. Решение с использованием многоуровневой декомпозиции

Выполним следующее преобразование подобия [8]:

$$\tilde{A} = \Omega^{-1}A\Omega = \begin{bmatrix} 0_{m \times (n-m)} \\ I_{n-m} \end{bmatrix} \Omega^{-1}A^k B, \quad \tilde{B} = \Omega^{-1}B = \begin{bmatrix} I_m \\ 0_{(n-m) \times m} \end{bmatrix}. \quad (10)$$

Для полученной пары матриц синтезируем регулятор по состоянию с матрицей $\tilde{K}$.

В данном случае, когда выполняется условие (9), число уровней декомпозиции пары матриц $\tilde{A}$, $\tilde{B}$ (включая нулевой уровень) равно k [7]. Уровни не вырождаются (ранг матриц управления на каждом из уровней равен m). Декомпозиция выполняется по формулам [7]:

$$\tilde{A}_0 = \tilde{A}, \quad \tilde{B}_0 = \tilde{B},$$

$$\tilde{A}_{i+1} = \tilde{B}_i^{\perp L} \tilde{A}_i \tilde{B}_i^{\perp L}, \quad \tilde{B}_{i+1} = \tilde{B}_i^{\perp L} \tilde{A}_i \tilde{B}_i, \quad i = 0, 1, \dots, k-2$$

с использованием полуортогональных левых делителей нуля:

$$\tilde{B}_i^{\perp L} = [0_{(n-(i+1)m) \times m} \quad I_{n-(i+1)m}], \quad i = 0, 1, \dots, k-2.$$

Матрицы состояния по уровням декомпозиции принимают вид:

$$\tilde{A}_i = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{m \times (n-(i+1)m)} & \tilde{A}_{(i+1,k)} \\ I_{n-(i+1)m} & \tilde{A}_{(i+2:k,k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{m \times m} & \underbrace{[\mathbf{0}_{m \times m} \dots \mathbf{0}_{m \times m} \tilde{A}_{(i+1,k)}]}_{(k-1-i) \text{ блоков}} \\ \tilde{B}_{i+1} & \tilde{A}_{i+1} \end{bmatrix},$$

$$i = 0, 1, \dots, k-2,$$

$\tilde{A}_{k-1} = \tilde{A}_{(k,k)}$. Матрицы управления по уровням декомпозиции имеют вид:

$$\tilde{B}_i = \begin{bmatrix} I_m \\ \mathbf{0}_{(n-(i+1)m) \times m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{B}_{i+1} \\ \mathbf{0}_{m \times m} \end{bmatrix}, \quad i = 0, 1, \dots, k-2,$$

$$\tilde{B}_{k-1} = I_m.$$

Здесь и далее обозначение $A_{l(i,j)}$ соответствует блоку, расположенному на пересечении i -ой блочной строки и j -ого блочного столбца матрицы A_l , разбитой на блоки одинакового размера $m \times m$.

Назначим матрицы с заданными собственными значениями по уровням декомпозиции:

$$\Phi_0, \Phi_1, \dots, \Phi_{k-1} \in \mathbb{C}^{m \times m},$$

такие что:

$$\bigcup_{i=0}^{k-1} \text{eig } \Phi_i = \Phi^*.$$

Матрица регулятора на крайнем верхнем $(k-1)$ -м уровне имеет вид:

$$\tilde{K}_{k-1} = \tilde{B}_{k-1}^{-1} \tilde{A}_{k-1} - \Phi_{k-1} \tilde{B}_{k-1}^{-1} = \tilde{A}_{(k,k)} - \Phi_{k-1}$$

Далее последовательно выполним расчеты матриц регуляторов на уровнях $i = k-2, k-3, \dots, 1, 0$. С помощью псевдообратной и вспомогательной матриц:

$$\tilde{B}_i^+ = \tilde{B}_i^T, \quad \tilde{B}_i^- = \tilde{B}_i^+ + \tilde{K}_{i+1} \tilde{B}_i^{+L} = [I_m \quad \tilde{K}_{i+1}]$$

на i -ом уровне декомпозиции $\tilde{A}$, $\tilde{B}$ определим матрицу регулятора:

$$\tilde{K}_i = \tilde{B}_i^- \tilde{A}_i - \Phi_i \tilde{B}_i^- = [\tilde{K}_{i(1,1)} \quad \tilde{K}_{i(1,2)} \quad \dots \quad \tilde{K}_{i(1,k-i-1)} \quad \tilde{K}_{i(1,k-i)}],$$

блоки которой записываются через блоки матрицы регулятора на $(i+1)$ -м уровне следующим образом:

$$\begin{aligned} \tilde{K}_{i(1,1)} &= \tilde{K}_{i+1(1,1)} - \Phi_i \\ \tilde{K}_{i(1,2)} &= \tilde{K}_{i+1(1,2)} - \Phi_i \tilde{K}_{i+1(1,1)} \\ &\dots \\ \tilde{K}_{i(1,k-i-1)} &= \tilde{K}_{i+1(1,k-(i+1))} - \Phi_i \tilde{K}_{i+1(1,k-(i+1)-1)} \\ \tilde{K}_{i(1,k-i)} &= \tilde{A}_{(i+1,k)} + \sum_{j=1}^{k-(i+1)} (\tilde{K}_{i+1(1,j)} \tilde{A}_{(i+1+j,k)}) - \Phi_i \tilde{K}_{i+1(1,k-(i+1))}. \end{aligned}$$

Перепишем выражения для блоков $\tilde{K}_{i(1,j)}$ ($j = 1, 2, \dots, k-i$) матрицы регулятора на i -м ($i = 0, 1, \dots, k-1$) уровне декомпозиции $\tilde{A}$, $\tilde{B}$ в рекуррентном виде с использованием значений известных блоков этого же уровня, расположенных левее текущего блока:

$$\tilde{K}_{i(1,j)} = \tilde{S}_{k-i,j} + \tilde{A}_{(k-(j-1),k)} + \sum_{r=1}^{j-1} \tilde{K}_{i(1,r)} \tilde{A}_{(k-(j-1)+r,k)} \quad (11)$$

Здесь $\tilde{S}_{k-i,j}$ – коэффициенты матричного полинома:

$$(\lambda I_m - \Phi_i)(\lambda I_m - \Phi_{i+1}) \dots (\lambda I_m - \Phi_{k-1}) =$$

$$= \lambda^{k-i} \mathbf{S}_{k-i,0} + \lambda^{k-i-1} \mathbf{S}_{k-i,1} + \lambda^{k-i-2} \mathbf{S}_{k-i,2} + \dots + \lambda \mathbf{S}_{k-i,k-i-1} + \mathbf{S}_{k-i,k-i}$$

Сопоставив значения блоков $\tilde{\mathbf{K}}_{0(1,j)}$ матрицы регулятора $\tilde{\mathbf{K}} = \tilde{\mathbf{K}}_0$ на крайнем нижнем уровне $i = 0$ со значениями блоков в нижних k -х строках матриц $\tilde{\mathbf{A}}^0, \tilde{\mathbf{A}}^1, \dots, \tilde{\mathbf{A}}^k$, получим значение матрицы регулятора в явном виде:

$$\tilde{\mathbf{K}} = [\tilde{\mathbf{K}}_{0(1,1)} \quad \tilde{\mathbf{K}}_{0(1,2)} \quad \dots \quad \tilde{\mathbf{K}}_{0(1,k)}] = \sum_{j=0}^k \left(\mathbf{S}_{k,j} \underbrace{[\mathbf{0}_{m \times m} \quad \dots \quad \mathbf{0}_{m \times m} \quad \mathbf{I}_m]}_{k \text{ блоков}} \tilde{\mathbf{A}}^{k-j} \right). \quad (12)$$

Осуществим обратный переход преобразованием подобия (10):

$$\mathbf{K} = \tilde{\mathbf{K}} \Omega^{-1}$$

и запишем результат:

$$\mathbf{K} = \sum_{j=0}^k \left(\mathbf{S}_{k,j} \underbrace{[\mathbf{0}_{m \times m} \quad \dots \quad \mathbf{0}_{m \times m} \quad \mathbf{I}_m]}_{k \text{ блоков}} \Omega^{-1} \mathbf{A}^{k-j} \right). \quad (13)$$

Напомним, что здесь $\mathbf{S}_{k,j}$ ($j = 1, 2, \dots, k$) – коэффициенты матричного полинома:

$$\begin{aligned} & (\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_0)(\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_1) \dots (\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_{k-1}) = \\ & = \lambda^k \mathbf{S}_{k,0} + \lambda^{k-1} \mathbf{S}_{k,1} + \lambda^{k-2} \mathbf{S}_{k,2} + \dots + \lambda \mathbf{S}_{k,k-1} + \mathbf{S}_{k,k}, \end{aligned} \quad (14)$$

из которого (в соответствии с теоремой о равенстве спектров в методе многоуровневой декомпозиции [7]) формируется характеристический полином матрицы $\mathbf{A} - \mathbf{BK}$:

$$\begin{aligned} & |\lambda^k \mathbf{S}_{k,0} + \lambda^{k-1} \mathbf{S}_{k,1} + \lambda^{k-2} \mathbf{S}_{k,2} + \dots + \lambda \mathbf{S}_{k,k-1} + \mathbf{S}_{k,k}| \\ & = |\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_0| |\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_1| \dots |\lambda \mathbf{I}_m - \Phi_{k-1}|. \end{aligned}$$

Формула (13) описывает множество эквивалентных решений (матриц регуляторов) рассматриваемой задачи модального синтеза, а параметризация этого множества – построение множества решений – осуществляется всеми возможными матричными полиномами (14).

2. Решение на основе невырожденного преобразования подобия

Для пары матриц $\mathbf{A}, \mathbf{B}$ выполним преобразование подобия (10) [8]. Заметим, что в общем случае может быть использовано преобразование Йокямы [7], снимающее ограничения на применяемое в настоящей работе соотношение (кратность) размерностей векторов состояния и входов. Однако для упрощения выкладок будем использовать именно преобразование (10).

В результате преобразования (10) получим эквивалентную пару матриц $\tilde{\mathbf{A}}, \tilde{\mathbf{B}}$, для которой определим регулятор с матрицей $\tilde{\mathbf{K}}$. Далее сформируем характеристический полином матрицы $\tilde{\mathbf{A}} - \tilde{\mathbf{B}}\tilde{\mathbf{K}}$:

$$|\lambda I_n - (\tilde{A} - \tilde{B}\tilde{K})| = \begin{vmatrix} \lambda I_m + \tilde{K}_{(1,1)} & \tilde{K}_{(1,2)} & \tilde{K}_{(1,3)} & \tilde{K}_{(1,4)} & \dots & \tilde{K}_{1,(k-1)} & \tilde{K}_{(1,k)} - \tilde{A}_{(1,k)} \\ -I_m & \lambda I_m & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & -\tilde{A}_{(2,k)} \\ \mathbf{0}_{m \times m} & -I_m & \lambda I_m & \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & -\tilde{A}_{(3,k)} \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & -I_m & \lambda I_m & \mathbf{0}_{m \times m} & -\tilde{A}_{(k-2,k)} \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & -I_m & \lambda I_m & -\tilde{A}_{(k-1,k)} \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & -I_m & \lambda I_m - \tilde{A}_{(k,k)} \end{vmatrix}.$$

Здесь определитель разбит сплошными линиями на блоки:

$$|\lambda I_n - (\tilde{A} - \tilde{B}\tilde{K})| = \begin{vmatrix} X_{1,1} & X_{1,2} \\ X_{2,1} & X_{2,2} \end{vmatrix}.$$

Поскольку блок $X_{2,1}$ является обратимой матрицей, причем $|X_{2,1}| = (-1)^{n-m}$, запишем эквивалентное характеристическое уравнение:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} X_{1,1} & X_{1,2} \\ X_{2,1} & X_{2,2} \end{vmatrix} = 0 &\Leftrightarrow \begin{vmatrix} X_{1,1} & X_{1,2} \\ X_{2,1} & X_{2,2} \end{vmatrix} \begin{bmatrix} -X_{2,1}^{-1}X_{2,2} & I_{n-m} \\ I_m & \mathbf{0}_{m \times (n-m)} \end{bmatrix} = 0 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \begin{vmatrix} X_{1,2} - X_{1,1}X_{2,1}^{-1}X_{2,2} & X_{1,1} \\ \mathbf{0}_{(n-m) \times m} & X_{2,1} \end{vmatrix} = 0 &\Leftrightarrow |X_{2,1}| |X_{1,2} - X_{1,1}X_{2,1}^{-1}X_{2,2}| = 0 \Leftrightarrow (15) \\ \Leftrightarrow |X_{1,2} - X_{1,1}X_{2,1}^{-1}X_{2,2}| = 0. \end{aligned}$$

Определим далее обратную матрицу:

$$X_{2,1}^{-1} = - \begin{bmatrix} I_m & \lambda I_m & \lambda^2 I_m & \lambda^3 I_m & \dots & \lambda^{k-2} I_m \\ \mathbf{0}_{m \times m} & I_m & \lambda I_m & \lambda^2 I_m & \dots & \lambda^{k-3} I_m \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & I_m & \lambda I_m & \lambda^2 I_m \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & I_m & \lambda I_m \\ \mathbf{0}_{m \times m} & \dots & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & \mathbf{0}_{m \times m} & I_m \end{bmatrix}$$

и матричный полином:

$$X_{1,2} - X_{1,1}X_{2,1}^{-1}X_{2,2} = \lambda^k \tilde{\mathcal{S}}_{k,0} + \lambda^{k-1} \tilde{\mathcal{S}}_{k,1} + \lambda^{k-2} \tilde{\mathcal{S}}_{k,2} + \dots + \lambda \tilde{\mathcal{S}}_{k,k-1} \phi + \tilde{\mathcal{S}}_{k,k}, \quad (16)$$

где путем группировки подобных слагаемых по степеням ϕ определяются матричные коэффициенты:

$$\tilde{\mathcal{S}}_{k,j} = \tilde{K}_{(1,j)} - \tilde{A}_{(k-(j-1),k)} - \sum_{r=1}^{j-1} \tilde{K}_{(1,r)} \tilde{A}_{(k-(j-1)+r,k)}.$$

Отсюда можно выразить:

$$\tilde{K}_{(1,j)} = \tilde{\mathcal{S}}_{k,j} + \tilde{A}_{(k-(j-1),k)} + \sum_{r=1}^{j-1} \tilde{K}_{(1,r)} \tilde{A}_{k-(j-1)+r,k}.$$

Полученная формула аналогична выражению (11) при $i=0$ с точностью до коэффициентов $\mathcal{S}_{k,j}$, которые теперь заменены на $\tilde{\mathcal{S}}_{k,j}$. Поэтому по аналогии с (12) и (13) получим:

$$\tilde{K} = [\tilde{K}_{(1,1)} \quad \tilde{K}_{(1,2)} \quad \dots \quad \tilde{K}_{(1,k)}] = \sum_{i=0}^k \left(\tilde{S}_{k,i} \underbrace{[\mathbf{0}_{m \times m} \quad \dots \quad \mathbf{0}_{m \times m} \quad \mathbf{I}_m]}_{k \text{ блоков}} \tilde{A}^{k-i} \right) \quad (17)$$

и

$$K = \sum_{j=0}^k \left(\tilde{S}_{k,j} \underbrace{[\mathbf{0}_{m \times m} \quad \dots \quad \mathbf{0}_{m \times m} \quad \mathbf{I}_m]}_{k \text{ блоков}} \Omega^{-1} A^{k-j} \right). \quad (18)$$

Выражение (18) описывает множество эквивалентных решений (матриц регуляторов) рассматриваемой задачи, параметризация которого осуществляется всеми возможными матричными полиномами (16). Принципиальное отличие данного решения от (13) заключается в том, что матричный полином (16) не должен обязательно раскладываться на матричные множители, как это сделано в (14). Главное, чтобы корни характеристического уравнения (15):

$$|\lambda^k \mathbf{I}_m + \lambda^{k-1} \tilde{S}_{k,1} + \lambda^{k-2} \tilde{S}_{k,2} + \dots + \lambda \tilde{S}_{k,k-1} + \tilde{S}_{k,k}| = 0$$

совпадали с соответствующими собственными значениями матриц Φ^* .

3. Пример

Рассмотрим пример практического синтеза, когда ставится задача модифицировать ранее полученный закон управления синхронными генераторами так, чтобы обеспечиваемые исходными законами управления моды электромеханических колебаний были сохранены, при этом модифицированные законы удовлетворяли бы некоторым дополнительным требованиям. К таким требованиям могут относиться «усиленная» грубость по отношению к возмущениям (робастность), либо, наоборот, повышенная чувствительность к изменению контролируемых параметров в заданной области или полосе частот, и др. Данные требования могут быть обеспечены посредством вариации задаваемых матриц $\bigcup_{i=0}^{k-1} \text{eig } \Phi_i = \Phi^*$. При этом может оказаться, что нужное решение рассматриваемой задачи модального управления, принадлежащее множеству возможных решений (18), не содержится во множестве (13), полученном с помощью многоуровневой декомпозиции. Иными словами, рассмотрим случай, когда матричный полином (16) не раскладывается на матричные множители по аналогии с матрицей регулятора (14).

Пусть задана модель ЭЭС, включающая $N/2$ синхронных генераторов и представленная следующими линеаризованными уравнениями:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = s_i, \quad \frac{ds_i}{dt} = -\frac{1}{J_i} (\Delta P_i + D_i \Delta s_i - \Delta u_i), \quad i = 1, 2, \dots, k = N/2. \quad (19)$$

Здесь D_i – коэффициент демпфирования, J_i – момент инерции, ΔP_i – изменение активной мощности, определяемое с помощью уравнений электрической сети:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & M \\ N & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix},$$

где ΔP – вектор приращения активной мощности во всех узлах системы, ΔQ – вектор приращений реактивной мощности, ΔU – вектор приращения

амплитуды напряжения, $\Delta\delta$ – вектор приращения углов сдвига фаз по напряжению, Δs – вектор приращения скольжения генераторов, Δu – вектор управления (сигналы АРВ-СД). Элементами матрицы Якоби являются соответствующие частные производные:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}, M_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial U_j}, N_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}, D_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_j}.$$

При сделанных предположениях матрицы A и B в векторном уравнении модели ЭЭС принимают вид:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 \\ -\frac{\bar{H}_{11}}{T_{J1}} & -\frac{\bar{H}_{12}}{T_{J1}} & \dots & -\frac{\bar{H}_{1,k}}{T_{J1}} & -\frac{\bar{D}_{11}}{T_{J1}} & 0 & \dots & 0 \\ -\frac{\bar{H}_{21}}{T_{J2}} & -\frac{\bar{H}_{22}}{T_{J2}} & \dots & -\frac{\bar{H}_{2,k}}{T_{J2}} & 0 & -\frac{\bar{D}_2}{T_{J2}} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\frac{\bar{H}_{k-1,1}}{T_{Jk}} & -\frac{\bar{H}_{k-1,2}}{T_{Jk}} & \dots & -\frac{\bar{H}_{k,k}}{T_{Jk}} & 0 & 0 & \dots & -\frac{\bar{D}_k}{T_{Jk}} \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ b_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & b_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & b_k \end{bmatrix}.$$

В уравнениях (19), как видно, размерность входов кратно размерности состояний, а в качестве выходов используются фазные углы и скольжения.

Рассмотрим случай задания параметров закона управления в регуляторах АРВ-СД, обеспечивающих решение сформулированной ранее задачи.

Пусть $m = 2, k = 2, n = k \cdot m = 4$ и задано произвольное ненулевое действительное число κ .

Пусть также $\Phi^* = \{\phi^*, \dots, \phi^*\}$ и матрицы из (14) имеют вид:

$$\tilde{S}_{2,1} = \begin{bmatrix} -2\phi^* & 0 \\ 0 & -2\phi^* \end{bmatrix}, \quad \tilde{S}_{2,2} = \begin{bmatrix} \phi^* \phi^* & \kappa \\ 0 & \phi^* \phi^* \end{bmatrix}.$$

Характеристическое уравнение:

$$|\lambda^2 I_m + \lambda \tilde{S}_{2,1} + \tilde{S}_{2,2}| = \begin{vmatrix} (\lambda - \phi^*)^2 & \kappa \\ 0 & (\lambda - \phi^*)^2 \end{vmatrix} = 0$$

имеет корни, совпадающие с заданными собственными значениями (заданными модами электромеханических колебаний), но система уравнений:

$$\begin{cases} \Phi_0 + \Phi_1 = -\tilde{S}_{2,1} \\ \Phi_0 \Phi_1 = \tilde{S}_{2,2} \end{cases} \quad (19)$$

оказывается *неразрешимой* относительно матриц $\Phi_0, \Phi_1 \in \mathbb{C}$.

Пусть далее $\Lambda^* = \{\phi_x^*, \phi_x^*, \phi_y^*, \phi_y^*\}$ и

$$S_{2,1} = \begin{bmatrix} -2\phi_x^* & \kappa \\ 0 & -2\phi_y^* \end{bmatrix}, \quad S_{2,2} = \begin{bmatrix} \phi_x^* \phi_x^* & 0 \\ 0 & \phi_y^* \phi_y^* \end{bmatrix}.$$

Характеристическое уравнение:

$$|\lambda^2 I_m + \lambda S_{2,1} + S_{2,2}| = \begin{vmatrix} (\lambda - \phi_x^*)^2 & \kappa \phi \\ 0 & (\lambda - \phi_y^*)^2 \end{vmatrix} = 0$$

имеет корни, совпадающие с заданными собственными значениями, а система уравнений:

$$\begin{cases} \Phi_0 + \Phi_1 = -S_{2,1} \\ \Phi_0 \Phi_1 = S_{2,2} \end{cases} \quad (20)$$

является *разрешимой* относительно матриц $\Phi_0, \Phi_1 \in \mathbb{C}$. Одно из двух возможных решений системы (21) имеет следующий простой вид:

$$\Phi_0 = \begin{bmatrix} \phi_x^* & -\frac{\kappa \phi_y^*}{\phi_x^* - \phi_y^*} \\ 0 & \phi_y^* \end{bmatrix}, \quad \Phi_1 = \begin{bmatrix} \phi_x^* & \frac{\kappa \phi_x^*}{\phi_x^* - \phi_y^*} \\ 0 & \phi_y^* \end{bmatrix}, \quad (21)$$

$$\text{eig } \Phi_0 = \{\phi_x^*, \phi_y^*\}, \quad \text{eig } \Phi_1 = \{\phi_x^*, \phi_y^*\},$$

где, как видно, собственные значения расположены на главной диагонали соответствующих матриц. Треугольные матрицы (22) имеют следующие особенности:

- во-первых, для исключения деления на ноль в выражениях внедиагональных элементов в матрицах (22) необходимо предотвратить совпадение задаваемых собственных значений (кратность мод колебаний);
- во-вторых, внедиагональные элементы матриц (22) содержат упомянутый ранее «регулируемый» параметр κ , который и позволяет обеспечить указанные ранее «усиленную» грубость по отношению к возмущениям, либо повышенную чувствительность к изменению контролируемых параметров в заданной области или полосе частот (при сохранении заданных мод колебаний).

4. Заключение

Для ЭЭС, представленной линейной стационарной динамической системой с многими входами и многими выходами (MIMO-системой), получены компактные высокоэффективные аналитические формулы вычисления коэффициентов закона обратной связи при решении задачи модального управления (заданного размещения собственных значений) по полному вектору состояния. Полученные аналитические формулы являются

обобщениями на МИМО-системы известной формулы Аккерманна, применяемой для систем с одним входом и многими выходами (СИМО-систем). В основу преобразований положены невырожденное преобразование подобия и алгоритм метода многошаговой декомпозиции. Полученные формулы применимы для динамических систем, у которых размерность пространства состояний кратно размерности входов системы. Это ограничение снимается использованием преобразования Йокоямы. Полученные формулы различаются с точки зрения параметризации множества эквивалентных законов. Показано, что существуют случаи, когда множество эквивалентных законов управления, полученное с использованием аналитической формулы на основе невырожденного преобразования подобия, шире множества законов управления, формируемых на основе метода многошаговой декомпозиции. Пример синтеза продемонстрировал возможность изменения ранее полученного закона управления синхронными генераторами с целью сохранения прежних мод колебаний и удовлетворения некоторых дополнительных требований по робастности и чувствительности. Указанные требования обеспечиваются посредством вариации параметров специальных матриц Φ^* . Реализация полученных законов предполагает использование синхронизированных векторных измерений.

Литература

1. Kailath T. Linear Systems. Prentice Hall. Englewood Cliffs. NJ. 1980.
2. Дорф Р., Бишоп Р. Современные системы управления. М.: Лаборатория Базовых Знаний, 2002.
3. Гаджиев М.Г., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н., Шаров Ю.В. Матричные методы анализа и управления переходными процессами в электроэнергетических системах. М.: Издательский дом МЭИ, 2019.
4. Куо Б. Теория и проектирование цифровых систем управления. М.: Машиностроение, 1986.
5. Nordström K., Norlander H. On the multi input pole placement control problem // Proc. 36 IEEE Conf. Decision and Control. 1997. V. 5. P. 4288 – 4293.
6. Зубов Н.Е., Воробьева Е.А., Микрин Е.А., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Синтез стабилизирующего управления космическим аппаратом на основе обобщенной формулы Аккерманна // Известия РАН, Теория и системы управления, 2011, № 1, С. 96–106.
7. Зубов Н.Е., Микрин Е.А., Рябченко В.Н. Матричные методы в теории и практике систем автоматического управления летательных аппаратов. М.: Изд-во МГТУ имени Н.Э. Баумана, 2016.
8. Зубов Н.Е., Микрин Е.А., Рябченко В.Н. Синтез астатического управления линейной системой на основе обобщенной формулы Аккерманна // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Приборостроение, 2017, № 1 (112), С. 67–74.

УДК 621.3.07

АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ВИРТУАЛЬНОЙ ИНЕРЦИЕЙ ВЕТРОУСТАНОВОК ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Астапов В.Ю.^{*}, Ачитаев А.А.^{**}, Домышев А.В.^{*}

Аннотация

В данной работе рассматривается тема увеличения эффективности управления ветроэлектрическими станциями (ВЭС) за счет использования инерции вращающихся частей ветроустановок (ВЭУ). Ветроустановки подключаются к сети с использованием силовых выпрямительно-инверторных преобразователей, разрывающих инерционную связь между вращающимся ротором ветрогенератора и энергосистемой. Если классические генераторы традиционных источников энергии, такие как гидро- и турбогенераторы, при возникновении возмущений в сети, таких как быстро отключаемое короткое замыкание, способны сохранять устойчивость своей работы благодаря тому, что для изменения их выходных параметров необходимо значительно большее время на разгон и торможение роторов, то силовые преобразователи ВЭУ способны мгновенно реагировать на изменение параметров сети, что свою очередь может вызывать режимы работы ВЭУ, опасные для самого преобразователя и вынуждает ВЭУ отключаться от сети. При большой доле ветрогенерации в составе энергосистемы, это вызывает снижение ее надежности, выражающееся в частности, в увеличении амплитуды колебания частоты в сети при нарушении баланса мощности. При дальнейшем развитии ВИЭ в России придется столкнуться с этими негативными эффектами. Поэтому актуальной задачей является повышение инерционности преобразователя за счет создания так называемой «виртуальной инерции». Однако, ввиду ограниченной мощности и возможностей регулирования каждого отдельного ветрогенератора, эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при независимой ее реализации на отдельных установках. Более того, несогласованное управление может повлиять на устойчивость системы. В статье сравниваются качественные характеристики переходных процессов при возникновении возмущения в электрической сети с высокой долей мощности от ВЭС для случаев без использования алгоритмов виртуальной инерции и с использованием нескорректированного и скорректированного управления ей. Результаты пока-

^{*} Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, e-mail: ast.slava@gmail.com; domyshev@isem.irk.ru

^{**} Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, р.п. Черемушки, респ. Хакасия, Россия, e-mail: aachitaev@shf-sfu.ru

зывают преимущество скоординированного варианта управления виртуальной инерцией (УВИ). Делается вывод о необходимости создания алгоритма УВИ, не требующего больших вычислительных мощностей и дорогой инфраструктуры, основанного на мультиагентном подходе.

Ключевые слова: ветроэлектрическая станция, ветроустановка, мультиагентное управление, виртуальная инерция, регулирование частоты.

Материал и методы исследования

В качестве материалов исследования были проанализированы публикации, подобранные в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus) по ключевым словам «ветроэлектрическая станция», «ветроустановка», «мультиагентное управление», «виртуальная инерция», «виртуальная электростанция», «регулирование частоты». Часть этих публикаций приведена в списке литературы.

В качестве методов исследования применяется математическое моделирование в программном комплексе Matlab Simulink. Полученные результаты подвергались сравнительному анализу.

Введение

В настоящее время в мире наблюдается растущее внедрение возобновляемых источников энергии, в том числе ветроустановок, в качестве источников электроэнергии в энергосистемах. Глобальный совет по ветроэнергетике (GWEC) опубликовал отчёт об установках ветряных турбин в мире по итогам 2022 года. Тридцать производителей ВЭУ ввели в эксплуатацию ветротурбины общей мощностью 77,6 ГВт. 2022 год стал третьим в истории по масштабам ввода ВЭУ, уступив только 2020 и 2021 годам. Эксперты Глобального совета по ветроэнергетике (GWEC) ожидают, что в период с 2023 по 2027 год во всем мире будет добавлено 680 тыс. МВт ветроэнергетических мощностей.

При этом и в России наблюдается рост установленной мощности ветроустановок (ВЭУ). Согласно данным отчета компании «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС), установленная мощность ВЭС на начало 2023 года, аттестованных и функционирующих на оптовом энергетическом рынке России, составляет 2,3 ГВт. В 2020 г. в стране было введено порядка 840 МВт ветроэнергетических мощностей ВЭС, в 2021 г. — более 1 тыс. МВт, в 2022 г. — 263 МВт. При этом по прогнозам Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) к 2035 году мощности ветростанций в России могут вырасти с нынешних более 2 тыс. МВт до 8 тыс. МВт.

При этом согласно некоторым исследованиям [1], негативное влияние ВИЭ на устойчивость энергосистемы отчетливо наблюдается при ее доле в 10%, а в некоторых случаях и 5% от установленной мощности. Можно сделать вывод о том, что в ближайшее десятилетие в России придется столкнуться с негативным эффектом от развития возобновляемых

источников энергии в некоторых составных единицах энергосистемы страны, где установка ВИЭ наиболее целесообразна.

Говоря о негативном влиянии ВИЭ на энергосистему имеется в виду два аспекта. Во-первых, это стохастический характер выработки электроэнергии. [2-3]. Если традиционные источники энергии могут гарантировать выдачу мощности в тот или иной момент времени, то нетрадиционные источники (солнечные и ветровые установки) не могут соблюсти это условие. Второй аспект связан со способом подключения источников ветровой и солнечной электроэнергии к сети. Ветроустановки подключены к сети с использованием силовых выпрямительно-инверторных преобразователей, разрывающих инерционную связь между вращающимся ротором ветрогенератора и энергосистемой, к которой он подключен.

Если классические генераторы традиционных источников энергии, такие как гидро- и турбогенераторы, при возникновении возмущений в электрической сети, таких как быстро отключаемое короткое замыкание, способны сохранять устойчивость своей работы благодаря тому, что для изменения их выходных параметров необходимо значительно большее время на разгон и торможение роторов, то силовые преобразователи ветроустановок способны мгновенно реагировать на изменение параметров сети, что свою очередь может вызывать режимы работы ветроэнергетической установки (ВЭУ), опасные для самого преобразователя и вынуждает ветроустановку отключаться от сети. При большой доле ветрогенерации в составе энергосистемы это вызывает снижение ее надежности, выражающееся в частности, в увеличении амплитуды колебания частоты в сети при нарушении баланса мощности. Например, даже небольшое отключение части генерации, которое в системе с традиционными источниками энергии за счет их инерции не привело бы к значительному снижению частоты, а в последствии было бы оперативно скорректировано, в энергосистеме с высокой долей ВИЭ может привести к падению частоты, а при отсутствии необходимых алгоритмов управления, к ее устойчивому снижению. Коррекция частоты в этом случае может быть выполнена только через достаточно длительный промежуток времени с использованием вторичного регулирования.

Инерционность силового выпрямительно-инверторного преобразователя можно повысить за счет создания так называемой «виртуальной инерции». Виртуальная инерция (ВИ) основывается на создании специальных алгоритмов управления, реагирующих на возникновение частотного события, и заключается во временном изменении скорости вращения ротора во время работы ветровой турбины для высвобождения/поглощения части кинетической энергии, накопленной во вращающихся частях ветровой турбины на короткое время, чтобы быстро реагировать на переходные изменения по частоте. Виртуальная инерция обеспечивается работой ветроустановки не в точке оптимума на кривой отслеживания максимальной мощности, при работе в которой повышается частота вращения. Кинетическая энергия, накопленная во вращающихся частях реализуется при

работе алгоритма [4-8]. Также виртуальная инерция может обеспечиваться установкой в звене постоянного тока преобразователя суперконденсаторов большой емкости, энергия в которых может мгновенно реализоваться/поглотиться, при нарушении баланса мощности [9-11].

Однако, ввиду ограниченной мощности и возможностей регулирования каждого отдельного ветрогенератора, эффективность внедрения виртуальной инерции может быть недостаточной при независимой ее реализации на отдельных установках. Более того, несогласованное управление может повлиять на устойчивость системы.

Цель данной статьи – подтвердить это утверждение, осуществив сравнительный анализ алгоритмов управления ВЭУ без использования виртуальной инерции, с общим УВИ и индивидуальным скоординированным УВИ.

В статье помимо введения имеется еще 4 раздела. В 1 разделе описывается используемая математическая модель. Во 2 разделе представлена постановка задачи, в 3 разделе - результаты моделирования и их анализ. В разделе 4 представлено заключение.

1. Описание математической модели

В данной работе моделируется ветроустановка с асинхронным генератором с двойным питанием. Механическая мощность на валу ветрогенератора можно определяется уравнением (1):

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3, \quad (1)$$

где v – скорость ветра, м/с; ρ – плотность воздуха, кг/м³; A – площадь ометаемая ветроколесом, м²; β – угол поворота лопасти турбины ВЭУ, зависит от скорости ветра, град; C_p – коэффициент мощности ветровой турбины; λ - коэффициент быстроходности вычисляется по формуле (2):

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (2)$$

где ω – угловая скорость вращения турбины ВЭУ, рад/с; R – радиус окружности, ометаемой лопастями турбины, м.

Коэффициент мощности ветровой турбины зависит от угла β и текущей быстроходности λ . При скорости ветра меньше номинальной угол $\beta = 0$ и C_p определяется следующим уравнением (3):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \cdot \left(\frac{116}{\alpha} - 0,4\beta - 5 \right) \cdot e^{\frac{-21}{\alpha}} + 0,0068\lambda, \quad (3)$$

где коэффициент α - промежуточная переменная, которая используется, чтобы получить коэффициент мощности и определяется следующим уравнением:

$$\frac{1}{\alpha} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}. \quad (4)$$

Максимальная мощность, вырабатываемая ветровой турбиной может быть определена по формуле (5):

$$P_{\text{т, max}} = \frac{\rho \pi R^5 C_{p, \text{max}} \omega^3}{2 \lambda_{\text{opt}}^3} = k_{\text{opt}} \omega^3, \quad (5)$$

где k_{opt} - коэффициент максимальной мощности в оптимальной точке, определяемый на кривой максимальной мощности турбины (MPPT).

Максимальный крутящий момент ветряной турбины можно выразить следующим уравнением (6):

$$T_{\text{max}} = \frac{\rho \pi R^5 C_{p, \text{max}} \omega^2}{2 \lambda_{\text{opt}}^3} = k_{\text{opt}} \omega^2. \quad (6)$$

Работа синхронного генератора, подключенного к энергосистеме, описывается уравнением (7). Это уравнение показывает, что при дисбалансе между генерацией и нагрузкой скорость вращения генератора изменится:

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_{\text{т}} - P_{\text{н}}, \quad (7)$$

где H – постоянная времени инерции ротора генератора, с.; $P_{\text{т}}$ – механическая мощность турбины; $P_{\text{н}}$ – активная мощность нагрузки.

Применяя уравнение (7) к изучаемой системе, постоянная инерции может быть выражена по формуле (8) как отношение энергии вращения, запасенной в роторе, к мощности генератора:

$$H = \frac{0,5 \cdot J \cdot \omega_0^2}{S_{\text{г}}}, \quad (8)$$

где J – момент инерции ветрогенератора, кг·м², ω_0 – начальная угловая скорость генератора, $S_{\text{г}}$ – полная мощность генератора.

Принцип реализации инерционного управления состоит в следующем. Энергия поступает за счет кинетической энергии ротора ветротурбины. В нормальном режиме ветроустановка работает в соответствии с кривой отслеживания максимальной мощности. При резком возрастании нагрузки и уменьшении частоты регулятор УВИ формирует частотный отклик, при котором ротор ветрогенератора, нагружаясь, замедляется, высвобождая его кинетическую энергию.

Схема управления виртуальной инерцией приведена на рисунке 1:

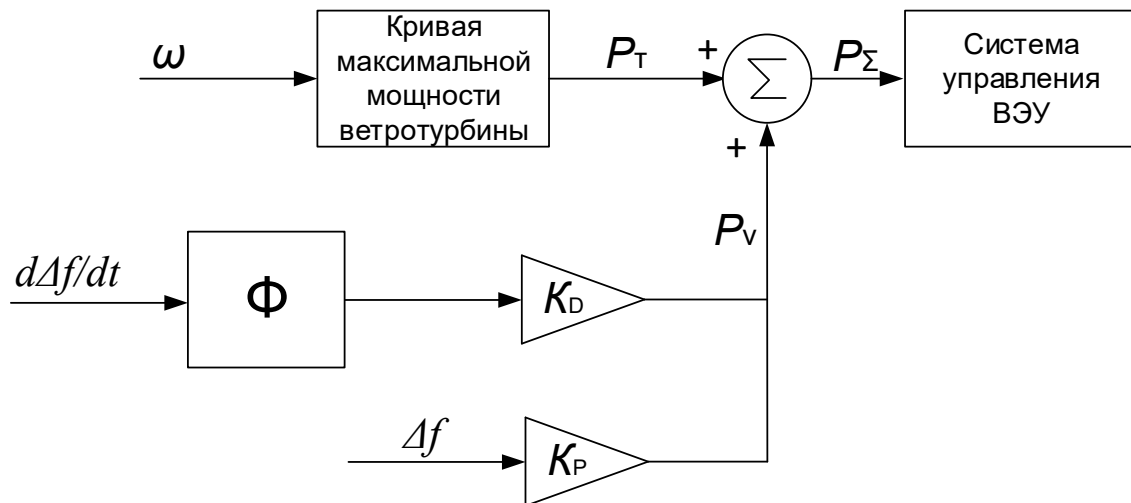


Рис. 1 – Схема управления виртуальной инерцией.
 $d\Delta f$ - изменение частоты, Φ – фильтр.

Учитывая вышеизложенное, для реализации инерциального поведения необходимо к заданию мощности P_T , определяемому кривой отслеживания максимальной мощности ветроустановки, добавлять переменную P_v , соответствующую мощности, реализуемой УВИ (9):

$$P_v = K_P \cdot \Delta f + K_D \cdot \frac{d\Delta f}{dt}, \quad (9)$$

где K_P – пропорциональный коэффициент регулятора УВИ, K_D – дифференциальный коэффициент регулятора УВИ.

2. Постановка задачи

Используя вышеописанную модель необходимо получить и проанализировать 3 переходных процесса, возникающих при внезапном набросе нагрузки и трехфазном коротком замыкании для энергосистемы с 3-мя группами ветроустановок, имеющих различную скорость ветра на территории, на которой они расположены (8, 10 и 12 м/с):

- 1) без применения алгоритмов поддержки частоты с помощью виртуальной инерции;
- 2) с применением алгоритма поддержки частоты с помощью виртуальной инерции с одним общим центральным регулятором для всех 3-х групп ветроустановок, без индивидуальной настройки параметров, учитывающих различные условия их работы;
- 3) с применением алгоритма поддержки частоты с помощью виртуальной инерции с индивидуальными регуляторами, имеющими разные настройки регулирования, оптимальные для каждой группы ветроустановок.

При моделировании доля ветрогенерации в составе энергосистемы принимается равной 10%.

Схема модели представлена на рисунке 2:

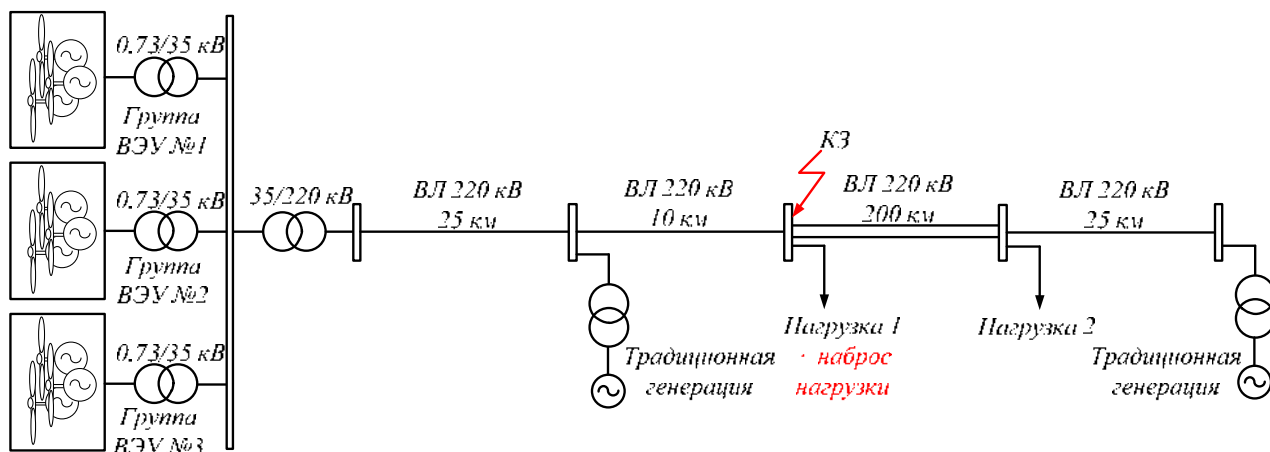


Рис. 2 – Схема модели.

3. Результаты

Результаты моделирования внезапного наброса нагрузки на 10% на 5-й секунде представлены на рисунке 3:

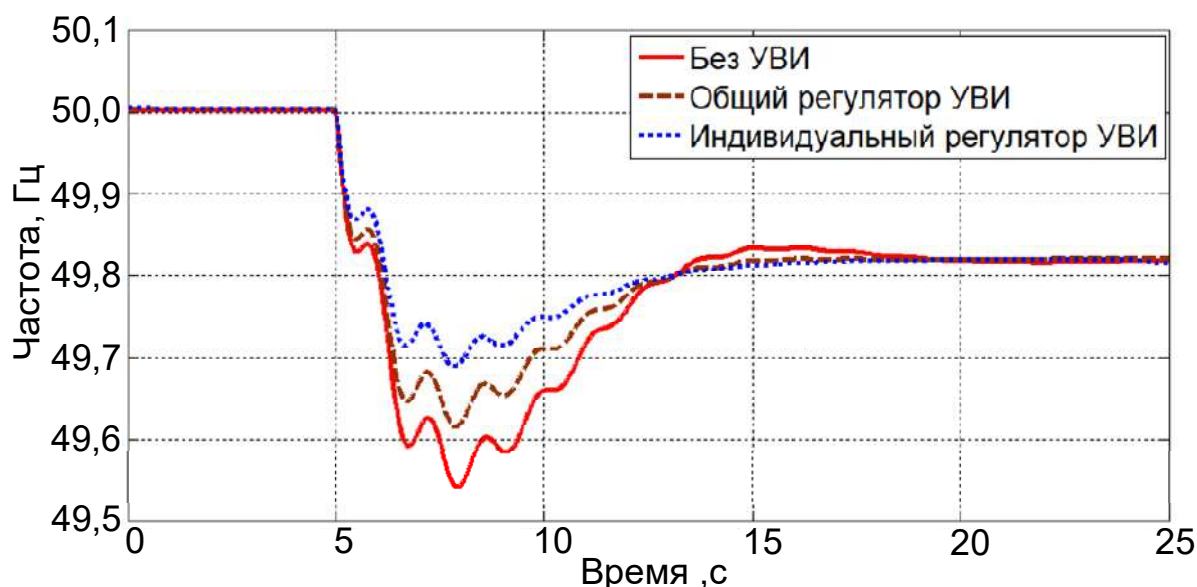


Рис. 3 – Моделирование частотного отклика системы с различными алгоритмами управления виртуальной инерцией при внезапном набросе нагрузки.

Из полученных результатов видно последовательное улучшение динамики переходного процесса при переходе от неиспользования УВИ к использованию общего регулятора и индивидуального регулятора УВИ. При этом настройка коэффициентов регулятора, оптимальных для каждой группы ветроустановок обеспечивает просадку по частоте на 20% меньшую, чем при общем регулировании, и на 30% меньшую, чем без использования алгоритма виртуальной инерции. Применение УВИ также уменьшает перерегулирование и время восстановления частоты.

Результаты моделирования трехфазного короткого замыкания на сборных шинах нагрузки 1 на 5-й секунде представлены на рисунке 4:

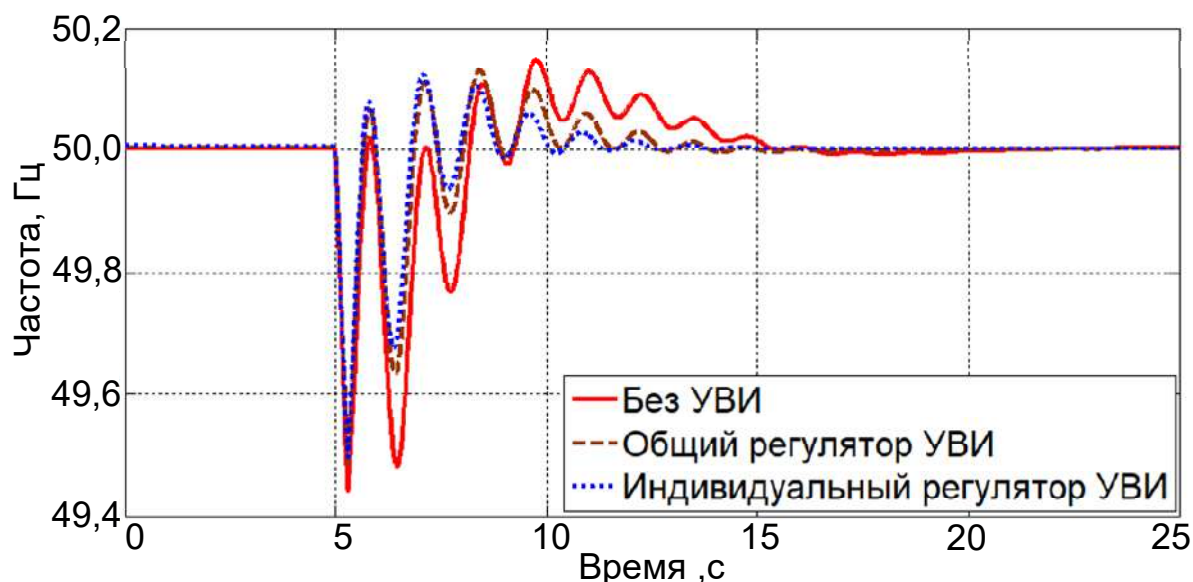


Рис. 4 – Моделирование частотного отклика системы с различными алгоритмами управления виртуальной инерцией при трехфазном коротком замыкании.

Из полученных результатов видно последовательное улучшение динамики переходного процесса при переходе от неиспользования УВИ к использованию общего регулятора и индивидуального регулятора УВИ. При этом настройка коэффициентов регулятора, оптимальных для каждой группы ветроустановок обеспечивает просадку по частоте на 10-15% меньшую, чем при общем регулировании, и на 10-40% меньшую, чем без использования алгоритма виртуальной инерции (первая цифра – первичное падение частоты, вторая – вторичное). Применение УВИ также значительно уменьшает перерегулирование и время восстановления частоты.

Заключение

Из анализа полученных результатов моделирования следует, что наибольшую эффективность демпфирования переходных процессов ветроустановками с использованием алгоритмов виртуальной инерции показывает метод, при котором коэффициенты ВИ рассчитываются индивидуально, исходя из сложившихся условий работы конкретной ветроустановки или группы ветроустановок.

Для обеспечения адаптивности управления парком ВЭУ можно организовать иерархическую систему, верхним узлом которой будет вычислительная система, моделирующая динамику энергосистемы с детально представленными в ней ВЭУ. На данной модели будут анализироваться устойчивость энергосистемы на нормативные возмущения и автоматически подбираться коэффициенты регулятора, определяющие работу виртуальной инерции каждого генератора. Для поддержания эффективности алгоритма пересчет коэффициентов ВИ необходимо делать при изменении конфигурации сети, а также при существенном изменении режима работы ВЭУ [12]. Таким образом, требуется передача достаточно большого

объема информации, организации каналов связи, а самое главное реализации адекватной системы моделирования работающей в темпе процесса. Данный подход видится неоправданно дорогим. Кроме того, обработка большого количества информации неминуемо приводит к увеличению времени отклика системы, что в свою очередь вызывает погрешности регулирования [13].

Другим возможным вариантом может быть подход, когда при анализе устойчивости системы, модели отдельных ВЭУ будут заменены на обобщенную модель, представляющую весь ветропарк. Действительно, такой подход возможен, если принять то, что постоянные инерции отдельных агрегатов близки и в модели обобщенной ВЭУ может быть использована усредненная постоянная инерции. Реализация автоматического расчета обобщенных коэффициентов в этом случае значительно упрощается. При этом отпадает необходимость сбора данных с ВЭУ. Достаточно знать суммарную мощность ветропарка, получаемую по балансу на уровне электрической сети, и средние погодные условия в энергорайоне для моделирования аэродинамической части. Однако результаты моделирования показали, что эффективность такого способа управления будет ниже, чем у централизованного управления.

Для того, чтобы избежать больших затрат и сохранить эффективность можно применить мультиагентную систему адаптации виртуальной инерции отдельных ВЭУ, работающую по кооперативному принципу. Данная модель, работая в доаварийном режиме распределяет суммарные коэффициенты ВИ. Предлагаемый мультиагентный подход не требует организации сложных каналов связи. Для передачи данных может использоваться любая среда, в том числе локальные системы связи, когда отдельный агент обменивается информацией только со своими непосредственными соседями. Вычислительная система, рассчитывающая режим сети также выступает в виде агента, рассчитывающая общие ограничения по устойчивости для всего ветропарка. Информация об ограничениях при этом не большая по объему и может передаваться при каждом сеансе передачи информации между агентами в сети.

Для проверки данных тезисов в дальнейшем будут проведены исследования алгоритмов и способов управления виртуальной инерцией ветроэлектрической станцией с использованием мультиагентного подхода, анализ результатов предложенного алгоритма, позволяющего формировать участие в регулировании режимов электроэнергетической сети и повышать запас динамической устойчивости.

Литература

1. Xiwang Xu, Lu Sun, Ning An, Fang Li, Lining Su, Xiaohui Qi. Simulation research of wind turbine frequency modulation based on different wind power penetration levels. 8th Renewable Power Generation Conference (RPG 2019), 2019, pp. 1-8.

2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. 3-е изд., доп. СПб: Изд-во Политехн. Ун-та, 2016. 424 с.
3. Lombardi, P., Sokolnikova, T., Suslov, K., Voropai, N., & Styczynski, Z. A. (2016). Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies?. *Renewable Energy*, 90, 532-541.
4. J. C. Martínez, S. A. Gómez, J. L. Rodríguez Amenedo and J. Alonso-Martínez, "Analysis of the Frequency Response of Wind Turbines with Virtual Inertia Control," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2020, pp. 1-6.
5. Ochoa, D.; Martinez, S. Analytical Approach to Understanding the Effects of Implementing Fast-Frequency Response by Wind Turbines on the Short-Term Operation of Power Systems. *Energies* 2021, 14, 3660.
6. Ying Zhu, Sheng Liu, Wei Wang. Comprehensive coordinated control strategy of PMSG-based wind turbine for system inertia support. *IET Renew. Power Gener.* 2021; 15: pp. 1915–1926.
7. L. Zhang, Z. Xie, Y. Chang and H. Zhu, "Virtual Inertia Adaptive Control Strategy for DFIG Wind Turbines Based on Exponential Function," 2020 15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2020, pp. 407-411.
8. Симонов А.В., Илюшин П.В. Способы обеспечения устойчивой работы ветроэнергетических установок ветровых электростанций в составе отечественных распределительных электрических сетей. *Электроэнергия. Передача и распределение* (№3, 2022), с. 60-70.
9. Li Yang, Zhijian Hu, Shiwei Xie, Shunfei Kong, Weiwei Lin. Adjustable virtual inertia control of supercapacitors in PV-based AC microgrid cluster. *Electric Power Systems Research*, Volume 173, August 2019, Pages 71-85.
10. X. Zeng, X. Li, S. Wang, T. Liu, C. Zhang and H. Zhang, "Virtual Inertia Control and Short-Term Primary Control for PMSG-Based Wind Turbine Using Supercapcitor," 2020 4th International Conference on HVDC (HVDC), 2020, pp. 191-196.
11. Nor Shahida Hasan, Norzanah Rosmin, Norjulia Mohamad Nordin, Mohammad Yusri Hassan. Virtual inertial support extraction using a super-capacitor for a wind-PMSG application. *IET Renew. Power Gener.*, 2019, Vol. 13 Iss. 10, pp. 1802-1808.
12. Junkai Huang, Zhifang Yang, Juan Yu, Juelin Liu, Ning Guo. Parameter Design of DFIG-based Controller for Frequency Stability Improvement. 978-1-7281-5281-3/20/\$31.00 ©2020 IEEE.
13. Bruno Augusto Bastiani, Ricardo Vasques de Oliveira. Adaptive MPPT control applied to virtual synchronous generator to extend the inertial response of type-4 wind turbine generators. *Sustainable Energy, Grids and Networks* Volume 27, September 2021, 100504.

УДК 621.311

ДЕМПФИРОВАНИЕ СУБСИНХРОННЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ

Ачитаев А.А.*

Аннотация

Значительный интерес в совершенствовании управления режимов инверторов ветроэнергетических установок (ВЭУ) возник по причине повышения доли возобновляемых источников энергии, рост которых приводит к возникновению проблем с устойчивостью. В последнее десятилетие было зарегистрировано несколько случаев резонансных и субсинхронных колебаний, которые возникли в различных крупных ветроэлектрических станциях (ВЭС) на базе генераторов двойного питания. Субсинхронные колебания ставят под угрозу безопасную и надежную работу энергетических систем с ВЭС. Традиционный метод подавления субсинхронных колебаний основан на виртуальном контроллере сопротивления, который может оказаться неспособным адаптироваться к изменению неопределенностей в режимах ветропарков из-за его фиксированных параметров, определяемые настройкой инверторов. Между тем, изменение неопределенностей приведет к изменению сопротивления ветроэлектрической станции, которое больше влияет на демпфирующий эффект виртуального регулятора сопротивления (ВРС). Для решения этой проблемы в данной работе предлагается адаптивный алгоритм на основе виртуального регулятора сопротивления, который учитывает неопределенности при работе ветропарков. Модель ВРС учитывает внешний контур управления током, а также механизм влияния выходной активной мощности генератора ВЭУ и реактивной мощности на субсинхронные колебания сети. Исследуются резонансные явления, возникающие при субсинхронных колебаниях и особое внимание уделяется алгоритмов преобразователей со стороны сети и управление ВЭУ при его оптимальном управлении со стороны ротора генератора. В работе анализируются алгоритмы демпфирования субсинхронных колебаний с помощью алгоритмов управления преобразователя частоты. Был разработан адаптивный алгоритм управления сетевым преобразователем, который позволяет демпфировать субсинхронные колебания в зависимости от различных параметров электрической сети. Выводы подтверждены моделированием системы, интегрированной с ветровые электростанцией с тестовой

* Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета,
aachitaev@shf-sfu.ru

энергосистемой. Алгоритм учитывает многочисленные неопределенности при работе ВЭУ, эффект подавления и адаптивность предложенной стратегии продемонстрированы на тестовой схеме. Дополнительное демпфирующее управление (ДДУ) разработано для расширения рабочего диапазона и демпфирования субсинхронных колебаний ветропарков.

Ключевые слова: ветроэлектрическая станция, ветроустановка, виртуальная инерция, регулирование частоты.

Материал и методы исследования

В качестве материалов исследования были проанализированы публикации, подобранные в различных научных источниках (в том числе IEEE, Web of Science и Scopus), по ключевым словам, «ветроэлектрическая станция», «ветроустановка», «демпфирование субсинхронных колебаний», «виртуальная инерция». Часть этих публикаций приведена в списке литературы.

В качестве методов исследования применяется математическое моделирование в программном комплексе Matlab Simulink. Полученные результаты подвергались сравнительному анализу.

Введение

Рост внедрения в электрические сети ветровой энергии отчасти обусловлен технологическим прогрессом в области преобразователей на основе силовой электроники. Например, ветроэнергетические установки третьего и четвертого типов ветрогенераторов, где используются частичные и полноразмерные силовые электронные преобразователи частоты для интеграции в электрические сети. Более того, эффективная интеграция ветровой энергии в сеть требует использования современных силовых электронных технологий, ветровых турбин, гибких систем передачи переменного тока и высоковольтной системы передачи постоянного тока для передачи дистанционно генерируемой чистой энергии на удаленные нагрузки. Использование силовых электронных преобразователей для интеграции в сеть действительно обеспечивает большую гибкость в управлении различными режимными параметрами, но также увеличивает риск взаимодействия на субсинхронных частотах электрической сети. Явление субсинхронных колебаний (ССК) в традиционных энергосистемах были широко изучены и хорошо проанализированы в литературе [1–5]. Первые подобные происшествия были зафиксированы еще в 1970-х годах в Мохаве и Навахо [6,7]. Было установлено, что основными причинами ССК являются субсинхронное взаимодействие механической системы валов традиционного турбогенератора с линиями электропередачи продольной компенсации или быстродействующие устройства управления, такими как FACTS, устройства управления на основе вставок постоянного тока HVDC. Однако, возникающие субсинхронные колебания при интегрировании в

сети ветровых турбин отличается от классического возникновения субсинхронных колебаний турбогенераторов. Хорошо известно, что причиной ССК связана с особенностью ветровой турбины и чаще всего встречается в компоновках, содержащие генераторы с асинхронным генератором двойного питания. Также, различные элементы управления ветроэнергетической установки (ВЭУ) могут активно участвовать в формировании ССК, поэтому механизм возникновения ССК в сетях с ВЭУ. Кроме того, на характеристики ССК влияют различные факторы, такие как конфигурация сети, схемы организации параллельной работы с сетью, общего количества работающих ВЭУ, алгоритмов управления и параметров используемых в сети традиционных источников энергии, а также алгоритмов управления используемых электронных преобразователей частоты и даже скорость ветра [8]. Фактически, вышеупомянутые факторы влияния являются случайными и означает, что частота ССК является не фиксированной величиной, а варьируется в широких пределах. Более того, ССК могут быть либо локально распределены в одном ветропарке или распространяться на всю сеть, что, в свою очередь, может вызвать неблагоприятные крутильные колебания в валах традиционных генераторов. Отметим, в 2009 году в энергосистеме Техаса был отмечен первый случай ССК, связанный с работой асинхронного генератора двойного питания и линией электропередачи с продольной компенсацией вызвало неустойчивое колебание с частотой приблизительно 22 Гц [9]. Еще одно подобное событие было обнаружено в сети штата Миннесота. В 2015 г, еще один инцидент, произошедший в ветроэнергетической системе Хами в Синьцзян (КНР) который, привлёк значительное внимание системных операторов и исследовательских сообществ [10]. Был сделан вывод, что преобразователи генераторов двойного питания будут страдать от опасного воздействия частот, когда их внешние линии передачи испытают внезапное увеличение уровня компенсации.

Традиционные способы демпфирования ССК

В настоящее время выделяют ряд методов демпфирования субсинхронных колебаний в электроэнергетических системах. Большинство исследований сводятся к разработкам алгоритмов управления регуляторов напряжения, которые формируют режимы постоянной передачи реактивного напряжения. Поэтому, позволяя уменьшить электрическую резонансную частоту. Проведя анализ исследований по демпфированию ССК представлена в таблице 1 [11–13].

В данной статье представлен новый подход, который основан на корректировке сопротивления, которое реализуется на уровне преобразователя напряжения. Изменение неопределенностей приведет к изменению сопротивления ветроэлектрической станции, которое больше влияет на демпфирующий эффект виртуального регулятора

сопротивления (ВРС). Для решения этой проблемы в данной работе предлагается адаптивный алгоритм на основе виртуального регулятора сопротивления, который учитывает неопределенности при работе ветропарков. Модель ВРС учитывает внешний контур управления током, а также механизм влияния выходной активной мощности генератора ВЭУ и реактивной мощности на субсинхронные колебания сети.

Таблица 1. Сравнение методов ССК

Устройства	Преимущества	Ограничения
Статический продольный синхронный компенсатор (СПСК)	-Продольное реактивное сопротивление меняет резонансное сопротивление сети; -СПСК сдвигает резонансную частоту на более высокую; -Простота эксплуатации.	Только один контур управления реактивным напряжением
СТАТКОМ	- Формирование реактивного тока в точке подключения улучшает демпфирование ССК с небольшим изменением частоты электрического резонанса; -Постоянный контроль реактивного тока.	-Только один контур управления реактивным током -Управление напряжением переменного тока снижает коэффициент демпфирования ССК поэтому незначительное улучшение их демпфирования
Объединённый регулятор потоков мощности	-Ввод реактивного напряжения в последовательный преобразователь с источником напряжения изменяет частоту электрического резонанса - Сочетание последовательного преобразователя с источником напряжения и шунтирующего преобразователя с источником напряжения даже при меньшем реактивном токе на выходе значительно улучшает демпфирование ССК, чем СТАТКОМ. -Значительное улучшение демпфирования ССК благодаря регулированию реактивного тока;	- Дороговизна по причине наличия двух комплектов преобразователей напряжения - Сложность систем управления
Межлинейный регулятор потока мощности	Улучшенное демпфирование ССК	- Дороговизна по причине наличия двух комплектов преобразователей напряжения - Сложность систем управления

Виртуальный регулятор сопротивления

Алгоритм управления контроллера со стороны ротора в асинхронном генераторе с двойным питанием формируется на основе управления, ориентированную на напряжении статора, для достижения развязки управления реактивной и активной мощностью статора. Блок-схема управления представлена на рисунке 1а. Для построения математической модели были приняты уравнения напряжения генератора [13]:

$$\begin{cases} \Delta \dot{u}_e = -Z_{ПСП} \Delta \dot{i}_r \\ Z_{ПСП} = K_{p3} + \frac{K_{i3}}{s - \omega} + \frac{L_m}{2L_s} \underline{G}_z \dot{U}_{ds0} - j\sigma L_r (1 - \omega_r) \\ \underline{G}_z = \left(K_{p1} + \frac{K_{i1}}{s - j\omega_s} \right) \left(K_{p3} + \frac{K_{i1}}{s - j\omega_s} \right) \\ R_{ПСП} = \frac{L_m K_{p1} K_{p3}}{2L_s} \dot{U}_{s0} \end{cases} \quad (1)$$

где P_s и Q_s - выходная активная и реактивная мощность статора асинхронного генератора с двойным питанием; P_{s_ref} и Q_{s_ref} - опорные значения выходной активной и реактивной мощности статора; i_{dr_ref} и i_{qr_ref} - опорные значения d- и q- составляющих тока ротора; i_{dr} и i_{qr} d и q- составляющая тока ротора; u_{dr} и u_{qr} - d- и q- составляющие напряжения ротора; K_{p1} и K_{i1} - пропорциональный коэффициент и интегральный коэффициент активного внешнего контура регулятора стороны ротора; K_{p3} и K_{i3} - пропорциональный и интегральный коэффициенты d- составляющей тока внутреннего контура управления регулятора со стороны ротора; σ - коэффициент рассеяния; ω_r - скорость вращения ротора; ω_s - синхронная скорость; ω - частота колебаний; L_s , L_r и L_m это индуктивность статора, ротора и взаимная индуктивность; s - скольжение.

Параметры виртуального сопротивления описаны во многих исследованиях, однако во многом ограничивались лишь использованием реактивного сопротивления. В данной статье предложено использование комплексного виртуального сопротивления ротора асинхронного генератора двойного питания (АГДП). Учет активного сопротивления реализуется через скольжение ротора, и, тем самым, учитывая активное сопротивление позволяет существенно расширить диапазон регулирования сопротивления преобразователя.

Уравнение комплексного виртуального сопротивления выглядит в следующем:

$$\underline{Z}_{АГДП} = \frac{1}{n} \left(R_s + js(L_{ls} + L_m) \frac{\frac{R_r}{s} + \frac{Z_{ПСП}\omega}{\omega - \omega_r} + jsL_{lr}}{\frac{R_r}{\omega - \omega_r} + \frac{Z_{ПСП}\omega}{\omega - \omega_r} + js(L_{lr} + L_m)} \right). \quad (2)$$

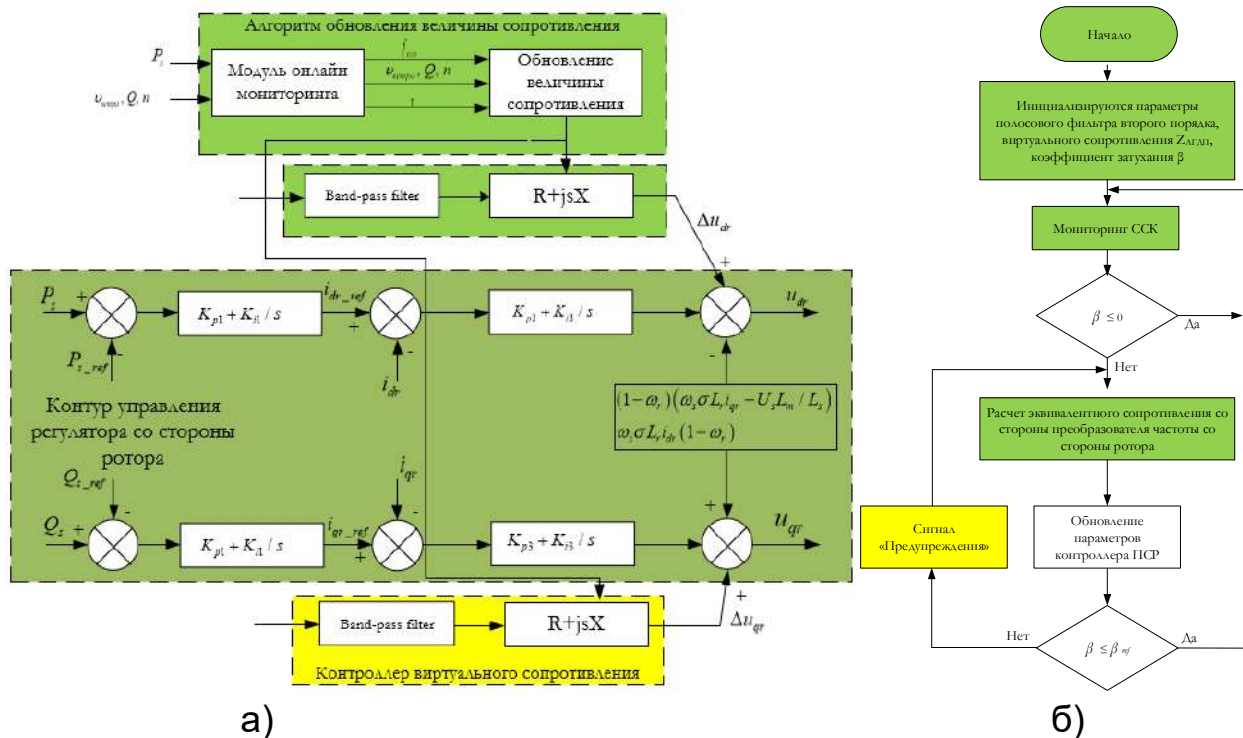


Рис. 1 – а) диаграмма управления регулятора сопротивления преобразователя асинхронного генератора двойного питания со стороны ротора;
б) алгоритм управления виртуального сопротивления.

Алгоритм представлен на рисунке 16. Суть алгоритма можно сформировать в виде контроля коэффициента демпфирования β ССК и система осуществляет контроль через каждые 0,25 с.

Описание алгоритма состоит в следующем:

- Определяется частота колебаний и коэффициент затухания ССК β ;
- Если $\beta \leq 0$ ССК затухают и продолжается наблюдение (ССК не в участке системы или виртуальный регулятор сопротивления эффективно подавляет ССК), поэтому нет необходимости обновлять значение виртуального сопротивления и параметры режима ЭЭС находятся в стабильном состоянии;
- Если коэффициент затухания $\beta > 0$, указывает на то, что в системе возникают ССК и, соответственно, виртуальное сопротивление не подходит и его необходимо скорректировать его значение;
- Если затухание $\beta \leq \beta_{ref}$, тогда значение виртуального сопротивления фиксируются;

• Если колебания подавляются неэффективно $\beta > \beta_{ref}$, это означает, что параметры значений эквивалентного сопротивления неправильная или обнаруженные рабочие условия ветропарка имеют большие отклонения, и значение виртуального сопротивления необходимо пересчитать.

На рисунке 2 представлена осциллограмма, которая учитывает реализацию комплексного сопротивления.

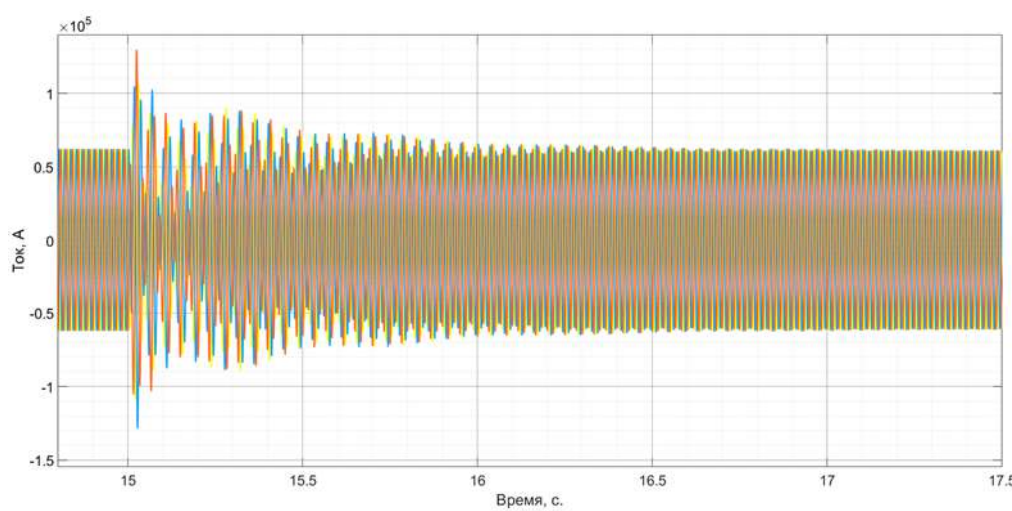


Рис. 2 – Результаты исследования реализации алгоритма комплексного виртуального сопротивления.

Реализация ВРС и тестовая схема

Этот контроллер состоит из двух компонент. В первом реализован алгоритм корректировки значений виртуального сопротивления, а в другом – контроллер виртуального сопротивления. Система мониторинга ССК в режиме реального времени устанавливается в ветропарке. Когда в системе возникает незатухающий ССК, рассчитывается значение виртуального сопротивления в соответствии с частотой колебаний частоты колебаний и условий работы ветропарка в реальном времени. Параметры регулятора виртуального сопротивления обновляются, чтобы уменьшить влияние ССК.

Для реализации алгоритма рассмотрим схему, представленную на рисунке 3. Математическое моделирование реализован ветропарк.

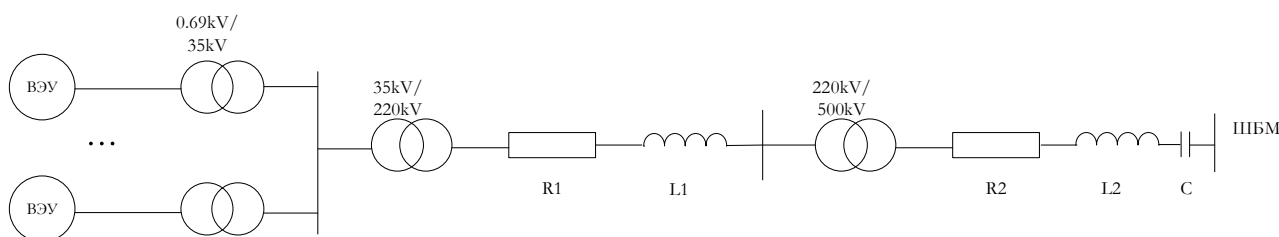
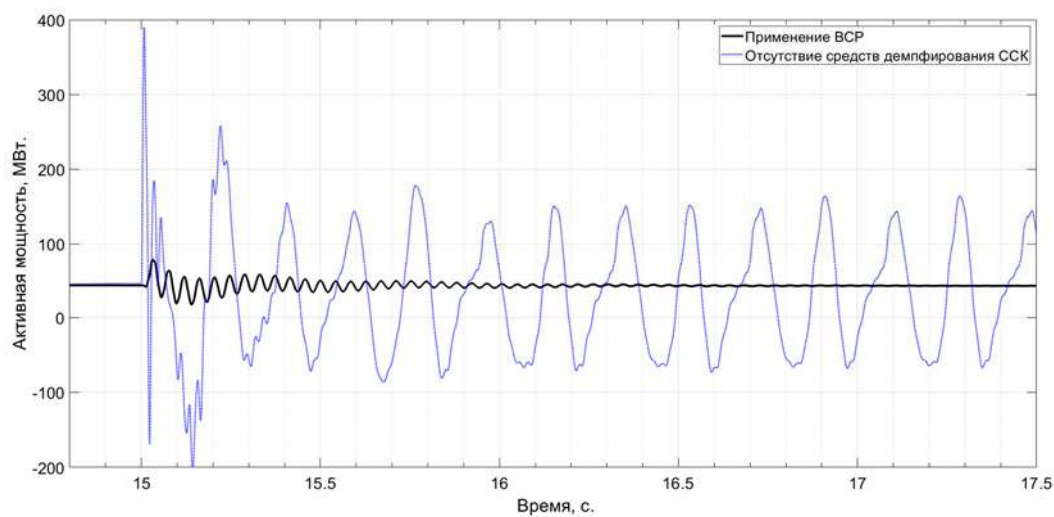
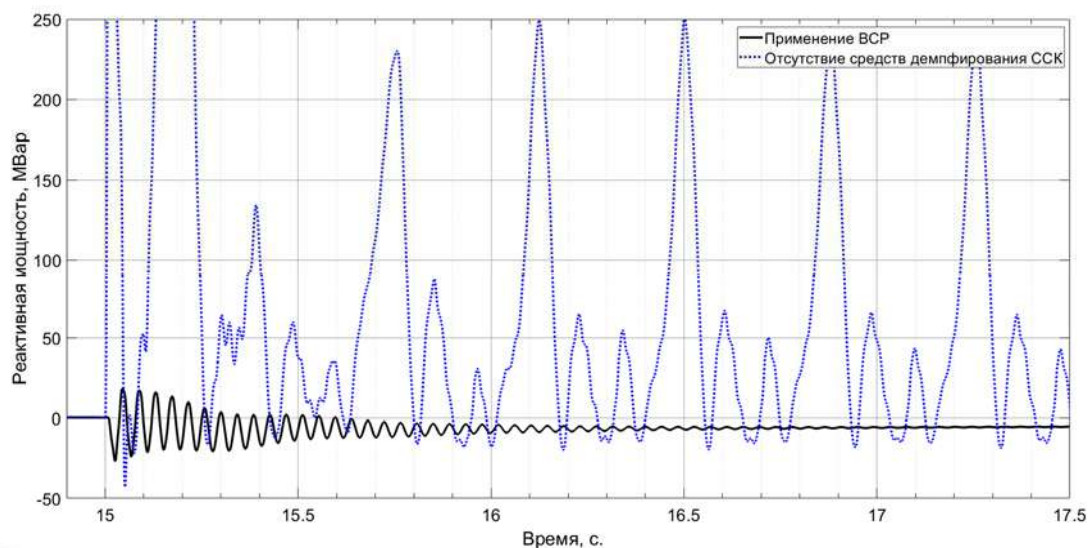


Рис. 3 – Тестовая схема, принятая для исследования.

Электрическая схема содержит ветропарк, состоящий из 66 однотипных ветровых турбин третьего типа 1.5 МВт каждая и электроэнергетическая система, состоящей из традиционных генераторов. В модели рассматривается изменение параметров электрической сети. Для сравнения рассмотрена схема, которая не имеет мероприятий, снижающих субсинхронных колебания. Следует отметить, что в исходной схеме рассматривался режим, формирующий резонанс в электрической схеме сети (рисунок 4).



а)



б)

Рис. 4 – Сравнительные результаты исследований демпфирования ССК:
а) активная мощность; б) реактивная мощность.

Реализация алгоритма ВСП позволяет снизить колебания после возникновения резонанса. Следует отметить, что предложенный подход позволяет снизить влияние ССК за счет отстройки от резонансных режимов. Исследуются резонансные явления, возникающие при

субсинхронных колебаниях и особое внимание уделяется алгоритмов преобразователей со стороны сети и управление ВЭУ при его оптимальном управлении со стороны ротора асинхронного генератора двойного питания. Результатом этой работы является алгоритм демпфирования субсинхронных колебаний с помощью алгоритмов управления преобразователя частоты.

Благодарности

Исследование проводилось в рамках гранта Президента Российской Федерации по проекту МК-3371.2022.4.

Заключение

В настоящее время активное внедрение возобновляемой энергии в электрические сети выражается в значительном интересе к исследованию режимных параметров, при которых возникают ССК. Формирование новых алгоритмов управления источниками электрической энергии становится актуальным. В данной статье рассмотрен модернизированный алгоритм управления преобразователем частоты со стороны ротора асинхронного генератора двойного питания. Применение на локальном уровне управления источниками энергии, осуществляющие режимные параметры в темпе переходных процессов является актуальной задачей. Будущие исследования будут составлять развитие алгоритмов в части их интеграции к концепции виртуальной синхронной машины [14,15].

Литература:

1. Limebeer D.J.N., Harley R.G., Schuck S.M. Subsynchronous resonance of the Koeberg turbo-generators and of a laboratory micro-alternator system // Transactions of the South African Institute of Electrical Engineers. South Africa, 1979. Vol. 70, № 11. P. 278–297.
2. Khalilinia H., Ghaisari J. Sub-synchronous resonance damping in series compensated transmission lines using a statcom in the common bus // 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2009. P. 1–7.
3. Padiyar K.R. Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems. Boston, MA: Springer US, 1999.
4. Shair J. et al. Overview of emerging subsynchronous oscillations in practical wind power systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019. Vol. 99. P. 159–168.
5. Subsynchronous Resonance in Power Systems | IEEE eBooks | IEEE Xplore [Electronic resource]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/book/5264388> (accessed: 18.06.2023).

6. Walker D.N. et al. Results of subsynchronous resonance test at Mohave // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1975. Vol. 94, № 5. P. 1878–1889.
7. Navajo project report on subsynchronous resonance analysis and solutions | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore [Electronic resource]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1602047> (accessed: 18.06.2023).
8. Ачитаев А.А., Домышев А.В., Астапов В. Ю. Возможность Использования Мультиагентного Управлениями Режимы Виртуальной Инерции Ветроэлектрической Станции. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2022. P. 153–162.
9. Adams J., Carter C., Huang S.-H. ERCOT experience with Sub-synchronous Control Interaction and proposed remediation // PES T&D 2012. 2012. P. 1–5.
10. Daniel J. et al. Subsynchronous phenomena and wind turbine generators // PES T&D 2012. 2012. P. 1–6.
11. Padiyar K.R., Prabhu N. Investigation of SSR characteristics of unified power flow controller // Electric Power Systems Research. 2005. Vol. 74, № 2. P. 211–221.
12. Venkateswarlu S. et al. A review on damping of torsional interactions using VSC based FACTS and subsynchronous damping controller // Annual Reviews in Control. 2018. Vol. 46. P. 251–264.
13. Xu S. et al. Mitigating Subsynchronous Oscillation Using Adaptive Virtual Impedance Controller in DFIG Wind Farms // 2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). Nanjing, China: IEEE, 2021. P. 1801–1807.
14. Andreev M.V. et al. Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. Vol. 34, № 2. P. 1404–1415.
15. Suvorov A. et al. Comparative small-signal stability analysis of voltage-controlled and enhanced current-controlled virtual synchronous generators under weak and stiff grid conditions // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. Vol. 147. P. 108891.

УДК 658.26:8.338.008

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ДЕФЕКТОВ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Мельникова О.С., Леонтьев И.В.*

Аннотация

Силовые трансформаторы являются наиболее важным оборудованием в энергосистеме. Их отказ может приводить к тяжелым последствиям в результате возгорания трансформаторного масла, последующего пожара и взрыва. Поэтому, совершенствование существующих и разработка новых методов поиска дефектов с применением интеллектуальных программных комплексов являются актуальной проблемой. В докладе выполнен анализ повреждаемости и приведены результаты исследований по определению электрической прочности изоляции трансформаторов на основе нормативных методик и разработанного метода оценки статистических характеристик электрической прочности трансформаторного масла. Разработаны алгоритм и программа расчета в среде Borland C++ Builder для определения диагностических параметров изоляции на основе распределения Гнеденко-Вейбулла по результатам эксперимента. Программа апробирована на более чем 1000 пробах масла. Рассмотрено применение методов искусственного интеллекта для обработки результатов большого объема данных. Предложен подход по диагностике электрической прочности изоляции трансформаторов.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, надежность изоляции, диагностика, трансформаторное масло, электрическая прочность, статистический критерий электрической прочности.

Анализ состояния вопроса и постановка задачи исследования

Наиболее важным энергетическим оборудованием в современных энергосистемах является силовой трансформатор, который выполняет ответственные функции и имеет высокую стоимость [1]. Силовые трансформаторы обычно очень надежны, их расчетный срок службы составляет 25 лет. На практике срок службы трансформатора может достигать 60 лет при соответствующем техническом обслуживании [2]. Однако повреждение такого оборудования в процессе эксплуатации влияет на безопасность всей энергосистемы, создает опасность для обслуживающего персонала из-за взрывов и пожаров, наносит ущерб

*Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт», г. Санкт-Петербург, Россия, e-mail: o.c.melnikova@mail.ru

окружающей среде из-за утечки трансформаторного масла, требует больших затрат на ремонт или замену, и может привести к значительной потере дохода энергетическими компаниями [3].

С увеличением срока службы трансформаторов состояние их внутренней изоляции ухудшается, что увеличивает риск снижения надёжности [4]. Аварии обычно вызываются различными условиями и режимами работы, такими как удары молнии, переходные процессы при переключении, короткие замыкания или др. В начале эксплуатации силовой трансформатор обладает достаточной электрической и механической прочностью, чтобы выдерживать аварийные режимы работы энергосистемы. По мере старения трансформаторов прочность изоляции может ухудшаться до такой степени, что они не смогут противостоять системным событиям, таким как короткое замыкание или кратковременные перенапряжения [5].

Предотвращение отказов, снижение дефектов и поддержание силовых трансформаторов в хорошем рабочем состоянии является важной задачей для энергетических предприятий. Традиционно использовались плановые программы профилактического обслуживания в сочетании с регулярным тестированием [6, 7]. Необходимость снижения затрат на плановое обслуживание привело к переходу от традиционных программ, основанных на определенных нормативных сроках, к техническому обслуживанию и ремонту, основанному на фактическом состоянии оборудования [8, 9]. Вместо проведения на регулярной основе, техническое обслуживание проводится только в том случае, если этого требует состояние оборудования. Это обуславливает необходимость совершенствования интеллектуальных методов диагностики и мониторинга для оценки внутреннего технического состояния трансформаторов.

В настоящее время разрабатываются новые методы применения искусственного интеллекта для выявления типов неисправностей и дефектов в энергетическом оборудовании [10, 11]. Такие методы создаются на основе анализа большого объема данных, а также изучения находящегося в эксплуатации оборудования. Интеллектуальные алгоритмы, например, вейвлет-сети, нейро-нечеткие сети, нечеткая логика и искусственные нейронные сети используются для повышения достоверности методов диагностики силовых трансформаторов [12]. Однако алгоритмы являются неполными, особенно в тех случаях, когда неисправность не может быть точно диагностирована или локализована. В этих алгоритмах сначала диагностируется тип неисправности, а затем неисправность локализуется с использованием соотношения параметров. Поэтому, эти алгоритмы не всегда применимы. Вейвлет-сеть обладает высокой эффективностью, но низкой сходимостью, метод нечеткой логики имеет ограниченное количество входных данных, и в некоторых случаях очень сложно вывести логические правила, а искусственные нейронные сети нуждаются в надежных шаблонах

обучения для повышения производительности диагностики неисправностей. Таким образом, с учетом анализа достоинств и недостатков методов искусственного интеллекта, можно отметить перспективы разработки интеллектуальных систем для диагностирования изоляции силовых трансформаторов.

Методика исследования

Для исследования процесса диагностирования электрической прочности изоляции силовых трансформаторов по статистическому критерию электрической прочности масла были рассмотрены данные по пробивным напряжениям масла из 74 силовых трансформаторов номинальным напряжением 110 кВ различной мощности.

Определение диагностических параметров масляной изоляции проводились с применением российского стандарта [13] и метода определения статистических характеристик электрической прочности трансформаторного масла [14]. Расчет диагностических параметров для изоляции в силовых трансформаторах в этих методиках основан на методах математической статистики [15].

В соответствии с методикой российского стандарта [13] определялись статистические параметры пробивных напряжений трансформаторного масла на основе нормального (распределение Гаусса) закона распределения. Статистическими параметрами нормального закона распределения являются следующие характеристики:

$$U_{cp} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n U_i, \quad (1)$$

где, U_{cp} – среднее арифметическое значение пробивного напряжения, U_i – текущее значение пробивного напряжения в одном испытании, n – число пробоев в пробе.

$$\sigma_{U_{cp}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_i - U_{cp})^2}{n \cdot (n-1)}}, \quad (2)$$

где, $\sigma_{U_{cp}}$ – среднеквадратическое отклонение (ошибка) от среднего арифметического значения.

$$V_{U_{cp}} = \frac{\sigma_{U_{cp}}}{U_{cp}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где, $V_{U_{cp}}$ – коэффициент вариации.

Таким образом, коэффициент вариации является статистическим критерием электрической прочности по нормальному закону распределения и показывает разброс пробивных напряжений относительно среднего значения.

Предлагаемая методика расчета статистических параметров пробивных напряжений разработана с применением

трехпараметрического распределения Гнеденко-Вейбулла [14]. Это распределение отражает физику формирования пробоя жидкостей [16]. Теория слабого звена дает вероятность пробоя $F(U)$ для пробивных напряжений, выраженную в виде уравнения:

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{U - U_H}{U_0 - U_H} \right)^\alpha \right]. \quad (4)$$

Статистическими параметрами распределения являются U_0 – пробивное напряжение, при котором $F(U_0) = 1 - e^{-1}$; U_H – нижний предел пробивного напряжения; α – безразмерный параметр, отражающий качество изоляции.

Статистическим критерием электрической прочности трансформаторного масла в этом случае принято отношение:

$$K_U = \frac{U_0}{U_H}. \quad (5)$$

В соответствии с [14] на рис. 1 представлены полученные расчетные предельные значения статистического критерия электрической прочности масла $K_{U_{пред}} = (U_0 / U_H)_{пред}$ для различных мощностей силовых трансформаторов класса напряжения 110 кВ при заданном значении относительной минимальной электрической прочности масла. Согласно [1] при проектировании изоляции силовых трансформаторов запас по электрической прочности принимается 15%. При этом для перспективы проектирования трансформаторов необходимо рассмотреть запас электрической прочности в 10%, и в 5%.

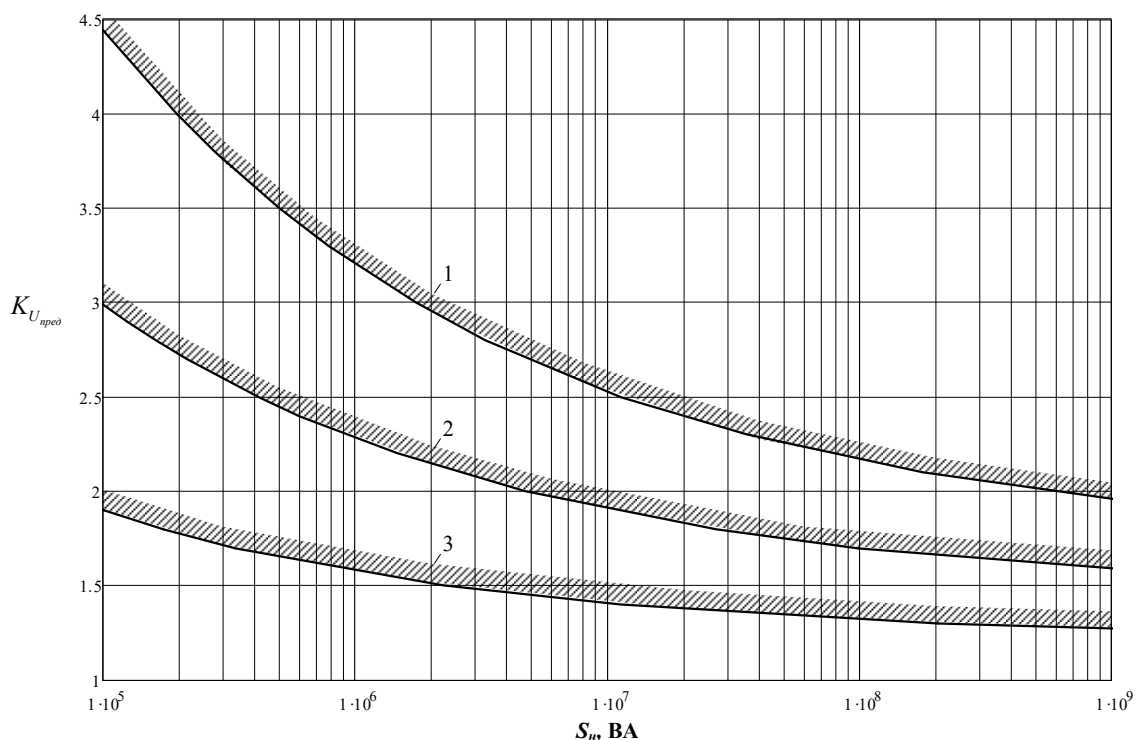


Рис. 1 – Зависимость предельных значений статистического критерия электрической прочности масла от мощности силовых трансформаторов: при $E_{min} = 0,85$ (1), $E_{min} = 0,9$ (2), $E_{min} = 0,95$ (3).

Программный комплекс расчета статистических характеристик электрической прочности изоляции для диагностики дефектов в силовых трансформаторах

Разработаны алгоритм и расчетная программа в среде Borland C++ Builder для определения по предложенному методу диагностических статистических характеристик трансформаторного масла как параметров трехпараметрического распределения Гнеденко-Вейбулла для результатов малой экспериментальной выборки и по нормальному закону распределения в соответствии с традиционной методикой (ГОСТ-6581) [10]. Блок-схема для разработанной программы в упрощенном виде представлена на рис. 2

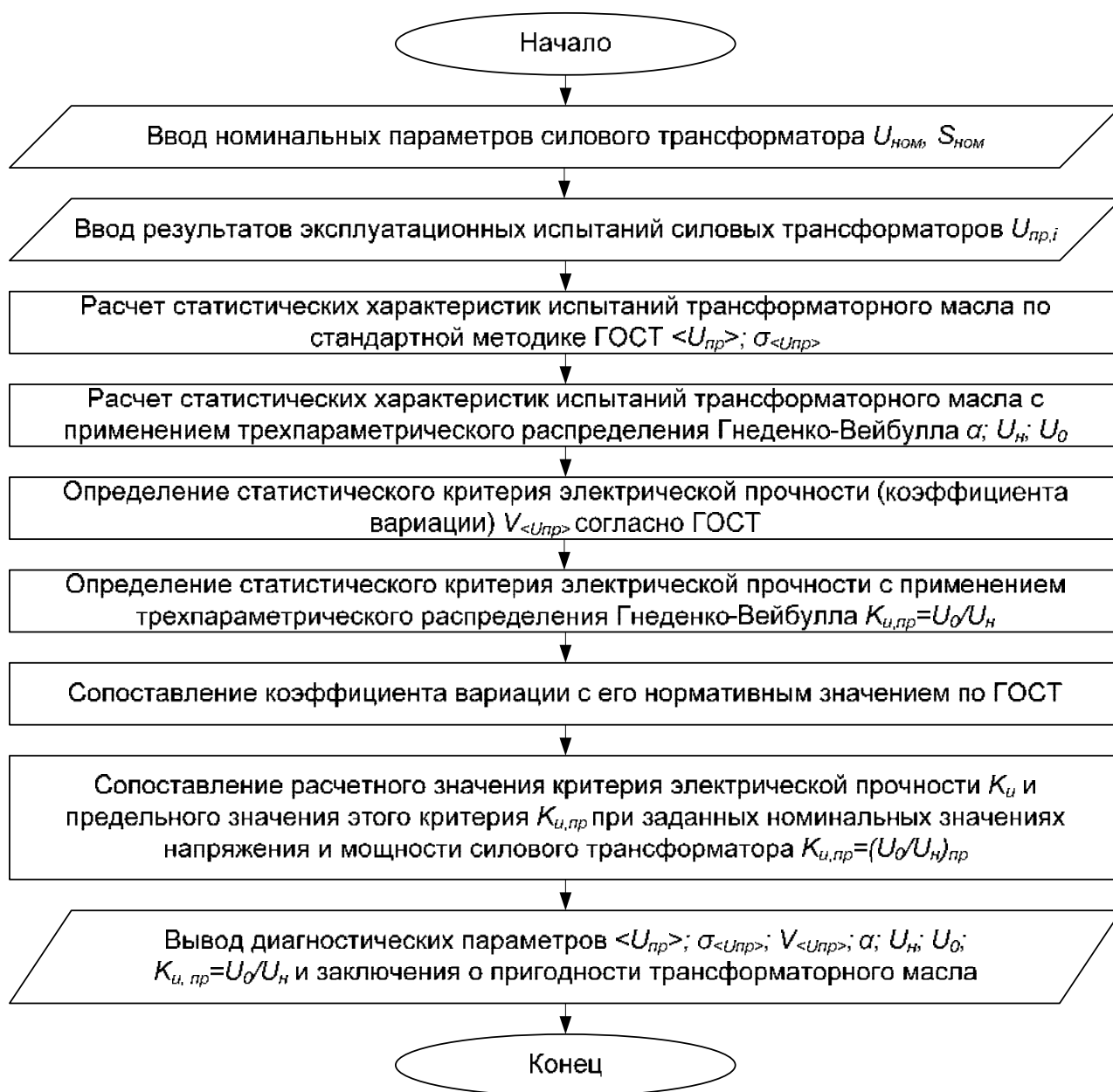


Рис. 2 – Блок-схема для программы по определению статистических характеристик электрической прочности изоляции.

Диагностика электрической прочности главной изоляции силовых трансформаторов по статистическому критерию электрической прочности масла

Оценка технического состояния главной изоляции силовых трансформаторов по статистическому критерию электрической прочности масла выполнена в соответствии с традиционной и с предложенной методиками. В табл. 1 в качестве примера для 8 силовых трансформаторов представлены результаты статистических характеристик электрической прочности масла. Ниже на основе расчетных данных выполнены статистическая обработка, сопоставление и анализ полученных результатов.

Сопоставления диагностических статистических параметров показал, что средние пробивные напряжения эксплуатационных трансформаторных масел для всех исследуемых трансформаторов удовлетворяют нормативным требованиям $U_{cp} > 35$ кВ. Полученные значения коэффициента вариации для всех эксплуатируемых трансформаторов значительно ниже его нормативного значения в 20 %. Это указывает на то, что российский стандарт допускает снижение качества трансформаторных масел, а значит и эксплуатационной надёжности трансформаторов.

На рис. 3 и 4 представлены гистограммы статистических параметров пробивных напряжений масла на основе применения распределения Гнеденко-Вейбулла. Из рис. 3 следует отметить, что расчетные значения статистического критерия электрической прочности в эксплуатации наблюдаются с вероятностью более 20% в диапазоне 1,04 – 1,51, максимальное значение статистического критерия составляет 3,5. На рис. 4 представлена гистограмма распределения нижнего предела пробивных напряжений эксплуатационных трансформаторных масел. Среднее арифметическое значение нижнего предела пробивного напряжения составило 38 кВ, что превышает нормированное значение среднего пробивного напряжения в 35 кВ, установленного для оборудования номинальным напряжением 110 кВ.

По данным табл. 1 и рис. 1 выполнены сопоставления значений статистического критерия электрической прочности трансформаторного масла по результатам испытаний эксплуатационного трансформаторного масла для действующих трансформаторов с расчетными предельными значениями этого параметра. При этом за пределы при минимальной электрической прочности в 15% выходят два трансформатора мощностью 2 МВА и 25 МВА.

Анализ полученных результатов показал, что наибольший процент трансформаторов, удовлетворяющих требованиям по статистическому критерию электрической прочности, имеет место при минимальной электрической прочности, равной 0,85 и составляет 94%, с учётом «зоны риска» (отличие от норматива 5%) этот процент снижается до 85%. С уменьшением запаса по электрической прочности до 5%, доля

трансформаторов, удовлетворяющих требования по статистическому параметру, снижается до 50% для всех значений номинальных мощностей трансформаторов.

Таблица 1. Сопоставление статистических характеристик электрической прочности трансформаторного масла

№	Мощность трансформатора, МВА	Признак параметра	Стандарты [13]				Метод [14]	
			U_{cp} , кВ		$V_{U_{cp}}$, %		K_U	
			Норматив, не менее	Результаты испытаний	Норматив, не более	Результаты испытаний	Предельные значения при различном отношении	Значения по результатам испытаний
1	2,5	Значение параметров	35	66,667	20	8,82	2,85	3,068
		Соответствие нормам	да		да		нет	
2	6,3	Значение параметров	35	71,667	20	5,507	2,6	2,009
		Соответствие нормам	да		да		да	
4	10	Значение параметров	35	53,667	20	6,626	2,52*	2,491*
		Соответствие нормам	да		да		да	
5	16	Значение параметров	35	58,667	20	6,141	2,4*	2,257*
		Соответствие нормам	да		да		да	
6	25	Значение параметров	35	58	20	7,123	2,35	2,783
		Соответствие нормам	да		да		нет	
7	31,5	Значение параметров	35	54,8	20	5,701	2,3	2,079
		Соответствие нормам	да		да		да	
8	125	Значение параметров	35	70	20	1,952	2,2	1,187
		Соответствие нормам	да		да		да	

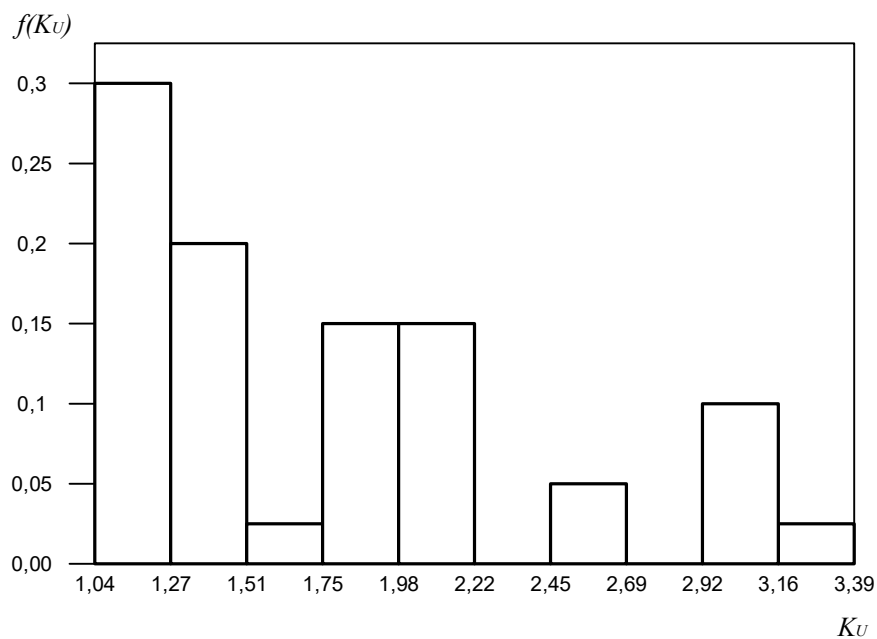


Рис. 3 – Гистограмма распределения статистического критерия электрической прочности масла.

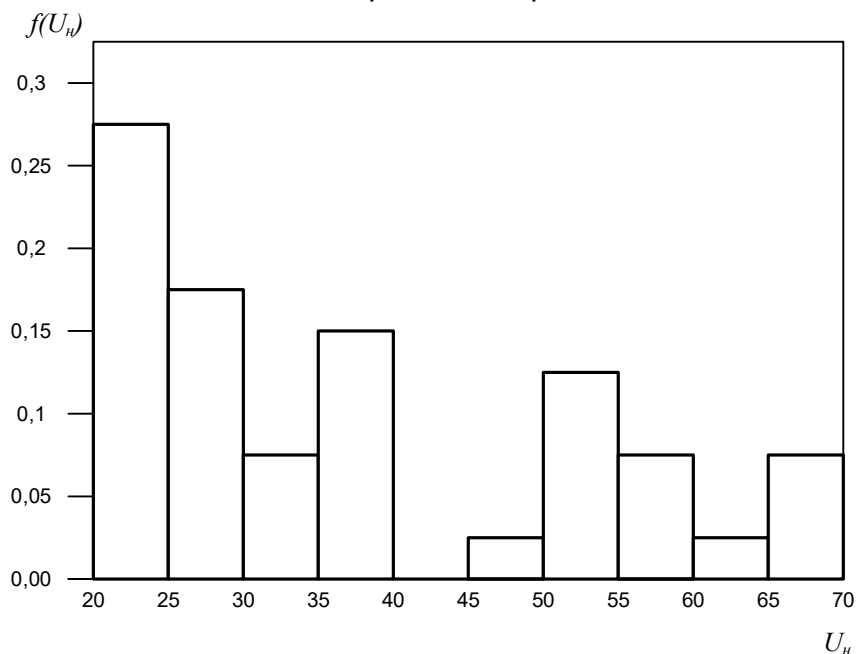


Рис. 4 – Гистограмма распределения нижнего предела пробивных напряжений масла.

Выводы

Для силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации выполнены расчеты статистических параметров электрической прочности трансформаторного масла с учетом нормативных методик и метода статистических характеристик.

Предложен новый подход, разработаны алгоритм и программа расчета в среде Borland C++ Builder для определения диагностических параметров изоляции на основе трехпараметрического распределения Гнеденко-Вейбулла по результатам эксперимента. Программа применена для обработки результатов большого количества эксплуатационных

данных. Рассмотрено применение методов искусственного интеллекта для диагностирования силовых трансформаторов.

Анализ расчетных данных для всех исследуемых трансформаторов показал, что значение коэффициента вариации меньше, установленного в нормативном документе значения в 20%. Значения среднего пробивного напряжения эксплуатационных масел соответствуют требованиям. При этом значения нижнего предела пробивного напряжения, рассчитанного на основе трехпараметрического распределения, превышает нормированное значение среднего пробивного напряжения.

Сопоставления значений статистического критерия электрической прочности масла по результатам испытаний для действующих трансформаторов с расчетными предельными значениями этого параметра показало, что за пределы допустимого значения статистического критерия выходят два трансформатора мощностью 2 МВА и 25 МВА.

Литература

1. Львов, М. Ю. Методологические принципы управления активами при эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше электрических сетей / М. Ю. Львов, Ю. Н. Львов // Электрические станции. 2020. № 4(1065). С. 33-41.
2. О сроке службы силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 220 кВ и выше электрических сетей / А. В. Майоров, М. Ю. Львов, Ю. Н. Львов [и др.] // Энергетик. 2022. № 11. С. 15-22.
3. Львов, М. Ю. Оценка технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше / М. Ю. Львов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 1(58). С. 122-127.
4. Ларин, В. С. Оценка воздействий на внутреннюю изоляцию обмоток силовых трансформаторов при резонансных перенапряжениях / В. С. Ларин, Д. А. Матвеев // Электричество. 2020. № 4. С. 16-24.
5. Долин, А. П. Основные дефекты и определение технического состояния твёрдой изоляции силовых трансформаторов / А. П. Долин, М. М. Киприянова // Электрические станции. 2022. № 6(1091). С. 27-33.
6. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. (Утвержден Распоряжением ПАО Россети 29.05.2017 № 280р). 262 с.
7. Назарычев А.Н., Крупенёв Д.С. Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие. Новосибирск: Наука, 2020. 224 с.

8. Приказ Министерства энергетики РФ № 676 от 26.07.2017 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». [Электронный ресурс] <https://base.garant.ru/71779722/>

9. Приказ Минэнерго России от 17 марта 2020 г. № 192 "О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утверждённую приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676". [Электронный ресурс] <https://base.garant.ru/74035686>

10. Куликов, А. Л. Использование машинного обучения и искусственных нейронных сетей для распознавания витковых замыканий в силовых трансформаторах / А. Л. Куликов, А. А. Лоскутов, А. Н. Совина // Электричество. 2022. № 10. С. 34-44. DOI 10.24160/0013-5380-2022-10-34-44.

11. Валиуллин, К. Р. Распознавание режима работы силового трансформатора с использованием искусственных нейронных сетей / К. Р. Валиуллин, В. М. Крынов // Энергетик. 2022. № 12. С. 28-32.

12. G. Wang, C. Feng, X. Mu and H. Liu, "Intelligent Diagnosis of Power Transformer Working Fault," 2019 Chinese Control And Decision Conference (CCDC), Nanchang, China, 2019, pp. 383-387, doi: 10.1109/CCDC.2019.8833405.

13. ГОСТ 6581-75 (СТ СЭВ 3166-81). Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998.

14. Митькин Ю.А., Мельникова О.С. Метод определения статистических характеристик электрической прочности трансформаторного масла с применением распределения Гнеденко-Вейбулла по результатам малой экспериментальной выборки // Вестник ИГЭУ. 2014. Вып. 2. С.18 – 25.

15. Gumbel E.J. Statistics of Extremes // Echo Point Books and Media, 2013 p. 396.

16. K. H. Weber and H. S. Endicott, Area Effect and Its Extremal Basis for the Electric Breakdown of Transformer Oil [includes discussion], in *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 75, no. 3, pp. 371-381, 1956

17. Мельникова О.С. Совершенствование методов расчета изоляции силовых трансформаторов – Электричество, 2022, № 1, с. 46 – 52.

УДК 621.315.1

МОДЕЛЬНОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА В ИНТЕРЕСАХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ВОЛНОВОГО ОМП

Хузяшев* Р.Г., Тухфатуллин И.Р., Иркагалиева И.И.

Аннотация

Рассматриваются результаты моделирования сигналов переходного процесса в однопроводной линии. Сравниваются параметры сигналов напряжения и тока. Внимание уделено амплитуде и периоду колебаний сигналов. Рассмотрен алгоритм определения начала сигнала переходного процесса в условиях шумов и колебаний переднего фронта сигнала. Приведены результаты анализа экспериментально зарегистрированных сигналов.

Ключевые слова: бегущие волны, переходной процесс, начало сигнала, аномалия временного ряда.

Введение

Задача определения места повреждения (ОМП) в электрических сетях является и не перестает быть актуальной, по причине постоянного развития вычислительных средств и техники связи, что позволяет разрабатывать и внедрять все более совершенные алгоритмы обработки регистрируемой информации.

Волновые комплексы ОМП (ВОМП) реализуют измерение времени начала сигнала переходного процесса (НСПП и СПП). Измерение начала сигнала переходного процесса происходит с погрешностью не более 1 мкс в спутниковой навигационной шкале времени. В однородных сетях высокого класса напряжений комплексы ВОМП определяют место повреждения на линиях длиной несколько сот километров [1]. Для неоднородных сетей среднего класса напряжений определение места повреждения ограничено длинами линий несколько десятков километров [2], что обусловлено негативным воздействием механизма дисперсии переднего фронта бегущей волны при ее распространении в сильно неоднородной линии.

По параметрам переходного процесса предлагается определять связь величины периода свободных колебаний и расстояния до места повреждения в работах [3,4]. При внедрении комплекса ВОМП в распреде-

* Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Республика Татарстан, Россия, e-mail: 142892@mail.ru

лительных сетях важно повышать информационную ценность регистрируемых сигналов и понижать стоимость разработки комплекса, доминирующей частью которого является его программное обеспечение.

Модельные исследования формирования СПП, обусловленного граничными неоднородностями

Программное обеспечение комплексов ВОМП определяет место возникновения сигнала переходного процесса. Структура многомодальных колебаний СПП несет информацию как о месте их возникновения, так и об их причине. Без моделирования этих процессов невозможно разобраться в механизмах формирования СПП. Рассмотрим результаты моделирования СПП в пакете PsCad для простейших моделей электрической сети.

На рис.1 изображена модель однопроводной линии с обратным земляным проводом, с однофазным источником переменной ЭДС промышленной частоты в начале и замыкающим ключом, имитирующим короткое замыкание (КЗ) в конце линии. Источник ЭДС с действующим фазным напряжением 10 кВ обладает нулевым сопротивлением. Линия длиной 5 км изображена 4-мя одинаковыми сегментами с распределенными параметрами длиной 1,25 км с целью расположения на границах сегментов измерительных вольтметров и амперметров. Удельные параметры линии $L=2,54$ мГн/км, $C=7,07$ нФ/км, $R=0,69$ Ом/км. Волновое сопротивление линии равно 600 Ом.

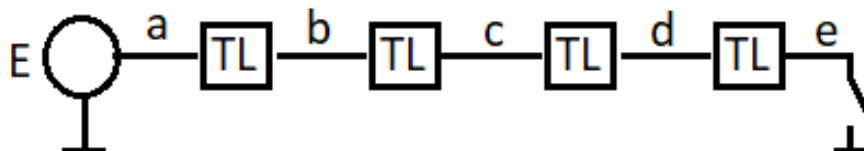


Рис. 1 – Модель однородной однопроводной линии.

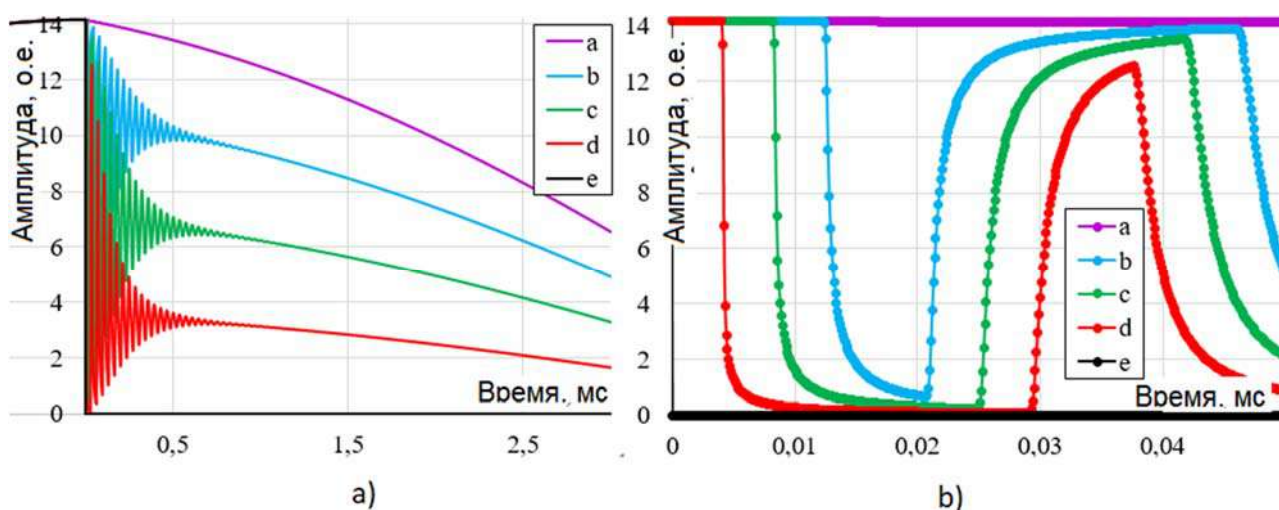


Рис. 2 – Сигнал напряжения переходного процесса с большим (a) и малым временными масштабами (b) на разных участках линии.

Интервал дискретизации равен 0,1 мкс.

На рис.2 изображен СПП напряжения, зарегистрированный в разных частях линии с временным интервалом дискретизации 0,1 мкс. В конце линии генерируется бегущая волна в форме ступени напряжения величины равной мгновенной амплитуде напряжения в момент коммутации, которая распространяется к началу линии. В начале и в конце линии бегущая волна ступени напряжения отражается с коэффициентом отражения -1, что соответствует краевым условиям равенства нулю суммарной амплитуды, падающей и отраженной волн. Наложение множества переотраженных бегущих волн формирует стоячую волну напряжения с узлами по концам линии.

Размах амплитуды колебаний в начале СПП (рис.2) равен амплитуде фазного напряжения в момент замыкания ключа. С уменьшением амплитуды колебаний переходного процесса кривая напряжения стремится к установившемуся аварийному колебанию промышленной частоты. Постоянная спада амплитуды колебаний напряжения составляет 0,3 мс. Форма переднего фронта бегущей волны напряжения иллюстрирует увеличение его длительности примерно на 1 мкс на каждый пройденный километр в соответствии с механизмом дисперсии бегущей волны в форме ступени напряжения. Период колебаний величиной 36,2 мкс соответствует пробегу удвоенной длины линии со скоростью 276 м/мкс. Эта скорость соответствует распространению бегущей волны в земляном или нулевом модовом канале в трехфазной линии.

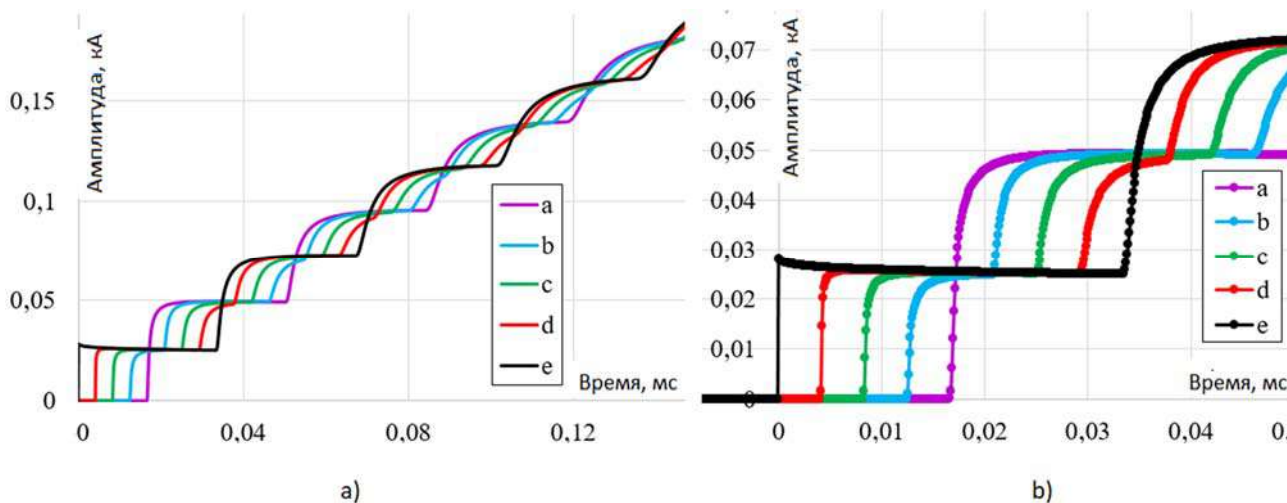


Рис. 3 – Сигнал тока переходного процесса с большим (а) и малым временными масштабами (b) на разных участках линии.

На рис.3 изображен аналогичный СПП тока. В месте коммутации генерируется бегущая волна в форме ступени тока, которая распространяется к началу линии. В начале и в конце линии бегущая волна ступени тока отражается с коэффициентом отражения +1, что соответствует краевым условиям отличия от нуля суммарной амплитуды, падающей и отраженной волн. Интерференция множества переотраженных бегущих волн формирует ступенчато нарастающую волну тока, которая достигает

максимального значения 2 кА через 3 мс после замыкания ключа. Размах ступени амплитуды колебаний тока для линии, изображенной на рис.1 в начале СПП, равен отношению фазного напряжения к величине волнового сопротивления линии и численно равен величине 25 А.

Именно по первой ступени бегущей волны тока происходит определение его временного начала. Сопоставление с первой ступенью напряжения (рис.2) указывает на преимущество сигналов напряжения относительно токовых сигналов при простейших пороговых алгоритмах определения начала СПП. Это связано с существенно большим размахом амплитуды переднего фронта сигнала напряжения по сравнению с сигналом тока.

Рассмотрим формирование СПП на участке линии между местом расположения ключа и концом линии (рис.4).

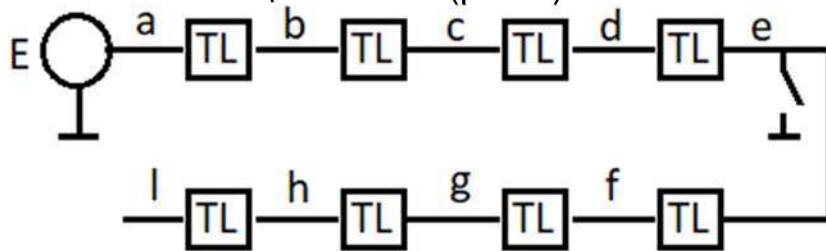


Рис. 4 – Модель простейшей однопроводной линии с замыкающим ключом в середине линии.

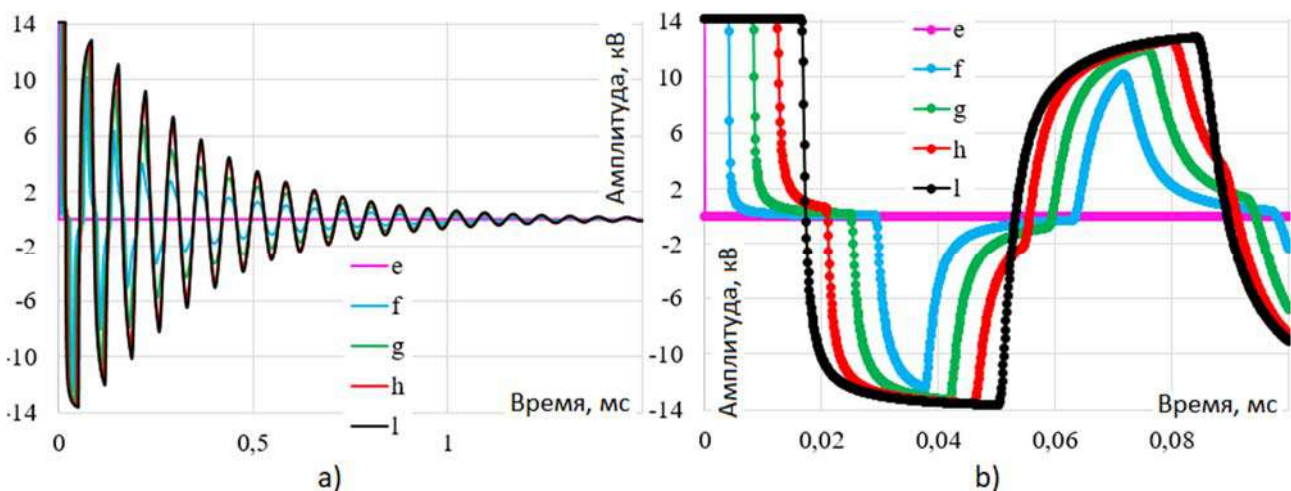


Рис. 5 – Сигнал напряжения переходного процесса с большим (a) и малым временными масштабами (b) на разных участках линии.

Аварийный процесс, связанный с замыканием ключа, начинается в нулевой момент времени и вызывает обнуление напряжения в узле «e» (рис. 4, рис.5). В этом узле формируется бегущая волна (TW1) отрицательной полярности с амплитудой, равной предаварийному значению, распространяющаяся к концу линии (рис.5b голубая линия - узел «f», зеленая линия - узел «g», красная линия - узел «h», черная линия – узел

«l») и к ее началу. При достижении конца линии с большим сопротивлением бегущая волна отражается с коэффициентом «+1» и формирует отраженную волну (RW1), такой же полярности, распространяющуюся к месту КЗ. В месте отражения размах амплитуды суммы, падающей и отраженной волн, увеличивается вдвое. Дальнейший процесс формирования бегущих и отраженных волн аналогичен ранее рассмотренному на рис. 3. Сформированный в результате интерференции переотраженных волн СПП имеет период свободных колебаний, в два раза превышающий аналогичный период для сигнала слева от места КЗ, по модели рис.1.

Модельные исследования формирования СПП, обусловленного промежуточными неоднородностями

Схемы замещения всех объектов электроэнергетики содержат параллельное соединение комплексных сопротивлений со значительными по величине активной составляющей и емкостью конденсатора между их контактными выводами, имеющими ненулевую площадь. По параметрам, используемым в расчетных моделях, паразитная емкость оборудования оценивается значениями 0,3-0,6 нФ, емкость обмотки автотрансформатора 220 кВ приблизительно составляет 2,7 нФ, емкость тарельчатого изолятора составляет 50 пф, емкость опорного штыревого изолятора составляет 1-5 пф.

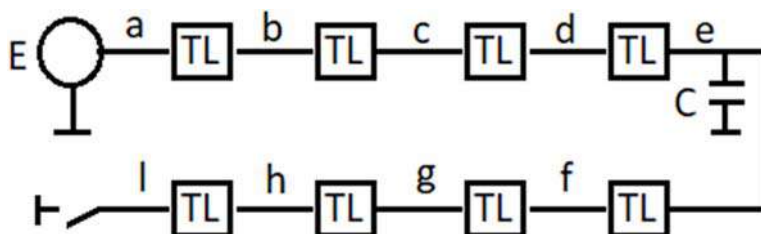


Рис. 6 – Модель простейшей однопроводной линии с неоднородностью в середине линии.

Отражение бегущей волны ступени напряжения от конденсатора, в начальный момент времени, происходит как от неоднородности с нулевым сопротивлением. Это объясняется большим током заряда, который потребляет конденсатор в начальный момент времени. По мере заряда емкости конденсатора его сопротивление стремиться к бесконечности. На рис.6. приведена схема однопроводной 10 километровой линии в середине которой установлен конденсатор с варьируемой величиной емкости.

На рис.7 изображена осциллограмма бегущей волны ступени напряжения в узле «f». Бегущая волна пробежала расстояние от узла «l» до узла «f» равное 3,75 км за 12,4 мкс, что близко к скорости света. Волна, отраженная от емкости зарегистрирована в узле «f» через $20,7 - 12,3 = 8,4$ мкс, что соответствует пробегу двойного расстояния от

узла «f» до узла «e» и обратно от узла «e» до узла «f». Коэффициент отражения равен «-1» и полярность отраженного сигнала аналогична ситуации на рис.2.

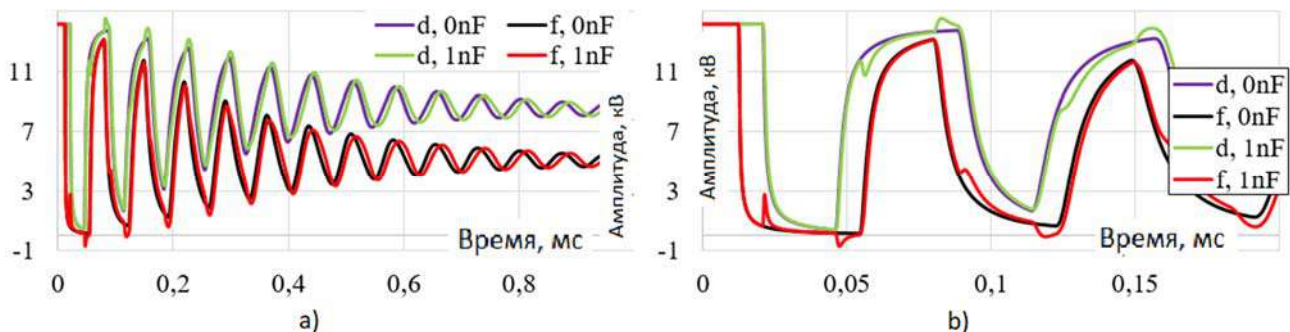


Рис. 7 – Сигнал напряжения переходного процесса с большим (а) и малым временными масштабами (б) на разных участках линии с неоднородностью типа конденсатор.

Через $45,8 - 20,9 = 24,9$ мкс, зарегистрирована малая волна пробежавшая расстояние $1,25 \cdot 6 = 7,5$ км (пробежала от «f» до «l» и от «l» до «f») со скоростью $7,5 / 24,9 = 0,309$ км/мкс, и лишь через $52,3 - 12,3 = 40$ мкс зарегистрирована основная волна пробежавшая 12,5 км (соответствует двойному времени пробега от «f» до «a»). Уменьшение расстояния между местом регистрации СПП и последующей неоднородностью способно сформировать колебательный процесс на переднем фронте бегущей волны. Этот признак можно использовать при машинном анализе зарегистрированных осциллограмм, для определения места коммутации внутри или вне зоны, контролируемой комплексом ВОМП. Хорошо видно уменьшение амплитуды СПП даже для одной неоднородности в виде емкости конденсатора. Увеличение узлов неоднородности вызовет пропорциональное ослабление СПП. Наличие неоднородности в виде конденсатора емкостью 1 нФ вызывает появление высокочастотных модовых колебаний в начале СПП и уменьшение частоты низкочастотных модовых колебаний примерно на 1,5%.

На рис.8. приведена схема однопроводной 10 километровой линии, к середине которой подключена линия ответвления с варьлируемой длиной.

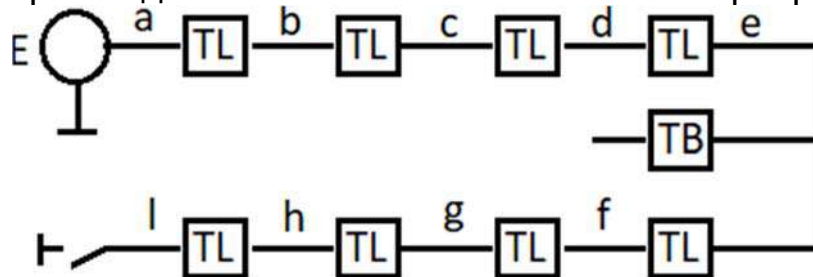


Рис. 8 – Модель простейшей однопроводной линии с ответвлением в середине линии.

На рис.9. представлены осциллограммы СПП с большим и малым временными масштабами, которые наглядно изображают влияние отвлечения на параметры сформированных СПП в сравнении с его отсутствием. Отвлечение любой длины вызывает формирование высокочастотных модовых колебаний в начале СПП и увеличение периода доминирующих низкочастотных модовых колебаний на протяжении длительности всего СПП. Увеличение длительности периода составляет 1,5% для отвлечения длиной 0,1 км, 10% - 1 км; 100% - 10 км. Наличие отвлечения вызывает перенапряжения амплитуды СПП относительно величины нормального фазного напряжения. Величина перенапряжения зависит от соотношения длины отвлечения, длины линии и места расположения КЗ.

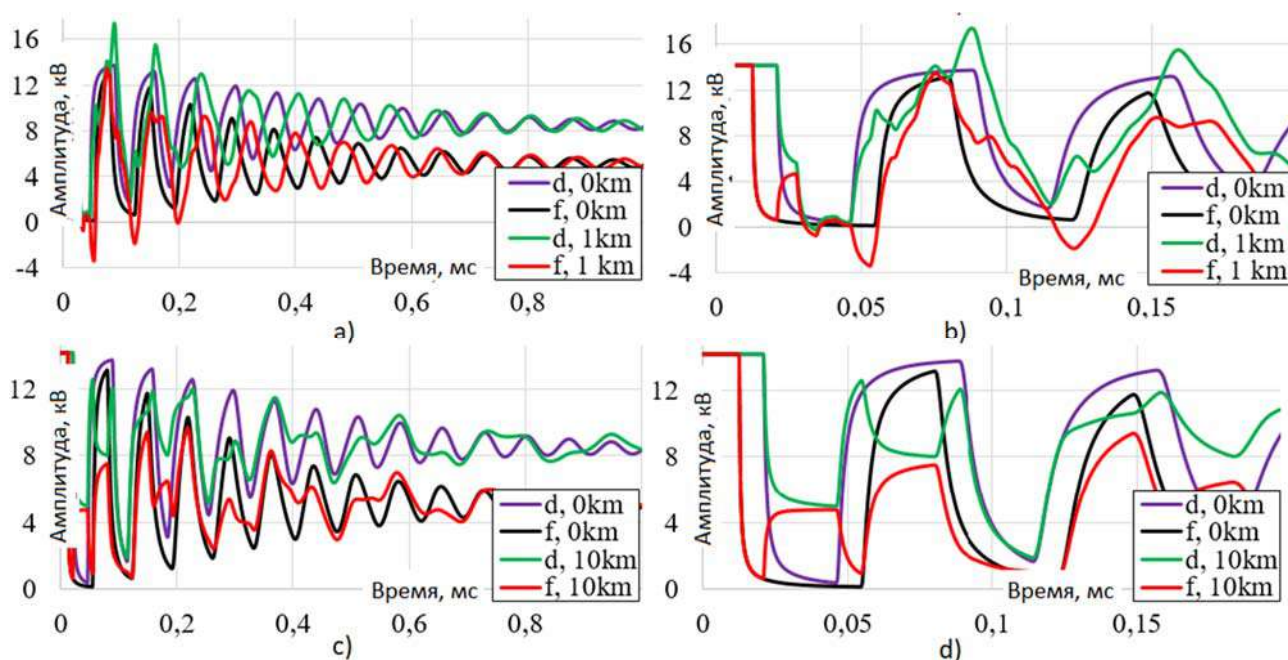


Рис. 9 – Сигнал напряжения переходного процесса с большим (а, с) и малым временными масштабами (b, d) на разных участках линии с неоднородностью типа отвлечения длиной 1; 10 км.

Алгоритм определения начала экспериментально зарегистрированных СПП

На рис.10 представлены типичные формы переднего фронта экспериментально зарегистрированных СПП напряжения. Наличие на переднем фронте СПП колебаний с разно полярной амплитудой, как показано в предыдущих разделах, объясняется неоднородной структурой канала распространения бегущей волны ступени напряжения. Эти колебания увеличивают погрешность определения НСПП пороговыми методами [5], двух пороговыми методами с линейной аппроксимацией до нулевого значения [6,7] и статистическими методами на основе центральных моментов высокого порядка [8, 9, 10]. В условиях грозových перенапряжений увеличивается амплитуда шумовых колебаний, вызванных формированием стримеров, что увеличивает погрешность определения НСПП.

Для иллюстрации возникновения погрешности определения НСПП статистическим методом на основе функции эксцесса [9,10] на рис.11а изображен нормированный к максимальной амплитуде СПП (рис.10с,d) и вычисленные функции дисперсии и эксцесса на временном окне от начала осциллограммы до текущего значения временного ряда. Видно, что статистический метод для определения НСПП требует применения ненулевого порога, величина которого уменьшается с увеличением порядка центрального момента. Величина порога зависит от величины шума СПП (рис.10а, с), сравнимого с амплитудой колебаний. Завышенная величина порога статистического метода, примененного к исходному СПП, вызывает погрешность определения НСПП (рис.11а).

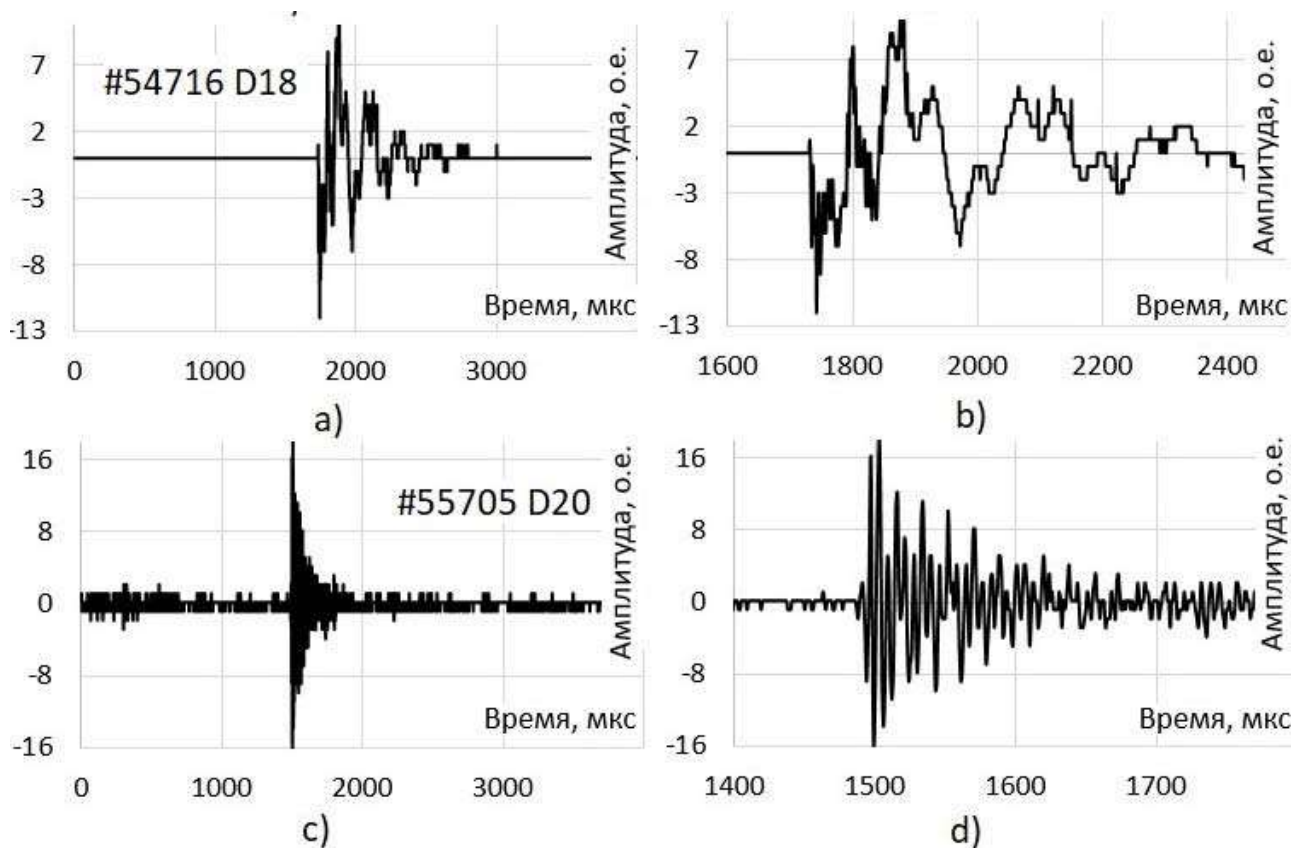


Рис. 10 – Экспериментально зарегистрированные СПП с разными формами передних фронтов. СПП изображены с большим (а, с) и малым (b, d) временными масштабами.

С целью уменьшения погрешности определения НСПП был разработан алгоритм построения огибающей СПП на основе замены мгновенных амплитуд их модулями, сглаживания выбросов и провалов мгновенной амплитуды без изменения их полярности, сглаживание провалов, вызванных колебательной сменой полярности мгновенных амплитуд. Это позволило достаточно хорошо аппроксимировать передний фронт СПП монотонной зависимостью и уменьшить число шумовых выбросов (рис.11b).

К полученной огибающей были применены статистические функции

центральных моментов второго и четвертого порядка и начального момента второго порядка. Применение нулевого порога к приращениям названных функций указывает на преимущество использования начального момента второго порядка от огибающей СПП. Погрешность определения НСПП конкурирующими функциями равна 2 мкс.

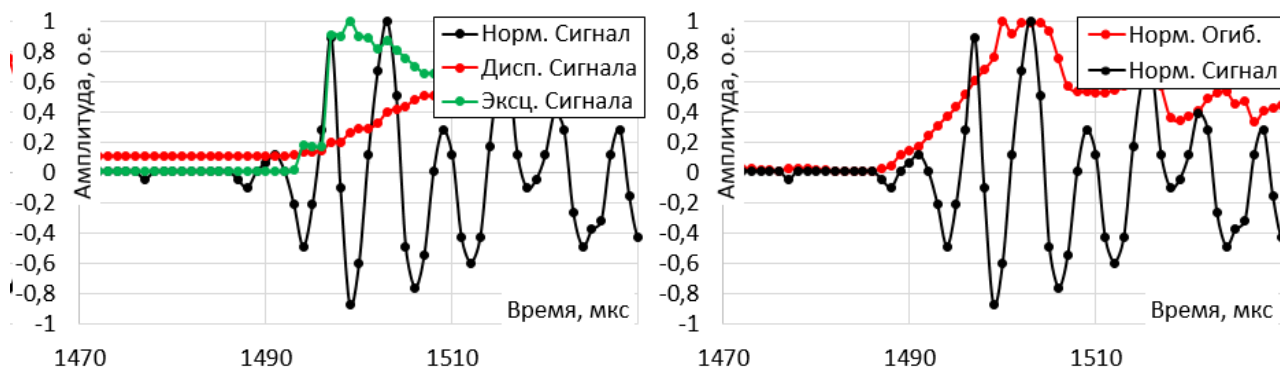


Рис. 11 – Иллюстрация алгоритма определения НСПП на основе вычисления его огибающей при колебаниях переднего фронта в присутствии шума.

При малом количестве шумов (рис.10 а-б) преимущество начального момента второго порядка исчезает и все конкурирующие функции показывают правильное определение НСПП.

Заключение

Распределительные сети среднего класса напряжений являются существенно неоднородными. Формирование сигнала переходного процесса происходит при наложении многих переотраженных бегущих волн. Все переотраженные бегущие волны в электрической сети формируются большими и малыми неоднородностями. К большим неоднородностям относят конец и начало линии. К малым неоднородностям относят емкости схем замещения сосредоточенных элементов электроэнергетики (изоляторы, трансформаторы) и узлы подключения ответвлений. Трехфазная электрическая линия обладает тремя модовыми каналами распространения бегущих волн. Поэтому в месте регистрации сигнала переходного процесса происходит наложение бегущих волн распространяющихся в разных модовых каналах, что сильно усложняет анализ. В работе представлен анализ механизмов формирования переходного сигнала в простейшей однопроводной линии, являющейся схемой замещения земляного модового канала трехфазной линии.

Смоделированные результаты указывают, что максимальный размах напряжения СПП сравним или превышает нормальное фазное напряжение в электрической линии. Максимальный размах тока СПП намного меньше размаха тока нагрузки. Это указывает на преимущество регистрации СПП напряжения. Так как штатные трансформаторы напряжения обладают меньшей частотной полосой пропускания относительно штатных трансформаторов тока, для регистрации СПП рекомендуется использовать входные цепи на основе емкостных делителей.

Смоделированные СПП иллюстрируют, что период их колебаний зависит как от расстояния до места аварийной коммутации, так и от сопротивления на концах линии. Это снижает ценность методов ОМП, основанных на измерении периода СПП.

Смоделированные формы СПП при наличии сосредоточенной неоднородности указывают на возникновение высокочастотных модовых колебаний в начале СПП и увеличение периода низкочастотных модовых колебаний пропорционально величине емкости сосредоточенной неоднородности или длине ответвления.

С целью уменьшения погрешности определения начала СПП в условиях колебательного характера его переднего фронта и при наличии шумов разработан алгоритм на основе определения огибающей СПП.

Литература

1. Львов А, Пинчуков П. Оптимизация поиска мест повреждения воздушных линий электропередачи 220 кВ, расположенных на территории Республики Саха (Якутия) с применением волновых ОМП // Электроэнергия. Передача и распределение, №1(28), 2023, С. 44-48.
2. Феоктистов А.В. Технические решения для определения мест повреждения в распределительных сетях 6-35 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение, №6(69), 2021, С. 94-95.
3. Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество. 2005. № 6. С. 9–18.
4. Шуин В.А, Филатова Г.А. и др., Информационные параметры электрических величин переходного процесса для определения места замыкания на землю в распределительных кабельных сетях напряжением 6-10 кВ // Вестник ИГЭУ. №2, 2017, С. 34-42.
5. Дичев Н.В. и др., Метод определения временного положения медленно-нарастающего эхо-импульса // Известия ТПУ. №4, 2010, С.146-149.
6. Солдатов А.И., Сорокин П.В., Макаров В.С., Определение временного положения акустического импульса методом аппроксимации огибающей сигнала // Известия ЮФУ. – Технические науки, №10, 2010, С.178-184.
7. Schweitzer E.O., et al. Locating faults by the traveling waves they launch // Proc. 67th annual conference for protective relay engineers. March 2014, pp. 95-110.
8. Патент 2660403 Российская Федерация, (06.07.18). Способ беспороговой автоматической интеллектуальной регистрации сигналов акустической эмиссии устройством неразрушающего контроля / Барат В.А., Шиманский А.Г.
9. Лачугин В.Ф., Панфилов Д.И., Смирнов А.Н. Реализация волнового метода определения места повреждения на линиях электропередачи с использованием статистических методов анализа данных // Известия РАН. Энергетика. № 6, 2013, С. 137–146.
10. Подшивалин А.Н. Исследование свойств коэффициента эксцесса в задаче волнового определения места повреждения линий электропередачи. // Релейная защита и автоматизация. №1, 2023, С. 51-57.

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ОБЪЕДИНЁННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В УСЛОВИЯХ РОСТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Насиров* Т.Х., Трофимов** Г.Г., Хамидов* Ш.В.

Аннотация

Рассмотрены вопросы развития объединённой энергосистемы Центральной Азии при внедрении в них возобновляемых источников энергии (ВИЭ), определенных решениями правительств стран региона. Отмечены существующие основные научно-технические проблемы, связанные с широкомасштабным использованием ВИЭ в энергосистеме и пути их преодоления. Анализируются вопросы надежности электроснабжения объединённой энергосистемы Центральной Азии, совместного решения комплекса вопросов по внедрению ВИЭ и накопителей энергии в Объединении.

Ключевые слова: энергосистема, надежность, системная авария, возобновляемая энергетика, накопители энергии.

Введение

В регионе Центральной Азии (ЦА) в последнее время обостряются проблемы дефицита электроэнергии [1]. Так Казахстан в последние два года сталкивается с острым дефицитом электроэнергии, особенно в пиковые часы нагрузки. В 2022 г. дефицит электроэнергии фиксировался в течение 8 месяцев. В соответствии с прогнозом Министерства энергетики РК с 2023-го по 2029 г. объём используемой электроэнергии в стране ежегодно будет увеличиваться в среднем на 3%. Уровни производства и потребления в электроэнергетике будущих семи лет показывают, что в 2023–2025 гг. и в 2028 г. баланс будет отрицательным. В Кыргызстане в минувшую зиму электроэнергия отключалась в целях сокращения её потребления. Отключения были вызваны дефицитом электроэнергии в стране, ввиду отсутствия необходимых мощностей для производства. В текущем году страна также может столкнуться с существенным дефицитом электроэнергии до 1,9 млрд кВт·ч. Аналогичная ситуация и в Узбекистане. Отключения электроэнергии на не-

* Институт проблем энергетики АН РУз, Узбекистан, e-mail: temarkaz@gmail.com;

** Алматинский Университет энергетики и связи, email: depenergy@mail.ru;

* Институт проблем энергетики АН РУз, Узбекистан, e-mail: khamidov_sh@mail.ru.

сколько часов происходят довольно часто. Дефицит электроэнергии в объёме 18–20 млн кВт·ч неоднократно наблюдался в часы осенне-зимнего максимума.

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), глобальный спрос на электроэнергию в Узбекистане в 2023–2025 гг. будет ежегодно расти на 3%, а в Казахстане на 1,7% [2]. Однако, прогнозная оценка показывает, что до 2030 г. ежегодный рост потребления электроэнергии в Узбекистане будет составлять порядка 6–7% [3]. В этой связи требуется ускоренное строительство и ввод в регионе новых генерирующих мощностей с соответствующим развитием электрических сетей.

Учитывая, что в регионе повсеместно намечено строительство ВИЭ, то в этих условиях целесообразна предварительная оценка эффективности используемых энергоресурсов. Как известно, показатель энергетической рентабельности (EROEI, Energy Return on Investment) является одним из критериев сравнения эффективности энергоресурсов и используется для оценки эффективности производства энергии. EROEI определяется как отношение полученной энергии из определенного ресурса к энергии, затраченной на производство этого ресурса:

$$\text{EROEI} = E_{\text{п}}/E_{\text{з}},$$

где $E_{\text{п}}$, $E_{\text{з}}$ – полученная и, соответственно, затраченная энергия на производство электроэнергии.

Во многих отношениях этот показатель методологически неидеален. Его величина может в значительной степени изменяться в зависимости от используемых технологий и места установки электрической станции (показателей инсоляции, силы ветра и др.). Тем не менее он полезен для сравнения в динамике энергетических альтернатив. Если показатель энергетической рентабельности EROEI больше единицы, то ресурс является нетто-производителем энергии, если он меньше, то поглотителем. Чем выше EROEI, тем полезнее ресурс, поскольку на одну единицу он дает больше энергии, чем другие. Считается, что для стабильного функционирования и развития современного индустриального общества показатель энергетической окупаемости должен быть не меньше 5:1.

Долгое время считалось, что ВИЭ (солнечные (СЭС) и ветровые (ВЭС) электростанции) имеют EROEI ниже, чем традиционные станции. В [4] прямо указывается, что атомные (АЭС), гидравлические (ГЭС), угольные и газовые тепловые (ТЭС) электростанции на порядок эффективнее, чем СЭС и ВЭС. В [5] также утверждается, что для России альтернативная энергетика в виде солнечно-ветровой электрогенерации полностью себя дискредитировала и это сомнению уже не подвергается. Россия, как известно, является крупным производителем нефти и газа, имеет значительные запасы гидроресурсов и поэтому традиционные электростанции работают на основе этих природных и ископаемых ресурсов. Но не все страны ЦА имеют подобные ресурсы.

Проведенный анализ показал, что для традиционных электрических станций в регионе ЦА, таких как ТЭС на базе ископаемых топлив (уголь, нефть, газ), типичное значение EROEI составляет примерно от 10:1 до 30:1. Это означает, что каждая единица энергии, затраченная на добычу и обработку ископаемого топлива, дает от 10 до 30 единиц энергии в виде электроэнергии. Однако известно, что со временем EROEI основных ископаемых видов топлив (нефти и газа) снижается, что влечет за собой снижение EROEI тепловых электростанций на базе ископаемых топлив [6].

Значения EROEI для СЭС и ВЭС могут варьироваться в зависимости от различных факторов, включая технологию, климатические условия, выбор месторасположения и методы производства. Причем EROEI ветровых и солнечных технологий в целом растут [6]. Так для СЭС, использование которых во многих регионах ЦА наиболее предпочтительно, типичное значение EROEI составляет примерно от 10:1 до 30:1, хотя более точные значения могут различаться в зависимости от типа солнечной технологии (фотоэлектрическая или станции башенного типа) и их местоположения. Например, EROEI кремниевых солнечных установок с расчетным сроком службы 25 лет, расположенных в Швейцарии, где солнечных дней значительно меньше, чем в ЦА, составляет 9–10, соответственно, срок энергетической окупаемости – 2,5–2,8 года [7]. Отметим, что снижение потребления материалов на единицу выпускаемой продукции, в данном случае потребления сырья, на производство которого приходятся основные энергетические затраты, связанные с солнечной энергетикой, является основным фактором роста EROEI. Этому же способствует и рост энергоэффективности производства фотогальванических элементов и увеличение срока их службы.

Для ВЭС значения EROEI обычно находятся в диапазоне 15:1–40:1, хотя они также могут варьироваться в зависимости от размера турбин, скорости ветра и других факторов.

Таким образом проведенный анализ показывает, что для региона ЦА экономически целесообразно наряду с традиционными источниками энергии использовать СЭС и ВЭС. Поэтому во всех странах региона ЦА входящих в ОЭС ЦА планами развития предусмотрено строительством не только традиционных электростанций (АЭС и ГАЭС в Узбекистане; АЭС в Казахстане; ГЭС в Киргизии), но и широкая интеграция ВИЭ.

Направление развития Объединённой энергосистемы ЦА с ВИЭ

Развитие ВИЭ в регионе ЦА имеет множество преимуществ и может быть весьма целесообразным. Вот некоторые из основных причин:

Ресурсный потенциал. ЦА обладает огромным потенциалом для развития ВИЭ, что делает его идеальным для интенсивного и эффективного использования этих источников.

Солнечная энергия. Регион обладает обширными районами с высокой

солнечной активностью, длительным солнечным сиянием. Поэтому СЭС могут быть эффективным вариантом для производства «чистой» энергии.

Ветровая энергия. ЦА характеризуется сильными ветрами, особенно в гористых районах, где могут быть установлены ВЭС.

Кроме того, в регионе имеется значительный потенциал для развития гидроэнергетики. На реках Амударья и Сырдарья целесообразно строительство крупных ГЭС. Гидроэлектростанции малой и средней мощности могут быть востребованы для обеспечения местных потребностей в энергии.

Энергетическая независимость. Развитие природных ресурсов позволит региону диверсифицировать экономику, снизить использование нефти, газа и других традиционных источников энергии, а также уменьшить зависимость стран региона от импорта энергии и укрепить их энергетическую независимость.

Экологическая устойчивость. Развитие ВИЭ в ЦА поможет снизить выбросы парниковых газов, ограничить негативное воздействие на окружающую среду и противодействовать изменению климата.

Экономическая выгода. Производство энергии на основе ВИЭ может быть экономически выгодным по сравнению с традиционными источниками, что особенно важно, если учесть ресурсный потенциал региона.

Здесь следует отметить, что мировой лидер в области стратегической деловой и финансовой информации компания BloombergNEF (BNEF), опубликовала в 2023 г. отчёт [8], содержащий глобальные эталоны приведённой стоимости единицы электроэнергии (LCOE) для разных технологий генерации электроэнергии (Рис. 1).

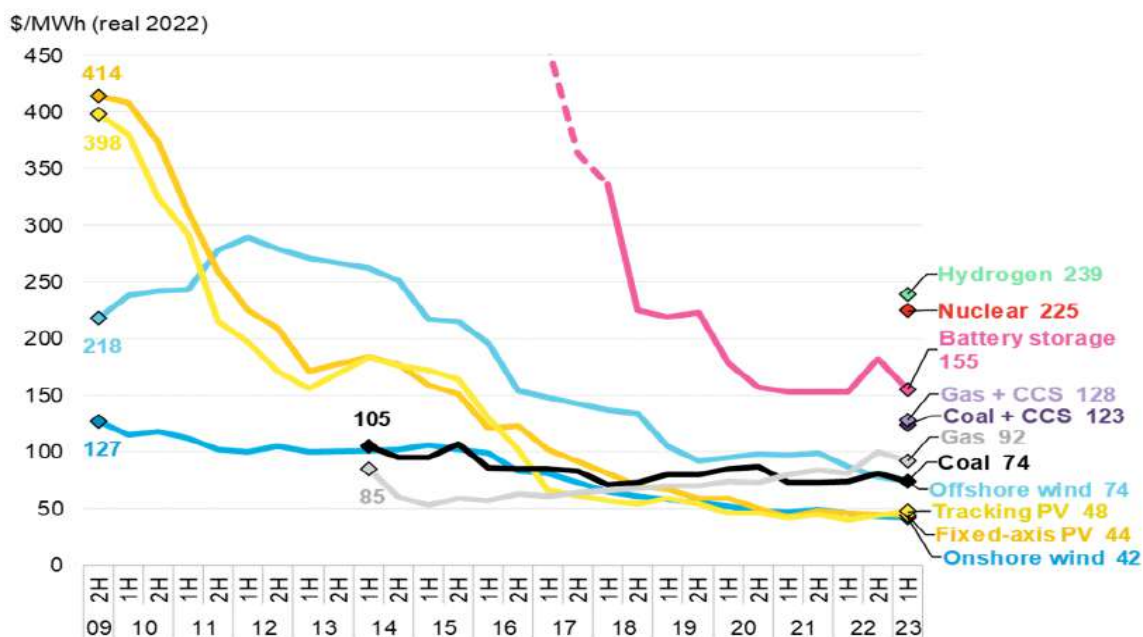


Рис. 1 – Глобальные эталоны приведённых показателей стоимости единицы электроэнергии.

В нем отмечается, что в последние шесть месяцев, наземные ВЭС и фотоэлектрические СЭС остаются самыми дешевыми новыми технологиями производства электроэнергии в странах, на долю которых приходится 82% всего мирового производства электроэнергии. Причем затраты на ветроэнергетику и проекты по хранению энергии снизились по сравнению с уровнями 2022 года, и являются самым дешевым с тех пор, как BNEF начал собирать данные о проектах в 2009 году, что обусловлено развитием рынка.

Так, глобальная средняя LCOE в наземной ветроэнергетике (ВЭС) составляет 42 \$/МВт·ч, фотоэлектрической СЭС 44–48 \$/МВт·ч (в зависимости от наличия в проектах трекеров), для газовых электростанций 92 \$/МВт·ч, а для угольных 74 \$/МВт·ч. Если к технологии производства электроэнергии на базе газа и угля добавить стоимость улавливания и хранения углерода (CCS), их LCOE возрастает до 128 и 123 \$/МВт·ч соответственно.

Для развития ВИЭ необходима разработка законодательства, эффективных стратегий развития и механизмов финансирования, так как для строительства электростанций на основе ВИЭ требуются значительные инвестиции. Однако ВИЭ обладают существенным непостоянством генерации, зависящем от погодных условий, что отрицательно влияет на режим электроэнергетической системы (ЭЭС). Кроме того, при возникновении аварийных ситуаций в ЭЭС напряжение на шинах в местах размещения ВИЭ может значительно снижаться. Если СЭС и ВЭС не оснащены системами накопителями электроэнергии (СНЭЭ), способными поддерживать напряжение, то входящие в состав ВИЭ инверторы «опрокидываются» и ВИЭ отключаются от сети устройствами релейной защиты. При этом располагаемая мощность ЭЭС в результате аварии уменьшится на величину отключаемой мощности СЭС и ВЭС:

$$P_{\text{расп.ав}}^c = P_{\text{исх}}^c - (\sum P_{\text{СЭС}} + \sum P_{\text{ВЭС}}) .$$

В этом случае недостаточного оперативного (горячего, вращающегося) резерва мощности, предназначенного для компенсации небаланса между производством $P_{\text{расп}}^c$ и потреблением электроэнергии $P_{\text{нагр}}$, вызванного отказами или аварийным отключением. В ЭЭС возникнет дефицит мощности:

$$\Delta P_{\text{деф}}^c = P_{\text{нагр}} - P_{\text{расп.ав}}^c .$$

В результате возникшего дефицита располагаемой мощности $P_{\text{расп.ав}}^c$ частота в ЭЭС снижается относительно номинальной $Pf_{\text{ном}} = 50$ Гц

$$f_{\text{ав}}^c = f_{\text{ном}} (1 - \Delta P_{\text{деф}}^c / P_{\text{нагр}}) .$$

Если спецочереди АЧР, либо действия оперативного персонала, не смогут предотвратить снижения частоты в ЭЭС и она окажется ниже некоторого критического значения:

$$f_{\text{ав}}^c < f_{\text{кр}}^c = (47 - 46,5) \text{ Гц},$$

то от сети начнут отключаться малоинерционные газотурбинные (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ) установки, что создаст в ЭЭС дополнительный дефицит мощности и может привести к каскадному развитию аварии.

В [9] рассмотрено влияние удельного веса мощности СЭС и ВЭС при наличии ГТУ и ГПУ в ОЭС ЦА и показано, что при отсутствии СНЭЭ в ЭЭС возрастает вероятность нарушения нормального режима работы и ущерб, обусловленный дефицитом генерирующей мощности.

Рассмотренные выше вопросы, связанные с регулированием мощности, станут еще более актуальными в связи со строительством в Узбекистане первой очереди АЭС с двумя блоками по 1200 МВт, предназначенными для работы в базовом режиме. Возросшие в республике потребности в природном газе и мазуте определяют необходимость диверсификации поставок первичных энергоресурсов и проработки строительства второй очереди АЭС с аналогичными блоками.

Необходимо отметить, что для солнечно-ветровой генерации коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) может быть сравнительно низким из-за изменчивости и непостоянства работы ВИЭ. Поэтому, КИУМ для солнечно-ветровой генерации обычно составляет 20–40% или менее, в зависимости от конкретных условий эксплуатации и технологий, так как в среднемировой показатель лежит в пределах 15–25%.

В отличие от этого, традиционные ТЭС (угольные, газовые или АЭС), могут иметь более высокий КИУМ, так как они обычно работают непрерывно и при постоянной, и при переменной нагрузке. КИУМ для традиционных электрических станций составляет примерно 70–90% или более, в зависимости от режима работы и системы обслуживания. Поэтому в целях устранения перечисленных недостатков ВИЭ и повышения их эффективности, целесообразно снабдить ВИЭ системами накопления и хранения энергии.

В этих непростых условиях СНЭЭ могут быть использованы не только для широкой интеграции ВИЭ в ОЭС ЦА, приобретающих все более важную роль за счет наличия значительного потенциала солнечной и ветровой энергии в регионе, но и для повышения технических и экономических показателей ЭЭС. Поэтому наряду со строительством новых электростанций и интеграцией ВИЭ важным является установка в ЭЭС различных СНЭЭ. Эти накопители позволяют сохранить избыточную энергию и более эффективно использовать ее в периоды отсутствия или недостатка солнца и ветра в течение суток, компенсировать непостоянство генерации ВИЭ и обеспечить надежное энергоснабжение потребителей. Кроме того, использование СНЭЭ в ОЭС ЦА может быть весьма целесообразным и для всей ЭЭС, обеспечивая целый ряд технических и экономических преимуществ.

Накопители совместно с системой силового управления ими способны повысить надежность ЭЭС, сгладить пиковые нагрузки и балансировать ко-

лебания в производстве и потреблении электроэнергии. СНЭЭ энергии, обладающие способностью долгосрочного хранения энергии, позволят повысить энергетическую безопасность стран региона ЦА, учитывая, что до сих пор, у отдельных стран есть проблемы с поставкой энергоресурсов. Накопление и хранение энергии могут снизить затраты на электроэнергию путем использования более эффективных тарифных схем, например, энергия может быть накоплена в периоды низкого спроса и использована в периоды пикового спроса, когда цены на электроэнергию выше.

Одновременно использование СНЭЭ может снизить затраты на строительство дополнительных электростанций для покрытия пикового спроса и снизить загрузку перегруженных ЛЭП. Излишки энергии могут накапливаться в периоды низкой нагрузки и использоваться в периоды пикового спроса, что позволяет оптимизировать использование имеющихся ресурсов и отсрочить строительство новых ЛЭП. Развитие СНЭЭ может повлиять и на распределение энергии в ОЭС ЦА между различными странами с различным спросом на энергию в разное время, что также будет способствовать повышению экономической эффективности электроснабжения. Накопление и хранение энергии позволяют эффективно распределять энергию между странами в соответствии с их потребностями и снижать потери энергии при ее передаче на большие расстояния.

СНЭЭ будут способствовать и повышению экологической устойчивости в регионе ЦА. Использование СНЭЭ наряду с широкомасштабным внедрением ВИЭ может помочь сократить использование ископаемых топлив, уменьшить негативные воздействия на климат и окружающую среду за счет снижения выбросов парниковых газов.

В мировой практике наиболее популярными являются литий-ионные батареи, имеющие высокую степень деградации (до 5% в год) и короткий цикл работы.

В последние годы быстрое развитие находит технология использования энергии сжиженного воздуха, а также криогенная технология аккумулирования энергии [10]. Несмотря на возможность возврата только 50% энергии, потребленной для предварительного аккумулирования, данная СНЭЭ будет остро востребована не только для снижения пиковой части графика нагрузки, но и как средство долгосрочного хранения и повышения надежности электроснабжения.

Однако, принятие решения о внедрении СНЭЭ в ОЭС ЦА должно учитывать множество факторов, включая потенциалы регионального сотрудничества, уровень развития инфраструктуры, социальные и экологические аспекты, стоимость СНЭЭ, а также техническую реализуемость различных систем и сложность их внедрения. При этом необходимо специальными исследованиями определить допустимую долю ВИЭ в составе генерирующих мощностей, безопасную для сохранения устойчивой работы ЭЭС каждой из

стран в составе ОЭС ЦА, необходимые объёмы СНЭЭ, их перспективные виды и места установки.

Обычно говорят об установке СНЭЭ только при ВИЭ, однако важным является и их установка на существующих электрических станциях для улучшения режима работы и повышения энергоэффективности, а также в распределительных сетях и у потребителя, что также улучшает технические и экономические показатели и способствует повышению надёжной работы ЭЭС. Кроме того, следует заметить, что усиление межгосударственных ЛЭП между странами региона ЦА и Россией будет в наибольшей степени способствовать обеспечению широкомасштабной интеграции ВИЭ в ОЭС ЦА.

Заключение

Отметим, что в энергетический переход Европы к электроэнергии с нулевым выбросом углерода к 2050 году в соответствии с Парижским соглашением заключается не только в повсеместном расширенном строительстве большого количества солнечных батарей и ветряных турбин, но сопровождается и изменением инфраструктуры. При этом особая роль принадлежит трансграничным ЛЭП, в значительной степени влияющим на рентабельность этого процесса. Поэтому и региону ЦА, который по площади в 2,5 раза меньше Европы целесообразно создание более гибкой системы, которая может сбалансировать географические различия в ветровой и солнечной генерации, сведя к минимуму колебания мощности от ВИЭ. Это направление поможет определить оптимальные места размещения ВИЭ, их потенциальные возможности, повысить эффективность генерации и снизить затраты стран при реализации политики обезуглероживания.

Расширение взаимосвязи между странами региона ЦА может стимулировать инвесторов, давая им уверенность в том, что они смогут продавать свою генерацию как на национальном, так и на зарубежных рынках, что также будет способствовать развёртыванию ВИЭ в регионе.

Важным фактором поддержания надёжности ЭЭС является внедрение практики управления спросом, которая подразумевает действия потребителей по снижению потребляемой электроэнергии. Это позволит смягчить преодоление аварийных ситуаций в ЭЭС при резких увеличениях электропотребления при изменениях погоды или при аварийных отключениях, используя средства автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), что также является приоритетными решениями для энергосистемы ЦА.

Литература

1. В состоянии энергетического голода: страны Центральной Азии испытывают дефицит электроснабжения.

<https://ranking.kz/reviews/industries/v-sostoyanii-energeticheskogo-goloda-strany-tsentralnoy-azii-ispytyvayut-defitsit-elektrosnabzheniya.html>

2. Жанболат Мамышев. Казахстану предсказали рост потребления электроэнергии. 8 февраля 2023. [https://kz.kursiv.media/2023-02-08/zhnb-electrokazakhstan/#:~:text=В%202023-2025%20годы%20ежегодный,\(МЭА\)%20в%20очередном%20отчете](https://kz.kursiv.media/2023-02-08/zhnb-electrokazakhstan/#:~:text=В%202023-2025%20годы%20ежегодный,(МЭА)%20в%20очередном%20отчете).

3. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы. Министерство энергетики РУз, 2020. Источник: официальный сайт Министерства энергетики Республики Узбекистан – <https://minenergy.uz/ru/lists/view/77>

4. D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb, A. Hussein, Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy pay-back times of electricity generating power plants. Volume 52, 1 April 2013, Pages 210–221. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213000492>

5. Масютин С.А. Альтернативная энергетика: мифы и реальность. 2021, Русэлпром. <https://www.ruselprom.ru/support/obuchayushchie-materialy/obuchayushchie-prezentatsii/Альтернативная%20энергетика%20мифы%20и%20реальность.%20Масютин.pdf>.

6. Mohammad Vaferi, Kayvan Pazouki, Arjen Van Klink, Declines in EROI of Main Fuels and the Implications on Developing LNG as a Marine Fuel, 2020, <file:///C:/Users/User/Downloads/jmse-08-00719.pdf>

7. Marco Raugei, Sgouris Sgouridis, David Murphy, Vasilis Fthenakis, Energy Return on Energy Invested (EROEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response, Energy Policy, Volume 102, March 2017, Pages 377–384.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516307066>

8. Cost of Clean Energy Technologies Drop as Expensive Debt Offset by Cooling Commodity Prices. June 7, 2023, <https://about.bnef.com/blog/cost-of-clean-energy-technologies-drop-as-expensive-debt-offset-by-cooling-commodity-prices/>

9. Насиров Т.Х., Непомнящий В.А., Шамсиев Х.А., Влияние ветровых и солнечных электростанций на управляемость и надежность функционирования энергосистем. // Научно-технический журнал “Проблемы энерго-и ресурсосбережения”. Ташкент, 2021, № 3. С. 72–83.

10. Трофимов Г.Г., Петухов Ю. Перспективы использования криогенной технологий в энергосистеме Казахстана. // Энергетика. Вестник Союза инженеров-энергетиков Республики Казахстан. 2022, №4 (83), С. 65–68.

УДК 621.311

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЁННЫХ РАЙОНОВ АЗЕРБАЙДЖАНА НА ОСНОВЕ СОЗДАНИЯ ГИБРИДНЫХ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Мамедов¹ З. А.

Аннотация

В комплексе проблем развития регионов актуальной остается проблема надежного энергообеспечения удаленных сельских поселений (УП) и районных муниципалитетов (горные местности, острова и другие подобные виды удалённых поселений), для которых сложно обеспечить подачу электрической энергии от центральной энергосистемы. В работе предлагается структура и модель гибридной микросистемы для удаленных мест, использующей в качестве основных источников - ветровые и солнечные PV энергоустановки, и резервные источники -дизель-генератор и батареи для хранения электрической энергии, обеспечивающих покрытие небаланса в микросистеме. Предлагается метод и алгоритм выбора единичной мощности основных и резервных источников, обеспечивающих наиболее выгодный режим покрытия нагрузки микросистемы. Приводятся результаты анализа режимов двухшинной микросистемы с различным сочетанием возобновляемых источников и источников резерва в интервалах суточных и сезонных изменений скорости ветра и солнечной радиации в исследуемой удаленной местности.

Ключевые слова: Двухшинная AC/DC структура распределённой генерации, независимая энергосистема, возобновляемые источники с переменной выработкой, системы электроснабжения удаленных поселений, гибридные микросистемы с переменными возобновляемыми источниками, системы батарей электрической энергии.

1. Введение

В последние годы проблема социального и экономического развития сельских районов и многих удаленных поселений (УП) приобретает важное значение для целей проведения преобразований в электроэнергетике. Постоянный рост населения УП приводит к необходимости широкого применения местных возобновляемых ресурсов (ВР) для энергообеспечения уда-

¹ Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики, Азербайджан, докторант, zaur.mammadov@minenergy.gov.az

ленных районов. Разработка местных ВР энергии оказалось не только значимым для покрытия первой необходимости в энергии местного населения, но также дало возможность определения методов их эффективного преобразования в электрическую энергию. С учетом географических и климатических условий для УМ были предложены различные сочетания возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с традиционным источником, например дизель-генератором [1-4].

Для максимизации экономических выгод от развития ВИЭ для удаленных сельских районов и поселений, необходимо хорошо адаптировать их к местным условиям. В настоящее время нет мирового опыта развития сельских районов на основе ВИЭ, отсутствует реалистичная оценка потенциальных выгод от развития ВИЭ для удаленных мест поселения.

Выработка мощности солнечными PV энергоустановками и ветротурбинами имеет прерывистый и случайный характер, поэтому для эффективного управления источниками PV и ветротурбины к сети генерации подключаются дизель-генератор и батареи для хранения накопленной электрической энергии.

В настоящее время в мире из существующих видов ВИЭ солнечные PV и ветровые энергоустановки наиболее широко развиты, что в значительной степени обеспечивается устройствами накопления энергии. Надежное снабжение системы распределенной генерации с солнечными PV и ветровыми электростанциями является существенной проблемой, поскольку выработка мощности этими источниками имеют сезонный характер. Таким образом, требование интегрированной работы солнечных PV и ветровых электростанций с системой накопителей электрической энергии соответствует созданию условий непрерывного функционирования системы [5].

Цель данного исследования состоит в усилении надежности автономных систем электроснабжения удалённых поселений путём гибридного использования потенциала возобновляемых ресурсов окружающей местности.

Статья состоит из 5 разделов и Заключения. В 1 разделе (Введение) приводятся основные особенности создания энергонезависимых систем для электроснабжения удалённых мест на основе использования потенциала возобновляемых ресурсов локальной местности. Во 2 разделе дается схема гибридной микросистемы с ВИЭ, которая рекомендуется в качестве системы распределенной генерации для удаленной сельской местности. В разделе 3 на основе реальных замеров и данных системы Solargis составлены краткое описание потенциала ресурсов солнечной и ветровой энергии удалённых мест типичных для горных районов Азербайджана. Модель и характеристики суточного графика нагрузки, типичные для удалённых поселений, расчеты потокораспределения для нормального состояния схемы и режимов послеаварийных отключений элементов, а также результаты анализа режимов моделирования приводятся в разделе 4 и 5. Далее приводится заключение по результатам исследований.

2. Идентификация схемы гибридной системы распределенной генерации типичной удаленной местности (параметры схемы приведены для климатических условий Азербайджана)

На Рис 1. приведена схема гибридной микросистемы для удалённой местности. Микросистема представлена двухшинной системой, состоящей из подсистем постоянного тока -DC и переменного тока - AC.

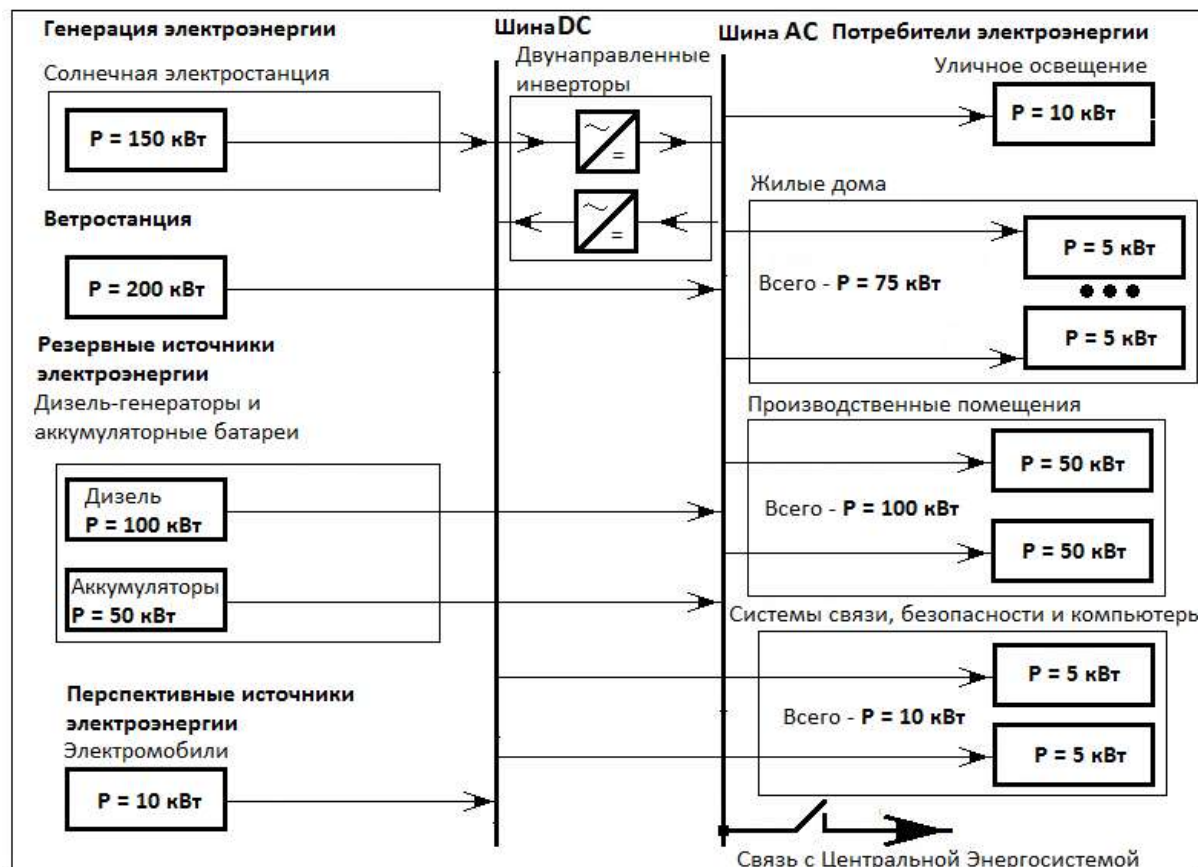


Рис. 1 – Структура гибридной AC/DC микросистемы.

В DC подсистеме основным источником выработки мощности является PV станция. В качестве нагрузки DC системы являются потребители, для которых вид питающего напряжения не является определяющим. К таким потребителям относятся освещение, системы сигнализации и много другие потребители. К подсистеме DC также подключены системы хранения электрической энергии (батареи), поддерживающие непрерывность нормального электроснабжения при дефиците генерации от PV системы в короткие промежутки времени (от несколько минут до 1,5–2 часа).

Среднесуточная выработка мощности источниками DC- подсистемы в различные периоды времени оценивается на основе замеров солнечной радиации и температуры окружающей среды по модели:

$$W_{pv(t)} = A_{pv} * W_{sol(t)} * \eta_{pv(t)} * \eta_{inv} \quad (1)$$

где: A_{pv} – площадь поверхности солнечной PV панели, $W_{sol(t)}$ – величина солнечной радиации, $\eta_{pv(t)}$ – эффективность преобразования солнечных элементов.

В микросистеме АС основным источником генерации являются ветрогенераторы ветростанции. К микросистеме АС также подключены дизель генераторы, которые выполняют роль резерва генерирующего источника в случаях недостаточной выработки мощности ветростанцией для покрытия спроса, подключенной к АС подсистеме, (при малых скоростях ветра величина выработки ветротурбины меньше номинального значения выработки).

Мощность генерации в системе АС оценивается выработкой мощности ветротурбиной, величина которой определяется в виде следующего известного выражения:

$$W_{wt} = \int P_w(V) dt = \int \{0.5 \rho * A_w * V_{3(t)}^3 * n\} dt \quad (2)$$

где: ρ – плотность воздуха; A_w – площадь ометаемой поверхности винтов ветротурбины; n – число используемых ветротурбин.

Величина установленной мощности дизель-генераторной станции подключенной к АС микросистеме и суммарная мощность системы аккумуляторных батарей, подключённых к ДС микросистеме, можно предварительно оценить по следующим выражениям соответственно:

$$P_{dz(t)} = P_{load.ac} - P_{wind.st(t)} \quad (3)$$

$$P_{ess(t)} = P_{load.dc(t)} - P_{pv(t)} \quad (4)$$

Расчёт параметров и характеристик АС микросистемы – $P_{wind.st(t)}$; $P_{dz(t)}$ а также параметров и характеристик ДС микросистемы – $P_{pv(t)}$; $P_{ess(t)}$ проводится на основе данных измерений скорости ветра, солнечной радиации и температуры окружающей среды в месте размещения планируемой системы электроснабжения исследуемой удаленной местности.

3. Оценка потенциала ветровой и солнечной энергии для электроснабжения удалённого поселения

Формирование структуры гибридной системы АС-ДС, на преимущественном использовании возобновляемых источников, в каждом отдельном случае требует тщательного анализа потенциала этих источников в исследуемой удалённой местности. Установленная величина потенциала для каждого вида возобновляемой энергии далее используется для определения технически и экономически обоснованных параметров источников PV и WT станций. Выбор наиболее выгодного сочетания PV и WT источников на различных интервалах времени зависит от характера их изменчивости и решается в соответствии с выполнением цели сокращения суммарных затрат на выработку мощности дизель-генератором и системой ESS.

Прерывистый и неопределенный характер изменчивости генерации

мощностей PV и ВТ станции требуют особого подхода при рассмотрении вопросов регулирования частоты и могут привести не только к проблеме сброса энергии, но и повлиять на устойчивость электроснабжения [3, 4]. Интегрированная система хранения энергии (ESS), обычно выполненная в виде схемы соединения батарей, позволяет стабилизировать колебания выходной мощности микросистемы, и улучшить качества электроэнергии [5, 9]. На основе полученных для последовательных периодов времени оценок выработки мощности возобновляемыми источниками АС и ДС микросистем и располагаемой мощностью в данные периоды источников используемых для покрытия возникшего дефицита поддерживается непрерывная работа микросистемы. Стохастическая изменчивость генерации ВИЭ затрудняет прогнозирование режима в целом во всей микросистеме, поэтому очень важным является выявление и моделирование типичных процессов изменения генерации PV и ВТ энергоустановок в микросистеме. В Таблицах 1 и 2 приводятся значения удельных потенциалов ресурсов солнечной и ветровой энергии по месяцам года для отдельных сельских муниципалитетов районов Карабаха.

4. Расчет производства солнечной энергии

Моделирование солнечной радиации для каждой местности производится на основе набора данных информационных систем (PVGIS), который является открытым онлайн-инструментом для оценки производства солнечной энергии PV системами [9]. Для преобразования потенциала солнечной энергии в производство электрической энергии используют следующее уравнение [9]:

$$PV_r = GR_r H \quad 3,5 \quad (5)$$

где PV_r - потенциал солнечной энергии в сельской местности; GR_r - количество глобального излучения в данном населенном пункте; H - размер среднего хозяйства для сельских поселений в районах экономической зоны Карабаха.

5. Расчет производства энергии ветра

Для каждой удаленной местности общее производство ветровой энергии определялось в соответствии с [11] по формуле:

$$W_{pot} [МВт \cdot ч/год] = \int_i T_p \cdot T_m \quad (6)$$

где $W_{pot} [МВт \cdot ч/год]$ - местная ветровая энергия; $\int [km^2]$ - площадь, доступная для установки ВТ; T_p - производительность турбины (МВт/км²).

Эксплуатируемый ветровой потенциал зависит от параметров окружающей среды и составляет примерно 5 МВт/км² [10].

Таблица 1. Удельный потенциал ресурсов солнечной энергии по месяцам года для отдельных сельских муниципальных районов Карабаха

Месяц	Агдам		Джебраил		Калбаджар		Лачин		Шуша		Зенгилян	
	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч	GHI кВт•ч/ м ²	PVOUT Общая Месяч- ная сумма ГВт•ч
Январь	92,8	0,087	93,1	0,082	92,5	0,083	103,9	0,093	104,8	0,094	109,3	0,095
Февраль	103	0,091	103,1	0,09	113,1	0,1	114	0,101	112,6	0,1	113,4	0,098
Март	129	0,11	137,5	0,117	134,8	0,116	138,5	0,12	132	0,115	142,6	0,12
Апрель	135,3	0,113	145,1	0,121	137	0,115	142,6	0,12	129	0,109	143,9	0,118
Май	161,7	0,131	179,8	0,146	155,2	0,127	167,5	0,138	144,2	0,119	173,5	0,139
Июнь	180,4	0,143	198,6	0,158	162,6	0,13	182,7	0,148	163,8	0,133	190,9	0,15
Июль	188,6	0,148	201,6	0,158	162,6	0,13	181,8	0,146	176,1	0,142	194,2	0,152
Август	183,1	0,144	194,2	0,153	170,6	0,136	182,3	0,146	176,6	0,142	189,4	0,148
Сентябрь	148,7	0,121	158,6	0,129	153,6	0,125	157	0,129	137,9	0,114	160	0,128
Октябрь	120,9	0,102	121,9	0,103	133,8	0,113	130,7	0,111	121,9	0,104	131,5	0,109
Ноябрь	102,6	0,089	93,5	0,081	103,5	0,091	110	0,096	106,6	0,094	109,3	0,094
Декабрь	97,2	0,085	85,4	0,075	88,2	0,079	99,2	0,089	97,2	0,087	102,1	0,088
Год	1649	1,364	1712,4	1,414	1607,6	1,345	1710,4	1,435	1603	1,355	1760,2	1,44

Таблица 2. Удельный потенциал ресурсов ветровой энергии по месяцам года для отдельных сельских муниципальных районов Карабаха

Месяц	Агдам		Джебраил		Калбаджар		Лачин		Шуша		Зенгилян	
	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя вы- ра- ботка элек- тро- энер- гии, м кВт•ч	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя вы- ра- ботка элек- тро- энер- гии, м кВт•ч	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя вы- ра- ботка элек- тро- энер- гии, м кВт•ч	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя вы- ра- ботка элек- тро- энер- гии, м кВт•ч	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя Ско- рость ветра на вы- соте 100 м, WS, м / сек	Сред- няя вы- ра- ботка элек- тро- энер- гии, м кВт•ч	
Январь	2,0	0	5,0	309	4,3	205	5,0	309	5,1	312	4,7	306
Февраль	2,5	0	4,8	300	4,2	200	4,8	300	5,0	309	4,8	300
Март	2,8	0	5,2	315	5,0	309	5,1	312	5,2	315	4,85	302
Апрель	4,0	123	5,1	310	4,8	300	5,0	309	5,02	310	4,5	208
Май	3,0	7	5,0	309	5,0	309	4,6	225	4,8	300	4,2	200
Июнь	4,4	200	5,02	315	5,1	302	4,5	208	4,7	306	4,8	300
Июль	5,0	309	5,0	309	4,8	300	3,8	110	4,6	225	4,5	208
Август	4,0	123	4,8	300	4,8	300	3,7	105	4,6	225	4,0	123
Сентябрь	2,5	0	4,9	305	4,3	205	3,7	105	4,3	205	3,6	60
Октябрь	4,0	123	4,7	306	3,2	8	3,7	105	4,7	306	3,35	50
Ноябрь	2,0	0	4,5	208	3,0	7	3,7	105	4,6	225	3,4	51
Декабрь	1,8	0	4,2	200	2,8	0	4,8	300	4,9	305	3,6	58
В год	3,03	885	4,08	3486	3,77	2445	3,04	2493	4,48	3343	3,81	2166

Ниже, в Таблицах 3 и 4 приводятся показатели потенциалов и выработки солнечной и ветровой энергии по регионам.

Таблица 3. Показатели потенциала и выработки солнечной энергии по регионам

Показатели потенциала и выработки солнечной энергии по регионам		
Регионы	Солнечная радиация, суммарный годовой показатель, GHI, кВт•ч/м ²	Выработка электроэнергии, суммарный годовой показатель, PVout, ГВт•ч
Агдам	1648,7	1,364
Джебраил	1712,4	1,414
Калбаджар	1607,6	1,345
Лачин	1710,4	1,435
Шуша	1603	1,355
Зенгилян	1760,2	1,44

Таблица 4. Показатели потенциала и выработки ветровой энергии по регионам

Показатели потенциала и выработки ветровой энергии по регионам		
Регионы	Скорость ветра на высоте 100 м, среднегодовое значение, WS, м /сек	Выработка электроэнергии, суммарный годовой показатель, WE out, ГВт•ч
Агдам	3,03	885
Джебраил	4,08	3486
Калбаджар	3,77	2445
Лачин	3,04	2493
Шуша	4,48	3343
Зенгилян	3,81	2166

Таблица 5. Варианты распределения доли возобновляемой генерации для системы Микро-Грид типового удаленного сельского поселения [5]

Варианты состояния	Генерация от ветрогенератора, % от номинальной мощности	Генерация от солнечной станции, % от номинальной мощности	Резервные источники энергии (аккумуляторы+дизель-генератор), % от номинальной мощности	Нагрузка, в % от максимальной мощности
1	0	0	1,0	0,75
2	0	0,5	1,0	0,75
3	0	1	1,0	0,75
4	0,5	0	1,0	0,75
5	0,5	0,5	1,0	0,75
6	0,5	1,0	1,0	0,75
7	1,0	0	1,0	0,75
8	1,0	0,5	1,0	0,75
9	1,0	1,0	1,0	0,75

Таблица 6. Расчетные оценки для составляющих генерации в режимах оптимального покрытия нагрузок Микро-Грид для типового удаленного сельского поселения

Варианты состояний	Генерация от ветрогенератора	Генерация от солнечной станции		Резервные источники энергии		$P_{\text{воз-}} P_{\text{трад}}$	$P_{\text{н AC}}$	$P_{\text{н DC}}$
				дизель-генератор	Аккумуляторная батарея			
1	0	0	0	160	0	-160	150	10
2	0	160	0	0	10	150	150	10
3	0	80	80	0	10	150	150	10
4	86	0	0	0	84	2	150	10
5	86	74	0	0	10	150	150	10
6	86	37	37	0	10	150	150	10
7	189	0	0	0	0	189	160	-28
8	189	0	0	0	0	189	160	-28

На основе данных синхронных измерений скоростей ветра, солнечной радиации идентифицированы 9 состояний АС-ДС микросистемы для муниципальных поселений 8 районов, входящих в Карабахский экономический регион Азербайджана. В соответствии с этими данными проведены моделирования 9 состояний муниципалитетов удаленных районов. В таблицах 5 и 6 приводятся распределения выработки между ВИ и источниками покрытия дефицита для каждого состояния системы.

Заключение

1. Предложен и исследован подход создания архитектуры надежной системы независимого электроснабжения сельских и удалённых поселений, ориентированный на преимущественном использовании потенциала возобновляемых ресурсов местности.

2. Предложена схема двухшинной АС-ДС системы электроснабжения муниципалитета удаленного района в составе ДС подсистемы с солнечной PV станцией интегрированной сетью батарей и питающей нагрузку на постоянном токе и АС подсистемы-с ветровой станцией интегрированной дизель генератором, питающей нагрузку на переменном токе.

3. Приводятся результаты моделирования предлагаемой системы, подтверждающие надежность её функционирования для различных вариантов включённости ВИЭ, дизель-генераторной станции, ветростанции и батарей для хранения электрической энергии.

4. Приводятся результаты расчета потокораспределения в сельских муниципалитетах для горных районов Азербайджана, выполненных на основе применения PV, ВТ и ESS, при отсутствии связи с внешней энергосистемой.

Литература

1. Гашимов А.М., Рахманов Н.Р., Керимов О.З., Керимов Р.Э., Мамедов З.А. Потенциал возобновляемых ресурсов энергии и схемы их комбинированного использования в гибридных энергосистемах для удаленных поселений: примеры построения микрогриду для географических условий Азербайджана // Проблемы энергетики,
2. Benedek, J., Sebestyen, T.T., Bartok, B., (2018). Evaluation of Renewable energy sources in peripheral areas and renewable energy-based rural development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 90, pp. 516-536.
3. World Resources Institute. Fossil Fuel Consumption and its implications. Retrieved September 15, 2013, from <http://www.wri.org/stories/2016/11>.
4. Asif Khan, Nadim Javaid (2020). Jaya learning-Based Optimization for optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic, Wind Turbine, and Battery Systems *Engineering* 6(2020), pp. 812-826.
5. Hashimov A.M., Mammadov Z.A., Tabatabaei N.M., Rahmanov N.R. Optimal Combination of the Renewable energy sources for remote distributed system // in *Proceedings ISTPE-2020. The International Conference on Technical and Physical Problems of Engineering*, 12-13 October 2020, Istanbul Rumeli University, Istanbul, Turkey.
6. Mammadov Z.A., Hashimov A.M., Rahmanov N.R., Kerimov O.Z. (2018) Study of small power supply system for building on the base of DC microgrid // *Proceedings of 14th International Conference on Technical and Physical Problems of Engineering*, 15-17 October 2018, Nakhichevan, Azerbaijan, pp. 72-76.
7. Linking Renewable Energy to Rural Development. Executive Summary. OECD, 2011, Paris.
8. Rahmanov N.R., Tabatabaei N.M., Kerimov O.Z., Mammadov Z.A. Hybrid distributed generation systems construction with renewable energy sources for remote consumers power supply // *International journal TPE*, 2022.
9. EEA Technical Report, Europe's onshore and offshore wind energy potential. Copenhagen: European Environment Agency, vol.6, 2009.
10. Staffell Lain, Pfenninger Stefan. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, 2016, 114: 1224-39.
11. Solargis s.r.o., Mytna 48, 81107 Bratislava, Slovakia, solaris.com., Report number P-sg 2/24656-2021-06-21-1101.

УДК 622.73

КАБЕЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, КАК СЛОЖНАЯ, МНОГОКОМПОНЕНТНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Иванова* В.П., Цыпкина** В.В.

Аннотация

Кабельное производство – состоит из сложных технологических процессов, ориентированных на выпуск кабельного изделия, имеющего высокие показатели эксплуатационной надёжности и пожаробезопасности. В статье проанализированы основные проблемные вопросы, которые возникают при разработке интеллектуальных систем, ориентированных на обработку информации с расширенными функциями ее управления, особенно в условиях возникающих технологических неопределённостей связанных с применением различных технологий производства. Приведена классификация технологических неопределённостей кабельного производства и разработаны рекомендации по выбору сложных систем управления, интегрированных в существующие технологические процессы, для обеспечения современных требований эксплуатационной надёжности кабельной продукции. Приведены основные результаты по разработке системы управления, как сложной, многокомпонентной интеллектуальной системы, обеспечивающей высокую точность, надёжность и безопасность производственного процесса изготовления кабельно-проводниковой продукции.

Ключевые слова: условия неопределённости, кабельное производство, технологический процесс, кабельно-проводниковая продукция, автоматическая система управления, интеллектуальная система, нейросетевая технология.

Введение

Современное кабельное производство – это сочетание различных по сложности технологических процессов изготовления кабельно-проводниковой продукции (КПП). В идеале, производственно-технологический процесс действующий на кабельном предприятии является замкнутым технологическим циклом, который включает в себя все технологические операции начиная от производства кабельной заготовки (медной или алюми-

* Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: veronika.tsipkina@yandex.com

** Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: c-victory@yandex.com

ниевой катанки), с последующим изготовлением готового кабельного изделия и заканчивая рециклингом отходов кабельного производства. Таким образом, это многомерный производственный процесс, в котором заняты специализированные кабельные машины, обеспечивающие поддержание заданной технологии и технологических режимов. При этом каждая отдельно взятая технология определяется различными технологическими параметрами (линейная скорость, вытяжка, натяжение, тянущая сила, угловая скорость и т.д.) от правильности выбора, которых зависит эффективность управления техпроцессом и в конечном итоге качество готового кабельного изделия. Численно значение этих параметров выбирают в соответствии с нормативно-технической и конструкторской документацией на рассматриваемый технологический режим.

Конечным результатом выполнения технологического процесса является готовое кабельное изделие (кабель, провод, шнур), конструктивные элементы которого изготавливаются из различных материалов и сырья (таблица 1).

Таблица 1. Распределение материалов и сырья в конструктивных элементах кабельного изделия

Наименование конструктивного элемента	Наименование сырья и материалов
Токопроводящая жила	электротехническая медь и алюминий
Проволочный экран	
Изоляция токопроводящей жилы	изоляционные полимерные материалы, кабельная бумага, пропитывающие составы, битум
Защитный покров кабеля/провода: шланг, оболочка	
Оплекта	полимерная лента, х/б пряжа
Броня	стальная оцинкованная проволока и лента, свиней, алюминий

Каждый применяемый материал и сырье (таблица 1) имеют свои технические и технологические параметры, представленные в численном выражении с установленным допустимым диапазоном изменения, согласно требованиям к технологии и особенностями кабельных машин, а также конструкции самого кабельного изделия: плотность материала; масса материала; температура плавления; температура размягчения; текучесть; вязкость и т.д.

У каждой кабельной машины также есть свои технические параметры, зависящие от особенностей технологии и работы электромеханической системы (ЭМС): скорость протяжки заготовки, вытяжка, натяжение, тянущее усилие, входной и выходной диаметры заготовки и готового кабельного изделия, промежуточные диаметры и параметры кабельного полуфабриката, конструктивные параметры кабельного изделия и т.д.

На основании вышеперечисленного можно сделать вывод, о том, что процесс изготовления КПП является сложной производственной системой, состоящей из множества взаимосвязанных технологических операций, которая обеспечивает высокое качество и уровень эксплуатационной

надёжности производимого кабельного изделия. Поставленная цель производственной службой кабельного предприятия достигается слаженной и отработанной технологией, а также согласованной работой всего задействованного в техпроцессе кабельного оборудования (основного и вспомогательного), в том числе обеспечение жесткой сходимости переходных (межоперационных) технологических параметров в рамках технологической цепочки: «*начало операции – конец операции*» (рис.1) с согласованным диапазоном регулирования производственных показателей (скорость и время изготовления, % выработки, объем производства, конструктивные параметры кабельного изделия). При этом, следует отметить, что в процессе производства существует большая вероятность возникновения различных (возможных) незначительных отклонений технических и технологических параметров от номинальных (установленных в пределах нормы) значений, вызванных техническим состоянием как кабельных машин, сроком их эксплуатации, так и нарушением технологии изготовления кабельной продукции. К ним можно отнести: случайные внешние возмущения и воздействия; помехи различной природы; шумы наводимые ЭМС технологического оборудования и контрольно-измерительной аппаратуры; сигнальные возмущения (аварийные режимы работы оборудования); возмущения, образующиеся при нештатных ситуациях протекания техпроцесса (условия экстремальной работы/режимов с превышением максимальных и минимальных значений).

Обеспечение надёжности технологического процесса — это многокомпонентная задача, решение которой нацелено не только на достижение высокого качества готового кабельного изделия, но и минимизацию отходов кабельного производства, незапланированного простоя оборудования, что неразрывно связано с безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью и сохраняемостью кабельных машин в период их эксплуатации, которая не всегда проходит по запланированному сценарию. Адекватная оценка работы кабельного оборудования, задействованного в технологическом маршруте (цепочке) изготовления определенной номенклатуры кабеля или провода, позволит сократить или вообще исключить затратный механизм на проведение восстановительных и ремонтных работ в период выполнения производственного заказа и не допустить срыв сроков его изготовления. Это обеспечивается поддержанием необходимого уровня надёжности не только выполнения конкретной технологической операции, но и обеспечение безотказности работы всех сопряженных кабельных машин, задействованных в технологии изготовления готового кабельного изделия.

Специфика работы кабельного производства основана на последовательном изготовлении кабельного полуфабриката кабельными машинами, задействованных в технологии изготовления, которые работают в рамках технологической цепочки, согласно маршруту изготовления, в строгом соответствии с очередностью задействованных технологических

операций. Следует отметить, что ни одно кабельное предприятие не располагает возможностью выполнять только один (ограниченный) заказ на последовательно закрепленных за технологией кабельных машинах. Как правило идет распределение производственного заказа (изготовление определенного объема и марки КПП) по выработке на множестве машин с последовательной передачей объема произведенного, незавершенного полуфабриката на другую технологию (рис. 1). Например, технологическая операция - волочение, а следовательно и волочильные машины, производят отволоченную проволоку, которая является первым этапом (или первым конструктивным элементом) в производстве любого кабельного изделия, она сразу поступает на изолирование, скрутку в стренгу или на изготовление токопроводящей многопроволочной жилы и т.д. Таким образом, отказ или незапланированный останов хотя бы одного элемента системы (кабельного оборудования) выводит из строя всю рассматриваемую производственную цепочку или, что еще хуже делает ее неработоспособной (рис. 1), что влечет срыв установленного производственного задания.

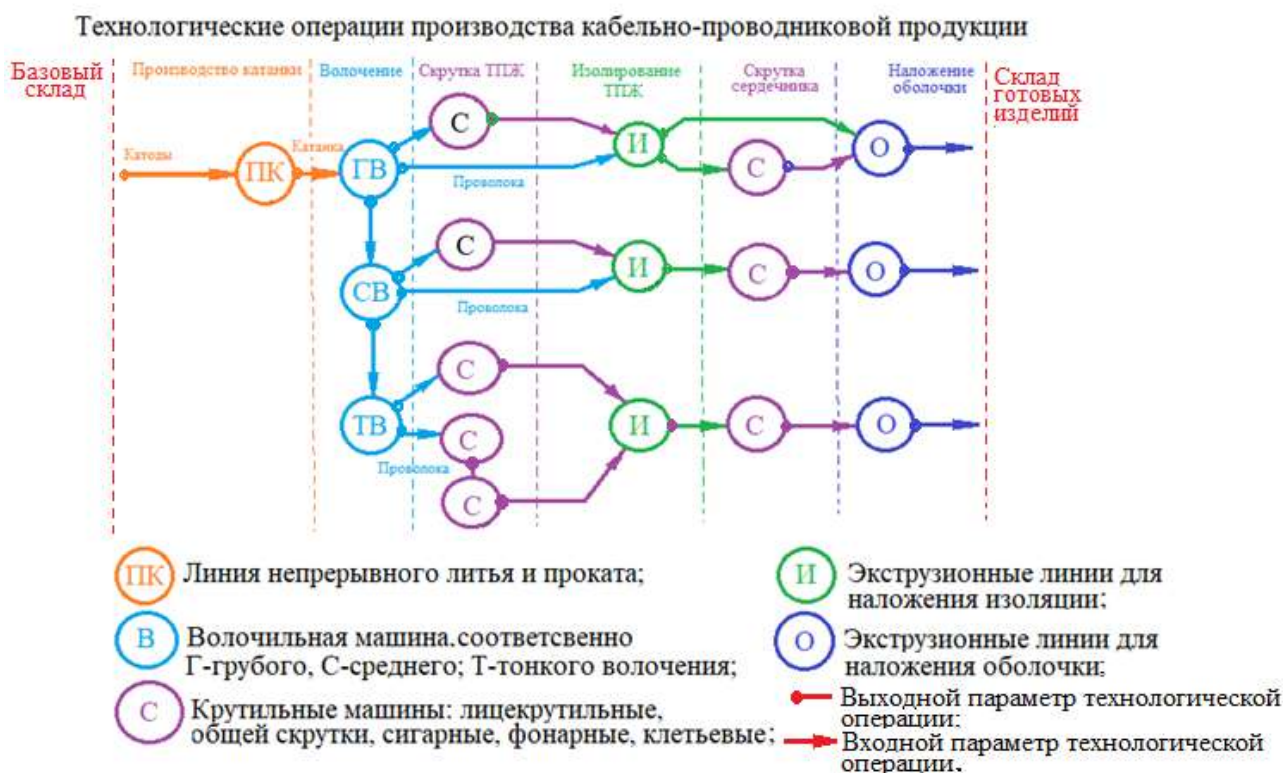


Рис. 1 – Схема производственных маршрутов технологического процесса изготовления кабельно-проводниковой продукции.

Для анализа состояния надежности объекта исследования (технологический процесс) был применен метод, построенный на изучении объекта, имеющего логическую схему зависимости состояний и их взаимодействий, описанных математической моделью по характеристикам его надежности, в том числе входным и выходным параметрам сырья и ма-

териала, кабельной заготовки, готового кабельного изделия, а также внутренними параметрами технологического оборудования, ЭМС и возмущающих воздействий.

Каждая технологическая единица – кабельная машина, имеет сложную автоматическую систему управления (АСУ), с основной задачей – обеспечение бесперебойного функционирования всех ее систем и подсистем, а также рабочих узлов, их ЭМС в рамках установленных технологий режимов, при условии действия и возникновения различного рода неопределенностей. Однако, эта система управления (СУ) является составной частью отдельно взятой технологической машины, которая может нами рассматриваться как сложный, многомерный объект исследования. Синхронизация работы всего закрепленного за определенной технологией кабельного оборудования, должна обеспечивать быстроедействие, безотказность и согласованность работы всех производственных единиц, что по сути является не решаемой производственной задачей, т.к. централизованное управление технологией изготовления КПП координируется производственной службой, где имеется человеческий фактор, существующий в управлении производством, распределении объема заказа по производственным цехам, с большой вероятностью запаздывания или выбора ошибочного действия в принятии решения [2, 3]. В этой связи, создание единой системы управления технологическим процессом (ЕСУ ТП) изготовления КПП позволит централизованно обеспечить выполнение производственного цикла, включающего всё задействованное, в технологической цепочке, основное и вспомогательное кабельное оборудование, в том числе и переходные (межоперационные) процессы, что подтверждает актуальность решаемой нами задачи посредством современной теории управления [2, 4, 5]. При этом ЕСУ ТП должна быть построена как интеллектуальная система управления (ИСУ), обеспечивающая жесткое поддержание точности выходных конструктивных параметров готовой КПП, всех технологических режимов и сроков, в различных производственных условиях, с учетом условий неопределенности, надежности и быстрогодействия к различным динамическим характеристикам, возникающим при выполнении технологии [6, 7].

Решение этой задачи начинается с проектирования ЕСУ ТП и осложнена внешними и внутренними факторами, которые действуют в условиях различных определенных, неопределенных и неточных знаний динамических свойств рассматриваемой нами технологической системы:

- входные и выходные параметры системы управления, как для отдельно взятой кабельной машины, так и для всей технологической операции;
- мониторинг входных и выходных данных и возмущений по функционированию системы управления сложными технологическими объектами, их неопределенность, нелинейность, малый процент прогнозируемости.

Учитывая большое разнообразие кабельных технологий, соединенных в единый производственный процесс, нацеленный на изготовление КПП высокого качества, разнообразие режимов их работы и условия

функционирования, возникающие неопределенности в технологии при работе кабельных агрегатов, наличие неконтролируемых внешних возмущений, которые вызваны изменением свойств динамических систем (ДС), предметом нашего исследования являются – модели сложной многомерной нелинейной ДС оптимизация и управления, которой позволит достичь необходимый уровень надежности, устойчивости и безотказности, путем применения адаптивных законов управления работой ДС.

Над проблемой построения сложных, многокомпонентных интеллектуальных систем, обеспечивающих высокую точность, надежность и безопасность выполнения технологий работают многие мировые научно-практические лаборатории, а полученные результаты нашли широкое внедрение (таблица 2). Так в настоящее время согласно данным проведенного анализа компанией «MarketsandMarkets», мировой рынок умного производства (Smart Manufacturing Market) вырастет с 214,7 млрд долл. в 2020 г. до 384,8 млрд долл. в 2025 г., имея среднегодовой прирост в 12,4%. Проведенные исследования «ИТ в промышленности» (CNews Analytics) показали, что общее значение цифровизации для промышленного сектора России произойдет увеличение в 14 раз к 2030 г. [1].

Таблица 2. Топ -15 цифровых технологий в промышленности в 2020г. [1]

№	Технологии	Индекс значимости
1	Промышленные роботы	1,00
2	Искусственный интеллект	0,86
3	Машинное обучение	0,68
4	Цифровое прототипирование	0,56
5	Сенсорика	0,42
6	Беспроводная связь	0,30
7	Блокчейн	0,21
8	Большие данные	0,20
9	Виртуальная и допролнительная реальность	0,12
10	Товар как услуга	0,09
11	Компьютерное зрение	0,03
12	Смарт-контакт	0,03
13	Промышленный интернет вещей	0,03
14	Цифровой двойник	0,02
15	Умные фабрики	0,01

Методы решения

Технологический процесс производства КПП, по сути является сложной, быстроизменяющейся ДС, состоящей из задействованного в технологии оборудования и системой его управления. Разработка ИСУ ТП, как технической системы, не может быть представлена, в виде решения дифференциальных уравнений, а значит и иметь вид системы, описанной традиционным аппаратом математического моделирования, так как не в состоянии охватить изменение всех технологических и технических параметров рассматриваемой системы: сырье, материалы, кабельное оборуду-

дование (основное и вспомогательное), технологической оснастки и технологического инструмента, а также кабельной заготовки, полуфабриката (незавершенки) и готового кабельного изделия.

Следует отметить, что традиционные нейросетевые (НС) модели описывают подобного рода системы как «черный ящик», где значения входных и выходных параметров, в том числе и возмущающих воздействий, являются результирующими величинами проведенного экспериментального исследования технологии. Все это негативно сказывается на результатах моделирования, т.к. является существенным ограничением в достижении требуемого уровня сложности моделируемой многокомпонентной системы. В рассматриваемом нами случае, целесообразно применить гибридную нейросетевую математическую модель, в состав которой входят дифференциальные уравнения, совместно описывающие динамику технологии и работу всего задействованного кабельного оборудования.

Подобный комплексный подход, позволит сочетать все положительные стороны традиционных моделей и компенсировать имеющиеся отрицательные факторы: обеспечение адаптивности, увеличение порога сложности рассматриваемой задачи, а также идентификации характеристик динамически изменяемой, многокомпонентной системы.

Первичный этап разработки ИСУ ТП изготовления КПП строится на отработке уровней взаимодействия всех моделей системы с внешней средой, а также возмущений различного характера и помех.

Однако, кроме возможных возмущений и помех, которые действуют на ИСУ существуют управляющие воздействия (УВ), формирующиеся путем анализа результатов системных (нормативных) данных и знаний работы кабельных машин, технологических режимов и конструктивных параметров кабельных изделий, заложенных в нормативно-технической и конструкторской документации, сопровождающей отдельно взятую технологию (рис. 2). Все УВ являются «нематематическими» данными, а комплексными знаниями, полученными в процессе изготовления кабельного изделия определенной марки. При внесении их в базу данных ИСУ (логический ввод) для последующего ассоциативного запоминания, первоначально производят кодировку и декодирование сигналов. При этом разрабатывается алгоритм числового, многозначного (нечеткого) или символического вида, для последующего составления математической модели [2, 4, 5, 8].

Задача математической модели состоит в обработке имеющейся информации путем реализации основных полученных результатов проведенных соответствующих численных расчетов. Рабочие варианты поступающей в ИСУ информации, подлежащие анализу системы, подразделяются на элементы: накопленные знания; обобщенные и анализируемые данные (рис. 3). Разработанный алгоритм управления ориентирован на оценивание динамических параметров на базе сформированных производственных и технологических базисных величин [8, 9, 10, 11, 12, 13, 14].

В основе разработанной функциональной структуры ИСУ кабельного производства лежит многослойная структура искусственной НС (рис. 4).

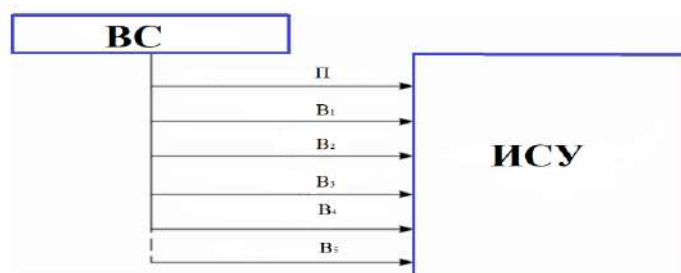


Рис. 2 – Первичная структура ИСУ технологического процесса изготовления КПП, построенная на информационных показателях: ВС – внешняя среда; ИСУ – интеллектуальная система управления; П – помехи, информационно-измерительных систем и контрольно-измерительной системой кабельных машин; В₁ – возмущения, по технологии и технологического характера; В₂ – возмущения, вызванные работой электромеханической системы и системой управления кабельных машин; В₃ – возмущения, вызванные отклонением по конструктивному исполнению кабельного изделия; В₄ – возмущения, вызванные предаварийными ситуациями в работе кабельных машин; В₅ – прочие возмущения.

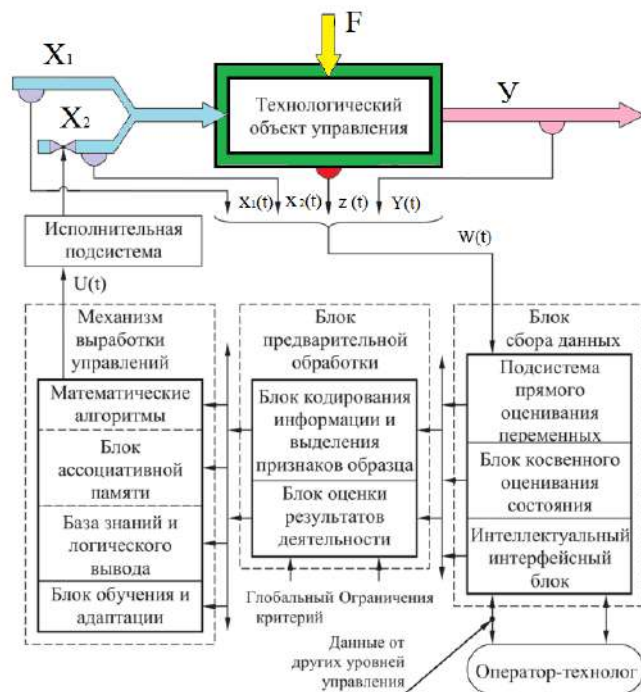


Рис. 3 – Структура ИСУ: X_1 , X_2 – входные сигналы, определяемые параметрами и свойствами сырья и материалов, согласно конструкции кабельного изделия; F – возмущения и помехи; Y – выходной сигнал.

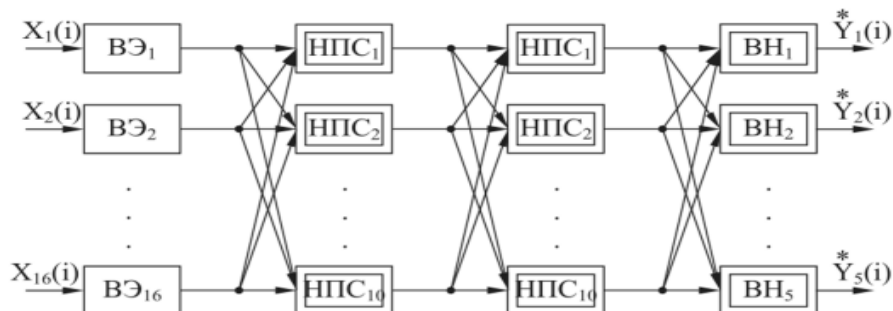


Рис. 4 – Функциональная структура ИСУ: ВЭ₁, ..., ВЭ₁₆ – входные элементы (нормирующие и распределяющие преобразователи); НПС₁, ..., НПС₁₀ – нейроны промежуточного слоя; ВН₁, ..., ВН₅ – выходные нейроны.

Начальный этап построения нейросетевой модели (НСМ) технологического процесса изготовления кабельной продукции строится на разработке математической модели, которая включает в себя данные проведенного анализа физических параметров как технологии, так и технологического оборудования, и представляет собой систему дифференциальных уравнений, которая решается эффективными аналитическими и численными методами.

Описать обобщенную структуру технологии производства КПП является очень сложной задачей, т.к. она состоит из множества рабочих механизмов и должна включать конкретные параметры рабочих систем кабельного оборудования, в том числе начальные значения переменных, и трудно ненаблюдаемые величины, которые являются производными совместной работы оборудования, технологической оснастки и обрабатываемой кабельной заготовки, в том числе сырья и материалов, задействованных в технологии.

Одним из путей решения поставленной задачи создания динамической модели нейронной сети является совместное ее использование с «классическими» дифференциальными уравнениями – целевыми функциями (рис. 5).

Построение НС отражающий производственный процесс изготовления КПП, включает в себя нейроны и их взаимосвязь, работа которой, в том числе и работа межнейронных связей задается посредством специально разработанной программы. Функционирование НС, начинается с формального нейрона, в котором начальный момент времени (текущее время) по дендритам получает обработанный входной сигнал, поступающих от структурных единиц нижнего уровня и являющиеся для них выходными сигналами. Далее происходит на входе умножение поступающего сигнала в нейрон на соответствующий весовой коэффициент и суммирование его с другими сигналами с последующим умножением его на весовой коэффициент имеющихся входов, где происходит формирование выходного сигнала, который можно представить:

$$S = \sum_{i=1}^n x_i w_i, \quad (1)$$

где, n - число входов нейрона, x_i - значение i -ого входа нейрона; w_i - вес i -ого сигнала.

Математическая модель сложной, многокомпонентной интеллектуальной системы технологического процесса производства кабельного изделия имеет вид:

$$X(t) = \frac{X(t) - X^{\min}}{X^{\max} - X^{\min}} \quad (2)$$

$$Y = [1 + \exp(\sum_{m=0}^{n-1} W_{n-1}(t) [1 + \exp(\sum_{m=0}^n W_n(t) \dots [1 + \exp[\sum_{m=0}^1 W_1(t)]]])] \quad (3)$$

где, X_1, X_2 – входные сигналы, определяемые параметрами и свойствами сырья и материалов, согласно конструкции кабельного изделия; W –

обобщенный сигнал системы, включающий в себя элементы: как технологические параметры, так и рабочие параметры задействованного в технологическом процессе кабельного оборудования, включая его техническое состояние и моральный износ; У- выходной сигнал, показывающий качественные показатели готового кабельного изделия.

Результаты исследования

Проведенный комплекс исследовательских работ позволил получить НСМ ДС сложной, многокомпонентной, нелинейной, интеллектуальной структуры технологического процесса производства кабельного изделия (рис. 5) в режиме реального времени, имеющей вид связанной (а) и оптимизированной структуры (б).

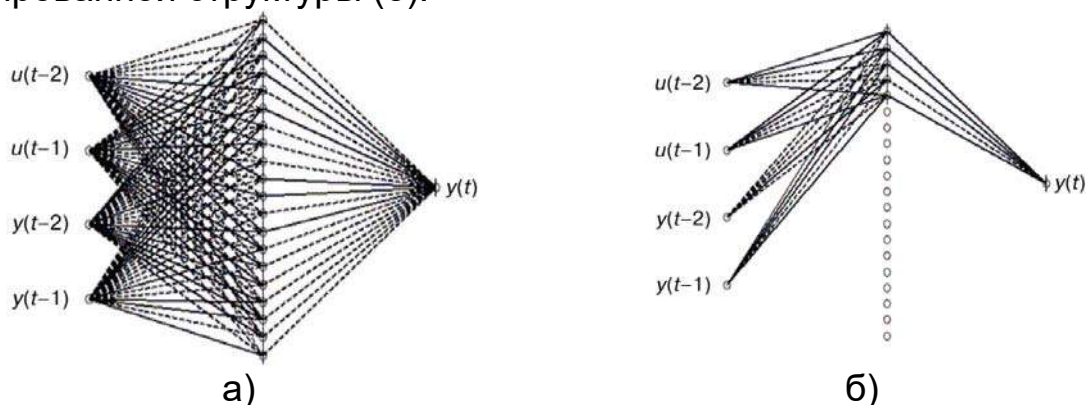


Рис. 5 – Структурная модель нейросетевой динамической системы: а) нейросеть с полностью связанной структурой; б) нейросеть с оптимизированной структурой.

Работа НС осуществляется посредством обработки соответствующих входных сигналов, приходящих к некоторым нейронам и преобразование их в выходной ответный сигнал, определяемый всеми весовыми коэффициентами соответствующего технологического процесса. Процесс обучения НС строится на поиске с последующей оптимизацией значений весовых коэффициентов, применение которых минимизирует ошибку управления.

На рис. 6 приведены результаты математического моделирования для нейросетевой ДС с полностью связанной (а) и с оптимизированной структурой (б) для сложной, многокомпонентной интеллектуальной системы технологического процесса производства кабельного изделия. Приведенные характеристики показывают, что при случайных значениях протекания технологического процесса производства кабельного изделия ИСУ может работать как неустойчивая (рис. 6 а), а в случае оптимизации действующих внутри производственного процесса технологий ведет себя как устойчивая (рис. 6 б) система. В качестве критерия оценки выбран технологический параметр - натяжение, который актуален для всех типов кабельного оборудования и определяется как сила действующая внутри объекта (кабельное изделие), возникшая при сходе кабельной заготовки с датчика, пропущенной через рабочий орган кабельной машины и принятый на приемник, как готовое (законченное для данной технологии) изделие.

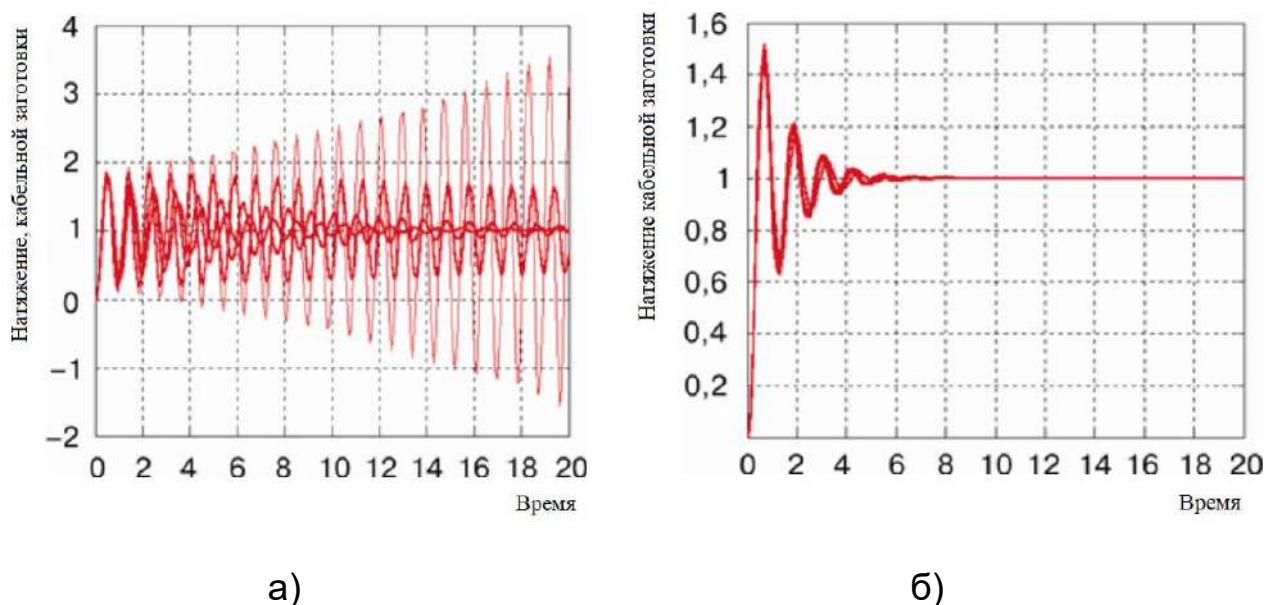


Рис. 6 – Результаты математического моделирования для НС ДС с полностью связанной структурой (а) – не установившейся режим и с оптимизированной структурой (б) – установившейся режим.

Заключение

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что предлагаемая интеллектуализированная система адаптирована на технологический процесс производства КПП. Она способна накапливать полученную информацию, обобщать и анализировать полученные знания, решать сложные задачи по оценки динамических процессов путем применения комбинированных имитационных моделей построенных на сочетании собранных знаний из соответствующей предметной области с практическим опытом и методами обучения НС: техпроцессы, кабельные машины с различными принципами функционирования, конструкция кабельной продукции по маркопозициям и массе материалов, из которых изготавливаются конструктивные элементы кабельного изделия.

Применение гибридной НС-модели для кабельного производства обеспечила выполнение поставленной задачи исследования, путем решения вопроса размерности величин и обеспечение заданной точности моделирования за счет адаптации задействованной технологии в режиме реального времени. Все это позволяет эффективно оценивать кабельное производство, как нелинейную управляемую ДС, способную многократно повысить точность моделирования, обеспечив надежность и безопасность многокомпонентной технологии изготовления КПП.

Таким образом, появляется перспектива создания технических систем, ориентированных на кабельную технологию, имеющих расширенные технические, технологические и производственные возможности.

Литература

1. Технологии искусственного интеллекта для автоматизации промышленного производства: обзор и перспективы © Copyright 2015 - 2050

RPC INTEGRAL Ltd., 2022. <https://integral-russia.ru/2022/08/26/tehnologii-iskusstvennogo-intellekta-dlya-avtomatizatsii-promyshlennogo-proizvodstva-obzor-i-perspektivy>

2. Пупков К.А. Интеллектуальные системы / К.А. Пупков, В.Г. Коньков М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. 348 с.

3. Методы классической и современной теории автоматического управления: Учебник в 3-х т. Т.3: Методы современной теории автоматического управления / Под ред. Н.Д. Егупова М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000. 748 с.

4. Hangos K.M. Intelligent control systems: an introduction with examples / K.M. Hangos, R. Lakner, M. Gerzson - New York: Kluwer academic publishers, 2001. 301 p.

5. Гаскаров Д.В. Интеллектуальные информационные системы / Д.В. Гаскаров М: Высш. шк., 2003. 431 с.

6. Гаврилова Т.А. Базы знаний интеллектуальных системы / Т.А. Гаврилова, В.Ф. Хорошевский СПб.: Питер, 2001. 384 с.

7. Башмаков А.И. Интеллектуальные информационные технологии: Учебное пособие / А.И. Башмаков, И.А. Башмаков М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2005. 304 с.

8. Modeling of a resource-saving method of drawing, V. Tsypkina, V. Ivanova, E3S Web Conf. 139 01073 (2019), DOI: 10.1051/e3sconf/201913901073

9. Improving the reliability of cable lines operation in hot climates, D.B. Madrakhimov, V.P. Ivanova, V.V. Tsypkina, E3S Web of Conf. 216 01151 (2020), DOI: 10.1051/e3sconf/202021601151

10. Иванова В.П., Цыпкина В.В., Турабеков А.У., Бокижонов У.А., Атажиев Ш.М. Повышение надежности работы кабельно-проводниковой продукции путем усовершенствования технологии наложения изоляции // Universum: технические науки: электрон. научн. журн. Иванова В.П. [и др.]. 2020. 11(80). URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/10970> (дата обращения: 27.09.2023).

11. Development of generalized requirements for automated electric drive of cable equipment, V.V. Tsypkina, V.P. Ivanova, D.N. Isamukhamedov, A.U. Turabekov, R.F. Atamukhamedova, E3S Web of Conf. 401 02045 (2023), DOI: 10.1051/e3sconf/202340102045.

12. Improvement of the multifilament wire lager for cable production, O. Toirov, V. Ivanova, V. Tsypkina, D. Jumaeva, D. Abdullaeva, E3S Web Conf. 411 01041 (2023), DOI: 10.1051/e3sconf/202341101041

13. Improving the reliability of power supply to active consumers by improving the technology for manufacturing cable product, V.P. Ivanova, V.V. Tsypkina, E3S Web of Conf. 216 01152 (2020), DOI: 10.1051/e3sconf/202021601152

14. Cable conductor of cabling and wiring products based on composite materials for transport systems, V.V. Tsypkina, V.P. Ivanova, K.K. Jurayeva, E3S Web of Conf. 401 03036 (2023), DOI: 10.1051/e3sconf/202340103036..

УДК 679.7

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КРУТИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КАБЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Исамухамедов Д.Н.,* Иванов А.А.,** Турабеков А.У.,*** Ёкубжонова Д.У.****

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы надёжности работы кабельного оборудования путем диагностики его технического состояния. Решение поставленного вопроса обеспечивается применением интеллектуальных систем, обладающих экспертной оценкой и прогнозированием вероятных отказов в работе. Встраиваемая рабочая среда управления кабельным оборудованием позволяет достичь решение поставленных вопросов надёжности кабельных машин, имеющих большой срок эксплуатации, путем интегрирования элементов искусственного интеллекта в систему с ограниченными ресурсами. Реализация решения задачи осуществлено на крутильном оборудовании кабельного производства, на примере которого рассмотрены варианты, обеспечивающие необходимый уровень не только надёжности работы оборудования в технологии изготовления, но и надёжности в эксплуатации готового кабельного изделия.

Ключевые слова: кабельное оборудование, экспертная оценка, вероятные отказы, надёжность, кабельная машина, искусственный интеллект, крутильное оборудование, кабельное изделие.

Введение

Использование искусственного интеллекта в работе технологических систем, является актуальной задачей, ориентированной на централизованное управление производственными процессами, обеспеченным современным высокотехнологичным оборудованием.

Как и любой современный технологический процесс, кабельное производство — это гибкая технология, нацеленная на выпуск готового кабельного изделия различного номенклатурного ряда, который определяется объемом производственного заказа, зависящего от заключенных договоров службой сбыта на поставку кабеля или провода в адрес потребителей.

* Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: dilshod.isamuxamedov@gmail.com

** Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: artem.ivanov.alexsandrovich@gmail.com

*** Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: turabekovaybek2@gmail.com

**** Ташкентский государственный технический университет имени И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан, e-mail: dyoqubjonova@gmail.com

Основной целью производственной службы является обеспечение подготовки производства (ПП) к частой сменяемости номенклатуры выпуска кабельно-проводниковой продукции (КПП) при учете высокой производительности задействованного технологического оборудования. Это достигается приобретением высокоэффективных поточных кабельных линий, построенных на современных информационных технологиях, способных обеспечить необходимый уровень автоматизации всей технологии производства в целом. Однако, кабельная отрасль содержит большой парк морально устаревшего технологического оборудования, введенного в эксплуатацию более 10 лет (таблица -1), которое не способно удовлетворять требованиям технологии: поддерживать на должном уровне комплексную механизацию и автоматизацию как для современного кабельного производства, также и отдельно взятого технологического процесса изготовления единичного производственного заказа на кабельное изделие. Новое, современное технологическое оборудование имеет входные $x(t)$ и выходные сигналы $y(t)$ управления ориентированные на работу в единой (централизованной) системе управления производственным процессом изготовления готовой продукцией, что обеспечивает беспрепятственное внедрение цифровых технологий в кабельную отрасль.

Кабельное предприятие сегодня, это производственный процесс освоения новых видов высококачественной КПП, имеющей высокий уровень эксплуатационной надежности, с минимизацией установленных сроков как на ПП, так и на изготовления готового изделия, обеспечивающее серийность выпускаемой продукции со сниженным уровнем трудоемкости технологического процесса и уменьшением себестоимости КПП. Поставленная задача производителями решается приобретением современных, высокотехнологичных поточных комплексов, в состав которых интегрированы несколько кабельных линий, выполняющих последовательно технологические операции и завязанные на единую автоматизированную систему с числовым программным управлением. Особенность современных кабельных машин состоит в том, что они свободно адаптируются в единую систему автоматизированного управления технологическим процессом производства (АСУ ТП) в рамках всего кабельного завода, обеспечивая точное и максимально предсказуемое управление технологией изготовления готового кабельного изделия в разрезе выполнения общего производственного заказа поступающего от службы сбыта. Таким образом, современное производство КПП, ориентированное на новое технологическое оборудование, способное обеспечить комплексную механизацию и создать эффективно функционирующую производственную структуру с безусловным обеспечением быстрой смены выпускаемой номенклатуры кабельной продукции. Все это достижимо только при наличии высокого технического уровня применяемой технологии изготовления, которая укомплектована новым кабельным оборудованием, обеспечивающим готовому кабельному изделию на всех стадиях производства: высокое качество, эксплуатационную надежность, а также

энерго- и ресурсосбережение в целом по рассматриваемому технологическому циклу производства.

Однако, инженерные службы кабельных предприятий не стремятся демонтировать кабельное оборудование, имеющее большой срок эксплуатации по нескольким причинам: экономическая (отсутствие финансовой возможности одновременно обновить весь парк кабельных машин) и производственная (техническое состояние оборудования позволяет выполнять производственный заказ, пусть даже при нулевой автоматизации). В этой связи, особо остро стоит вопрос повышения эффективности эксплуатации установленного ранее технологического оборудования, находящегося на кабельном предприятии с длительным эксплуатационным сроком (таблица 1).

Таблица 1. Возрастная структура кабельного технологического оборудования в разрезе СП ОАО «Узкабель» (Узбекистан, г. Ташкент)

Возрастные группы	Вид кабельного оборудования							
	Линия непрерывного литья и проката	Волоочильное	Экструзионное	Крутильное	Перемотка	Линия наклонной вулканизации	Прочее (вспомогательное)	Итого:
До 5 лет	-	40	20	20	20	-	50	21,4
От 5 до 10 лет	-	35	15	40	40	-	50	25,7
От 10 до 20 лет	-	5	-	-	-	-	-	0,71
Более 20 лет	100	20	65	40	40	100	-	52,1
Всего:	100	100	100	100	100	100	100	100

Следует отметить, что анализ состояния парка технологического оборудования кабельных предприятий Республики Узбекистан, имеет схожую ситуацию (таблица 2) в части технической обеспеченности производственного цикла.

Таблица 2. Доля кабельного оборудования, установленного на кабельных предприятиях Республики Узбекистан, имеющего разные сроки ввода в эксплуатацию

Наименование кабельного предприятия	Возрастная структура парка кабельного оборудования, по годам ввода в эксплуатацию, %			
	до 5 лет	от 5 до 10 лет	от 10 до 20 лет	более 20 лет
СП ОА «Uzcable»	21,4	25,7	0,71	52,1
Андижан кабель	10	14,3	35,6	40,1
Yuqorichirchik metal invest	5	10	85	-

Из таблицы 1 видно, анализ парка технологического оборудования СП ОАО «UZCABLE» (Узбекистан, г.Ташкент) показал, что 58.8% кабельных машин, задействованных в производственном процессе изготовления КПП, имеет срок эксплуатации свыше 10 лет и требует модернизации не только ЭМС но и АСУ, а следовательно проведение мероприятий по внедрению АСУ ТП на рассматриваемых производственных площадях является малоэффективным. Подобная ситуация складывается и на других

кабельных предприятиях Узбекистана с большим производственным опытом изготовления КПП. Работа по внедрению полной автоматизации кабельного производства является эффективной только в случае осуществления мероприятий по усовершенствованию не только ЭМС вышеуказанного технологического оборудования, но и системы его управления в целом. На фоне быстро развивающихся кабельных технологий такие машины относятся к системам, имеющим ограниченные ресурсы, т.к. они работают в рамках отдельной технологической операции и сильно проигрывают по производительности, энергоэффективности, энерго- и ресурсосбережению, что вызывает большие производственные трудности в выполнении установленного производственного задания и соблюдения сроков его выполнения. Индивидуально разработанная для каждой технологической единицы встраиваемая рабочая среда управления позволит достичь решение поставленной задачи путем обеспечения надежности работы кабельных машин, имеющих большой срок эксплуатации, за счет интегрирования элементов искусственного интеллекта в систему с ограниченными ресурсами. Все вышеперечисленное формирует одну общую производственную проблему – создание единого производственного процесса, который согласует работу всего парка установленных кабельных машин с разными сроками ввода в эксплуатацию и сильно отличающихся по технологическим, техническим и производственным параметрам: объем выработки продукции, производственное время изготовления кабельного изделия, расчетное машинное время и т.д. Решение поставленной задачи возможно не только за счет внедрения интеллектуальных систем управления (ИСУ) ориентированных на экспертную оценку технологических параметров каждой единицы кабельных машин, но и обеспечение регулирования рабочих параметров в сочетании со способностью самостоятельного анализа, а также процессу обучения построенного на прогнозировании вероятных отказов в работе технологического оборудования, его ЭМС и возможных сбоев установленных технологических режимов. Все вышеперечисленное подтверждает актуальность выбранного направления исследования для производственного процесса изготовления КПП. При этом необходимо осуществить разработку индивидуальной системы для кабельной машины имеющей длительный срок эксплуатации и обеспечивающей безусловное ее интегрирование в единую производственную систему на уровне с современным кабельным оборудованием, путем его модернизации.

Методы исследования

На сегодняшний день существует большое количество направлений реализации интеллектуальных систем для различного рода технологических объектов. Наиболее реальным, в плане усовершенствования и модернизации технологического оборудования, имеющего большой срок эксплуатации, является разработка и внедрение системы регулирования с помощью искусственных нейронных сетей технологических параметров

для отдельно взятой кабельной машины.

Кабельная машина, имеющая длительный срок эксплуатации, ориентирована на одну технологию (волочение, скрутку, экструзию и т.д.), которая осуществляется путем взаимодействия нескольких агрегатов, состоящих из сложных, взаимосвязанных механизмов. За весь период эксплуатации для данной группы машин, ремонтными службами осуществилась неоднократная, частичная замена комплектующих и узлов, что приводит к ухудшению, по сравнению с паспортными, рабочих характеристик машины (таблица - 3). При проведении технической диагностики оборудования (крутильная машина общей скрутки 630С 1-6-12-18-24) было выявлено несоответствие паспортных данных с реальными показателями - выходные параметры. Следует отметить, что для остальных единиц кабельных машин, складывается такая же аналогичная ситуация.

Таблица 3. Результаты проведения технической диагностики рабочих параметров крутильной машины общей скрутки 630С 1-6-12-18-24, установленной на СП ОА «UZCABLE» (г. Ташкент, Республика Узбекистан)

Наименование параметра	Ед. изм.	Технические данные	
		паспортные	реальные
Линейная скорость движения проволоки	м/мин	30-55	20-35
Кинематическая вытяжка	%	1,3÷1,25	1,15
Максимальное скорость вращения фонаря	об/мин	132	80-95

Решение вопросов модернизации кабельных машин с длительным сроком эксплуатации, осложнены тем, что имеющаяся элементная база соответствует современным технологиям, а следовательно, получить рабочие характеристики приближенные к паспортным данным для рассматриваемой машины является сложной инженерной задачей. Осуществить постремонтную настройку такого оборудования, а также поддерживать технологические режимы в условиях жесткого соблюдения технического регламента (нормативно-технической документации) и производственных взаимосвязей можно только путем разработки экспертной системы управления - интеллектуальной нейросети (ИНС), действующей для конкретной кабельной машины.

Рассматриваемый вид ИНС относится к RBF-сети, которая имеет целевую функцию обучения, ориентированную на принятие решений и управление технологией, путем аппроксимации и прогнозирования технологических параметров как ЭМС, так и кабельного объекта.

Создание системы цифровизации кабельного оборудования невозможно без разработки математической модели, которая должна включать большой массив входных $x(t)$ и выходных $y(t)$ параметров, завязанных на производственные и технологические показатели не только модернизируемой машины, но входные и выходные параметры других кабельных машин, которые сопряжены в производственной цепочке в рамках выполнения общего производственного заказа – "сквозное видение" технологии производства. Таким образом, математическая модель должна строиться

не только на входных и выходных параметрах технологического процесса, но и на аналитических данных работы оборудования и исполнения технологии в предыдущие периоды работы (час, смена, квартал, год), а также возмущающих сигналов $z(t)$ - изменения внешних условий (температура окружающей среды, влажность, запыленность, вибрация), что особо актуально для регионов имеющих повышенные температуры окружающей среды, особенно для Узбекистана в летний период, когда температура на солнце достигает $55-60^{\circ}\text{C}$).



Рис. 1 – Блок-схема обобщенного варианта ИНС: $x(t)$ - входной сигнал; $e_{ob}(t)$ - ошибка обучения, представляющая собой разницу между значением на выходе и регулирующими воздействиями $u(t)$; $y(t)$ - выходное воздействие объекта.

Решению рассматриваемой задачи было посвящено много исследований по подходам к формированию ИНС, а именно инверсно-прямая (D. Psaltis) [1-4] и инверсно-непрямая (M. Kawato) [1-4] нейросетевая модель объекта управления. Основной задачей интегрирования ИНС в систему управления (СУ) технологическим объектом является настройка на оптимальное управление технологическим процессом через регулирование основных рабочих параметров кабельного оборудования с последующей настройкой системы на самостоятельное управление всей технологией изготовления кабельного изделия [5, 6], включая переход на новый производственный заказ. В обобщенном варианте ИНС представляет собой автоматическую систему управления с отрицательной обратной связью, разработанную на базе регулятора, имеющего функцию «учителя». На рис. 1 представлена блок-схема процесса обучения в процессе выполнения технологии кабельным оборудованием.

Реализация решения поставленной задачи было осуществлено на примере крутильного оборудования кабельного производства, в рамках которого необходимо рассмотреть варианты, обеспечивающие заданный уровень не только надежности работы оборудования в технологии изготовления, но и надежности в эксплуатации готового кабельного изделия

В качестве объекта исследования была выбрана жесткорамная крутильная машина (КМ) дискового типа кабельного производства, которая осуществляет скрутку токопроводящей жилы (ТПЖ) кабельного изделия

из множества ранее отволоченных (медных или алюминиевых) проволок, скрученных по системе скрутки: $1+6+12+18+24+36$.

Разработанная математическая модель, представлена как система дифференциальных уравнений в операторном виде, которая описывает работу ЭМС КМ с поддержанием натяжения кабельной заготовки, при заданных параметрах управления:

$$\left. \begin{aligned} M_{\text{дин}_i}(p) &= M_{\text{дв}_i}(p) - P_i(p) \frac{R_{\delta_i}^{\text{вх}}}{j_{\text{ред}_i}} + Q_{(i+1)}(p) \frac{R_{\delta_i}^{\text{вых}}}{j_{\text{ред}_i}} - M_{\text{хх}_i}(p); \\ \omega_{\text{дв}_i}(p) &= M_{\text{дин}_i}(p) \frac{1}{J_{\Sigma_i} p}; \\ V_{\delta_i}^{\text{вх}}(p) &= \omega_{\text{дв}_i}(p) \frac{R_{\delta_i}^{\text{вх}}}{j_{\text{ред}_i}}; \\ V_{\delta_i}^{\text{вых}}(p) &= \omega_{\text{дв}_i}(p) \frac{R_{\delta_i}^{\text{вых}}}{j_{\text{ред}_i}}; \\ P_i(p) &= (V_{\delta_i}^{\text{вх}} - V_{\text{в}_i}^{\text{вых}}) \frac{EF_i}{L_{P_i} p}; \\ V_{\text{в}_i}^{\text{вых}} &= V_{\text{в}_i}^{\text{вх}} \mu; \\ V_{\text{в}_i}^{\text{вх}} &= Q_i(p) \frac{L_{Q_i} p}{EF_{(i-1)}} + V_{\delta_{(i-1)}}^{\text{вых}}; \\ Q_i(p) &= P_i(p) - N_i(p). \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где, M - момент действующий в рассматриваемой системе; ω -угловая скорость вращения фонаря, v – линейная скорость перемещения заготовки; P – тянущая сила; Q – натяжение.

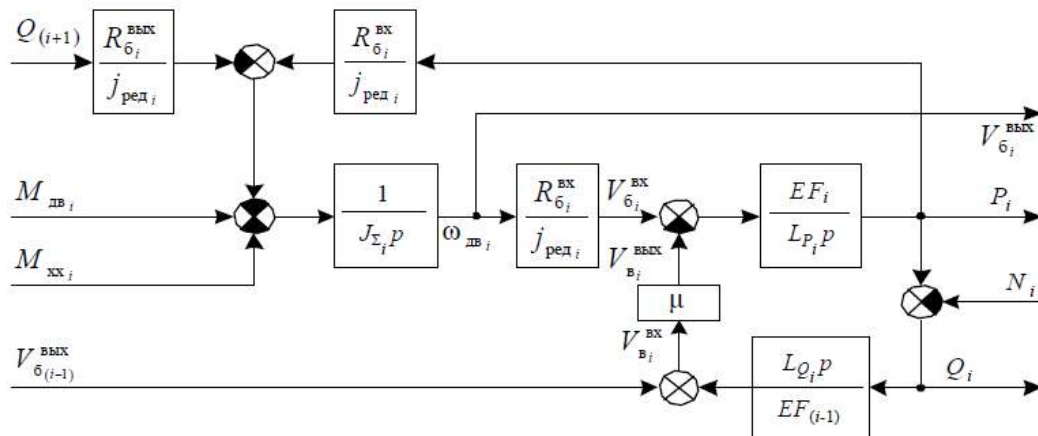


Рис. 2 – Структурная схема математической модели крутильной машины, обеспечивающей поддержание натяжения.

Структурная схема математической модели, составленная в соответствии с (2) приведена на рис. 2, отражает сущность процесса формирования сил при скрутке ТПЖ, вызывающих натяжение кабельной заготовки, как одного из основных регулируемых параметров в кабельном производстве.

Интегрированная ИНС в ЭМС КМ должна быть максимально адаптирована в части технологических и производственных особенностей технологической операции «скрутка ТПЖ» [7, 8]. Функционально — это многоуровневая система управления, которая построена как на оптимизации и регулировании критически важных технологических параметров (шаг и кратность скрутки, коэффициент укрутки, коэффициент уплотнения, линейная скорость заготовки, скорость вращения фонарей, тянущая сила, натяжение и т.д.), так и на прогнозной модели - рекомендательный сервис, работающий в режиме реального времени (24/7). Так в реальном рабочем режиме число контролируемых параметров системы равно 125 шт., каждый из которых считается важным для работы оборудования, т.к. имеет жестко контролируемый диапазон регулирования, который в конечном итоге определяет качество выполняемой технологии. Поэтому, основной интеллектуальной нагрузкой, разрабатываемой ИСУ является экспертная оценка правильности поддержания технологии, с целью выполнения конечной производственной задачи – изготовление высококачественного кабельного изделия.

Все существующие экспертные системы (ЭС) базируются на компьютерных программах, реализуют главную цель - исключить человеческий фактор (мнение технолога) в принятии решения в технологии, как отдельно взятой (узкой) области задач (рис. 3).



Рис. 3 – Блок-схема ЭС ИСУ.

Внедрение с ЭС ИСУ в работу ЭМС КМ, позволит увеличить быстродействие работы КМ за счет увеличения рабочих скоростей, правильного подбора режимов работы оборудования, объема обрабатываемой технологической информации, а также правильности выбора решения при возникающих экстремальных режимах работы оборудования и исключения *"человеческого фактора"*.

Полученные результаты

Производственный процесс изготовления КПП, рассматривается как системный механизм, имеющий очень жесткие временные рамки ограниченные сроками выполнения производственного заказа, а это усложняет решение задачи по выполнению операции скрутки ТПЖ из-за временных ограничений, связанных с выполнением производственного заказа. Таким образом, разработка алгоритма для ЭС ИСУ в режиме реального времени является более сложной задачей, чем описание АСУ, имеющей статичную структуру работы оборудования. Встроенная и интегрированная в

общую систему ИСУ должна иметь множество подсистем, которые функционально связаны и сопряжены в единую систему взаимодействия по времени принятия решения и имеют жесткие ограничения по объему выделенной памяти, а также времени выполнения [8, 10-12]. При этом интегрированная система также должна самостоятельно вносить необходимые правки и координировать время исчисления сигнала управления.

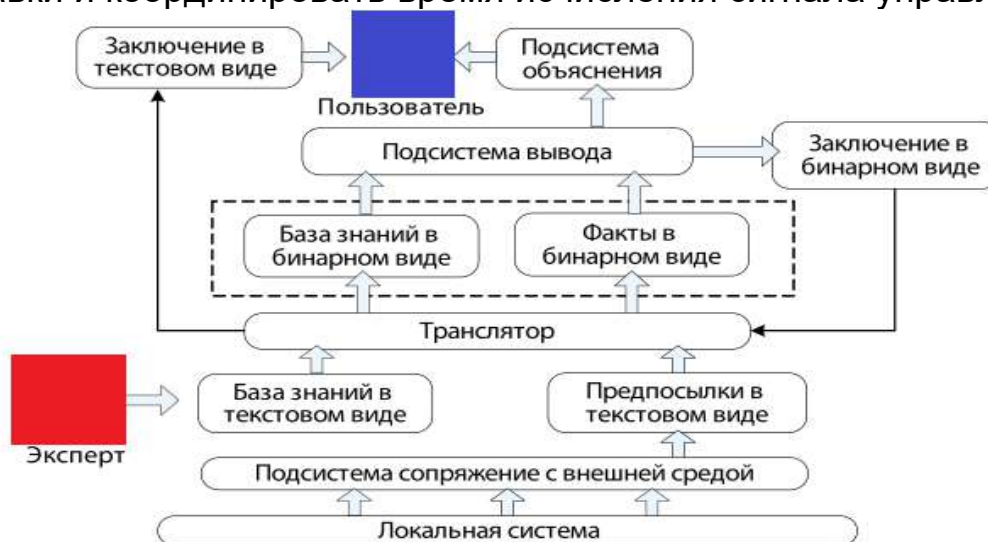


Рис. 4 – Структурная схема встроенной системы управления КМ.

Также ИСУ КМ должна быть адаптирована под работу в общей сети, т.е. совместима с другими единицами оборудования входящих в технологический процесс изготовления кабельного изделия, как в рамках производственного участка, так цеха и предприятия [7-12]. Структурная схема встроенной системы управления приведена на рис. 4.



Рис. 5 – Результаты моделирования переходного процесса в действующей и модернизируемой системе: $y(t)$ – выходной параметр системы.

Результаты математического моделирования позволили протестировать рабочие и технологические режимы работы кабельного технологического оборудования - КМ марки «630С 1-6-12-18-24». Результаты модели-

рования переходного процесса в действующей и модернизируемой системе приведены на рис. 5, как для систем в различных ситуациях, так и управляемых по условно определенным (выбранным) параметрам.

Заключение

Таким образом, итогом проделанной научно-исследовательской работы является получение, путем математического моделирования, расчетных характеристик работы технологического оборудования – крутильной машины, которые позволили сделать вывод о том, что разработанная встроенная ИНС в состоянии обеспечить надежность работы КМ кабельного производства путем применения интеллектуальных технологий. Реализация предложения осуществлена на конкретной КМ кабельного производства и получен необходимый уровень надежности работы технологического оборудования, но и повышена надежности готового кабельного изделия.

Литература

1. Omatu S. Neuro-control and its applications / S. Omatu, M. Khalid, R. Yusof - London: Springer-Verlag, 1996. 272 с.
2. Терехов В.А. Нейросетевые системы управления / В.А. Терехов, Д.В. Ефимов, И.Ю. Тюкин. М.: Высш. шк., 2002. 183 с.
3. Современная прикладная теория управления Новые классы регуляторов технических систем / Под ред. А.А. Колесникова - Таганрог: ТРТУ, 2000. 656 с.
4. Method of resource saving of cable production recyclables. Victoria Tsyapkina and Daniyar Madрахimov. E3S Web Conf., 139 (2019) 01058. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901058>. https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2019/65/e3sconf_rses2019_01058/e3sconf_rses2019_01058.html
5. Ivanova V.P. and Tsyapkina V.V., Improving the reliability of power supply to active consumers by improving the technology for manufacturing cable product, E3S Web of Conf., 216 (2020) 01152, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601152>
6. Madрахimov D.B., Ivanova V.P. and Tsyapkina V.V., Improving the reliability of cable lines operation in hot climates, E3S Web of Conf., 216 (2020) 01151, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202021601151>
7. Tsyapkina V. and Ivanova V., Modeling of a resource-saving method of drawing, E3S Web Conf., 139 (2019) 01073, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201913901073>.
8. Tsyapkina V.V., Ivanova V.P. and Jurayeva K.K., Cable conductor of cabling and wiring products based on composite materials for transport systems, E3S Web of Conf., 401 (2023) 03036, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340103036>
9. Tsyapkina V., V.Ivanova, & K. Jurayeva, (2022). Mathematical modeling of the conveyor movement for the cable waste CRUSHING LINE. Вестник КазАТК, 122(3), 255–261. <https://doi.org/10.52167/1609-1817-2022-122-3-255-261>
10. Tsyapkina V.V., Ivanova V.P. and Jurayeva K.K., Cable conductor of cabling and wiring products based on composite materials for transport systems, E3S Web of Conf., 401 (2023) 03036, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340103036>
11. Tsyapkina V.V., Ivanova V.P., Isamukhamedov D.N., Turabekov A.U. and Atamukhamedova R.F., Development of generalized requirements for automated electric drive of cable equipment, E3S Web of Conf., 401 (2023) 02045, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340102045>
12. Toirov O., Ivanova V., Tsyapkina V., Jumaeva D. and Abdullaeva D., Improvement of the multifilament wire lagger for cable production, E3S Web Conf., 411 (2023) 01041, DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202341101041>

УДК 621.316

ВЫБОР ПЛОЩАДИ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ ТОКОПРОВОДЯЩИХ ЖИЛ КАБЕЛЯ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Короткевич¹ М.А., Подгайский С.И.²

Аннотация

Установлено, что выбор площади поперечного сечения токопроводящих жил кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена может производиться по меньшему значению плотности тока (экономической или допустимой). Значения экономической плотности тока, приводимое в справочной литературе, нуждается в уточнении. По допустимой плотности тока следует выбирать сечение трехжильных кабелей больше 150 мм², а одножильных – свыше 185 мм².

Ключевые слова: кабельные линии, изоляция из сшитого полиэтилена, напряжение, плотность тока, поперечное сечение проводника.

Введение

Площадь поперечного сечения жил электрических кабелей напряжением 10 кВ в настоящее время выбирается по экономической плотности тока, значение которого было установлено много лет назад и в настоящее время нуждается в уточнении.

Для силовых трехжильных кабелей стандартных сечений площадь поперечного сечения жил, определенная по допустимому току нагрузки, оказывается большей, чем определенная по экономической плотности тока, что не характерно для воздушных линий электропередачи. Поэтому возникает задача определения кабелей, для которых необходим выбор сечений жил по экономической или допустимой плотности тока.

Результаты анализа

Площадь поперечного сечения токопроводящих жил кабеля напряжением более 1 кВ должна выбираться по экономической плотности тока $J_э$, значение которой приведено в [1]. Для кабелей с пластмассовой изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимальной нагрузки до 3000, от 3000 до 5000 и более 5000 часов экономическая плотность тока $J_э$, соответственно составляет 1,9; 1,7; 1,6 А/мм². При этом, экономическое значение площади поперечного сечения жил $F_э$ определяется по формуле:

$$F_э = I/J_э, \quad (1)$$

¹ Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь, kafegra.elsyst@yandex.ru

² ООО производственное объединение “Энергокомплект, Витебск, Республика Беларусь”, info@vikab.by

где I – расчетное значение рабочего тока, за которое принимается наибольший средний получасовой ток суточного графика нагрузки, А.

Расчетное значение рабочего тока не должно превосходить допустимого, определенного по условию нагрева. В замкнутой сети наибольший рабочий ток имеет место в послеаварийных или ремонтных режимах. В связи с этим в [1] отмечается, что если есть возможность проложить несколько параллельных линий сверх необходимого по условию надежного электроснабжения для выполнения условий по экономической плотности тока, то значения J_3 могут быть увеличены в два раза.

Например, при $I_{\text{доп}} = 156$ А и $J_3 = 1,6$ А/мм², экономическая площадь поперечного сечения жил F_3 равна 97,5 мм². Если есть возможность проложить две параллельные кабельные линии то при $J_3 = 3,2$ А/мм² и том же допустимом токе, значение F_3 каждой цепи будет 50 мм². Это отражает факт возможности протекания полных токов нагрузки по одной цепи в случае аварийного или планового отключения второй цепи.

Значения допустимых по условиям нагрева токов на токопроводящие алюминиевые жилы трехжильных и одножильных силовых электрических кабелей напряжением 10 кВ проложенных в земле, в соответствии с [2], приведены в таблице 1. При этом считается, что одножильные кабели уложены треугольником.

Таблица 1. Допустимые токи нагрузки на токопроводящие алюминиевые жилы трехжильных и одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Площадь сечения жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А	Допустимая плотность тока, А/мм ²	Экономическая площадь сечения жилы, мм ²	Примечание
Одножильные кабели				Экономическая площадь поперечного сечения жилы кабеля определена при $J_3 = 1,9\text{А/мм}^2$
50	170	3,4	89,4	
70	210	3,0	110,5	
95	253	2,7	133,1	
120	288	2,4	151,6	
150	322	2,2	169,5	
185	364	2,0	191,6	
240	422	1,8	222,1	
300	476	1,6	250,5	
400	541	1,4	284,5	
500	614	1,2	323,2	
630	695	1,1	365,8	
800	780	1,0	410,5	
1000	845	0,9	444,7	
Трехжильные кабели				
50	156	3,1	82,1	
70	193	2,7	101,6	
95	233	2,4	122,6	
120	265	2,2	139,5	
150	300	2,0	157,9	
185	338	1,8	177,9	
240	392	1,6	206,3	

Зависимость допустимой плотности тока от площади поперечного сечения алюминиевых жил трехжильных и одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, расположенных треугольником в земле, приведены по данным таблицы 1 на рисунке 1.

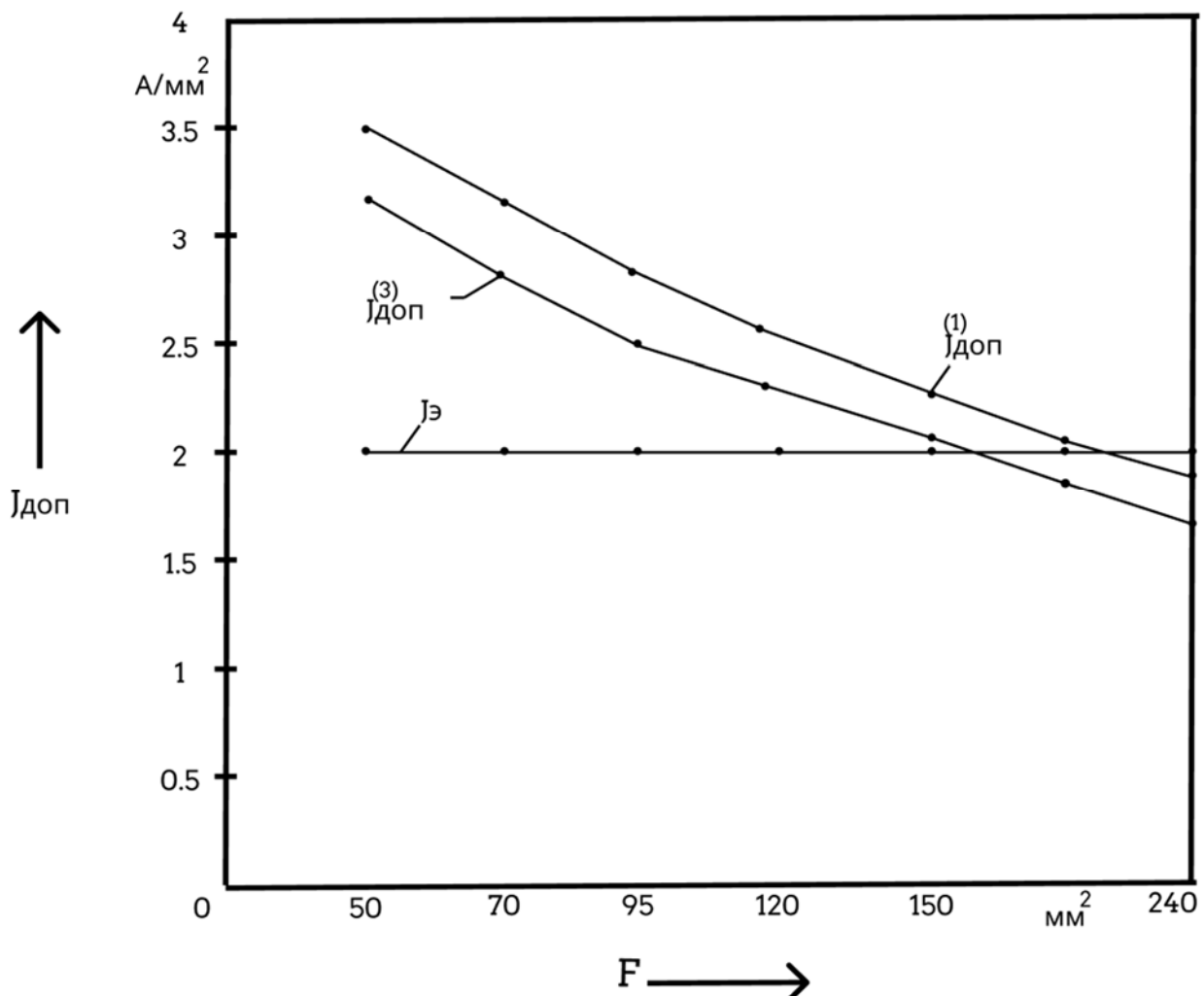


Рис. 1 – Зависимость допустимой плотности тока $J_{доп}^{(3)}$, $J_{доп}^{(1)}$ от площади поперечного сечения алюминиевых жил трехжильного и одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена; значение экономической плотности тока, равно $J_{э} = 1,9 \text{ А/мм}^2$;

Из таблицы 1 и рисунка 1 следует, что с увеличением площади поперечного сечения алюминиевых токопроводящих жил трехжильного силового электрического кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с 50 до 240 мм², т.е. в 4,8 раза, допустимая плотность тока снижается с 3,12 до 1,63 А/мм², т.е. в 1,9 раза.

С увеличением площади поперечного сечения токопроводящей жилы одножильного кабеля с 50 до 1000 мм² (в 20 раз) допустимая плотность тока снизилась в 3,8 раза (с 3,4 до 0,9 А/мм²). Это указывает на то, что с увеличением площади поперечного сечения жил кабеля эффективность ее использования для передачи мощности снижается.

Допустимая плотность тока для одножильных кабелей площадью по-

перечного сечения до 185 мм^2 , до 240 мм^2 , до 300 мм^2 больше нормативных значений экономической плотности тока, равной соответственно 1,9; 1,7; 1,6 А/мм² [1].

Допустимая плотность тока для трехжильных кабелей площадью поперечного сечения до 150 мм^2 больше нормативного значения экономической плотности только при $J_3 = 1,9 \text{ А/мм}^2$.

При $J_3 = 1,7 \text{ А/мм}^2$, $J_3 = 1,6 \text{ А/мм}^2$ допустимая плотность тока больше нормативного значения экономической плотности тока для площадей поперечного сечения жил до 185 и до 240 мм^2 соответственно (таблица 1).

Это означает, что площадь поперечного сечения жил кабелей, выбранная по нормативной экономической плотности тока будет больше, чем по допустимому току нагрузки. Следовательно, площадь сечений таких кабелей следует выбирать по нормативному значению экономической плотности тока.

Допустимая плотность тока для одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением $185\text{--}300 \text{ мм}^2$ и выше, ниже нормативной экономической плотности тока. Здесь площадь поперечного сечения жил кабелей, выбранная по допустимой плотности тока, будет больше, чем по нормативному экономическому значению плотности тока. Тогда, если площадь поперечного сечения одножильных кабелей превышает $185\text{--}300 \text{ мм}^2$, то ее следует выбирать по допустимой плотности тока.

Если площадь поперечного сечения трехжильных кабелей превышает $150\text{--}240 \text{ мм}^2$, то ее следует выбирать по допустимой плотности тока.

Таким образом, площадь поперечного сечения токопроводящих жил кабелей, выбранная по экономической плотности тока, не всегда превышает площадь поперечного сечения, выбранную по допустимой плотности тока как это имеет место для проводов воздушной линии [3].

Выбранное сечение жил кабеля (по нагреву или по значению экономической плотности тока) должно быть проверено на термическую стойкость по формуле:

$$F_{\text{терм}} = \frac{I_{\text{к}} \sqrt{t}}{k}, \quad (2)$$

где $I_{\text{к}}$ – значение тока короткого замыкания, кА; t – продолжительность протекания тока короткого замыкания, с; k – коэффициент, отражающий тепловой импульс тока.

Коэффициент k зависит от активного сопротивления и теплоемкости материала токопроводящих жил кабеля, начальной (до короткого замыкания) и конечной (после прохождения тока короткого замыкания) температуры нагрева. Следовательно, термическая стойкость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивается при большем токе короткого замыкания по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией. При продолжительности протекания токов короткого замыкания равной 1с, стандартное значение $F_{\text{терм}}$, согласно (2), обеспечивается при допустимом токе короткого замыкания $I_{\text{к.д.}}$ приведённом в таблице 2.

Таблица 2. Зависимость сечения жил кабеля выбранных по нагреву от допустимого тока короткого замыкания

$F_{\text{терм}}, \text{мм}^2$	50	70	95	120	150	185	240
$I_{\text{к.д.}}, \text{кА}$	5,45	7,63	10,35	13,08	16,35	20,16	26,16
$F_{\text{терм}}, \text{мм}^2$	300	400	500	630	800	1000	
$I_{\text{к.д.}}, \text{кА}$	32,7	43,6	54,5	68,7	87,2	109,0	

Расчетное значение тока короткого замыкания $I_{\text{к}}$ не должно превышать допустимое $I_{\text{к.д.}}$, т.е. $I_{\text{к}} < I_{\text{к.д.}}$.

Расчетное значение тока короткого замыкания $I_{\text{к}}$ определяется при известных в [4]: виде, месте и продолжительности протекания тока короткого замыкания. За расчетный вид короткого замыкания принимается:

однофазное (сеть напряжением 110кВ);

двойное (сеть напряжением 6–35кВ с изолированной и компенсированной нейтралью);

трехфазное (сеть напряжением 6–35кВ с резистивным заземлением нейтрали).

Значения токов короткого замыкания для конкретных условий прокладки кабельных линий оказались меньше максимальных (определенных исходя из расчетных мощностей короткого замыкания 200 МВА (сеть напряжением 6кВ), 350 МВА (сеть напряжением 10кВ), 600 МВА (сеть напряжением 35кВ) и 5000 МВА (сеть напряжением 110кВ) [6], равных 20кА (сеть 6–10кВ), 10кА (сеть 35кВ) и 25кА (сеть 110кВ).

Для конкретного места прокладки кабельной линии (рис. 2) определены ориентировочные значения токов короткого замыкания. Значения расчетных токов трехфазного короткого замыкания в точках 1, 4 и двойного на землю (точка 2) (рис.2), даны в таблице 3. Продолжительность протекания токов короткого замыкания для одиночно прокладываемых кабелей принята равной 1 с, для пучка из двух параллельно включенных кабелей до (1,5–2,0) с.

В таблице 3 нижнее значение тока короткого замыкания дано при площади поперечного сечения жилы 50 мм², а верхнее – 400 мм².

Выбранная по экономической или допустимой плотности тока площадь поперечного сечения $F_{\text{э}}$ или $F_{\text{доп}}$ (1) не должна быть меньше $F_{\text{терм}}$ (2):

$$F_{\text{э}}, F_{\text{д}} \geq F_{\text{терм}}. \quad (3)$$

При невыполнении условий (3) выбирается кабель с площадью поперечного сечения $F_{\text{терм}}$.

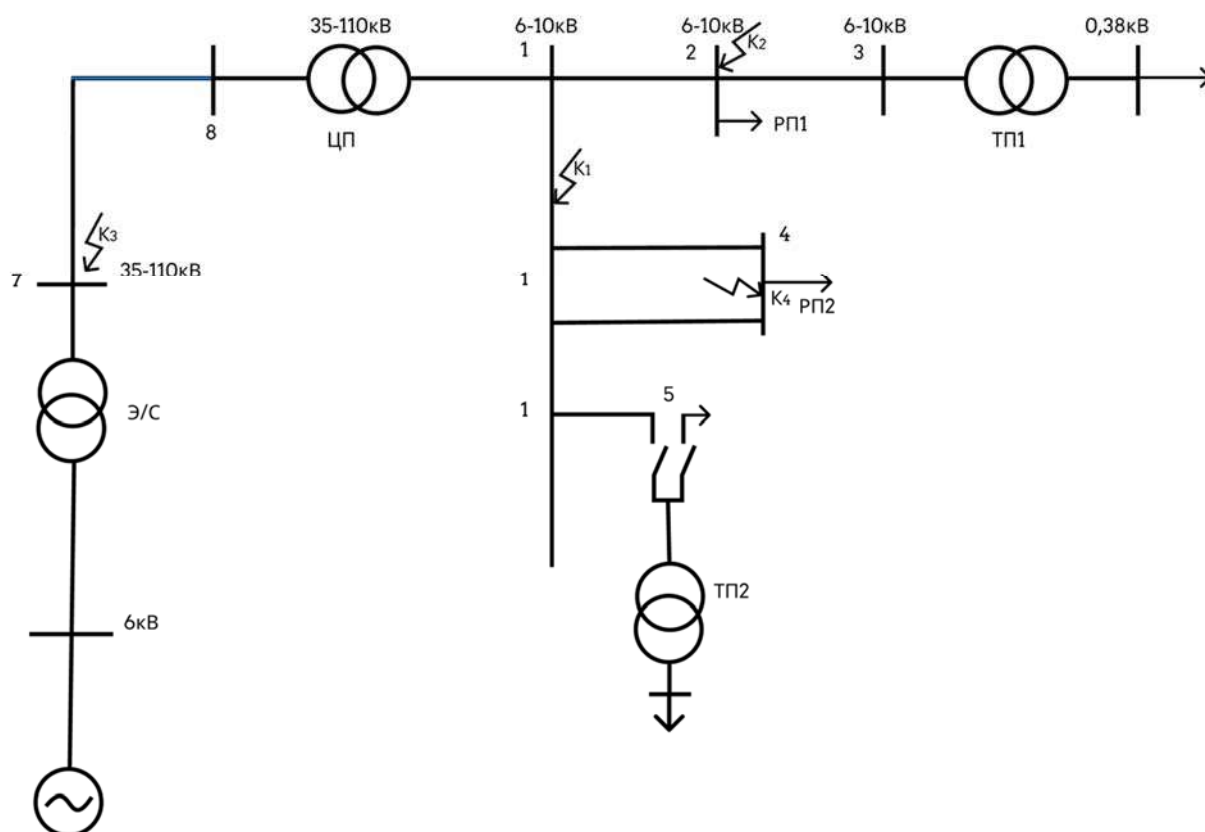


Рис. 2 – Место прокладки кабельной линии в схеме сети:
 1-2 – от центра питания (ЦП) до распределительного пункта (РП1);
 2-3 – от РП1 до трансформаторной подстанции (ТП1);
 1-4 – от ЦП до РП2 по параллельным кабельным линиям;
 1-5 – от ЦП до ТП2; 7-8 – от источника питания (энергосистемы) до ЦП.

Таблица 3. Значения расчетных токов короткого замыкания для проверки кабелей на термическую стойкость

Место короткого замыкания	Мощность трансформатора центра питания, МВА	Ток трехфазного короткого или двойного замыкания кА, для сети с нейтралью			
		Резистивно-заземленной при напряжении, кВ		Изолированной при напряжении, кВ	
		6	10	6	10
Точка 1	10	8,3	5,0	7,2	4,3
	16	13,6	8,0	11,8	5,9
	25	21,2	12,7	18,3	10,9
	40	34,7	19,8	30,0	17,1
Точка 4	10	4,9-7,6	4,0-4,8	4,2-6,6	3,5-4,1
	16	6,3-11,9	5,8-7,6	5,4-10,3	5,0-8,9
	25	7,6-17,3	7,7-11,8	6,6-12,4	6,7-10,2
	40	8,9-25,4	9,9-17,6	7,7-22,0	8,6-15,2
Точка2	10	3,5-7,1	3,4-4,7	3,0-6,1	2,9-4,0
	16	4,2-10,6	4,5-7,3	3,6-9,2	3,9-6,3
	25	4,8-14,7	5,7-10,9	4,1-12,7	4,9-9,4
	40	5,2-20,0	6,8-15,9	4,5-17,3	5,9-13,7

Заключение

Расчетные значения тока трехфазного короткого замыкания на шинах центра питания не превышают допустимых при площади поперечного сечения жил кабеля 95 мм^2 и 70 мм^2 (при мощности трансформатора 10 МВА и номинальном напряжении кабельной линии 6 и 10 кВ соответственно); при мощности трансформатора центра питания 40 МВА отмеченные соотношения обеспечиваются при площади поперечного сечения жил кабеля 400 и 185 мм^2 (при напряжениях 6 и 10 кВ);

Расчетные значения тока двойного короткого замыкания на шинах центра питания не превышают допустимых при площади поперечного сечения жил кабеля 70 мм^2 и 50 мм^2 (при мощности трансформатора 10 МВА и номинальном напряжении кабельной линии 6 и 10 кВ соответственно); при мощности трансформатора центра питания 40 МВА отмеченные соотношения обеспечиваются при площади поперечного сечения жил кабеля 300 и 185 мм^2 (при напряжении 6 и 10 кВ);

При параллельной прокладке кабельных линий термическая устойчивость кабельных линий обеспечивается, если площадь поперечного сечения жил равна 70 мм^2 (мощность трансформатора центра питания 10 МВА) или 240 мм^2 (мощность трансформатора центра питания 40 МВА);

В распределительной сети напряжением 6 и 10 кВ термическая устойчивость кабельных линий (например 2-3, рис. 2) гарантированно обеспечивается при площади поперечного сечения 185 мм^2 ;

Проверка кабелей напряжением 35 и 110 кВ на термическую стойкость не имеет смысла, так как ток замыкания меньше минимального допустимого для кабелей с площадью поперечного сечения жил 50 мм^2 .

Таким образом, выбор площади поперечного сечения токопроводящих жил кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена должен производиться по экономической или допустимой плотностям тока и проверяться на термическую стойкость с учетом вида, места и продолжительности протекания тока короткого замыкания.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987. 646 с.
2. Кабели и провода. Каталог продукции. Витебск: Производственное объединение “Энергокомплект”, 2015. 58 с.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Ростов на Дону: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
4. ТКП 611- 2017. Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки. Минск: Мин-во энергетики Республики Беларусь, 2017. 103 с.

**Решение 95-го заседания Международного научного семинара
им. Ю.Н. Руденко
«Методические вопросы исследования надёжности
больших систем энергетики»**

Участники Заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики» отметили, что отечественная энергетика в современных реалиях столкнулась с рядом вызовов и угроз, влияющих на гармоничное и устойчивое развитие систем энергетики. Среди основных вызовов можно выделить: усиление конкуренции между субъектами энергорынка; развитие распределённой энергетики; интеграция интеллектуальных технологий в структуры мониторинга и управления энергетическими объектами и системами; повышение экологичности работы энергетических объектов; усиление роли системного планирования и прогнозирования развития топливно-энергетического комплекса. Основными угрозами для отечественной энергетики на современном уровне развития и в перспективе являются: высокий моральный и физический износ основных фондов в энергетических системах, увеличивающий аварийность энергооборудования; недостаток инвестиций на развитие энергетических систем; несовершенство кадровой политики в отрасли; слабый уровень взаимодействия энергетических компаний и научно-исследовательских организаций по разработке отечественных, инновационных, эффективных решений в энергетике.

По результатам обсуждения рассматриваемых на семинаре вопросов управления надёжностью энергетических систем в условиях нарастающих вызовов и угроз их функционированию и развитию представляется целесообразным органам государственного управления, энергетическим компаниям совместно с научными и образовательными организациями активизировать свою деятельность в следующих направлениях.

1. Развитие и совершенствование моделей и методов управления функционированием и развитием энергетических систем с учетом многокритериальности и неопределенности внешних условий. При этом необходимо предусмотреть согласование информационного обеспечения и методических подходов к формированию структуры систем, оценке и планированию режимов их работы на разных отраслевых и территориальных уровнях и временных горизонтах (долгосрочное, среднесрочное, внутригодовое и оперативное).

2. Разработка комплексной методики эффективного планирования развития энергетических систем на основе современных математических методов анализа и оптимизации, информационных технологий обработки данных с учетом инновационных решений. Актуальность данной методики возрастает в связи с активизацией процессов трансформации энергетики, ее цифровизации, ужесточением требований по экологии, ростом неопределенности внешних и внутренних вызовов.

3. Развитие методической базы по обоснованию нормативов балансовой надёжности электроэнергетических систем и практики ее использования для решения технико-экономических задач перспективного развития электроэнергетических систем, в том числе задачи обоснования уровня и размещения резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах России и ее регионов.

4. Организация комплексной постоянной работы по совершенствованию, сертификации и апробации программного обеспечения оценки балансовой надёжности ЕЭС России и изолированных энергосистем с привлечением ведущих специалистов в этой области. Особое внимание при этом следует обратить на организацию доступности используемой исходной информации и критериев принятия решений не только для разработчиков программного обеспечения соответствующих компаний, но и для специалистов научных организаций и ВУЗов страны.

5. Разработка технических требований к технологическому присоединению и функционированию в составе Единой энергосистемы (ЕЭС) России локальных интеллектуальных энергосистем на базе объектов распределенной генерации, включая генерацию на основе возобновляемых источников энергии, а также методических рекомендаций по выбору состава и параметров настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики в локальных интеллектуальных энергосистемах.

6. Разработка концепции и методических рекомендаций по преобразованию существующих распределительных сетей среднего и низкого напряжения с переходом их в активный распределительный комплекс, предусматривающий возможность свободной интеграции в него малой генерации (ветровые электростанции, солнечные электростанции, системы накопления электроэнергии, топливные элементы и др.), активных потребителей электроэнергии и современного оборудования на базе силовой полупроводниковой техники.

7. Активизация работы по исполнению Указа Президента Российской Федерации №166 от 30.03.2022 г. по импортозамещению программного обеспечения на объектах критической информационной инфраструктуры ПАО «Россети», других энергетических компаний и крупных промышленных потребителей с последующим переходом на отечественные, технологически независимые, доверенные программно-аппаратные комплексы.

8. Активизация работы системообразующих энергетических и энергомашиностроительных компаний по разработке и реализации инновационных отечественных решений в энергетике с привлечением российских научных организаций, направленных на укрепление научно-технологического суверенитета России и повышение эффективности (надёжности, безопасности, живучести, экономичности, экологичности и др.) функционирования энергетических систем.

9. Активизация работы по формированию обоснованных предложений по внесению изменений в структуру системы выдачи мощности энергоблоков большой и средней мощности атомных и тепловых электростанций, обеспечивающих требуемую надёжность и безопасность в результате применения эффективных технических решений.

10. Разработка и реализация проектов открытых распределительных устройств инновационного типа, которые включают принципиально новые схемные и компоновочные решения, обеспечивающие сокращение числа разъединителей, улучшение структурных характеристик, устранения уязвимых мест, повышение их ремонтпригодности, надёжности и экономичности.

Научное издание

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ
БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ**

Выпуск 74

Надёжность систем энергетики
в условиях современных вызовов и угроз

Подписано в печать 30.09.2023 г. Формат 60×90 1/16
Усл. печ. л. 36.6. Тираж 250 экз. Заказ № 5534

Отпечатано в типографии «Дубль Принт»
664046, г. Иркутск, ул. Волжская, 14, оф. 112