

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ИЗБРАННОЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)



Министерство энергетики Российской Федерации



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации



ФГБОУ ВО «Казанский государственный
энергетический университет»



АО «Системный оператор
Единой энергетической системы»



Благотворительный Фонд
«Надежная смена»



Филиал ПАО «Россети»-МЭС Волги



Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение»

Казань
2026

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Казанский государственный энергетический университет»

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ИЗБРАННОЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)

Казань
2026

УДК 621.3
ББК 31.2
Д48

Рецензенты:

д-р техн. наук, доц. ФГБОУ ВО «КНИТУ» *В. Г. Макаров*;
канд. техн. наук, доц. ФГБОУ ВО «КГЭУ» *А. Н. Цветков*

Редакционная коллегия:

А. Г. Арзамасова (отв. редактор), О. В. Воркунов, В. В. Максимов

Диспетчеризация и управление в электроэнергетике.
Д48 **Избранное** : материалы XX Международной молодежной научно-практической конференции (Казань, 9–10 декабря 2025 г.) / редколлегия : А. Г. Арзамасова (отв. редактор), О. В. Воркунов, В. В. Максимов. – Казань : КГЭУ, 2026. – 118 с.

ISBN 978-5-89873-720-7

Представлены научные доклады участников XX Международной молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» по следующим научным направлениям: «Электроэнергетические системы и сети. Генерация, передача и потребление электрической энергии», «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для обучающихся энергетического профиля.

Материалы публикуются в авторской редакции. Ответственность за их содержание возлагается на авторов.

УДК 621.3
ББК 31.2

Секция 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ГЕНЕРАЦИЯ, ПЕРЕДАЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.331

УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ РЕЖИМА РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Бардушко А.Ю., Зеленский К.Р., Игнатко Д.В.,

Леонов И.Н., Пузина Е.Ю., Яковлев В.Н.

ФГБОУ ВО «ИРГУПС», г. Иркутск, Россия

aleksandr.bardushko@yandex.ru, Kirill.zel04@mail.ru, dignatko@list.ru,
esleon900133@mail.ru, puzinaalyona@yandex.ru, yakovlev15yakovlev@yandex.ru

Предложено применять в системе тягового электроснабжения на сложных по профилю участках железных дорог устройства поперечной компенсации реактивной мощности с плавным регулированием. Их использование обеспечивает генерацию необходимой величины реактивной мощности в контактную сеть в зависимости от нагрузки и соответствующего ей уровня напряжения в контактной сети. Это позволяет управлять уровнем напряжения в контактной сети в зависимости от поездной обстановки, не допуская его отклонения от нормируемых значений.

Ключевые слова: напряжение в контактной сети, компенсация реактивной мощности, плавное регулирование

Режимы работы системы электроснабжения участка железной дороги характеризуются рядом параметров, такими как уровень напряжения в контактной сети (КС), значение тока в элементах тяговых подстанций и в контактной сети, перетоки активной и реактивной мощности как в питающих тяговые подстанции ЛЭП, так и в контактной сети, потери мощности и энергии в системе тягового электроснабжения (СТЭ) и другими. Отдельные из перечисленных параметров имеют предельно допустимые значения, которые обеспечивают пропускную способность электрифицированного участка. Так, крайне важно выдерживать минимально допустимое напряжение в КС, которое должно быть не ниже 21 кВ на участках переменного тока.

В настоящее время в связи с ростом объема грузоперевозок, увеличением масс и необходимой скорости движения поездов по Восточному полигону на его отдельных участках возникает проблема несоответствия параметров режима работы требованиям, что может отрицательно влиять на работу любого звена СТЭ [1]. С целью обеспечения

необходимой пропускной способности СТЭ с соблюдением требований применяют так называемые средства ее усиления: установка дополнительных силовых трансформаторов на тяговых подстанциях, увеличение сечения проводов КС, строительство дополнительных тяговых подстанций и постов секционирования (ПС), монтаж устройств компенсации реактивной мощности [2, 3]. Эти средства обеспечивают увеличение объема передаваемой мощности или снижение потерь мощности, повышение уровня напряжения в КС. Однако, большая часть из них не являются регулируемыми, и при их применении существует риск увеличения уровня напряжения в КС выше допустимого в периоды минимальных грузоперевозок. Для того чтобы не допустить подобной ситуации оптимальным является установка устройств поперечной компенсации реактивной мощности с плавным регулированием (УКРМП-27,5), которые могут быть отнесены к интеллектуальным цифровым устройствам.

Схема УКРМП обеспечивает плавное регулирование генерируемой реактивной мощности в КС в пределах номинальной мощности (10–20 МВАр), также выполняет функции активного фильтра высших гармоник. Устройство состоит из последовательно соединенных однофазных мостовых выпрямителей на базе IGBT-транзисторов. Гальваническая развязка цепей управления осуществляется оптоволоконными линиями связи. В УКРМП обеспечивается возможность дистанционного управления по последовательному каналу от автоматизированной системы управления.

Исследуем эффективность применения такого устройства для участка с достаточно сложным горно-перевальным профилем Лена – Новый Уоян, где подъемы достигают до 17,2 промилей. При пропуске по такому участку пакетного графика поездов с интервалом 8 минут, включающего поезда массой 7100 т, 6300 т, 4000 т в четном, наиболее загруженном направлении, при моделировании системы электроснабжения этого участка с действующими параметрами СТЭ в ПВК Fazopord разработки ИрГУПС [4] получен минимальный уровень напряжения в КС 17,5 кВ на участке Киренга-Северобайкальск. Это является критически недопустимым.

Выполним моделирование применения на данном участке дополнительного УКРМ на ПС Окунайский и замену УКРМ на ПС Дельбичинда на устройство большей мощности с 10 МВАр на 15 МВАр. Ниже приведен график изменения уровня напряжения в КС в четном направлении для данного случая (см. рисунок).

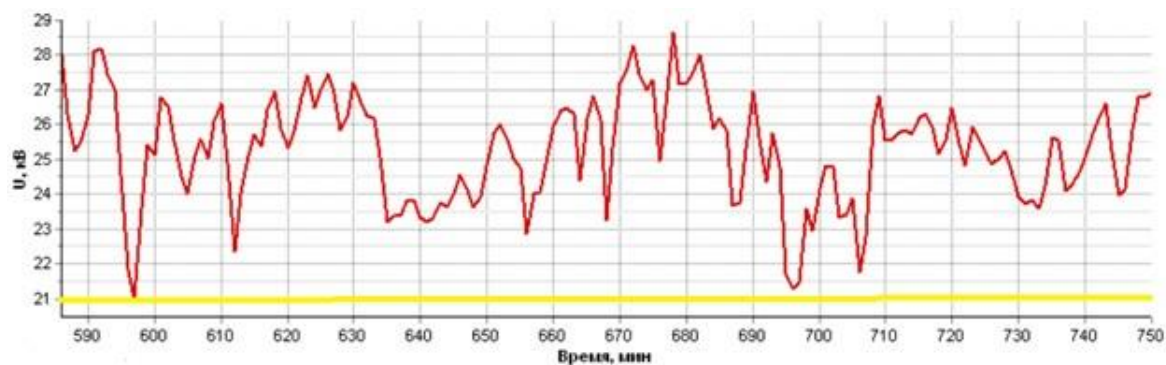


График изменения уровня напряжения в контактной сети

Полученные результаты полностью подтверждают эффективность такого способа управления напряжением в КС, как УКРМП. Применение данных устройств не только обеспечивает при росте объема грузоперевозок нормируемые значения параметров режима работы СТЭ, но и способствует снижению потерь мощности, что положительным образом сказывается на экономических показателях работы как отдельных дистанций электроснабжения, так и в целом железных дорог, на которых применяются данные устройства.

Источники

1. Khudonogov I.A., Puzina E.Yu., Tuigunova A.G. The use of “technical rigidity” indicates to assess climatic factors effects on power transformers reliability // Int. Ural Conf. on Electrical Power Engineering. 2020. Pp. 136–141.
2. Гаранин М.А., Добрынин Е.В., Потейко А.Н. Ограничение пропускной способности железных дорог по условиям электроснабжения и их снятие // Транспорт Российской Федерации. Журнал о науке, практике, экономике. 2024. № 5 (114). С. 37–42.
3. Башарин В.Л., Пузина Е.Ю. Оценка эффективности применения устройств компенсации реактивной мощности на тяговой подстанции Кежемская ВСЖД // Транспорт: наука, образование, производство: тр. Междунар. науч.-практ. конф. Ростов-на-Дону, 2016. С. 229–233.
4. Бардушко А.Ю., Куцый А.П. Повышение пропускной способности электрифицированного участка железной дороги Якурим – Киренга на перспективу // Молодая наука Сибири. 2023. № 4 (22). С. 182–193.

СОВРЕМЕННЫЕ ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ: ЗАМЕНА УСТАРЕВШИХ ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗРЯДНИКОВ КАК ОСНОВА ГРОЗОЗАЩИТЫ ЛЭП

Бикчантаева Л.И., Закиров З.Л., Воркунов О.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

¹liana.khabibullina.2004@gmail.com, ²zufarzakirov4@gmail.com, ³vorcunov_oleg@mail.ru

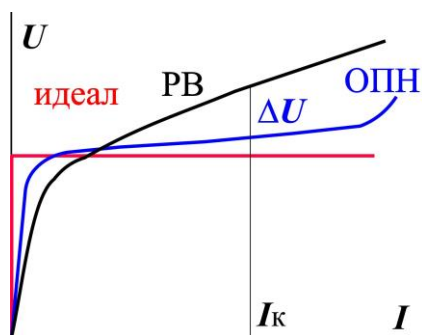
Проведен сравнительный анализ принципов действия и эксплуатационных характеристик устаревших вентильных разрядников (РВ) и современных нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Обоснована технико-экономическая целесообразность массовой замены РВ на ОПН в качестве основного средства грозозащиты воздушных линий электропередачи (ЛЭП) всех классов напряжения. Рассмотрены ключевые преимущества ОПН: высокая ограничивающая способность, отсутствие сопровождающего тока, взрывобезопасность и возможность мониторинга состояния. Показано, что внедрение ОПН позволяет существенно повысить надежность и устойчивость работы электроэнергетических систем.

Ключевые слова: ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), вентильный разрядник (РВ), грозозащита, линия электропередачи (ЛЭП), перенапряжение, варистор, надежность.

Повышение грозовой активности и ужесточение стандартов по бесперебойности питания делают проблему улучшения грозозащиты ЛЭП особенно важной. Устаревшие вентильные разрядники (РВ) часто не справляются с современными требованиями, что вызывает повреждение изоляции и аварийные отключения во время грозы, снижая надежность энергосистем [1]. В данной работе ставится цель доказать необходимость и результативность замены РВ на современные нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) для увеличения устойчивости воздушных линий.

Ключевое отличие вентильных разрядников от современных ОПН заключается в конструкции и принципе действия. РВ используют искровые промежутки и нелинейные резисторы на основе вилита: при перенапряжении искровые промежутки пробиваются, подключая резистор к сети для снижения напряжения, однако после этого возникает сопровождающий ток, требующий гашения дуги [2]. Конструктивно ОПН представляет собой колонку из последовательно соединенных варисторов на основе оксида цинка (ZnO), заключенных в герметизирующую оболочку (полимерную или фарфоровую).

Приведённая на рисунке вольт-амперная характеристика позволяет наглядно сравнить эффективность ограничения перенапряжений различными устройствами. Кривая ОПН демонстрирует высоконелинейный характер: в рабочем режиме (при номинальном напряжении) ток через ограничитель ничтожно мал, а в режиме перенапряжения его сопротивление резко уменьшается, эффективно ограничивая напряжение на защищаемом оборудовании до уровня ΔU . Для сравнения, характеристика вентильного разрядника (РВ) является более пологой, что приводит к меньшей эффективности ограничения — устройство пропускает через защищаемую цепь больший ток (I_k), а уровень ограничения напряжения оказывается выше. Идеальная характеристика подчёркивает, что ОПН по своему поведению значительно ближе к оптимальному защитному устройству, чем устаревшие РВ [3].



Вольт-амперная характеристика

Технико-экономическая эффективность замены РВ на ОПН подтверждается практикой эксплуатации. Восстановленные из старых элементов вентильные разрядники не способны обеспечить требуемую надёжность защиты подстанций от перенапряжений, тогда как массовая замена устаревших РВ на ОПН классов напряжения 110–750 кВ существенно снижает воздействие как грозовых, так и коммутационных перенапряжений на оборудование [4]. Внедрение ОПН позволяет сократить количество аварийных отключений ЛЭП, уменьшить затраты на ремонты и обслуживание, а также повысить общую устойчивость энергосистемы. Расчёты для реальных участков высоковольтных линий демонстрируют значительное снижение эксплуатационных расходов и ущерба от простоев, что подтверждает экономическую целесообразность модернизации.

Таким образом можно сделать вывод о том, что современные нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) являются технически и экономически более эффективным решением для грозозащиты ЛЭП по сравнению с устаревшими вентильными разрядниками.

Массовая замена РВ на ОПН является не просто модернизацией парка защитных аппаратов, а необходимой мерой, направленной на кардинальное повышение надежности электроснабжения потребителей, снижение аварийности и затрат на эксплуатацию, увеличение пропускной способности и живучести электрических сетей.

Источники

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. В.В. Ершевича. М.: Энергоатомиздат, 2015. 464 с.

2. Александров Г.Н., Подпоркин Г.В. Перенапряжения в электрических системах и защита от них. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. 210 с.

3. Альмухаметов М.В., Сабитов А.Х. Интеллектуальные системы учета электроэнергии // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 23–25.

4. Викторова Д.Ф. выбор архитектуры нейронной сети для прогнозирования электропотребления // Молодежь и наука – 2024: к вершинам познания: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. Петрозаводск: Международный центр научного партнерства «Новая Наука» (ИП Ивановская И.И.), 2024. С. 64–68.

5. Саданбеков К.Э., Воркунов О.В. Регулирование напряжения с помощью компенсирующих устройств // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы IX Нац. науч.-практ. конф., посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 825–827.

6. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.

СТРУКТУРА ЦИФРОВОЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Безгубов В.А., Куксов Н.Е., Светимский В.В., Серебренников И.А., Пузина Е.Ю.
ФГБОУ ВО «ИРГУПС», г. Иркутск, Россия
valerabezgubov@gmail.com, nikita.cuksov@yandex.ru, svetimskiy04@mail.ru,
ilya.serebrennikov.2004@inbox.ru, puzinaalyona@yandex.ru

Предложена структура цифровой тяговой подстанции с разбиением ее на два сегмента. Первый сегмент служит для сбора рабочих параметров и информации о состоянии оборудования с передачей ее в АРМ подстанции и энергодиспетчера. Устройства второго сегмента обеспечивают автоматизированное управление технологическими процессами на подстанции и обеспечивают взаимосвязь с другими подстанциями и внешней системой. Выделены особенности организации железнодорожных цифровых тяговых подстанций. Конечной целью организации цифровых тяговых подстанций является обеспечение надежности, безопасности и экономичности перевозочного процесса.

Ключевые слова: сегменты цифровой тяговой подстанции, системы диагностики и мониторинга электрооборудования

Основные направления развития отечественной энергетики отражены в энергетической стратегии развития Российской Федерации до 2035 года. В частности, одним из основных направлений развития энергетической структуры железнодорожного транспорта является совершенствование системы управления энергообеспечения ОАО РЖД на основе ее цифровизации. В области энергообеспечения железнодорожного транспорта в контексте данного вопроса речь идет, в частности, о цифровых тяговых подстанциях (ЦТП). Согласно [1] «цифровая подстанция» – это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, в которой информационный обмен между оборудованием подстанции и внешней системой осуществляются в цифровом виде на основе протоколов стандарта МЭК 61850.

В настоящее время для ускорения реализации цифровых подстанций в российской энергетике имеются основания, поскольку достаточно широко применяются цифровые устройства релейной защиты и автоматики, цифровое измерительное оборудование, разработаны и внедряются системы мониторинга электрооборудования подстанций [2, 3]. Эти тенденции позволили создать первые цифровые подстанции в России.

Задача разработки и реализации ЦТП актуальна, однако осложняется особенностью технологии перевозочного процесса, в ходе которого происходит непрерывное изменение тяговых нагрузок из-за постоянно

меняющегося графика движения поездов. На участках железных дорог, электрифицированных на переменном токе по системе тяги 1х25 кВ, важно учесть тот факт, что питание однофазной контактной сети осуществляется на разных перегонах разными фазами от одного трехфазного трансформатора. Эта особенность обязательно должна быть учтена как при управлении плановыми переключениями, так и в аварийных ситуациях. Крайне важно учесть тесную взаимосвязь режимов работы системы тягового и внешнего электроснабжения.

Структурно ЦТП можно разделить на два крупных сегмента:

1) сегмент сбора информации о состоянии оборудования и передачи этой информации в режиме реального времени в АРМ ЦТП;

2) сегмент автоматизированного управления технологическими процессами и обеспечения обмена данными между тяговой подстанцией и внешней системой, а также с другими тяговыми подстанциями.

Первый сегмент ЦТП должен быть образован системой мониторинга и диагностики состояния электрооборудования (СМиДЭ). Отечественные производители выпускают достаточные эффективные подобные системы. Поскольку тяговые подстанции содержат различные виды оборудования, то оптимальный состав единой СМиДЭ должен включать в подсистемы, отслеживающие состояние: силовых трансформаторов; элегазового оборудования; ЛЭП; коммутационного оборудования и ячеек РУ; элементов системы оперативного тока (КМСОТ-М). И также эта система должна содержать терминалы микропроцессорных релейных защит, которые выступают, в том числе, и в качестве комплекса передачи информации на верхний уровень (АСУ ТП) от систем мониторинга и производят контроль оборудования.

В состав второго сегмента ЦТП должны войти серверы: управления функционалом цифровой тяговой подстанции (ПТК-сервер); управления подстанционным оборудованием (SCADA-сервер); контроля и связи (сервер телемеханизации, станционный контроллер связи и управления); сбора, хранения и передачи информации; точного времени. Кроме того, второй сегмент ЦТП должен включать в себя автоматизированное рабочее место персонала (человеко-машинный интерфейс) и средства гарантированного питания.

Особенностью второго сегмента ЦТП кроме выполнения типовых задач является обязательное наличие целого ряда автоматизированно выполняемых функций: расчет ресурса оборудования в режиме реального времени в зависимости от фактических тяговых и иных нагрузок; подготовка рекомендаций по изменению графика движения поездов; выполнение схемы профилактического подогрева контактной сети (КС);

взаимодействие со смежными подстанциями для обмена информацией о аварийных отключениях смежных участков тяговой сети; определение вынужденного режима работы системы тягового электроснабжения, изменение схемы питания и секционирования и (или) схемы внешнего электроснабжения; рациональное использование энергии рекуперации ЭПС; определение целостности питающих линий КС и цепей отсоса.

При полноценном оснащении ЦТП всеми вышеперечисленными устройствами и системами и обеспечении их взаимосвязанной работы функционирование таких подстанций позволит существенно сократить эксплуатационные расходы, повысить надежность и долговечность работы оборудования, исключить возможный ущерб от серьезных аварий и обеспечить безопасность перевозочного процесса.

Источники

1. СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. 125 с.

2. Пузина Е.Ю. Целесообразность применения системы мониторинга силовых трансформаторов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: сб. тр. Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием. Иркутск, 2013. С. 167–171.

3. Никищенков С.А., Козменков О.Н., Сафронова И.А. Оценка экономической эффективности применения автоматизированных систем мониторинга технического состояния масляных трансформаторов на железнодорожном транспорте // Автоматика на транспорте. 2025. Т 11, № 2. С. 120–136.

МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДИАГНОСТИКИ ПОДСИСТЕМ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОГО И ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА

Губарев Н.А., Рахманкулов Ш.Р., Галиев И.Ф., Гарифуллин М.Ш.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

nikita20143@mail.ru, shamil74000@mail.ru, galievi.f@list.ru, g_marsels@mail.ru

В статье рассматриваются особенности разработки мобильного программно-аппаратного комплекса диагностики подсистем силовых трансформаторов (СТ). На основе цифровых моделей оперативного и предиктивного анализа изоляционной и электромагнитной подсистем, которые взаимодействуют с базой данных и системами онлайн мониторинга, происходит корректировка и «дообучение» моделей оценки состояния СТ, идентификация дефектов и принятие решений по их дальнейшей эксплуатации.

Ключевые слова: силовой трансформатор, диагностика подсистем, офлайн и онлайн мониторинг, газоанализатор, электромагнитные параметры, реляционная база данных, экспертная система, нейронная сеть, машинное обучение.

Маслонаполненные силовые трансформаторы (СТ) являются наиболее дорогими активами электросетевых компаний и обеспечение их безотказной работы является наиболее приоритетной задачей – критически важным условием для устойчивого электроснабжения потребителей [1].

Парк СТ характеризуется высокой долей оборудования, отработавшего нормативный срок эксплуатации, что обостряет проблему их надежной работы. В условиях невозможности своевременной замены такого оборудования, основным направлением повышения надежности СТ является совершенствование методов диагностики.

В настоящее время повышение эффективности диагностики СТ связывают с использованием искусственного интеллекта (ИИ). Важным становится не только выбор оптимальных алгоритмов машинного обучения, но и объем и точность результатов измерения различных диагностических признаков, параметров и показателей. Очевидно, что использование только традиционных методов уже недостаточно. Целью настоящего исследования является обоснование, разработка и реализация (опробование) на конкретном объекте образца мобильного вычислительного комплекса и измерительной системы, основанного на минимальном количестве контролируемых диагностических параметров, что минимизирует затраты на систему в целом.

В «классической» программе диагностики ключевая роль отводится анализу растворённых в масле газов (АРГ), что позволяет теоретически обнаружить многие развивающиеся дефекты. Важную роль в диагностике СТ также играют электромагнитные параметры. Рассмотрим вкратце техническую часть оборудования, необходимую для сбора диагностических параметров.

В данной работе предлагается реализация концепции анализа и идентификации состояния двух подсистем СТ, в которых происходящие физические процессы наиболее взаимообусловлены в эксплуатационных режимах.

В соответствии с новой концепцией системы, ИК содержит подсистемы онлайн мониторинга, формирующие информационный уровень (ИУ) БЗ для дополнения многокомпонентного диагностирования СТ:

- жидкой и твёрдой изоляции (АРГ и влагосодержание), внешнего и внутреннего температурного контроля;
- электромагнитной (рабочие токи и напряжения обмоток);

Таким образом, подсистемы мониторинга ИК поставляют информацию, которая транслируется, обрабатывается и хранится на ИУ БЗ в виде отдельных массивов, таблиц или моделей отклонений параметров.

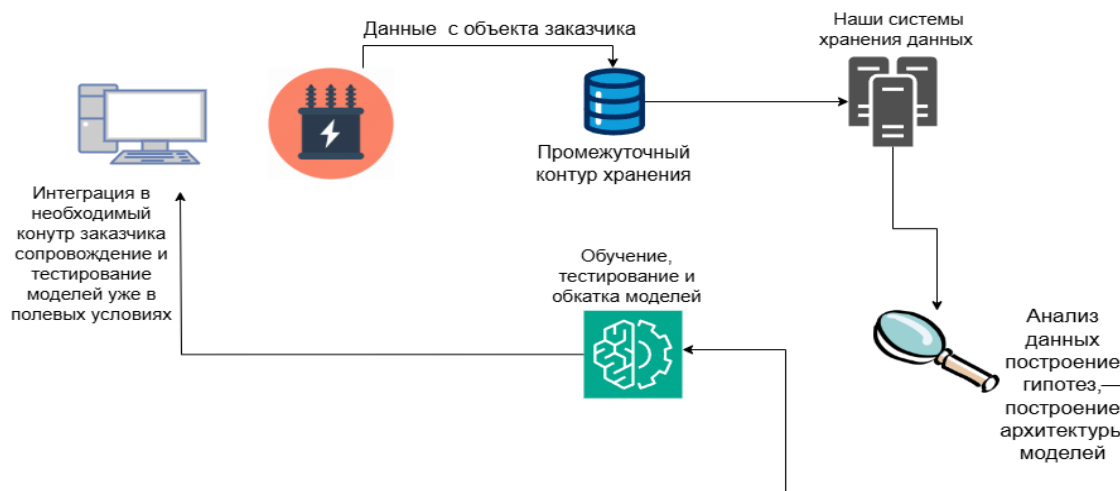


Рис. 1. Общая структура процессов в ИЭСД

Для повышения точности диагностических моделей требуются данные о структурно-групповом составе масел, полученных с помощью лабораторных ИК и УФ спектрофотометров. Для интерпретации данных использованы современные эффективные алгоритмы обработки и хранения данных [2].

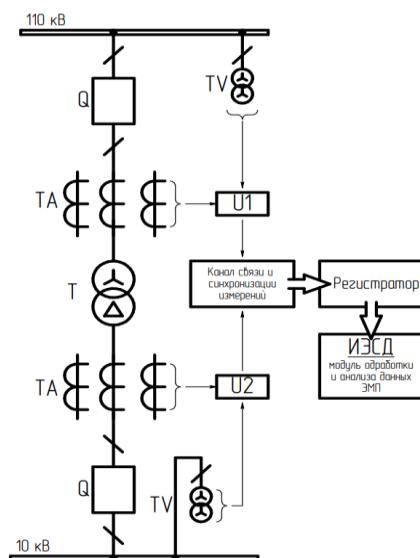


Рис. 2. Принципиальная схема измерений ЭМП

По результатам проделанной работы получены нижеследующие результаты. редложен подход к онлайн диагностике ЭМП трехфазного двухобмоточного СТ с учётом его нелинейности, несинусоидальности токов и напряжений обмоток, позволяющий оценивать в непрерывном режиме, при изменении нагрузки, состояние его электромагнитной системы.

Источники

1. Анализ изменения технического состояния парка электрооборудования с помощью искусственного интеллекта / И.В. Давиденко, А.В. Дьяков, В.В. Лопатин, М.Н. Владимирова // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 5 (62). С. 122–133.

2. Разработка кластерной структуры базы данных для интегрированной экспертной системы диагностики оборудования распределительной сети на основе субд PostgreSQL / И.Ф. Галиев [и др.] // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы III Междунар. науч.-практ. конф. Казань, 2023. С. 81–89.

3. Применение хлорид кобальта (II) для определения влагосодержания в трансформаторных маслах / О.Е. Куракина, В.К. Козлов, О.А. Туранова, А.Н. Туранов // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 113–118.

4. Способ измерения влагосодержания трансформаторного масла: пат. 2844728 Рос. Федерация № 2024135026; заявл. 22.11.2024; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Давыдов В.Ю., Томин Н.В.
ИСЭМ СО РАН
vladimirdavydov01@mail.ru, tomin.nv@gmail.com

Современные распределительные электрические сети в мире и в России, в частности, перестают быть пассивными элементами энергосистемы, предназначенными лишь для доставки электроэнергии от магистральных сетей к конечным потребителям. На фоне устойчивого роста электропотребления, прогнозируемого Энергетической стратегией РФ до 2035 года [1], и структурных изменений в экономике, распределительный сетевой комплекс сталкивается с качественно новыми вызовами. Ключевым из них является лавинообразное усложнение режимов работы и управления, вызванное несколькими взаимосвязанными факторами.

Ключевые слова: стоимость, функционал, расчёт режимов, короткие замыкания, надёжность, оптимизация, ВИЭ, интерфейс, удобство, GIS, импорт данных, автоматизация, отчётность, производительность, поддержка, лицензия, российские, зарубежные, проектирование, эксплуатация, обучение

Прежде всего, речь идёт об активном развитии распределённой и возобновляемой генерации (ВИЭ). Сегодня, по оценкам экспертного сообщества, в РФ 8,5–9 ГВт суммарной установленной мощности объектов распределённой генерации (РГ), расположены в изолированных энерго-районах, а также 14,5–15 ГВт в централизованной зоне электроснабжения. Суммарно, означает, что порядка 23–24 ГВт мощностей установлено на объектах РГ, что составляет около 10 % от суммарной величины генерирующих мощностей в ЕЭС РФ [2, 3].

Другим фактором выступают протекающие процессы цифровизации электроэнергетической отрасли, которые на уровне систем распределения энергии связаны с созданием «цифровых энергорайонов» [4, 5]. Данная концепция подразумевает оснащение распределительных сетей интеллектуальными устройствами, а также развертывание систем сбора и анализа данных в реальном времени). Это превращает традиционно пассивную сеть в активную, наблюдаемую и управляемую систему. Однако такая трансформация кардинально усложняет задачи моделирования и анализа.

Таким образом, распределительные сети становятся сложной динамической системой с двусторонними потоками мощности, большим количеством управляемых элементов и стохастическим характером генерации. В этих условиях традиционные методы и инструменты моделирования, ориентированные на радиальные сети с детерминированными нагрузками, зачастую оказываются неадекватны.

Это формирует рассматриваемую в этой статье актуальную научно-практическую проблему: выбор и применение программных средств для моделирования распределительных сетей, которые были бы способны учесть современные тенденции их развития.

Целью данной работы является проведение сравнительного анализа современных программных средств для моделирования распределительных электрических сетей, с фокусом на их способность адекватно отражать режимы работы в условиях высокой проницаемости РГ и использования технологий активного управления.

Анализ программных средств моделирования распределительных сетей.

Для проведения сравнительного анализа представленные программные продукты были сгруппированы по их целевому назначению и доминирующей функциональности. Это позволяет не только систематизировать обзор, но и выявить нишевые преимущества каждого класса решений применительно к задачам моделирования распределительных сетей с распределенной генерацией. В первую группу выделены мощные отраслевые комплексы, традиционно используемые для анализа крупных энергосистем (RastrWin3, PSS@E, ETAP). Во вторую группу входит MATLAB/SimPowerSystems в качестве универсальной научно-исследовательской среды. В третью группу относятся программы ENgee, Pandapower, SPICE, Homer, которые предоставляют специализированные решения для распределенной энергетики и микросетей.

На основе проведенного анализа наибольшим потенциалом для моделирования распределительных сетей с распределенной генерацией обладает совместное использование pandapower и SPICE. Данная связка позволяет одновременно учитывать различные типы распределенной генерации: инверторные источники (солнечные панели, ветрогенераторы, БЭС) моделируются в SPICE с физикой полупроводниковых процессов, тогда как дизельные генераторы и синхронные машины анализируются в pandapower с учетом их электромеханических характеристик.

При работе в изолированном режиме ключевое значение имеют процессы переключения между источниками, пусковые токи двигателей и динамика изменения нагрузки. SPICE обеспечивает моделирование наносекундных процессов переключения силовой электроники, а pandapower анализирует электромеханические переходные процессы при изменении конфигурации микросети. Это позволяет оценивать устойчивость системы при потере отдельных источников генерации.

Заключение. Современные распределительные сети РФ превращаются в активные управляемые системы, требующие новых подходов к моделированию, особенно в условиях роста доли распределенной генерации до 10 % от общей мощности ЕЭС России.

Сравнение программ для моделирования энергосистем

Программа	Функциональные возможности	Практическое применение	Допущения и ограничения	Доступность
1	2	3	4	5
MATLAB/ SimPowerSystems	Моделирование электрооборудования, анализ переходных процессов, расчёт установившихся режимов	Научные исследования, проектирование систем защиты, образование	Ограничение до 5–10 тыс. узлов, упрощённое моделирование ЛЭП	Санкционные ограничения, работа только с ранее приобретёнными лицензиями
RastrWin3	Расчёт установившихся и динамических режимов, анализ КЗ, оптимизация режимов	Диспетчерское управление (СО ЕЭС), проектные работы, образование	Упрощённые модели силовой электроники, ограниченная скриптовая автоматизация	Ознакомительные, студенческие и коммерческие лицензии
PSS®E	Комплексный анализ энергосистем, оптимизация потоков мощности, динамическое моделирование	Стратегическое планирование, оперативно-диспетчерская деятельность	Упрощённые модели преобразователей, высокие требования к ресурсам	Официальные поставки прекращены, стоимость 20 000–100 000 \$
ETAP	Сквозное моделирование систем, проектирование кабельных сетей, мониторинг в реальном времени	Проектирование промышленных систем, верификация схем электроснабжения	Ограничения при моделировании наносекундных процессов	Ограниченная поддержка, стоимость 15 000–100 000 \$

Окончание таблицы

1	2	3	4	5
Pandapower	Расчёт установившихся режимов, анализ КЗ по IEC 60909, оптимизация потоков мощности	Прототипирование алгоритмов управления, анализ сценариев развития сетей	Отсутствие динамического моделирования, упрощённые модели электроники	Бесплатная открытая платформа с полной свободой модификации
SPICE	Моделирование электронных схем на компонентном уровне, анализ переходных процессов	Проектирование силовой электроники, исследование полупроводниковых приборов	Ограниченность сетевыми расчётами, требуется интеграция с другими инструментами	Бесплатные версии (LTspice, NGspice) с открытыми алгоритмами
HOMER	Технико-экономическое моделирование гибридных систем, оптимизация конфигурации	Планирование автономных энергосистем, сравнение технологий ВИЭ	Упрощённые сетевые модели, ориентация на экономические показатели	Условно-бесплатная версия, подписка от 1 000 \$/год

Традиционные программные комплексы (RastrWin3, PSS®E, ETAP) сохраняют значение для решения узкоспециализированных задач, но сталкиваются с ограничениями при моделировании гибридных систем с силовой электроникой.

MATLAB/SimPowerSystems, несмотря на мощный функционал для моделирования электрооборудования, сталкивается с критическими ограничениями в РФ – прекращение официальной поддержки и сложности с масштабированием для больших энергосистем. Это существенно сужает его практическое применение в современных условиях.

Специализированные платформы демонстрируют целевой подход. ENgee предлагает комплексное моделирование гибридных энергообъектов с готовыми библиотеками компонентов. HOMER сохраняет нишу в технико-экономическом обосновании проектов.

Связка Pandapower + SPICE демонстрирует наибольший потенциал для комплексного моделирования, сочетая анализ электромеханических переходных процессов и физику полупроводниковых приборов. Для российских исследователей критически важна доступность инструментов: открытые платформы (Pandapower, SPICE) остаются оптимальным выбором в условиях ограниченной доступности коммерческого ПО.

Перспективным направлением является развитие методик интеграционного моделирования, позволяющих объединять преимущества различных программных комплексов для решения задач цифровых энергорайонов.

Источники

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р // ЭПС «Система ГАРАНТ» (дата обращения: 23.10.2025).

2. Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 70–80.

3. Губанов М., Киушкина В., Широков А. О создании фонда развития локальных энергосистем // Энергетическая политика. 2023. № 9 (188). С. 70–83.

4. Вяткин В., Антипченко А. От автоматизации распределительной сети к полноценному цифровому РЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск «Россети». 2018. № 1 (8). С. 10–13.

5. Моисеев М. Переход распределительных сетей 6–20 кВ к цифровым активно-адаптивным сетям с распределенной системой автоматизации // Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск «Россети». 2018. № 1 (8). С. 14–20.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Данилов В.А.¹, Кочковская С.С.²

¹Филиал ПАО «Россети» – МЭС Волги», г. Самара, Россия

²ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург, Россия
superjoborene@mail.ru, lana1905@mail.ru

В статье рассмотрена математическая модель, разработанная для повышения эффективности управления качеством электрической энергии. Актуальность разработки обусловлена ухудшением качества электрической энергии в связи с увеличением количества потребителей с нелинейными нагрузками. Предложены весовые коэффициенты для каждого показателя качества электрической энергии. Рассматриваемая модель учитывает динамические изменения основных показателей качества электрической энергии.

Ключевые слова: математическая модель, электрическая энергия, управление качеством, граф модели.

В основе предлагаемой математической модели лежит метод прямых измерений и сравнение с нормативными/согласованными значениями.

В формализованном виде каждый из показателей представляет собой следующие входные данные для определения комплексного оценочного значения показателей качества электрической энергии:

Отклонение напряжения:

$$\delta U(t) = \frac{\left| U_{\text{НОМ}} - \frac{dU}{dt} \right|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100. \quad (1)$$

Отклонение частоты:

$$\Delta f(t) = \frac{df}{dt} - f_{\text{НОМ}}. \quad (2)$$

Колебания напряжения:

$$P_{st}(t) = \frac{\sum t_f^{3,2}}{T_p} t_{10\text{мин}}; \quad (3)$$

$$P_{lt}(t) = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \cdot \sum_{k=1}^{12} (P_{stk})^3} t_{2ч}. \quad (4)$$

Несинусоидальность напряжения:

$$THD_y(t) = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} \left(\frac{Y_{H.h}(t)}{Y_{H.1}(t)} \right)^2}. \quad (5)$$

Несимметрия напряжения:

$$K_{2u}(t) = \frac{\frac{dU_2}{dt}}{\frac{dU_1}{dt}} \cdot 100; \quad (6)$$

$$K_{0u}(t) = \frac{\frac{dU_0}{dt}}{\frac{dU_1}{dt}} \cdot 100. \quad (7)$$

Математическая модель оценочного показателя качества электрической энергии $Q(t)$ представлена как целевая функция минимизации суммарных квадратов значений [1]:

$$Q(t) = A \cdot (\delta U(t))^2 + B \cdot \left(\frac{\Delta f(t)}{f_{\text{ном}}} \right)^2 + C \cdot (P_{st}(t))^2 + D \cdot (P_{lt}(t))^2 + \\ + E \cdot (THD_y(t))^2 + F \cdot (K_{2u}(t))^2 + G \cdot (K_{0u}(t))^2. \quad (8)$$

Распределяем весовые коэффициенты следующим образом:

- отклонение напряжения $\delta U(t)$: $A = 0,25$;
- отклонение частоты $\Delta f(t)$: $B = 0,25$;
- колебания напряжения $P_{st}(t), P_{lt}(t)$: $C = D = 0,1$;
- несинусоидальность напряжения $THD_y(t)$: $E = 0,06$;
- несимметрия напряжения $K_{2u}(t), K_{0u}(t)$: $F = G = 0,12$.

В развернутом виде математическая модель принимает вид:

$$Q(t) = 0,25 \cdot (\delta U(t))^2 + 0,25 \cdot \left(\frac{\Delta f(t)}{f_{\text{НОМ}}} \right)^2 + 0,1 \cdot (P_{st}(t))^2 + 0,1 \cdot (P_{lt}(t))^2 + \\ + 0,06 \cdot (THD_y(t))^2 + 0,12 \cdot (K_{2u}(t))^2 + 0,12 \cdot (K_{0u}(t))^2. \quad (9)$$

Адекватность модели подтверждена расчетами в программном комплексе Mathcad, с установленным диапазоном чувствительности, расположенным в пределах от 0 до +31 ед. Диапазон рассчитан из граничных отклонений от требуемых значений оценочного показателя качества электрической энергии [2].

Закон управления для показателя отклонения напряжения:

$$u_i(t) = K_{p.i.} \cdot e_i(t) + K_{i.i.} \cdot \int e_i(t) dt + K_{d.i.} \cdot \frac{de_i(t)}{dt}, \quad (10)$$

где $u_i(t)$ – управляющее воздействие для коррекции по показателю i ; $e_i(t)$ – ошибка по показателю i : $e_i(t) = \delta U(t)$; $K_{p.i.}$, $K_{i.i.}$, $K_{d.i.}$ – коэффициенты PID.

Итоговая форма закона регулирования для отдельных показателей качества электрической энергии:

$$u_i(t) = K_{p.i.} \cdot \delta U(t) + K_{i.i.} \cdot \int \delta U(t) dt + K_{d.i.} \cdot \frac{d(\delta U(t))}{dt}. \quad (11)$$

Для всех показателей, оказывающих влияние на оценочный показатель качества электрической энергии, закон управления имеет подобный вид (11).

Систему регулирования показателями качества рассматриваем как модель объекта управления второго порядка с запаздыванием. При расчете коэффициентов регулирования проводим по методу СНР (Чина – Хронеса – Ресвика) – без перерегулирования, получаем уравнение управления следующего вида:

$$u_i(t) = 0,297 \cdot \delta U(t) + 0,010 \cdot \int \delta U(t) dt + 8,911 \cdot \frac{d(\delta U(t))}{dt}. \quad (12)$$

Помимо классического регулирования предусмотрен управляющий модуль программы, который анализирует влияние отдельных показателей качества электрической энергии на итоговый оценочный показатель, и выдает дополнительное управляющее воздействие для более детального управления качеством электрической энергии.

Источники

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2013, 10 с.

2. Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии [Электронный ресурс]: Приказ Минэнерго РФ от 28 августа 2023 г. № 690 // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 21.10.2025).

3. ГОСТ 30804.3.3-2013 (IEC 61000-3-3:2008). Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний [Электронный ресурс]. URL: <https://gostinform.ru/razdel-oks-33-100-10/gost-30804-3-3-2013-obj17592.html> (дата обращения: 21.10.2025).

ПРОАКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ: МОДУЛЬНАЯ АРХИТЕКТУРА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ПОМОЩНИКА ДИСПЕТЧЕРА НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

Замыслов И.Д.

Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ, г. Воронеж, Россия

zid@voronezh.so-ups.ru

Науч. рук.: доц. Назаров А.А.

В статье предложена модульная архитектура интеллектуального помощника диспетчера на базе цифрового двойника энергосистемы, представляющая собой систему взаимодействующих модулей-плагинов с центральной СІМ-шиной данных и сервис-ориентированной архитектурой, выполненную с использованием технологий Physics-Informed Neural Networks (PINN) и методов прогнозирования на основе XGBoost/Transformer. Представлены результаты анализа эффективности системы, показывающие сокращение времени выполнения типовых операций на 60–90 % и снижение когнитивной нагрузки диспетчерского персонала на 30–40 %.

Ключевые слова: оперативно-диспетчерское управление, интеллектуальный помощник, цифровой двойник, модульная архитектура, проактивное управление.

Современная электроэнергетика претерпевает значительные изменения в связи с декарбонизацией генерации [1] и цифровой трансформацией, что требует перехода к новому уровню интеллектуализации систем оперативно-диспетчерского управления (ОДУ). Существующая система АСДУ обладают значительным потенциалом для совершенствования в части реализации предиктивных функций и сквозной поддержки всех этапов управления.

В качестве решения предлагается архитектура интеллектуального «Помощника диспетчера», основанная на интеграции моделей цифрового двойника энергосистемы и технологий мультиагентных систем. Ключевой особенностью предлагаемого подхода является координация специализированных программных агентов для решения конкретных задач ОДУ с применением методов искусственного интеллекта.

На основе экспертной оценки и интервью с диспетчерами ($n = 12$) выявлены системные ограничения АСДУ СК-11, классифицированные как информационные (разрозненность данных, запаздывание телеметрии), расчетные (детерминированность моделей, ограниченный N-1 анализ) и функциональные (реактивность, ручной характер операций). Критическими проблемами являются: время ручного пересчета ремонтных схем > 30 мин, обработка данных в 15+ разрозненных системах и формах, анализ только 1–3 вариантов восстановления режима. Для их решения предложена реализация «Помощника диспетчера» на базе мультиагентных технологий с интеграцией в СК-11, обеспечивающая консолидацию данных, внедрение PINN-моделей и автоматизацию рутинных операций.

Хронометраж рабочего времени диспетчерского персонала выявил значительные резервы для оптимизации операционной деятельности. Результаты анализа демонстрируют возможность сокращения временных затрат за счет внедрения интеллектуальных агентов на 60–90 % при одновременном повышении качества принимаемых решений за счет использования предиктивной аналитики и интеллектуальной обработки данных.

Предлагаемая модульная архитектура «Помощника диспетчера» представляет собой эволюционное развитие АСДУ, позволяющее осуществить переход от реактивного мониторинга к проактивной платформе управления, на базе существующей СК-11 с интеграцией в неё используемых для расчетов программных комплексов и баз данных.

Архитектура «Помощника диспетчера»

Модуль цифрового двойника	Система интеграции с АСДУ	Система верификации	Система обучения
Модуль ввода/вывода	Агент голосового управления	Система вывода результатов и визуализации	Система ввода данных
Модуль адаптивного управления	Агент сбора оперативной информации	Агент аварийного реагирования	Агент мониторинга и оптимизации
	Агент производства переключений	Агент ввода ГВО	Агент управления генерацией
Модуль рекомендаций	Агент многокритериальной оценки управляющих воздействий	Когнитивный помощник на базе объяснимого ИИ	Агент проверки совместимости ремонтов
	Агент базы сценариев действий	Агент контроля обеспеченности РЗА	Симулятор последствий принимаемых решений
Модуль фиксации событий	Агент фиксации событий, заполнений журналов, направления отчетов	Агент фиксации и расшифровки переговоров	Агент анализа и оценки работы РЗА
Модуль прогнозирования	Агент оценки влияния климатических рисков на инфраструктуру	Агент погодного прогнозирования	Агент анализа генерации ВИЭ с учетом погоды

Проведенный анализ демонстрирует высокую прогнозируемую эффективность предложенной модульной архитектуры «Помощника диспетчера» для решения ключевых проблем оперативно-диспетчерского управления. Реализация системы может позволить достичь следующих результатов:

- сокращение времени выполнения типовых операций за счет автоматизации типовых процессов на 60–90 %;
- снижение когнитивной нагрузки на 30–40 % посредством интеллектуальной фильтрации информации и адаптивной визуализации;
- повышение надежности управления энергосистемой через реализацию проактивных функций и расширенного ($N - k$)-анализа;
- улучшение качества подготовки персонала с использованием цифрового двойника для моделирования сложных режимных ситуаций.

Источники

1. Использование цифровых двойников в российской энергетике: аналитический доклад [Электронный ресурс] / А.И. Сухоруков [и др.] // Экономический портал ИНП РАН «Экономическая политика». 2024. С. 109–117. URL: <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2024/12/ispolzovanie-tsifrovyyh-dvoynikov-v-rossijskoj-energetike.pdf> (дата обращения: 15.11.2025).

СИММЕТРИРУЮЩИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Казка М.В., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
nesnakomec97@mail.ru, mac.am@mail.ru

В статье анализируется реальное влияние симметрирующих трансформаторов на режим работы трёхфазных электрических сетей. Показано, что эти устройства выравнивают фазные напряжения у потребителей, но не устраняют несимметрию токов, которая сохраняется в сети. Выявлены потенциальные риски применения трансформаторов – увеличение нагрузки на перегруженных фазах и возможный рост потерь в протяжённых линиях. Обоснована необходимость дальнейших исследований с применением моделирования для объективной оценки эффективности таких устройств.

Ключевые слова: симметрирующий трансформатор, переко́с фаз, трёхфазная электрическая сеть, качество электроэнергии, потери электроэнергии, распределительная сеть.

В современной научной и учебной литературе, не встречается утверждение о том, что симметрирующие трансформаторы полностью устраняют переко́с фазных нагрузок в трёхфазных системах электроснабжения. Принято считать, что такие устройства предназначены преимущественно для уменьшения несимметрии фазных напряжений на выходе трансформатора, что важно для поддержания качества электроэнергии у потребителей [1, 2]. При этом влияние подобных устройств на режим работы распределительных сетей остается малоизученным, а многие инженерно значимые вопросы требуют специальных исследований и расчетов.

Симметрирующие трансформаторы оптимизируют лишь напряжения на своих вторичных зажимах, то есть обеспечивают более равномерное распределение фазных напряжений для потребителей, подключенных непосредственно после трансформатора. Однако: если до установки трансформатора наиболее нагруженная фаза имела заметное снижение напряжения, то после его внедрения она будет подана с более высоким напряжением [3].

Для большинства бытовых и промышленных статических нагрузок увеличение напряжения приводит к увеличению потребляемой ими мощности, и, как следствие, к росту токовой нагрузки на линию именно в самой нагруженной фазе.

При этом сохраняются все основные особенности распределения токов по фазам; несимметрия токов сохраняется и на стороне источника питания.

Таким образом, выравнивание напряжений не устраняет несимметрию токов и не перераспределяет саму нагрузку между фазами. Более того, повышенное напряжение на перегруженной фазе способно усугубить потери напряжения и мощности на протяжённой линии в сетях с большой длиной проводов, в особенности для удалённых абонентов, где ситуация может даже ухудшаться. Например, напряжение у конечного, самого удалённого потребителя может после этого дополнительно понизиться, если его фаза была наиболее загружена.

Ряд производителей симметрирующих трансформаторов в рекламных материалах заявляют о возможном уменьшении потерь электроэнергии после их установки (см., например, сайт Минского завода [2]). Тем не менее объективных публикаций, подтверждающих этот эффект расчетами или реальными измерениями, в литературе не представлено.

Для ответа на вопрос о фактических изменениях потерь необходимо: Создание математических моделей реальных сетей; Проведение инструментальных расчетов; Анализ нагрузочных характеристик после установки симметрирующих устройств на различных участках сети. Пока таких данных практически не опубликовано, а существующие утверждения компаний-изготовителей остаются недоказанными [2].

В настоящей постановке задачи становятся актуальными такие вопросы, как:

Каковы конкретные изменения качества электроснабжения у разных групп потребителей — как на начальных, так и на конечных участках линии после установки симметрирующего трансформатора?

Какова динамика изменения потерь электроэнергии и эффективность работы электроустановок сети?

Не приведёт ли выравнивание только напряжений к дополнительным осложнениям по несимметрии токов и новым потерям в сети?

Какие инженерные методы и программные средства нужны для комплексной диагностики и оптимизации работы сетей с симметрирующими трансформаторами?

Данные вопросы требуют системного и инструментального подхода с использованием современных методов моделирования, цифровых двойников и экспериментальной проверки для построения объективных выводов.

Таким образом, грамотная оценка эффективности работы симметрирующих трансформаторов и их реального влияния на энергосистему требует дальнейших исследований и может стать темой отдельной научной статьи или главы диссертационного исследования.

Источники

1. Перекос фаз и напряжений в трехфазной сети [Электронный ресурс] // Энергосберегающие технологии: [сайт]. URL: <https://et-spb.ru/perekos-faz-i-napryazheniy/stati-i-novosti/obzory-o-simmetrirujushhih-transformatorah/> (дата обращения: 23.10.2025).
2. Преимущества трансформаторов с симметрирующим устройством серии ТМГСУ [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/232/> (дата обращения: 23.10.2025).
3. Трансформаторы и асимметрия токов и напряжений в сети 0,4 кВ [Электронный ресурс] // Энергосберегающие технологии: [сайт]. URL: <https://et-spb.ru/filtrosimmetrirujushhie-transformatory-tst-tst2-s-jenergoberezheniem-3/stati-i-novosti/obzory-o-simmetrirujushhih-transformatorah/> (дата обращения: 23.10.2025).
4. Фатхуллина И.Ф., Куракина О.Е. Послеаварийное восстановление электроснабжения // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы X Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 227–229.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НАБЛЮДАЕМОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6–35 кВ ПРИ ПОМОЩИ СОВРЕМЕННЫХ УСТРОЙСТВ

Косорлуков И.А.¹, Строчков А.В.²

^{1,2}ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

²Филиал ПАО «Россети» – Магистральные электрические сети Волги
kosorlukov@gmail.com, wormslabs@yandex.ru

В статье рассмотрена проблема низкой наблюдаемости оборудования распределительных устройств 6–35 кВ, препятствующая переходу на техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) по состоянию. Показано, что для внедрения такой системы необходим контроль широкого набора эксплуатационных параметров. Существующие технические решения до сих пор не обеспечили полноценного решения этой задачи, поэтому сформулированы требования и представлено новое решение, защищенное патентом на изобретение.

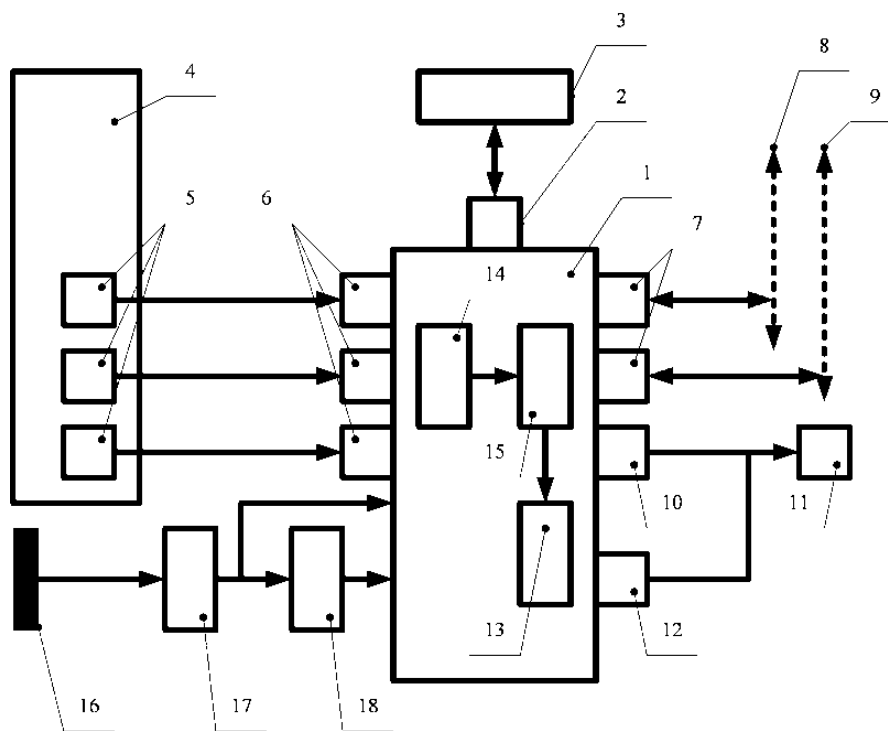
Ключевые слова: распределительные сети, мониторинг, техническое состояние, ТОиР, аварийность

Оборудование распределительных устройств 6–35 кВ на подстанциях – центрах питания, как правило, представлено ячейками комплектных распределительных устройств. Это достаточно надежный комплекс оборудования, и случаи отказов или повреждений редки по сравнению, например, с частотой возникновения повреждений на линиях электропередачи соответствующих классов напряжения. В то же время, повреждения оборудования 6–35 кВ часто ведут к обесточению потребителей и в целом составляют более 90% от всех технологических нарушений [1]. При этом переход к системе обслуживания по состоянию трудноосуществим без постоянного мониторинга состояния оборудования, что в общем случае затруднено в силу большого количества контролируемых параметров. В качестве примера можем обратиться к перечню параметров, используемых для расчета индекса технического состояния отдельных узлов оборудования распределительных устройств 6–35 кВ согласно стандарту [2]. Только для одного силового выключателя имеем более 30 параметров, охватывающих исправность и регулировку привода, состояние изоляции, работоспособность вспомогательных элементов (блок-контакты, система обогрева и т. д.). Следовательно, необходимо максимально автоматизировать процесс мониторинга.

На данный момент существует ряд технических решений, направленных на преодоление данной проблемы, которые включают в себя как «цифровые» ячейки КРУ, оборудованные системами мониторинга [1], так и дополнительные системы [3–6]. Все существующие решения обладают рядом недостатков, ограничивающих возможности их применения, которые включают в себя, в том числе, ограниченный набор контролируемых параметров, сложность установки на существующем оборудовании. Гипотетическое идеальное устройство мониторинга оборудования 6–35 кВ должно удовлетворять следующим требованиям (рис. 1):

- 1) малые габариты и простота монтажа (установка на DIN-рейку);
- 2) универсальность (возможность подключения различного набора датчиков в зависимости от конкретных требований);
- 3) надежность;
- 4) наличие встроенных алгоритмов оценки состояния, контроля остаточного ресурса и прогнозирования;
- 5) интегрированная структура (одно устройство, минимум внешних блоков);
- б) возможность интеграции в вышестоящие системы.

С учетом данных требований было разработано «Устройство автоматизированного комплексного мониторинга электротехнического оборудования» (патент РФ на изобретение № 2 845 460). Структура устройства представлена на рисунке.



Структура устройства

Устройство содержит контроллер 1, оборудованный универсальными цифровыми входами 6, соединяемыми с соответствующими выходами цифровых датчиков состояния оборудования 5, установленных непосредственно на электротехническом оборудовании 4. Контроллер 1 содержит блок регистратора событий 14 и память 15, обеспечивающие фиксацию сигналов, которые обрабатываются блоком обработки данных 13. Для связи с шиной станции 8 и шиной процесса 9 контроллер 1 оборудован портами Ethernet 7. Для передачи дискретных сигналов внешним устройствам 11 контроллер 1 оборудован дискретными выходами на внешние устройства 10 и блоком беспроводной связи 12. Питание устройства осуществляется от сети оперативного тока 16, к которой подключен блок питания 17, на выходе которого установлен накопитель энергии 18 для обеспечения бесперебойной работы. Человеко-машинный интерфейс реализован при помощи установленного в контроллере 1 последовательного порта 2, к которому подключен сенсорный экран 3.

Источники

1. СТО 34.01-24-004-2023. Оценка технического состояния, порядок расчета вероятности и последствий отказа оборудования и ЛЭП классом напряжения 35 кВ и ниже и отдельных видов оборудования 35 кВ и выше. М.: ПАО «Россети», 2023. 105 с.

2. Научно-практические аспекты перевода ТООиР на стратегию обслуживания по фактическому состоянию оборудования [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. 2025. № 7 (507). URL: <https://www.eprussia.ru/epr/507/3435491.htm> (дата обращения: 29.11.2025).

3. Ботов С.В. Управление эксплуатацией высоковольтных кабельных линий и комплектных распределительных устройств по техническому состоянию // Энергоэксперт. 2020. № 2 (74). С. 57–61.

4. Система мониторинга электрооборудования Smart TPD-BOX [Электронный ресурс]. URL: https://gkresurs.ru/catalog/sistemy_monitoringa_elektrooborudovaniya/sistema_monitoringa_transformatora_smart_tpd_box/ (дата обращения: 29.11.2025).

5. АСМ ЭСО [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rtsoft.ru/catalog/avtomatizirovannye-kompleksy-i-sistemy/asu-energoresursami-asu-e/asm-eso/> (дата обращения: 29.11.2025).

6. Система мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования (ВЭО): пат. 2554574 Рос. Федерация № 2013127145/08; заявл. 14.06.2013, опубл. 27.06.2015, Бюл. № 18.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К РЕЖИМУ С ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ В ПК «RastrWin3» И ПК «RastrKZ»

Лутфуллин М.Л., Лутфуллина З.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
mansurlut@yandex.ru, bikbova_zarina@bk.ru
Науч. рук.: доц. Басенко В. Р.

В статье рассмотрены режимы работы системы с двухсторонним питанием. Смоделированы способы оптимизации системы при переходе на один источник питания. Проведены расчеты основных и технических параметров в ПК «RastrWin3» и ПК «RastrKZ».

Ключевые слова: программный комплекс, RastrWin3, схема электроснабжения, оптимизация, предельный режим, номинальный режим.

Существуют различные способы обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. Рассмотрим способ с двухсторонним питанием потребителей работающих совместно в нормальном режиме. Переход к одному из источников осуществляется без переключений в сети, так как оба источника в нормальном режиме связаны со всеми потребителями. Распределение нагрузки происходит в зависимости от требуемого потребления системы и минимизации потерь в сети.

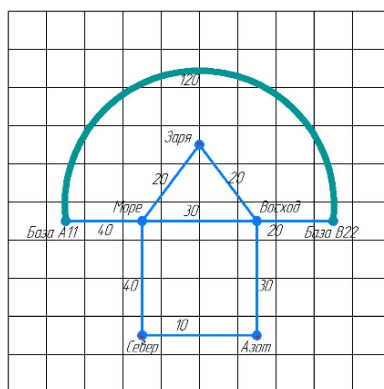


Рис. 1. Исходная схема электрической сети

В виде основных параметров сети будем рассматривать показатель загрузки линий электропередачи (ЛЭП), предельные значения потребляемой нагрузки, при котором возможно получить устойчивое состояние режима, токи короткого замыкания в нескольких точках системы. Загрузка

ЛЭП отражает потокораспределение и загрузку определенного сегмента сети. Предельные значения нагрузки определяют запас устойчивости, которым система обладает в данной конфигурации. Токи короткого замыкания важны для безопасности и выбора оборудования, устойчивого к авариям.

Будут рассмотрены 3 режима работы сети с расчетом токов короткого замыкания в узлах «Заря», «Море» и «Азот» и последующим анализом:

- работа обоих базисных генераторов;
- работа одного генератора «База А11»;
- работа одного генератора «База А11» с подключением к узлу «Восход».

Для расчетов в ПК «RastrWin3» и «RastrKZ» используются входные данные: протяженность и параметры линий, параметры генерации/потребления по узлам/базам. Для расчета КЗ применяются рабочие окна «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим» с данными прямой, обратной и нулевой последовательностей [3]. Сопротивление системы 220 кВ принимается равным 16,2 Ом [2].

Таблица 1

Потребление по узлам нагрузки

Название	P н	Q н
Море	30	10
Заря	50	20
Восход	30	25
Север	20	20
Азот	40	10

Все провода марки АС 240. Базирующие узлы имеют потенциал по генерации, способный покрывать в одиночном режиме все нагрузочные узлы. Ограничивающие условия: напряжения на узлах от 210–230 кВ, ограничения по токовой нагрузке линий, ограничение генерации реактивной мощности базирующими узлами.

Рассмотрим первый установившийся режим работы сети с двумя активными генераторами. При таком режиме средняя нагрузка линий составляет приблизительно 20%. Рассмотрим алгоритм утяжеления режима путем постепенного увеличения нагрузки на всех узлах с шагом 2 и 0,5 по активной и реактивной составляющей. Утяжеление завершено из-за превышения токовой нагрузки ветви «Море – База А11», напряжение

узла «Север» ниже допустимого [1]. Генерация реактивной мощности на «Базе В22» достигла верхнего предела. Оптимизация сети по показателям Q/V увеличила среднюю загрузку линий до 35 %, а мощность на 110 единиц.

Во втором режиме с одним генератором «База А11» без дополнительных подключений средняя токовая загрузка на старте уже 25 %, что на 5% выше, чем при работе двух генераторов. Оптимизация невозможна из-за наличия всего одного базирующего узла, а предельный режим отличается от текущего на 7 единиц мощности. Предлагается использовать системы с магистральной линией способной выдерживать в одностороннем порядке нагрузку от двух генераторов.

При подключении базирующего узла «Базы А11» к обеим частям системы одновременно, загрузка снижается до 20 %, запас системы увеличивается в два раза превосходящим прошлый режим. В таком режиме один генератор используется как двухсторонний, но имеются значительные потери мощности в линии «База А11 – Восход».

Рассмотрим значения токов коротких замыканий при всех трех режимах работы.

Таблица 2

Значения ТКЗ при различных режимах

Режим	Узел	I 1
1	Море	8.15
	Заря	7.07
	Восход	8.56
2	Море	3.92
	Заря	3.31
	Восход	3.4
3	Море	4.42
	Заря	3.88
	Восход	4.05

Ручной расчет, расчет с шунтом и суммирование токов генераторов дают аналогичные результаты. Ток КЗ протекает по всем ветвям, а не только по пути к месту КЗ. Например, при КЗ в узле «Заря» во втором режиме, ток поступает через ветви «Море – Заря» и «Восход – Заря» в соотношении 2,435 и 0,877. Разница между токами КЗ во втором и третьем режимах невелика, но прирост запаса устойчивости значителен.

Таким образом, проанализированы параметры сети с двухсторонним питанием при различных условиях, включая работу с одним источником. Использование одного источника с двухсторонним подключением допустимо, но требует резервного соединения, что увеличивает экономические затраты и срок окупаемости, так как при выходе источника из строя требуется его немедленный ремонт.

Источники

1. Программный комплекс «RastrWin3» «Руководство пользователя» [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/3HVmgJ> (дата обращения: 19.09.2025).

2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. М.: Энергия, 1979. 152 с.

3. Программный комплекс «RastrKZ» [Электронный ресурс]: помощь к ПК RastrKZ. URL: <https://clck.ru/3HpoaD> (дата обращения: 19.09.2025).

ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ И КОНТРОЛЬ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ПК «RastrWin3»

Лутфуллин М. Л., Лутфуллина З. М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
mansurlut@yandex.ru, bikbova_zarina@bk.ru
Науч. рук.: доц. Шакурова З. М.

В тезисе рассмотрены причины создания и использования исследовательских моделей электроснабжения. Рассмотрены основные требования, выставляемые к таким схемам. На основе программного комплекса «RastrWin3» (далее ПК «RastrWin3») приведен пример оценки работоспособности сложно-замкнутой электрической сети с контролем ключевых параметров.

Ключевые слова: программный комплекс, RastrWin3, промышленные предприятия, схема электроснабжения, оптимизация.

Основой преимущественного числа исследований в области производства, передачи и дальнейшего распределения электроэнергии до потребителей является спроектированная система электроснабжения, которая должна соответствовать требованиям и позволять контролировать параметры. Основные требования к системам электроснабжения включают работоспособность (корректное функционирование в пределах допустимых параметров, например, отклонение напряжения $\pm 5\%$) и высокую степень оптимизации для предотвращения излишнего потребления ресурсов, например, как в тестовых схемах.

Возможность контроля параметров необходима для определения предельных значений, при которых система сохраняет работоспособность. Также контроль параметров необходим для отслеживания состояния устройств и дает возможность наглядной визуализации полученных результатов.

Рассмотрим конкретную схему электрической сети (рис. 1) и произведем расчет установившегося режима сложно-замкнутой электрической сети.

Для расчетов используется ПК «RastrWin3», предназначенный для анализа и оптимизации электрических сетей [2]. Основные разделы для проверки работоспособности и проведения экспериментов являются: контроль исходных данных, установившийся режим и т. д. Для оценки и контроля достаточно знать генерируемую и потребляемую энергию по узлам, а также параметры линий, соединяющих узлы [3].

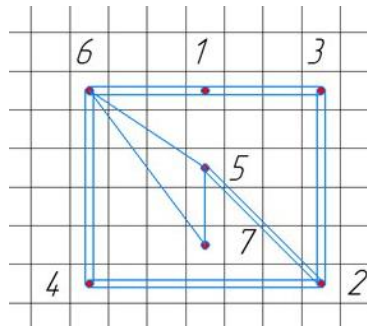


Рис. 1. Исходная схема электрической сети

Первым результатом, символизирующим корректность работы системы, является отчет «протокола» о корректности исходных данных и успешное завершение расчета установившегося режима системы.

Оптимизация системы направлена на снижение потерь мощности в линиях путем изменения параметров генерирующих узлов. Даже незначительное сокращение потерь в каждой линии существенно повышает экономичность системы. Результаты изменений в структуре системы оцениваются с помощью функции возмущения [1]. Работоспособность системы проверяется в нештатных условиях, например, при отключении линий 5-6, 5-7, 6-7, с анализом токовых загрузок (см. таблицу).

Результаты расчетов при аварийном отключении линии

Номер	Название	$I_{\text{загр.}_{560}}, \%$	$I_{\text{загр.}_{570}}, \%$	$I_{\text{загр.}_{670}}, \%$
1	Ген Контроль – Азимут	0	45	6
2	Ген Контроль – Азот	25	0	51
3	Азимут – Азот	13	49	0

Эксперименты проводились при включенном контроле напряжения и токовой нагрузки. Все полученные состояния системы считаются установившимися и пригодными для длительного функционирования. Визуализация схемы позволяет упрощать понимание процессов, происходящих в ней, а использование градиентных масок (рис. 2) позволяет даже визуально оценить состояние определенного параметра по всей системе. Также есть возможность в интуитивном формате менять состояние системы, например, отключая линии.

Таким образом, в работе были разобраны типовые тестовые схемы, используемые для проведения испытаний. Смоделированы основные этапы начиная от ввода исходных данных до анализа полученных результатов с использованием программного комплекса RastrWin3.

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Макаренко Ю.Н., Худоногов И.А.
ФГБОУ ВО «ИрГУПС», г. Иркутск, Россия
makarenk005@yandex.ru, hudonogovi@mail.ru

Интенсивное развитие технологического комплекса и устойчивый рост энергопотребления обуславливают возникновение новых вызовов в области управления и мониторинга электроэнергетических систем. Параллельно наблюдается устойчивая тенденция к оптимизации эксплуатационных процессов за счет сокращения доли ручного труда, достичь которую предоставляется возможным путем широкомасштабной цифровой трансформации отрасли. В данном контексте высокоэффективным инструментом выступает концепция цифровых двойников.

Ключевые слова: цифровой двойник, силовой трансформатор, энергосистема, виртуальные модели.

В рамках программы ОАО «РЖД» в части развития Восточного полигона согласно проектной документации основными средствами усиления системы тягового электроснабжения считаются устройства продольной компенсации (далее – УПК) и устройство компенсации реактивной мощности (далее – УКРМ). Несмотря на значительные преимущества и положительное влияние данных устройств на напряжение в системе тягового электроснабжения они имеют ряд недостатков. К примеру, использование УПК на тяговой подстанции сказывается на загрузке силового трансформатора, и чаще всего данный параметр выходит за нормативные значения. Это приводит к повышенному износу, преждевременному старению основных элементов трансформатора, что в итоге приводит сокращению срока эксплуатации и преждевременным отказам.

Помимо этого, внушительное влияние на отказы силовых трансформаторов оказывают такие факторы, как климатическое воздействие, нерасчетные режимы в сети, изменения свойств материалов и многие другие.

Силовые трансформаторы представляют собой критически важное оборудование тяговой подстанции, отказоустойчивость которых напрямую определяет надежность и стабильность работы системы электроснабжения в целом. Данные, получаемые при работе оборудования под нагрузкой, содержат ценную информацию для оценки технического состояния и диагностики повреждений, что является основой для обеспечения безопасного и устойчивого энергоснабжения.

Однако практическая реализация таких методов затруднена в силу неопределенности данных, а также преобладания экспертных, зачастую субъективных, методов оценки над воспроизводимыми алгоритмами.

Перспективным инструментом преодоления указанных ограничений является технология цифровизации тяговых подстанций железных дорог и в частности создание цифровых двойников – динамических виртуальных моделей, способных с высокой точностью имитировать свойства и поведение физических объектов. Несмотря на растущий интерес к данной концепции и ее успешную апробацию в различных промышленных отраслях, ее системное применение в электроэнергетике железных дорог остается в значительной степени ограниченным и требует дальнейших исследований [1].

В настоящее время в России существует концепция, утвержденная Указом Президента РФ от 9 мая 2017 г. №203 «О стратегии развития информационного общества в РФ на 2017-2030 годы», по окончании которой в стране должен произойти переход к цифровой экономике.

Компания ПАО «Россети» в своей концепции «Цифровая трансформация 2030» также активно продвигает идею использования цифровых двойников, используя данную концепцию при модернизации существующих систем электроснабжения.

Согласно ГОСТ Р 57700.37-2021, цифровой двойник – это система, которая состоит из цифровой модели изделия и двухсторонних информационных связей с изделием и (или) его составными частями.

Под двухсторонними информационными связями понимается показание с датчиков реального объекта (напряжение, ток, частота и т. д.), которые передаются в цифровую модель. Информация поступает с цифровой модели (виртуальные датчики, отчет о состоянии и прогноз) обслуживающему персоналу для принятия необходимых действий [2].

Такая модель построена на основе фактической работы трансформатора и поддерживается в реальном времени на основе элементов модели. Для корректировки данных в модели могут использоваться различные датчики и контекстная информация, которая собирается с реального СТ. В конечном итоге, готовая цифровая модель может отображать основные характеристики СТ, моделировать процесс его эксплуатации и обслуживания, а также выполнять оценку состояния при различных условиях.

При построении модели важно учитывать воздействие временного фактора, так как жизненный цикл трансформатора также влияет на результаты оценки.

Как сказано ранее, в системе тягового электроснабжения немаловажным фактором воздействия на СТ является применение УПК и КУ, поэтому важно учитывать воздействие от использования данных устройств при построении цифровой модели. Помимо этого, необходимо подобрать комплекс подходящих платформ для реализации данной модели, которые учитывали бы все вышеперечисленные факторы. К примеру, такими платформами могут выступить ПВК Fazonord, способный учитывать изменения в системе внешнего электроснабжения в условиях модернизации системы тягового электроснабжения, а также ПО Simulink, позволяющее выполнять симуляции в реальном времени и моделировать системы с учетом неопределенности и изменчивости. Среда динамического моделирования SimInTech для моделирования режимов, характеризующимися переходными процессами. SimInTech (сокр. от Simulation In Technic) является разработкой ООО «ЗВ Сервис». Это универсальная среда, позволяющая разрабатывать математические модели, различные алгоритмы управления и исследовать динамические процессы. Данная среда помогает производить моделирование в разных отраслях (в том числе в электроэнергетике) и даже комбинировать их при необходимости.

Источники

1. Оценка состояния силового трансформатора на основе цифрового двойника / Я. Ен [и др.] // Энергоэксперт. 2023. № 4 (88). С. 64–69.
2. Туйгунова А.Г. Совершенствование содержания изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов тяговых подстанций с учетом климатических условий: дис. ... канд. техн. наук. Красноярск, 2011. 188 с.

НЕОБХОДИМОСТЬ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ПОМОЩНИКОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Самарин В.О.

НИУ «ЮУРГУ», г. Челябинск, Россия

asp2024svo59@susu.ru

Науч. рук.: доц., проф. Коржов А.В

В статье рассмотрена проблема оперативно-диспетчерского управления, связанная с необходимостью принятия решений в условиях дефицита времени. На примере перегрузки оборудования показано, что выбор оптимального схемно-режимного мероприятия требует выполнения значительного объема итеративных расчетов для оценки устойчивости энергорайонов. В качестве решения предлагается разработка нейросетевого помощника с формулировкой требований к его выходным данным.

Ключевые слова: оперативно-диспетчерское управление, нейросети, противоаварийное управление.

Диспетчерское управление осуществляется согласно [1]. Во время управления диспетчер получает необходимые рекомендации из инструктивных документов и выполняет уточняющие расчеты для принятия решения. Однако существуют ситуации, в которых содержащаяся в инструктивных документах информация отсутствует или является неполной.

В рассматриваемой системе (см. рисунок) выполняется транзит мощности около 1300 МВт, который осуществляется преимущественно по следующим линиям: по ВЛ 500 кВ от ГРЭС-1 к ПС 500кВ ПС-3; по транзиту 220 кВ от ГРЭС-1 к ПС 220 ПС-1 и далее к шинам 220 кВ ПС 220 кВ-3; по ВЛ 220 кВ ГРЭС-1 – ПС-6; по прочим шунтирующим связям (по ВЛ 220 кВ от ГРЭС-1 к ПС 220 кВ ПС-6, по ВЛ 110 кВ № 1,2 от ГРЭС-1 к ПС 110 кВ ПС-6, по ВЛ 110 кВ от ГРЭС-1 к ПС 220 кВ ПС-7).

Предположим, что в рассматриваемой схеме выполняется аварийный ремонт ВЛ 220 кВ ПС-1 – ПС-2. На параллельной ВЛ 220 кВ ПС-1 – ПС-3 отсутствует автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), однако АОПО установлены на ГРЭС-1 для АТ связи и ВЛ 220 кВ ГРЭС-1-ГРЭС-2 с действием на отключение нагрузки и перегружаемого элемента. При аварийном отключении ВЛ 500 ГРЭС-1 – ПС-3 возникает перегрузка ВЛ 220 кВ ПС-1 – ПС-2 свыше аварийно-допустимого тока.

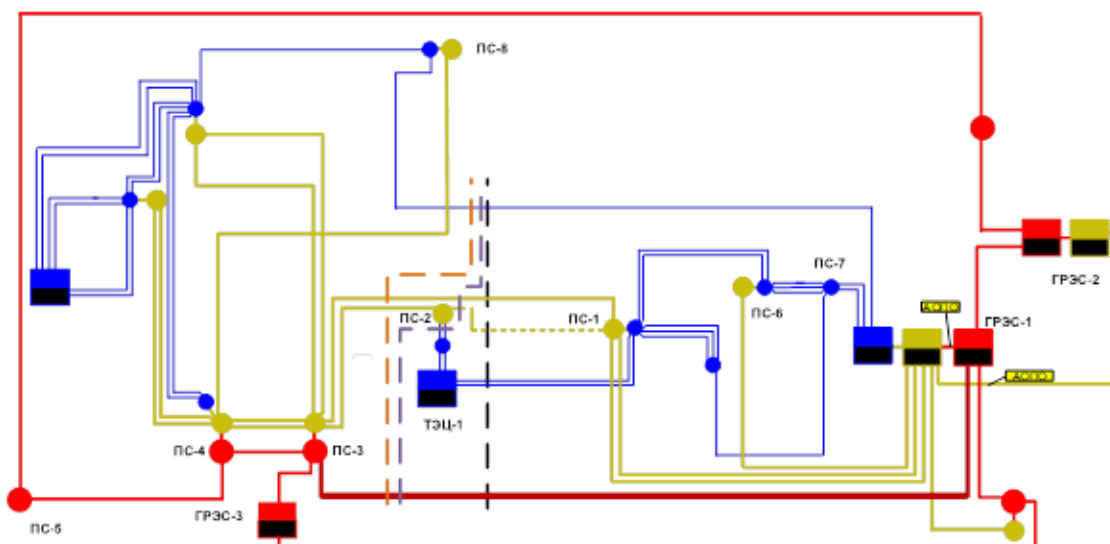


Схема рассматриваемой энергосистемы

Согласно [2], в этой ситуации требуется выполнение превентивных схемно-режимных мероприятий путем деления шунтирующих транзитных связей, что возможно следующими способами:

Вариант 1 (показан на рисунке оранжевой пунктирной линией) заключается в превентивном делении транзита по ВЛ 220 кВ ПС-3 – ПС-2, ВЛ 220 кВ ПС-3 – ПС-1, ВЛ 110 кВ ГРЭС-1 – ПС-8. В результате выполнения указанного деления образуется три энергорайона (далее – э/р): э/р по ВЛ 500 кВ ПС-4 и ПС-2 и ВЛ 500 кВ ГРЭС-3 – ПС-1 (далее – «левый»); э/р по АТ связи ГРЭС-1 и ВЛ 220 кВ ГРЭС-1 – ГРЭС-2 (далее – «правый»); э/р ТЭЦ-1, по ВЛ 110 кВ ПС-1 – ТЭЦ-1 №1,2.

Вариант 2 (показан на рисунке фиолетовой пунктирной линией) заключается в превентивном делении транзита по АТ1, 2 ПС 220 кВ ПС-2, ВЛ 110 кВ ГРЭС-1 – ПС-8.

Вариант 3 (показан на рисунке черной пунктирной линией) заключается в превентивном делении транзита по ВЛ 220 кВ ПС-3 – ПС-1, ВЛ 110 кВ ПС-1 – ТЭЦ-1 №1,2, ВЛ 110 кВ ГРЭС-1 – ПС-8.

Варианты 1-3 отличаются балансовыми условиями в «левом», «правом» э/р и э/р ТЭЦ-1, в части нагрузки СШ 220 кВ ПС 220 кВ 2 и генерации ТЭЦ-1 и в общем случае не может быть однозначно сформулировано в виде инструкций диспетчеру и конкретных положений по управлению режимом. Также в вариантах 2 и 3 необходимо вывести реализацию избыточных управляющих воздействий на отключение нагрузки на СШ 220 кВ 2 от АОПО на ГРЭС-1.

Общий объем расчетов составляет 17 режимов (отключение самых сильных питающих связей: по 6 расчетов для вариантов 1 и 2; 5 расчетов для варианта 3). Однако для комплексной оценки необходимо дополнительно

выполнить итеративные расчеты по определению границ допустимых режимов и запасов мощности вновь образуемых энергорайонов, а также провести анализ работы противоаварийной автоматики для каждого варианта.

Проведение такого объема анализа в течение 20 минут весьма затруднительно. Для сокращения времени анализа и выбора оптимальных схемно-режимных мероприятий при осуществлении оперативно-диспетчерского управления требуются «нейросетевые помощники».

На выходе нейросетевые алгоритмы должны выдавать следующую информацию:

- ранжирование по оптимальности схемно-режимных мероприятий;
- оценку величин запасов до границы области допустимых значений с определением критериев предельного режима с учетом алгоритмов функционирования устройств противоаварийной автоматики в соответствии с методическими указаниями по устойчивости [3].

Выводы: показано, что в диспетчерском управлении возникают ситуации, требующие трудоемких расчетов в условиях ограниченного времени. Сформулированы требования к нейросетевому помощнику, способному сократить время принятия решений, что повысит качество противоаварийного управления и надежность электроэнергетических систем.

Источники

1. Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [Электронный ресурс]: постановление правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 18.10.2025).

2. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энерго-принимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики» [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. № 548 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 18.10.2025).

3. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики РФ от 3 августа 2018 г. № 630 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 18.10.2025).

НЕОБХОДИМОСТЬ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Феоктистов Д.И., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
feoktistov.dima@list.ru, Mac.am@mail.ru

Контактные соединения – один из наиболее уязвимых элементов электроустановок, от надежности которых зависит бесперебойное функционирование энергетической системы. Со временем под воздействием механических нагрузок, окисления и термических эффектов они могут деградировать, что приводит к росту переходного сопротивления, перегреву, потерям энергии и аварийным ситуациям. В данной статье рассматриваются основные причины ухудшения контактных соединений, методы их диагностики и необходимость внедрения автоматизированных систем мониторинга для обеспечения безопасной и эффективной работы электроустановок.

Ключевые слова: контактное соединение, переходное сопротивление, надежность электроустановок, тепловизионный контроль, диагностика, предиктивное обслуживание, пожарная безопасность, деградация контакта.

Проблема обеспечения надежности электроустановок остается одной из наиболее актуальных в современной электроэнергетике. Несмотря на прогресс технологий монтажа и средств защиты, статистика аварийности свидетельствует о стабильно высокой доле отказов, вызванных деградацией контактных соединений (КС) [1]. По данным анализа, проведенного в работах до 40 % пожаров и значительное число масштабных аварий в системах распределения электроэнергии, инициируются нарушением целостности КС.

Контактное соединение представляет собой сложную электротехническую систему, чье состояние определяется процессами на микро- и макроуровне. Классическая теория электрического контакта устанавливает, что реальная площадь электрического контакта всегда существенно меньше номинальной из-за шероховатости поверхностей, что закономерно приводит к возникновению переходного сопротивления контакта (ПСК). Рост ПСК является индикатором и одновременно причиной процесса деградации.

Целью настоящей работы является анализ причин деградации КС, методов их диагностики и обоснование необходимости создания систематической оценки их состояния как неотъемлемого элемента стратегии управления надежностью электроустановок.

Фундаментальные процессы деградации контактных соединений.

1. Ослабление механического контактного усилия. Первоначальное усилие сжатия контактирующих поверхностей является ключевым фактором, определяющим величину ПСК. Однако, как показано в исследованиях, в условиях эксплуатации – это усилие не остается постоянным. Под воздействием вибраций происходит релаксация напряжений и явление «ползучести» материала проводника. Каждый цикл нагрева и охлаждения приводит к необратимому деформированию и ослаблению контактного натяжения.

2. Электрохимическая коррозия и окисление. Контакт разнородных металлов в присутствии влаги создает гальваническую пару, ведущую к интенсивной коррозии [1]. Кроме того, все металлы склонны к окислению на воздухе. Образующиеся оксидные пленки обладают высоким удельным сопротивлением, что напрямую увеличивает ПСК.

3. Электрическая эрозия. В зоне неидеального контакта, где точечная плотность тока может достигать чрезвычайно высоких значений, возникают микроразряды. Этот процесс интенсифицируется при коммутационных операциях и в присутствии высших гармоник тока. Высоко-частотные гармоники вытесняются на поверхность проводника, увеличивая плотность тока в зоне контакта и ускоряя его электрическую эрозию. Указанные процессы носят лавинообразный, положительно-обратносвязанный характер, что описывается классической формулой отказа:

Методы диагностики состояния контактных соединений.

1. Тепловизионный контроль. В настоящее время этот неразрушающий дистанционный метод признан наиболее эффективным для эксплуатационного диагностирования. Он позволяет выявлять аномалии под реальной нагрузкой, не требуя остановки оборудования. Его применение регламентировано российскими и зарубежными документами. К недостаткам можно отнести относительно высокую стоимость оборудования, необходимость наличия прямой видимости контролируемого объекта и непосредственное наличие рабочего персонала, производящего контроль.

2. Измерение переходного сопротивления. Данный контактный метод, описанный в ПУЭ, является базовым для прямо-сдаточных испытаний. Однако, как справедливо отмечается в его значительный эксплуатационный недостаток – необходимость отключения оборудования. Кроме того, измерение малым постоянным током не всегда адекватно моделирует режим работы контакта под нагрузкой переменного тока и может не выявить дефекты, проявляющиеся только в процессе эксплуатации.

Экономический аспект проблемы подробно рассмотрен в работах по управлению активами. Расчеты демонстрируют, что стратегия предиктивного обслуживания, основанная на регулярной диагностике, является в 5–10 раз более рентабельной по сравнению с ликвидацией последствий аварий. Нормативная база РФ прямо обязывает обеспечивать исправное состояние электроустановок и проводить их плановые проверки. Таким образом, необходимость оценки состояния КС является не только технической и экономически обоснованной, но и законодательно закреплённой.

Проведенный обзор позволяет сформулировать следующие выводы:

1. Надежность контактных соединений является критическим фактором, определяющим общую надежность и пожарную безопасность электроустановок. Процессы деградации КС носят фундаментальный, лавинообразный характер и требуют активного противодействия.

2. Современный арсенал применяемых методов диагностики не всегда позволяет эффективно и заблаговременно выявлять дефектные соединения на докритической стадии их развития, особенно в герметичном и закрытом электрооборудовании.

3. Создание системы регулярного контроля и оценки состояния КС на основании мониторинга режимных параметров является экономически целесообразной и строгим требованием действующих нормативных документов.

Источники

1. Корицкий Ю.В., Бронштейн А.М., Бушуева С.В. Справочник по электротехническим материалам: в 3 т. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1988. Т. 2. 463 с.

2. Феоктистов Д.И., Воркунов О.В., Маклецов А.М. Особенности контактного мониторинга температуры электрооборудования // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2024. № 6 (368). С. 127–135.

3. Импульсное управление электромагнитными приводами / А.А. Варенов, В. В. Максимов, О. В. Воркунов [и др.] // Инженерный вестник Дона. 2024. № 4 (112). С. 69–80.

4. Махмутов Б.Ф. Имитационное моделирование изоляции кабельных линий // Материалы XXV Всерос. аспирантско-магистерского науч. семинара, посвящ. Дню энергетика: в 3 т. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. Т. 1. С. 62–64.

Секция 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.316.925.1

ВЛИЯНИЕ НИЗКОГО КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Бахмисов Д.Е.

ФГБОУ ВО «БрГУ», г. Братск, Россия

fr-air@yandex.ru

Науч. рук.: доцент Яковкина Т.Н.

В настоящее время одной из наиболее распространенных проблем в работе систем релейной защиты и автоматики (РЗА) является низкое качество электроэнергии, в частности, наличие в электрических сетях гармонических искажений. В статье рассматривается оптимизация систем РЗА с учетом воздействия высших гармонических составляющих, а также предложен алгоритм работы активного фильтра.

Ключевые слова: высшие гармоники, релейная защита, активный фильтр

Для идентификации основной и более высоких частот, присутствующих обычно во входном сигнале системы релейной защиты и автоматики, в большинстве случаев используется быстрое преобразование Фурье [1], когда сигнал $f(t)$ может быть представлен в следующем виде:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t), \quad (1)$$

где n – ранг гармоники ($n = 1$ – основная гармоника).

Известно, что одним из методов повышения точности работы РЗА является использование устройств интеллектуальной токовой защиты электрических сетей от однофазных замыканий на землю [2]. Данные устройства, работая в сетях с изолированной или резистивно-заземленной нейтралью, учитывают влияние на ток короткого замыкания внешних факторов, таких как температура провода и воздуха, проводимость грунта и диэлектрическая проницаемость воздуха, и автоматически корректирует ток уставки релейной защиты [3].

Для повышения достоверной работы РЗА автором статьи предлагается использовать адаптивный алгоритм компенсации высших гармоник, вместо традиционного интеллектуального устройства автоматической коррекции уставок реле от влияния различных внешних факторов или применения усовершенствованных методов обработки цифровых сигналов [4].

Исходя из проведенных исследований, требования к компенсирующему устройству не могут быть выражены одной величиной THD , количественно характеризующей степень искажения синусоидального сигнала. Это должен быть набор адаптивных критериев (см. таблицу).

Целевые требования для адаптивного алгоритма компенсации высших гармоник

Уровень требования	Целевой показатель	Обоснование
Базовое требование	$THD-U \leq 5 \%$ $THD-I \leq 8 \%$	Обеспечение работы базовых измерительных органов (максимальной токовой защиты). Соответствие более строгим, чем ГОСТ [5], нормам для чувствительной аппаратуры
Специфические требования	$K_3U, K_9U, K_{15}U \leq 1 \%$ [5]	Критично для дифференциальных защит и защит от однофазных замыканий на землю
Адаптивное требование	Автоматический приоритет компенсации гармоник, кратных 3, в режимах, когда активны защиты от замыкания на землю	Алгоритм компенсации должен интеллектуально подстраиваться под логику работы РЗиА. Если защита от замыкания на землю выведена из работы, ресурсы компенсирующего устройства можно перенаправить на подавление других гармоник

Разработанный автором алгоритм работы активного фильтра состоит из следующих этапов:

1) для тока нагрузки выполняется быстрое преобразование Фурье в реальном времени. Определяются амплитуды и фазы для каждой гармонической составляющей. Формируется вектор приоритетов (адаптация под работу функций РЗиА). Целью этапа является не минимизация THD , а достижение достоверной работы РЗиА;

2) взвешивание гармонических составляющих. С помощью формул обратного преобразования рассчитываются взвешенные переменные мощности.

Таким образом, требованием к системе компенсации является обеспечение таких условий по содержанию высших гармоник, при которых все органы РЗиА функционируют с заданной точностью и быстродействием. Сформулированные специфические и адаптивные требования являются

основой для алгоритма управления активным фильтром, который будет не просто компенсировать весь уровень гармоник, а подавлять наиболее опасные высшие гармонические составляющие для текущего режима работы электрической сети.

Источники

1. Питкевич А., Мелли С. Технический документ по гармоническим фильтрам; White Paper; в области качества электроэнергии; Springer: Дордрехт, Нидерланды, 2008.

2. Устройство интеллектуальной токовой защиты электрических сетей от однофазных замыканий на землю: пат. 2715909 Рос. Федерация № 2019103474; заявл. 07.02.2019; опубл. 04.03.2020, Бюл. № 7.

3. Интеллектуальная релейная защита / А.Н. Шилин [и др.] // Контроль. Диагностика. 2020. Т. 23, № 1. С. 30–37.

4. Никонов В.В. Проектирование и оптимизация систем релейной защиты с учетом гармонических искажений [Электронный ресурс] // Universum: технические науки: электрон. научн. журн. 2024. № 6 (123). URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/17768> (дата обращения: 29.11.2025).

5. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.

МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ MATLAB SIMULINK

Вахнина В.В., Пономарева З.Р.
ФГБОУ ВО «ТГУ», г. Тольятти, Россия
zem.tregulova@yandex.ru

Рассматриваются особенности методы моделирования процессов в программной среде MATLAB Simulink кривой намагничивания трансформатора тока на выявление наличия наступления режима насыщения.

Ключевые слова: трансформатор тока, программная среда MATLAB Simulink, насыщение, короткое замыкание.

В современной энергосистеме надежная работа устройств релейной защиты играет ключевую роль в обеспечении стабильной и безопасной эксплуатации оборудования. Однако переходные процессы, сопровождающиеся насыщением трансформатора тока, создают значительные сложности для корректного функционирования защитных устройств. В такие моменты характеристики сигнала, поступающего на вход релейной защиты, могут существенно искажаться, что повышает риск ложных срабатываний или отказа защитных систем.

В качестве основы для имитации работы трансформатора тока (ТТ) применяется эквивалентная схема (рис. 1). Если не учитывать воздействие внешних факторов, то сила тока на выходе вторичной обмотки будет находиться в линейной зависимости от тока в первичной цепи. В идеальной модели ТТ отсутствуют издержки, связанные с тепловым выделением в сердечнике и энергией, расходуемой на его намагничивание.

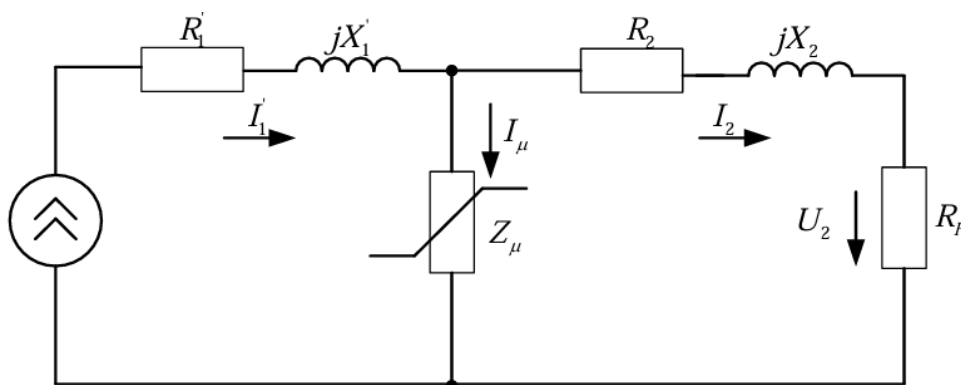


Рис. 1. Эквивалентная модель трансформатора

При разработке модели трансформатора тока вводится ряд обоснованных допущений, направленных на упрощение описания физических процессов в магнитопроводе. В частности, когда магнитопровод ТТ переходит в область насыщения, влияние отдельных циклов перемагничивания можно считать несущественным. Вывод подтверждается экспериментальными исследованиями, выполненными под руководством А.Д. Дроздова и В.П. Глухова в Новочеркасском политехническом институте. Они показали, что при рассмотрении трансформатора тока с однозначной зависимостью намагничивания можно не учитывать эффект гистерезиса, неизбежно присутствующий во всех типах магнитных материалов. В состоянии насыщения изменение магнитной индукции происходит между двумя предельными точками, при этом траектория, вызванная гистерезисными потерями, практически не влияет на общую картинку магнитных процессов. Поэтому наилучшим вариантом для описания поведения ТТ считается применение прямоугольной характеристики намагничивания (ПХН), приведенной на рис. 2, а, которая идеально подходит для эквивалентной схемы, представленной на рис. 2, б. Однако на практике реальная кривая намагничивания трансформатора тока имеет наклон в линейном фрагменте, отличный от 90° , благодаря чему выпрямленная характеристика намагничивания (СХН) становится более приближенной к действительности. В дальнейшем такие характеристики будут называться упрощенными.

Одной из задач данного исследования является оценка применимости СХН для вычисления времени наступления насыщения (ВДН), а также определение расчетных параметров трансформатора тока при нормальных.

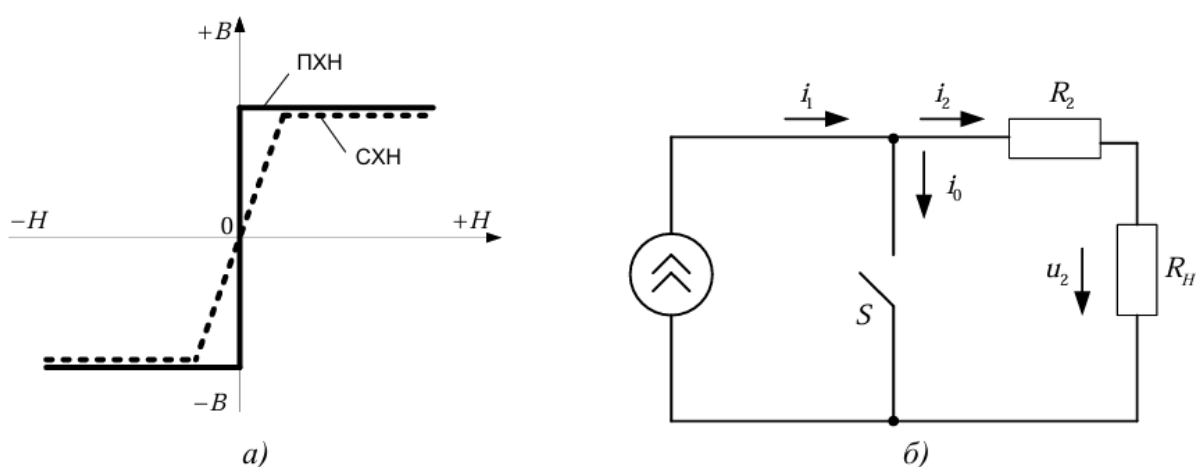


Рис. 2. Упрощённые характеристики ТТ (а) и схема замещения ТТ с ПХН (б)

В рамках данного исследования решается актуальная научно-практическая задача, связанная с оценкой потенциала кривых намагничивания (СХН) для решения двух взаимосвязанных проблем. Первая заключается в разработке методики вычисления времени достижения насыщения магнитопровода трансформатора тока. Вторая задача направлена на определение ключевых расчетных параметров, характерных для штатных режимов эксплуатации с использованием СХН, имеющей участок линейного наклона и построения модели в программном обеспечении.

Построение математической модели трансформатора тока основано на фундаментальных физических законах, которые формализованы в системе уравнений. На начальном этапе моделирования особое внимание уделяется определению рабочей магнитодвижущей силы F_{sat} (А), возникающей под действием тока намагничивания. Этот ток, в свою очередь, представляет собой разность между током первичной обмотки и индуцированным током вторичной цепи. Такое представление позволяет учесть реальные потери энергии в сердечнике и более точно описать режим насыщения магнитопровода.

Для корректного описания магнитной системы необходимо учитывать геометрические характеристики сердечника: длину средней линии магнитного поля $L_{\text{ср}}$ (м) и площадь поперечного сечения S (м²). Эти параметры определяют распределения магнитного потока и позволяют вычислить напряжённость магнитного поля H (А/м), возникающего в результате протекания тока намагничивания. При этом важно понимать, что любые неточности в определении геометрии сердечника напрямую влияют на точность расчётов, особенно при моделировании переходных процессов.

Важным элементом модели являются допущения относительно формы характеристики намагничивания, определяющей зависимость магнитной индукции от напряжённости поля. В инженерной практике наиболее часто применяются две аппроксимации – прямоугольная характеристика намагничивания (ПХН) и сглаженная характеристика намагничивания (СХН). Первая используется при необходимости упростить расчётную схему, вторая – при более детальном анализе нелинейных свойств материала.

Начальный наклон кривой намагничивания (область до насыщения) описывается коэффициентом пропорциональности, который определяется относительной магнитной проницаемостью материала сердечника μ

и магнитной постоянной $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м. В предельном, идеализированном случае (для модели с ПХН) допустимо считать этот коэффициент стремящимся к бесконечности, что позволяет упростить аналитическое описание процесса и получить более удобные выражения для расчётов.

В реальных технических приложениях важно учитывать насыщение магнитной индукции, которая ограничивается блоком PS Saturation в программном моделировании, параметры которого задаются в соответствии со свойствами ферромагнитного материала. Последовательность расчёты ключевых электромагнитных величин выглядит следующим образом: исходная магнитная индукция и площадь поперечного сечения, позволяют найти магнитный поток Φ . Умножение данной величины на число витков w_2 даёт значение потокосцепления вторичной обмотки Ψ_2 .

Возникающая в обмотке ЭДС e_2 является следствием закона Фарадея и определяется скоростью изменения потокосцепления во времени. Для формирования результирующего напряжения на зажимах вторичной обмотки U_2 производится учёт внутреннего импеданса обмотки. В упрощённой эквивалентной схеме он представляется как последовательное соединение активного сопротивления R_2 и индуктивности рассеивания L_2 . Таким образом, выходное напряжение U_2 вычисляется как разность между наведённой ЭДС e_2 и суммой падений напряжения на названных элементах, что обеспечивает соответствие модели реальным рабочим характеристикам.

Отметим, что подобный подход позволяет гибко моделировать работу трансформатора тока в различных режимах, учитывать особенности его строения, а также анализировать поведение системы при насыщении сердечника, что имеет большое значение для настройки и тестирования аппаратуры релейной защиты.

$$F_{sat} = i_1 w_1 - i_2 w_2; \quad H = \frac{F_{sat}}{L_{cp}};$$

$$B = B_{sat.off} = \mu_0 \mu H; \quad B(0) = B_{sat};$$

$$\max(B) = B_{sat}; \quad \min(B) = -B_{sat};$$

$$\Phi = BS; \quad \psi_2 = \Phi w_2;$$

$$e_2 = -\frac{d\psi_2}{dt}; \quad u_2 = e_2 - i_2 R_2 - L_2 \frac{di_2}{dt}.$$

Для всестороннего анализа рабочих характеристик трансформатора тока, с упрощёнными зависимостями намагничивания, была применена методика имитационного моделирования. Её практическая реализация осуществлена в интегрированной среде MATLAB Simulink, представляющей широкие возможности для моделирования динамических систем. Разработанная модель (рис. 3) базируется на использовании функциональных блоков из специализированной библиотеки Slimscape Electrical, которая предназначена для создания моделей электротехнических устройств.

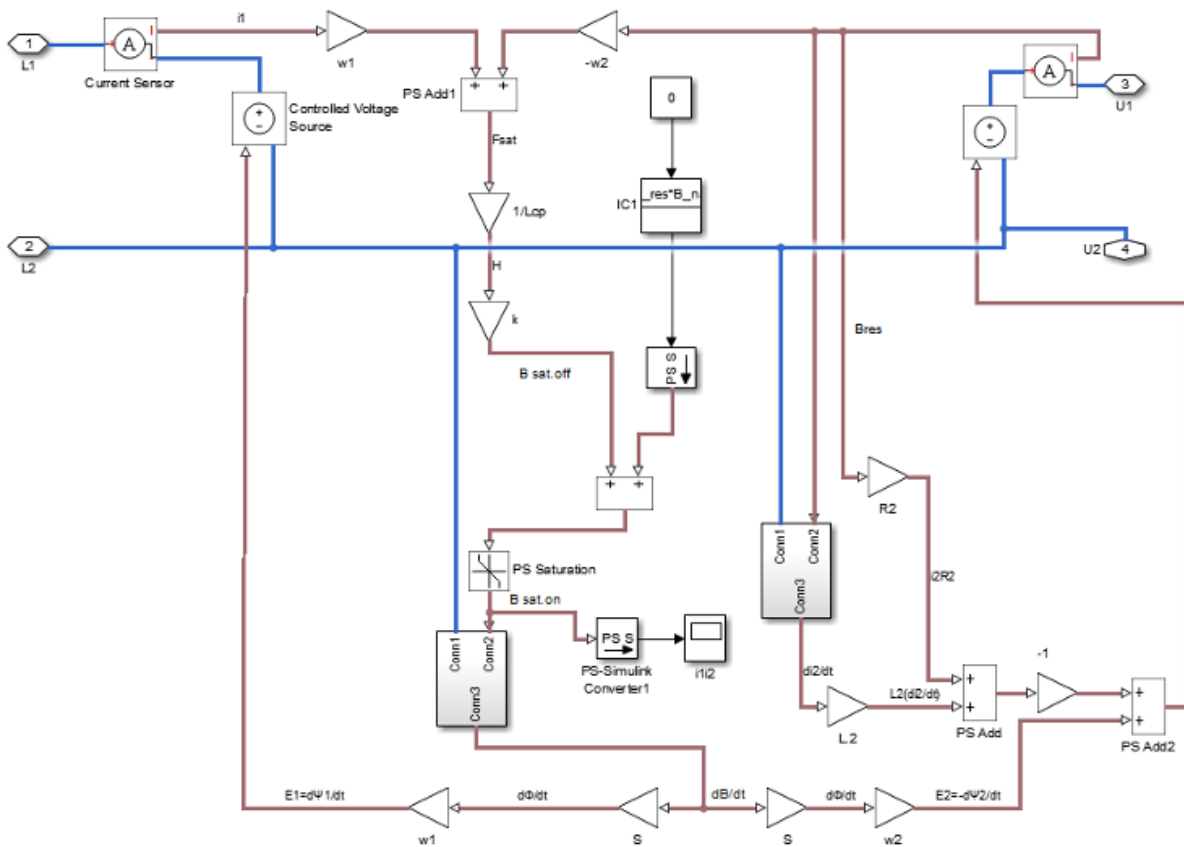


Рис. 3. Схема имитационной модели трансформатора тока

Для экспериментального исследования свойств трансформатора тока и верификации его математического описания была использована ранее разработанная компьютерная модель. Ключевым этапом эксперимента стало снятие вольт-амперной характеристики (ВАХ) путём передачи на первичную обмотку регулируемого переменного тока. В процессе моделирования осуществлялась синхронная регистрация мгновенных значений тока намагничивания и соответствующего ему напряжения.

Это позволило получить детальную картину поведения магнитопровода устройства на различных участках кривой намагничивания – от линейного участка до зоны насыщения.

Практическая зависимость проведённого моделирования заключается в возможности проанализировать, как трансформатор тока ведёт себя под воздействием разнообразных нагрузочных режимов.

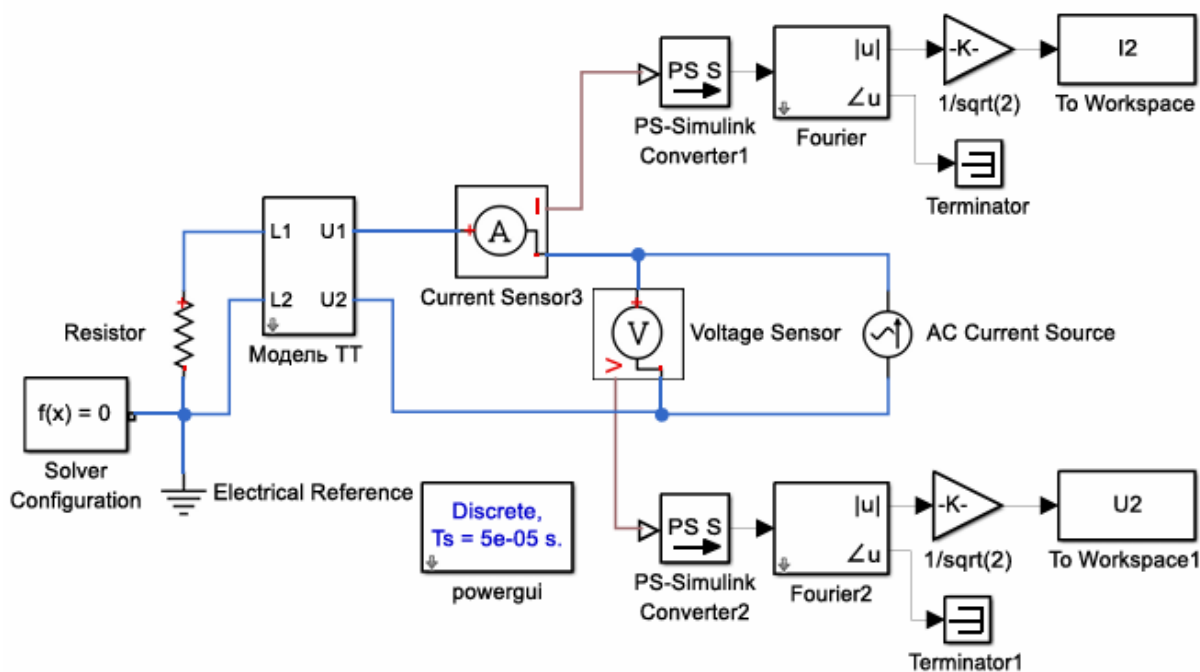


Рис. 4. Схема экспериментального стенда для снятия вольт-амперной характеристики

Проведение вычислительного эксперимента по определению статистических характеристик трансформатора тока осуществлялось согласно схеме. В рамках исследований был выполнен цикл виртуальных измерений. Анализ полученных графических зависимостей демонстрирует наличие ярко выраженного перегиба на кривой намагничивания, координаты которого имеют полное соответствие с результатами предварительного аналитического расчёта.

Обнаруженное совпадение экспериментальных данных с теоретическими прогнозами свидетельствует о корректности созданной имитационной модели и её адекватности реальным физическим процессам, протекающим в магнитопроводе трансформатора. Валидация модели показала, что использование упрощённой ПХН обеспечивает удовлетворительную точность при определении двух ключевых параметров: амплитудного значения напряжения намагничивания и временного интервала, в течении которого трансформатор тока переходит в режим насыщения при критических уровнях перегрузки.

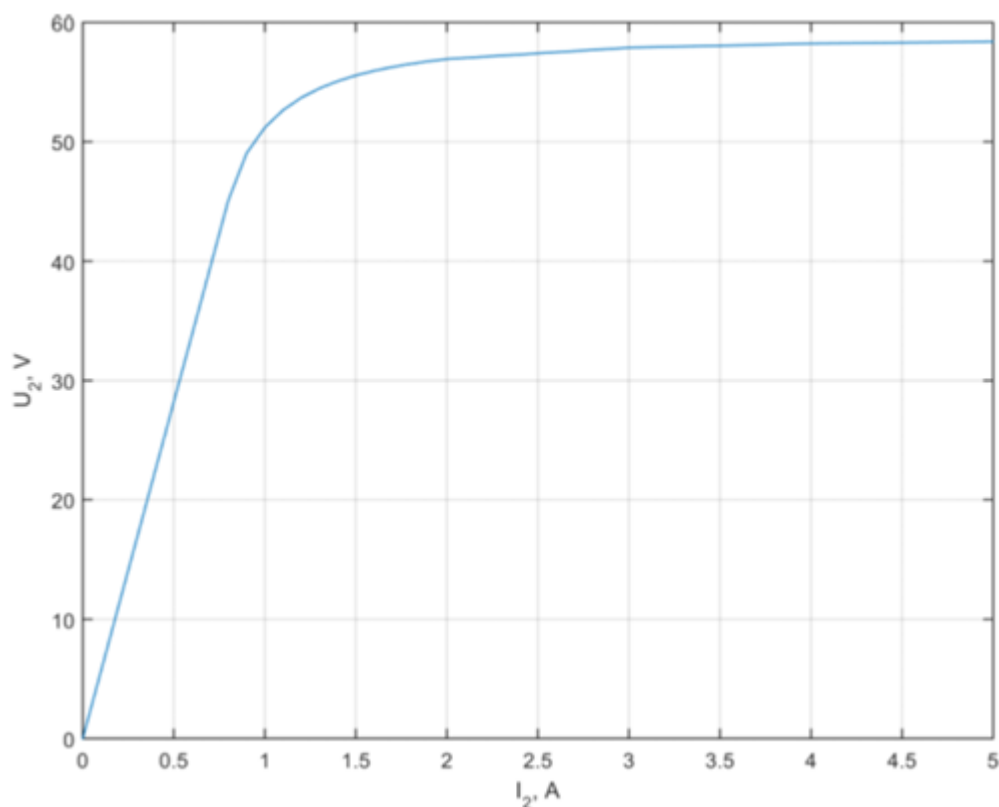


Рис. 5. Вольт-амперная характеристика, снятая с модели трансформатора тока

Анализ экспериментально полученной вольт-амперной характеристики (рис. 5) позволяет выделить несколько ключевых зон, соответствующих различным состояниям магнитопровода. Начальный, линейный участок кривой характеризует работу устройства в ненасыщенном режиме, при котором магнитная проницаемость материала сердечника остаётся практически неизменной. Крутизна наклона этого отрезка ВАХ является прямой количественной мерой магнитной проницаемости и в идеализированной модели без зазора определяется исключительно свойствами ферромагнитного сплава.

Существенное влияние на форму характеристики оказывает конструкция магнитной системы. Наличие технологического воздушного зазора в магнитопроводе, что является характерной особенностью трансформаторов тока классов точности PR, TPY, TPZ, принципиальным образом изменяет вид начального участка. Воздушный промежуток, обладающий значительно меньшей магнитной проницаемостью по сравнению с ферромагнетиком, выступает в роли последовательного магнитного сопротивления. Это приводит к уменьшению крутизны линейного участка, в результате чего ВАХ приобретает пологую форму, визуально приближаясь к так называемой спрямлённой характеристике намагничивания (СХН). С практической точки зрения, такая модификация формы характеристики

имеет важное следствие для метрологических свойств устройства. Трансформаторы тока с зазором, в отличие от аналогов с магнитопроводом, стремящимся к идеальной прямоугольной характеристике намагничивания (ПХН), демонстрируют повышенную погрешность преобразования уже в нормальном режиме эксплуатации, ещё до перехода в режим насыщения.

Следовательно, предельное значение крутизны линейного участка вольт-амперной характеристики устанавливается исходя из допустимых границ погрешности преобразования при номинальном токе первичной обмотки. Физическая сущность данного ограничения заключается в том, что в штатном режиме эксплуатации рабочая точка трансформатора тока локализуется на прямолинейном участке выпрямленной характеристики намагничивания. Это обеспечивает оптимальные условия для стабильного функционирования измерительного устройства с минимальным разбросом параметров.

Важным следствием работы в указанной области является отсутствие существенных нелинейных искажений как формы тока, так и кривой напряжения. Отсутствие высших гармонических составляющих в спектре сигнала создаёт предпосылки для применения классических методов электротехнических расчётов. В частности, появляется возможность использования стандартизированных аналитических выражений для определения эффективных (действующих) значений электрических величин с гарантированной точностью, что имеет принципиальное значение для корректного выполнения измерительных и защитных функций.

Следует отметить, что именно на линейной части характеристики происходит оценка точности функционирования трансформатора тока, так как отсутствие искажений позволяет корректно определять сопротивления для переменного тока. Это имеет особое значение для устройств релейной защиты, так как на данном этапе сохраняется надёжность передачи сигнала с минимальными потерями.

Исходя из установленного соответствия между поведением трансформатора тока на выпрямленном сегменте его характеристики намагничивания и классическими моделями цепей переменного тока, формируется корректная методологическая основа для расчётов. В данных условиях становится правомерным применение всего арсенала формул для действующих значений синусоидальных токов и напряжений, а также для вычисления полных импедансов. Этот подход, базирующийся на положениях закона Ома для цепей переменного тока, является фундаментальным. Его применение позволяет вывести ключевую расчётную зависимость для определения эффективного значения напряжения намагничивания (U_m).

Такой подход позволяет более детально оценивать влияние материалов и конструктивных особенностей магнитопровода на общую точность устройства, а также проводить оптимизацию параметров схемы для повышения её эксплуатационной надёжности.

$$U_{\text{ном}} = X_{\mu} I_{\mu},$$

где X_{μ} – индуктивное сопротивление цепи намагничивания; I_{μ} – среднеквадратичное значение тока намагничивания

Между действующими значениями напряжения намагничивания ($U_{\text{нам}}$) и тока намагничивания (I_{μ}) существует линейная зависимость, где коэффициент пропорциональности определяется реактивным сопротивлением X_{μ} . При уменьшении значения X_{μ} наклон линейного участка выпрямленной характеристики намагничивания становится менее выраженным, т. е. линия становится более полой относительно горизонтали. Согласно данным, ветвь намагничивания трансформатора тока рассматривается исключительно как индуктивная, поскольку активные потери в сердечнике крайне малы и не оказывают существенного влияния на работу устройства.

Во всех расчетах параметры – сопротивления, токи, напряжения – рассматриваются по их абсолютным значениям, что позволяет упростить процесс анализа. Дополнительно принимается допущение, что сопротивление рассеяния вторичной обмотки несущественно мало, и его влияние можно игнорировать. Также считается, что сопротивление нагрузки на вторичной стороне трансформатора ($R_{\text{н}}$) носит чисто активный характер.

На основании проведенного анализа и принятых допущений была разработана эквивалентная схема замещения трансформатора тока. Данная модель предназначена для исследования рабочих характеристик устройства в нормальном эксплуатационном режиме при воздействии синусоидального тока. Такой подход позволяет более детально рассмотреть процессы, происходящие в трансформаторе, оценить особенности распределения токов и напряжений по отдельным ветвям схемы, а также разработать рекомендации по оптимизации параметров устройства при различных типах нагрузки. Это особенно важно для технологических задач, связанных с обеспечением высокой точности измерений и эффективной работы релейной защиты в энергосистеме.

Источники

1. Алгоритм фильтрации апериодической составляющей в сигнале тока короткого замыкания / Н.С. Бурянина [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2024. № 2. С. 97–104.
2. Влияние погрешностей трансформаторов тока на работу цифровых токовых защит / В.Е. Глазырин [др.] // Вестник КГЭУ. 2019. Т. 11, № 2 (42). С. 83–90.
3. Колобанов П.А., Куликов А.Л. Совершенствование аналитических методов исследования внутренних замыканий в двухобмоточных трансформаторах для целей релейной защиты // Вестник ИГЭУ. 2019. № 1. С. 18–30.
4. Цифровой измерительный орган тока для функционирования в условиях глубокого насыщения трансформатора тока / Ю.В. Румянцев [и др.] // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2018. № 6.
5. Темников Е.А., Никитин К.И. Применение искусственных нейронных сетей для коррекции насыщения трансформаторов тока и напряжения // ОНВ. 2025. № 2 (194). С. 89–95.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НАМАГНИЧЕННОСТИ ПРИ НАСЫЩЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ДЗЛ

Гайфиева Л.Ф.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

lasana01@mail.ru

Науч. рук.: доц. Мустафин Р.Г.

В статье рассматривается влияние остаточной намагниченности при насыщении трансформаторов тока на функционирование дифференциальной защиты линии. Смоделирован алгоритм срабатывания дифференциальной защиты линии в программном комплексе PSCAD, выполнено моделирование короткого замыкания за пределами зоны срабатывания дифференциальной защиты линии при наличии остаточной намагниченности ТТ и при ее отсутствии.

Ключевые слова: РЗА, ДЗЛ, ТТ, PSCAD.

В настоящее время вопрос влияния насыщения трансформаторов тока на работу устройств релейной защиты остается актуальным. Данный эффект представляет интерес с точки зрения его влияния на работу устройств релейной защиты. В процессе эксплуатации происходит накопление остаточной намагниченности, также она может возникать при проведении измерений сопротивления обмоток постоянному току и сохраняется в течение всего периода эксплуатации. Возникновение переходных режимов приводит к быстрому насыщению трансформаторов тока вследствие наличия остаточной намагниченности, значение которой может достигать 86 %. В результате насыщения возникает искажение вторичного тока, которое может привести как к излишней работе РЗ, так и к увеличению времени отключения КЗ (вплоть до отказа РЗ).

Принцип действия дифференциальной защиты линии заключается в пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для исключения срабатывания защиты при внешних коротких замыканиях применяют торможение. При возникновении внешнего короткого замыкания в идеальном случае результат пофазного сложения векторов токов обоих полукомплектов устройств дифференциальной защиты линии будет равным нулю. Однако существует величина небаланса, существующая благодаря погрешности измерительных трансформаторов тока, из-за которой сумма векторов токов отлична от нуля.

Для исследования влияния остаточной намагниченности при насыщении трансформаторов тока на функционирование дифференциальной защиты линии была сформирована математическая модель в программном комплексе PSCAD (рис. 1).

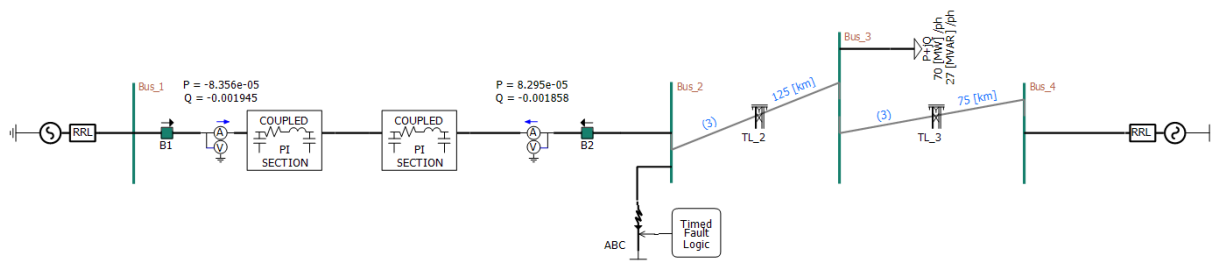


Рис. 1. Схема сети в программном комплексе PSCAD

Также был смоделирован алгоритм срабатывания дифференциальной защиты линии, согласно алгоритму представленному в [1]. Сущность построенной математической модели заключается в первоначальном преобразовании первичных величин тока во вторичные с применением библиотечных компонентов трансформаторов тока.

Далее для определения дифференциального тока вектора вторичных токов с двух полукомплектов дифференциальной защиты линии складываются, а затем проходят через преобразование Фурье. Для определения тормозного тока вектора вторичных токов с двух полукомплектов дифференциальной защиты линии проходят через преобразование Фурье, а затем их модули складываются (рис. 2).

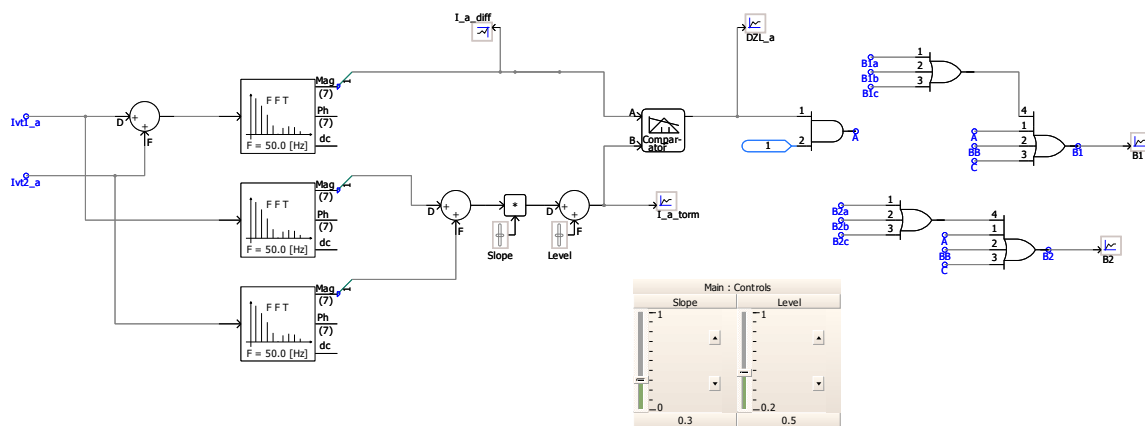


Рис. 2. Алгоритм срабатывания ДЗЛ в программном комплексе PSCAD

Далее полученные значения дифференциального и тормозного тока сравниваются и в случае если дифференциальный ток больше тормозного, защита срабатывает и подает сигнал на отключение выключателей В1 и В2.

В программном комплексе PSCAD было проведено моделирование внешнего короткого замыкания для дифференциальной защиты линии, установленной на линии с выключателями В1 и В2. В первом случае остаточная намагниченность в трансформаторах тока была принята равной 0 Тл (рис. 3). Во втором случае остаточная намагниченность в трансформаторах тока была принята равной 0,5 Тл (рис. 4).

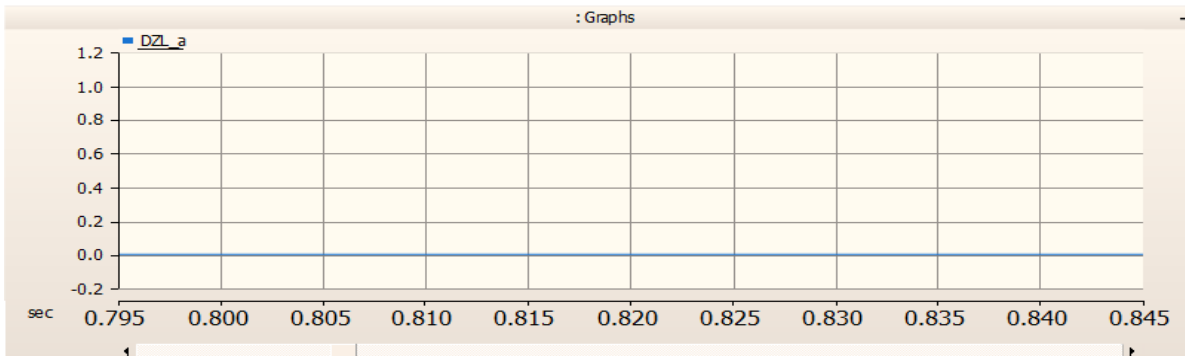


Рис. 3. Внешнее КЗ при остаточной намагниченности 0 Тл несрабатывание ДЗЛ

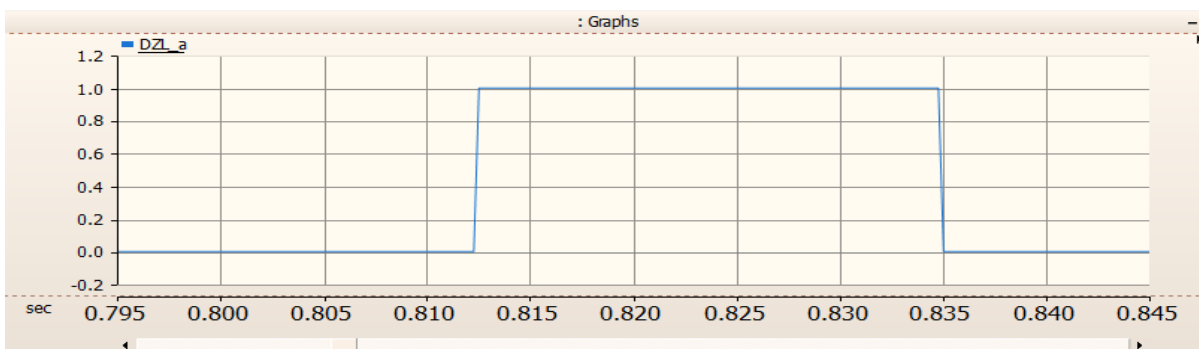


Рис. 4. Внешнее КЗ при остаточной намагниченности 0,5 Тл срабатывание ДЗЛ

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод, что остаточная намагниченность трансформаторов тока негативно влияет на работу дифференциальной защиты линии, так как во втором случае защита срабатывает за пределами своей зоны, в связи с чем возникает необходимость разработки мероприятий для недопущения подобных ситуаций.

Источники

1. Моделирование электроэнергетических систем и алгоритмов РЗ и А в программном комплексе PSCAD: учеб. пособие / А.Л. Куликов, А.А. Лоскутов; Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева. Нижний Новгород, 2021. 479 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ТЯГОВОЙ СЕТИ БАЙКАЛО-АМУРСКОЙ МАГИСТРАЛИ

Есаулов А.В., Тигунцев С.Г.
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», г. Иркутск, Россия
alex.esaulov98@mail.ru, stiguncev@yandex.ru

Данная статья посвящена исследованию новой методики дистанционного определения места повреждения (ОМП) в тяговых сетях переменного тока железной дороги, разработанной на кафедре электрических станций, сетей и систем ИРНИТУ. В качестве объекта исследования выступает перегон «Северобайкальск – Кичера» Байкало-Амурской магистрали. В статье приведены результаты исследования и дана оценка точности в ОМП.

Ключевые слова: система тягового электроснабжения, определение места повреждения, телеграфные уравнения.

Тяговое электроснабжение Байкало-Амурской магистрали (БАМ) осуществляется по системе 2×25 кВ. Особенностью данной системы является то, что передача электрической энергии к электроподвижному составу (ЭПС) происходит на напряжении 50 кВ на большей части межподстанционной зоны, а понижение напряжения питания до 25 кВ происходит с помощью автотрансформаторов непосредственно при прохождении ЭПС [1]. Значительные расстояния между тяговыми подстанциями, нахождение в сложных климатических условиях, а также плотный график движения поездов предъявляет особые требования к быстрому нахождению и ликвидации повреждений в контактной сети. Как показала практика, проблема точного ОМП в тяговых сетях 2×25 кВ остается до сих пор актуальной несмотря на многочисленные исследования как в России, так и за границей. Существующие методы ОМП либо имеют погрешность, достигающую до 90 % [2], либо на их внедрение требуются значительные финансовые затраты.

Для решения данной проблемы на кафедре электрических станций, сетей и систем ИРНИТУ была разработана методика, основанная на численном интегрировании телеграфных уравнений, описывающих режим в контактной сети, и позволяющая с высокой точностью определять места повреждения в тяговых сетях системы 2×25 кВ. Программная реализация данной методики была выполнена в программно-вычислительном комплексе (ПВК) «ОМП». Определение места короткого замыкания выполняется графическим способом с помощью сформированных в ПВК «ОМП»

графиков изменения модулей напряжений вдоль контактной сети между двумя подстанциями. Исходными данными для формирования графиков изменения напряжений являются параметры схемы замещения контактной сети, а также зафиксированные в момент короткого замыкания величины напряжений и токов в отходящих фидерах тяговых подстанций. Ранее авторами данной статьи был проведен ряд исследований [3, 4] на математической модели контактной сети 2×25 кВ, доказавших высокую точность новой методики ОМП. В данной статье будет представлено исследование методики при ОМП в реальной тяговой сети БАМа.

В качестве объекта исследования был выбран железнодорожный перегон «Северобайкальск-Кичера». Длина перегона составляет 62 км. В межподстанционной зоне установлено два автотрансформатора. Схема замещения перегона представлена на (рис. 1).

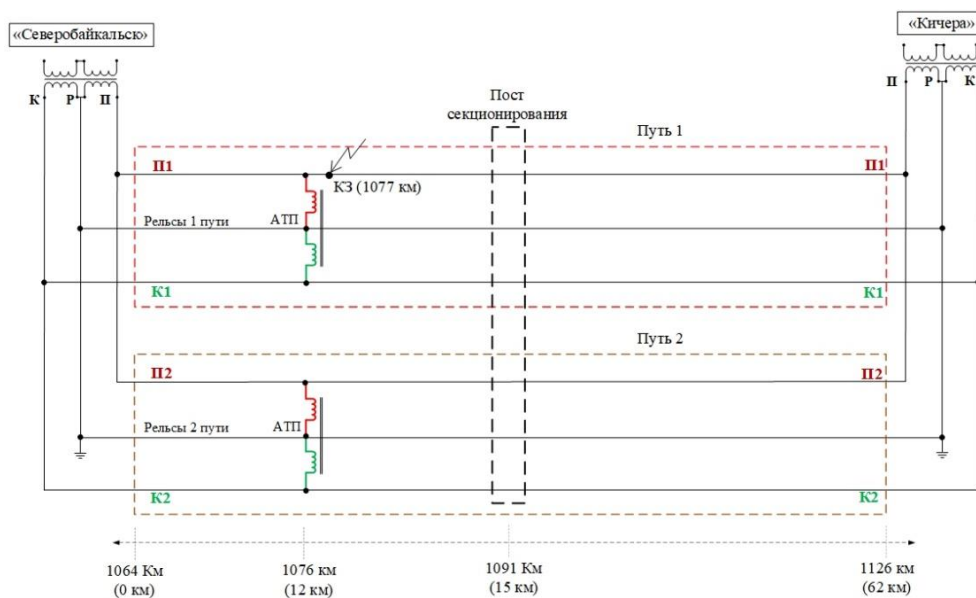


Рис. 1. Схема замещения перегона «Северобайкальск – Кичера»

Цифровыми терминалами ИнТер, установленными на тяговых подстанциях, были зафиксированы следующие параметры аварийного режима (КП – контактный провод, ПП – питающий провод), приведенные в таблице.

Зафиксированные параметры аварийного режима
в межподстанционной зоне

ПС	Дата	Время	Фидер	Ток КЗ, А		U, кВ		Угол, °	
				КП	ПП	КП	ПП	КП	ПП
Северо-байкальск	10.08.25	13:57	ФТС-5	200	674	21,8	21,6	102	68
Кичера	10.08.25	13:57	ФТС-1	202	975	22,0	20,1	50	66

По результатам обследования контактной сети, было установлено, что замыкание произошло в питающем проводе на опоре № 284, находящейся на 1077 км (13 км от ПС «Севербайкальск»).

Данные из таблицы заносятся в ПВК «ОМП» (рис. 2). Перед этим рассчитывается и вносится информация о параметрах перегона (полные продольные сопротивления, емкостные сопротивления и сопротивления взаимоиנדукции всех элементов контактной сети).

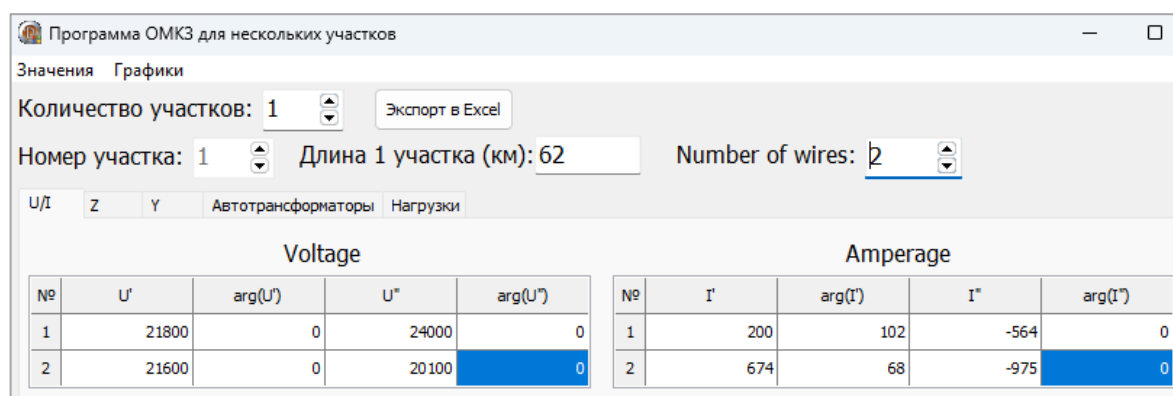


Рис. 2. Параметры аварийного режима по концам перегона

В результате были получены графики изменения модулей напряжения вдоль контактной сети в питающем проводе, приведенные на рис. 3.

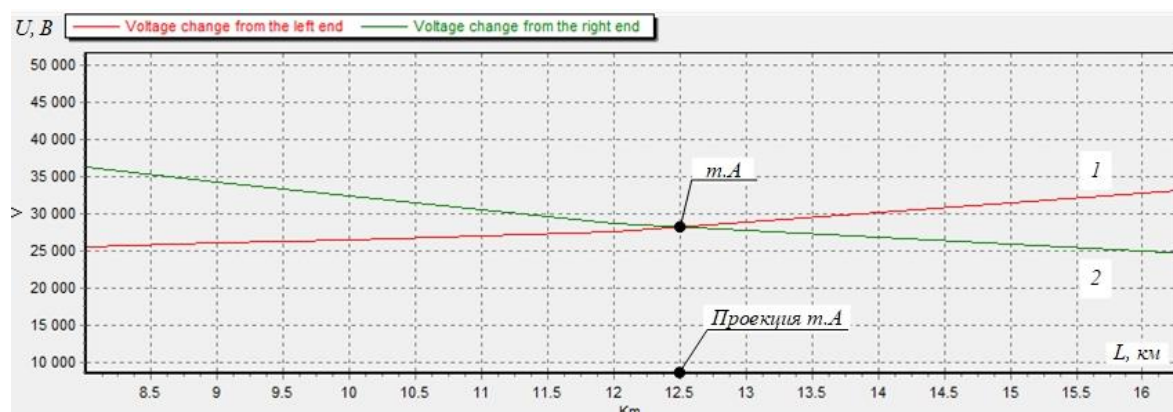


Рис. 3. Параметры аварийного режима по концам перегона

Определенное с помощью ПВК «ОМП» расстояние от подстанции «Севербайкальск» до места КЗ составило 12,5 км. Погрешность с фактическим местом КЗ составила 500 м или 0,8 % при длине перегона 62 км. Новая методика показала высокую точность ОМП в реальной тяговой сети. Погрешность находится в допустимых пределах (менее 5 %). Также стоит отметить, что данный метод ОМП для своей реализации не требует серьезных финансовых затрат на внедрение.

Источники

1. Пышкин А.А. Электроснабжение железных дорог: учеб. пособие. Екатеринбург: Уральский гос. ун-т путей сообщения, 2016. 373 с.
2. Петров И.П. Адаптивные методы определения места повреждения в тяговой сети переменного тока и их исследование: дис. ... канд. техн. наук. Ростов-на-Дону, 1999. 289 с.
3. Есаулов В.А., Тигунцев С.Г., Анненков Е.О. Определение места повреждения в тяговой сети системы 2×25 кВ // Известия Транссиба. 2023. № 4 (56). С. 101–112.
4. Есаулов В.А., Тигунцев С.Г., Анненков Е.О. Определение места повреждения в тяговой сети системы 2×25 кВ при несинхронизированных замерах по концам перегона // Известия Транссиба. 2024. № 2 (58). С. 136–145.

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ МАЛОЙ ДЛИНЫ

Карев П.А.

Филиал АО «СО ЕЭС» г. Хабаровск, Россия
karev.forvardgt@gmail.com, karev-pa@khab.so-ups.ru
Науч. рук.: доц. Пинчуков П.С

В докладе изложены мероприятия в части расчетов релейной защиты для замыкания нормально разомкнутого транзита через ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2» энергосистемы Магаданской области. Описаны методы, которые использовались Службой РЗА Филиала АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ при расчетах параметров настройки устройств РЗА на линии малой длины, а также возможные альтернативные решения.

Ключевые слова: линия малой длины, релейная защита, расчет параметров настройки, уставки, замыкание транзита, составная линия.

Постановление правительства от 9 декабря 2022 года № 2274 создало правовую основу для подготовки и принятия АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (Системный оператор) функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа (ТИТЭС). Централизация функций оперативно-диспетчерского управления позволит распространить на технологически изолированные энергосистемы принципы технической политики и технологические подходы по обеспечению надежного функционирования Единой энергосистемы России, обеспечит тиражирование передового опыта Системного оператора по управлению электроэнергетическим режимом на удаленные территории, содействует внедрению передовых технологий и экономически обоснованных решений по развитию этих энергосистем [1]. Выполнение необходимых для этого мероприятий было возложено на Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ.

Одними из мероприятий по подготовке к принятию функций по диспетчерскому управлению в ТИТЭС являлись анализ схемно-режимной и балансовой ситуации, расчет параметров настройки устройств релейной защиты. В результате анализа было принято решение о замыкании нормально разомкнутых транзитов с целью повышения надежности электроснабжения потребителей, улучшения режимно-балансовой ситуации. Расчет параметров настройки УРЗА выполнялся с учетом данного решения.

В данной работе рассмотрены проблемы с которыми столкнулся Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ при расчетах параметров настройки устройств релейной защиты Магаданской энергосистемы с учетом замкнутого транзита через ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2» длиной 100 метров. Схема рассматриваемого района приведена на рис. 1. Данное техническое решение повысит надежность электроснабжения объектов АО «Золоторудная Компания «Павлик», питающихся от ПС 110 кВ «Павлик» и ПС 110 кВ «Павлик-2», а также позволит увеличить надежность энергосистемы в целом.

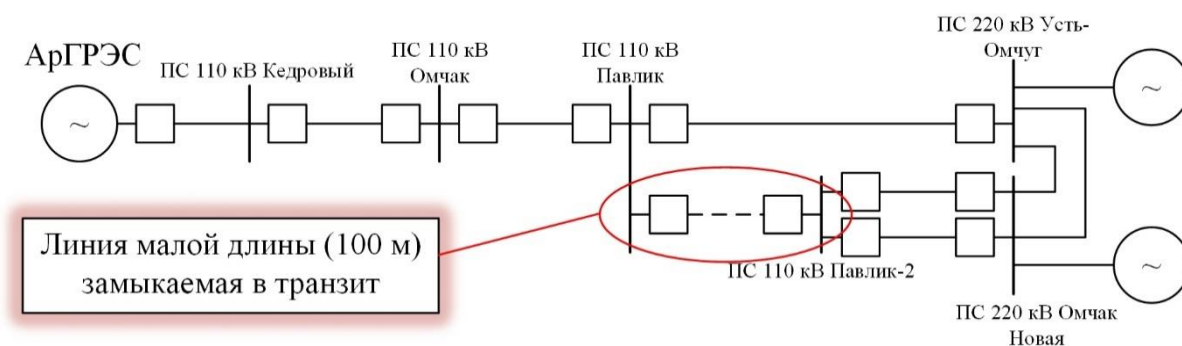


Рис. 1. Схема района

Для защиты ЛЭП класса напряжения 110–220 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю, включающие в себя основную и резервную защиту. В качестве резервных защит от многофазных КЗ, как правило, используются трехступенчатые дистанционные защиты, от несимметричных КЗ используются токовые защиты нулевой последовательности [2, 3].

Дистанционными называют направленные защиты с относительной селективностью, выполняемые с использованием реле минимального сопротивления [4]. Для определения факта возникновения короткого замыкания, в дистанционных защитах используются измерительные органы минимального сопротивления. Замер значения сопротивления основан на соотношении напряжения и тока в линии. При возникновении КЗ происходит кратное увеличение тока и просадка напряжения, тем самым значение измеряемого сопротивления уменьшается. Срабатывание дистанционного органа происходит если значение измеренного сопротивления станет меньше сопротивления уставки.

Токовая защита нулевой последовательности – это защита с относительной селективностью, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности, возникающих в сети с заземлёнными нейтральями

при несимметричных коротких замыканиях [5]. Срабатывание защиты происходит при превышении уставки измерительных органов по току и соответствия направления мощности нулевой последовательности, заданной в защите.

При функционировании устройств релейной защиты должны обеспечиваться чувствительность и селективность [6]. Выполнение одновременно этих условий осуществляется правильным расчетом параметров срабатывания измерительных органов релейной защиты. Однако при малых длинах ЛЭП возникают ограничения, которые не позволяют определить параметры срабатывания, при которых будут обеспечены вышеназванные условия одновременно. Таким ограничением является малая разница между замерами при коротких замыканиях на шинах подстанций, соединенных линиями малой длины. Этот фактор влияет на выбор первых ступеней ДЗ и ТЗНП соединяющих их линий, так как требуется выполнить отстройку от КЗ на шинах смежного объекта, при этом обеспечив чувствительность при близких коротких замыканиях. Кроме этого, осложняется согласование ступеней защит смежной сети с защитами линии малой длины, потому как ступени ДЗ и ТЗНП на предыдущих линиях должны обеспечить надежный охват своего элемента с требуемым коэффициентом чувствительности, обеспечивающим запас, но вынуждено охватывающий смежный элемент, нарушая селективность.

Расчет уставок выполнялся для всего района сразу, последовательно выбирались параметры срабатывания для всех первых ступеней, затем для всех вторых ступеней и так далее. Поэтому первой трудностью стал выбор первых ступеней для ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2» с обеих сторон.

На объектах используются микропроцессорные терминалы защиты ООО НПП «ЭКРА», которые при заданных значениях коэффициентов трансформации имеют минимальную уставку по сопротивлению 2,75 Ом первичных, что значительно больше требуемой не только по условию отстройки от коротких замыканий на шинах смежной подстанции, но и сопротивления прямой последовательности линии, которое составляет $(0,012 + j0,041)$ Ом. В части ТЗНП – диапазон не был ограничивающим фактором, но уставка выбранная по условию отстройки от КЗ в конце линии являлась нечувствительной.

Следующая задача возникла при определении ступеней резервных защит, выполняющих надежный охват своего элемента. При выборе значения уставки выявлено противоречие между требованием обеспечить чувствительность при КЗ на своем элементе и условием согласования со ступенями защит ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2» (линией малой длины). Согласуемые ступени имели большие выдержки времени, кроме того,

по сравнению со ступенями защит смежных элементов с большой длиной, в части ДЗ слишком маленькие по сопротивлению, а в части ТЗНП слишком большие по току. Тем самым условия согласования ограничивали уставку не позволяя принять ее достаточно чувствительной для защиты своего элемента с требуемым коэффициентом запаса.

Все вышеописанные трудности связаны с защитами с относительной селективностью, именно переменная зона охвата – корень проблемы. В таком случае использование двух комплектов основных защит с независимыми каналами связи, установленными как на линии малой длины, так и на смежных с ней полностью решает проблемы. При таком подходе можно отдать приоритет селективности и принять уставки резервных защит с значительными выдержками времени, что не повлияет на время ликвидации КЗ, так как в работе всегда будет комплект основных защит, действующий без выдержки времени. При развитии аварийного режима два независимых комплекта основных защит обеспечат требуемую надежность и скорость ликвидации аварийного режима. Основная роль защит с относительной селективностью будет обеспечить дальнейшее резервирование, что не может быть реализовано в основных защитах, а в случае отказа обеих комплектов основных защит – ближнее резервирование. Однако данное решение возможно при условии, что есть технико-экономическая возможность выполнить модернизацию до реализации мероприятий по замыканию транзита. Ситуация, с которой столкнулся Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ, не подразумевала наличие защит, организованных вышеупомянутым способом, на некоторых линиях не только использовались УРЗА на электромеханической элементной базе, но и отсутствовали каналы связи и основные защиты. Модернизация не рассматривалась, поскольку задача реализовывалась в сжатые сроки, а собственники оборудования не располагали технико-экономическими возможностями для реализаций столь масштабной реконструкции.

Другим решением, исключаящим модернизацию УРЗА и основанным на изменении подхода к защите является способ составной линии. Составная линия состоит из двух последовательно соединенных линий, по концам которых установлены устройства защиты. Такой подход обычно применяется с целью экономии, так как не требует затрат на создание УРЗА и сопутствующей инфраструктуры на проходном объекте. Также составная линия реализуется, если на проходном объекте отсутствуют высоковольтные выключатели. В рассматриваемом случае цель образования составной линии – увеличение длины защищаемого участка, для улучшения условий выбора уставки по отстройке и согласованию со смежной сетью. Пример возможной составной линии на рис. 2. Недостатком такого

подхода является ухудшение селективности отключения КЗ, поскольку вне зависимости на каком участке произошло КЗ, отключение произойдет по концам составного участка и отключится все линии входящие в его состав.

Филиалом АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ расчеты выполнялись в соответствии с методическими указаниями по расчету [5, 7]. В части параметров срабатывания первых ступеней защит линии ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2» реализовано следующее: ступень ДЗ выведена, а ступень ТЗНП принята по условию отстройки от КЗ в конце линии.

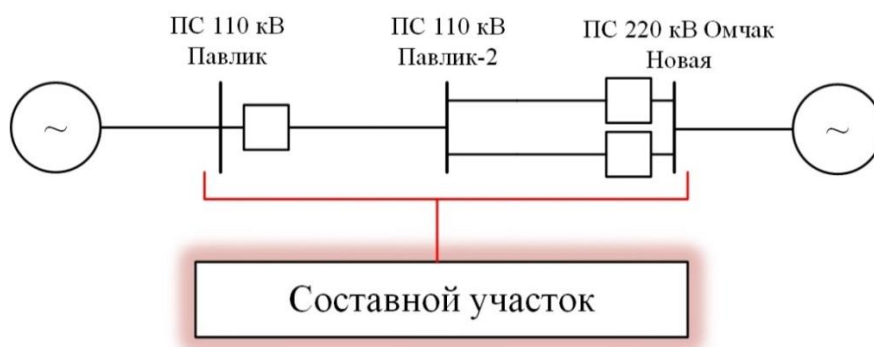


Рис. 2. Составная линия «Павлик – Павлик-2 – Омчак Новая»

Уставки ДЗ на смежных линиях приняты в первую очередь на основании условий чувствительности и согласования. Так как первые ступени ДЗ на линии малой длины выведены, то согласование выполнялось сразу со вторыми ступенями. Этого также было недостаточно, поэтому решено допустить несогласованность по сопротивлению, а селективность обеспечить по времени, согласовав по времени. Данное решение увеличило времена срабатывания защит в районе, но обеспечило селективность. Неселективность по сопротивлению внесена в перечень вынужденных отступлений от требований селективностей. В части ТЗНП согласование было проверено с первыми ступенями, выбранными по условию отстройки, но завышенные уставки оказались нечувствительными, что потребовало перехода на согласование со вторыми ступенями. В отличие от ДЗ данного решения было достаточно, что несущественно повлияло на увеличение выдержек времени защит в районе и не потребовалось внесения записей в перечень НС.

В результате принятых решений была обеспечена селективная работа защит рассматриваемого района Магаданской энергосистемы с требуемыми коэффициентами чувствительности. Все выявленные риски неселективной работы были внесены в перечень вынужденных отступлений от требований селективности.

На рубеже 2023 и 2024 года были завершены подготовительные мероприятия для замыкания нормально разомкнутого транзита ВЛ 110 кВ «Павлик – Павлик-2», а с 1 января 2024 года Системный оператор принял функции оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа. В связи с вышеупомянутыми событиями Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ сменил наименование на Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ. Реализация мероприятий повысила надежность электроснабжения объектов АО «Золоторудная Компания «Павлик», питающихся от ПС 110 кВ Павлик и ПС 110 кВ Павлик-2 и энергосистемы Магаданской области в целом. Кроме того, повысилась гибкость в принятии решений при составлении ремонтных схем, пересмотренные параметры срабатывания релейной защиты улучшили селективность действия защит района. Таким образом, Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ принял функции оперативно-диспетчерского управления в ТИТЭС и стал одним из крупнейших в структуре Системного оператора. Операционная зона РДУ охватила шесть субъектов РФ, совокупная установленная мощность генерации в ее составе увеличилась более чем в два раза с 2,1 до почти 5,5 ГВт, а общее количество объектов диспетчеризации – с 2,2 тыс. до 4,1 тыс.

Источники

1. Подготовка Системного оператора к принятию функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных энергосистемах Востока идет строго по графику [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/21455/> (дата обращения: 16.09.2025).

2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

3. Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 101 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 03.10.2025).

4. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат, 1992. 525 с.

5. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/method_backup_current_protect_power_lines_281123.pdf (дата обращения: 23.10.2025).

6. Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, от 13 февраля 2019 г. № 101 [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 10 июля 2020 г. № 546 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 23.10.2025).

7. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки дистанционных защит линий электропередачи 110 кВ и выше. М., 2021. 295 с.

МОДЕЛЬНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА СИГНАЛЫ ЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Касимов В.А., Гранская А.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
vasilkasimov@yandex.ru, annamiss35@gmail.com
Науч. рук.: проф. Минуллин Р.Г.

Метод локационного зондирования позволяет с высокой точностью определять место и тип повреждения на линии электропередачи, которые являются не самыми надежными элементами энергосистемы, в связи с большой протяженностью и подверженностью антропогенным и атмосферным воздействиям. Одним из инструментов повышения надежности являются имитационные модели, которые позволяют с высокой точностью определять тип повреждения. Была создана имитационная модель действующей ЛЭП 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская» в программном комплексе PSCAD. Приводятся примеры имитационного моделирования изменения состояния ЛЭП и обрыва фазных проводов, сопровождающиеся их экспериментальной проверкой. Модельные и экспериментальные рефлектограммы сопоставимы между собой.

Ключевые слова: локационный мониторинг, воздушные линии электропередачи, повышение надежности, короткие замыкания, обрыв, имитационное моделирование.

Воздушные линии электропередачи (ЛЭП) по надежности уступают другим элементам энергосистемы, так как обладают значительной протяженностью и расположены на открытой местности, поэтому могут быть подвержены атмосферным и антропогенным воздействиям, что часто приводит к обрывам и коротким замыканиям.

Метод локационного зондирования является одним из наиболее эффективных способов обнаружения повреждений на ЛЭП. Он заключается в подаче импульсного сигнала в линию и получении отражения от любой неоднородности. В качестве неоднородности волнового сопротивления могут быть обрывы проводов, короткие замыкания или конец линии. Одним из преимуществ данного метода является контроль всей протяженности линии и полное отсутствие вмешательства как в конструкцию ЛЭП, так и в работу другого контролирующего оборудования.

На действующей воздушной ЛЭП «Рыбная Слобода – Камская» в полевых условиях были выполнены исследования по обнаружению локационным зондированием однофазных и двухфазных коротких замыканий, а также было проведено соответствующее моделирование

в программной среде PSCAD [1]. Для исследования влияния изменения состояния ЛЭП и обрыва фазных проводов на сигналы локационного зондирования была разработана имитационная модель ЛЭП «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская» (рис. 1), представленная двумя участками Line40 (40 км) и Line30 (30 км) и подключенным к ней локационным комплексом к фазе А. В точках RS_AZ, RS_AL, RS_BZ, RS_BL подключена ВЧ обработка.

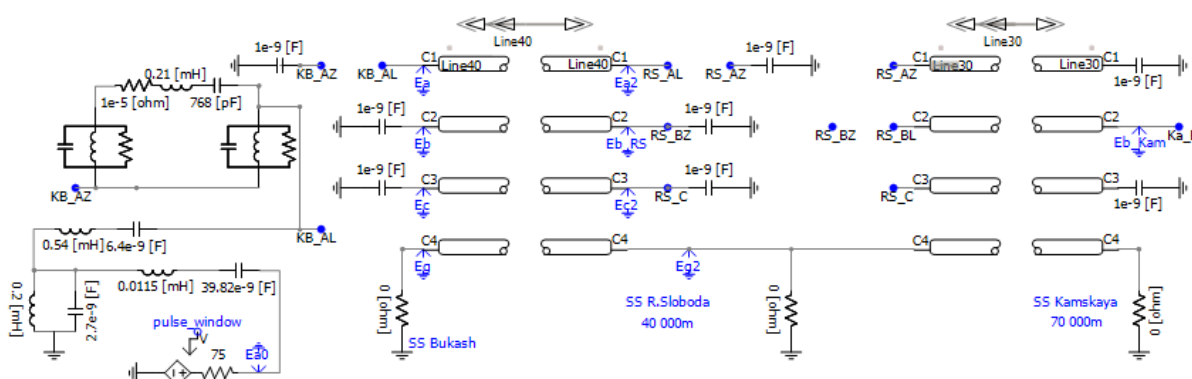


Рис. 1. Модель действующей ЛЭП 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода – Камская»

Ниже на рис. 2 приведены попарно модельная и экспериментальная рефлектограммы соответственно:

- 1) в исходном состоянии (рис. 2, б и в);
- 2) при отключении ЛЭП (рис. 2, г и д);
- 3) при обрыве фазного провода (рис. 2, е и ж).

На эталонных рефлектограммах (рис. 2, б, в) наблюдаются зондирующие импульсы в точке А, поданные в линию, отраженные сигналы от ПС «Рыбная Слобода» на расстоянии 40 км (т. В) и отраженные сигналы от ПС «Камская» на расстоянии 70 км (т. Г). Полярности первых откликов колебаний совпадают.

На рисунке 2, г, д наблюдается отсутствие отраженных сигналов от ПС «Камская» (т. Г) и увеличение амплитуд отраженных сигналов от ПС «Рыбная Слобода» (т. В), что было вызвано отключением участка ЛЭП «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода». Аналогично предыдущему случаю наблюдается сохранение первого отклика.

На рисунке 2, е, ж можно наблюдать отсутствие отраженных сигналов от ПС «Камская» (т. Г), появление отражения на расстоянии 11 км (т. Б), с положительной полярностью, что говорит об увеличении волнового сопротивления в месте обрыва фазного провода. При этом уменьшились амплитуды сигналов, отраженных от ПС «Рыбная Слобода» (т. В).

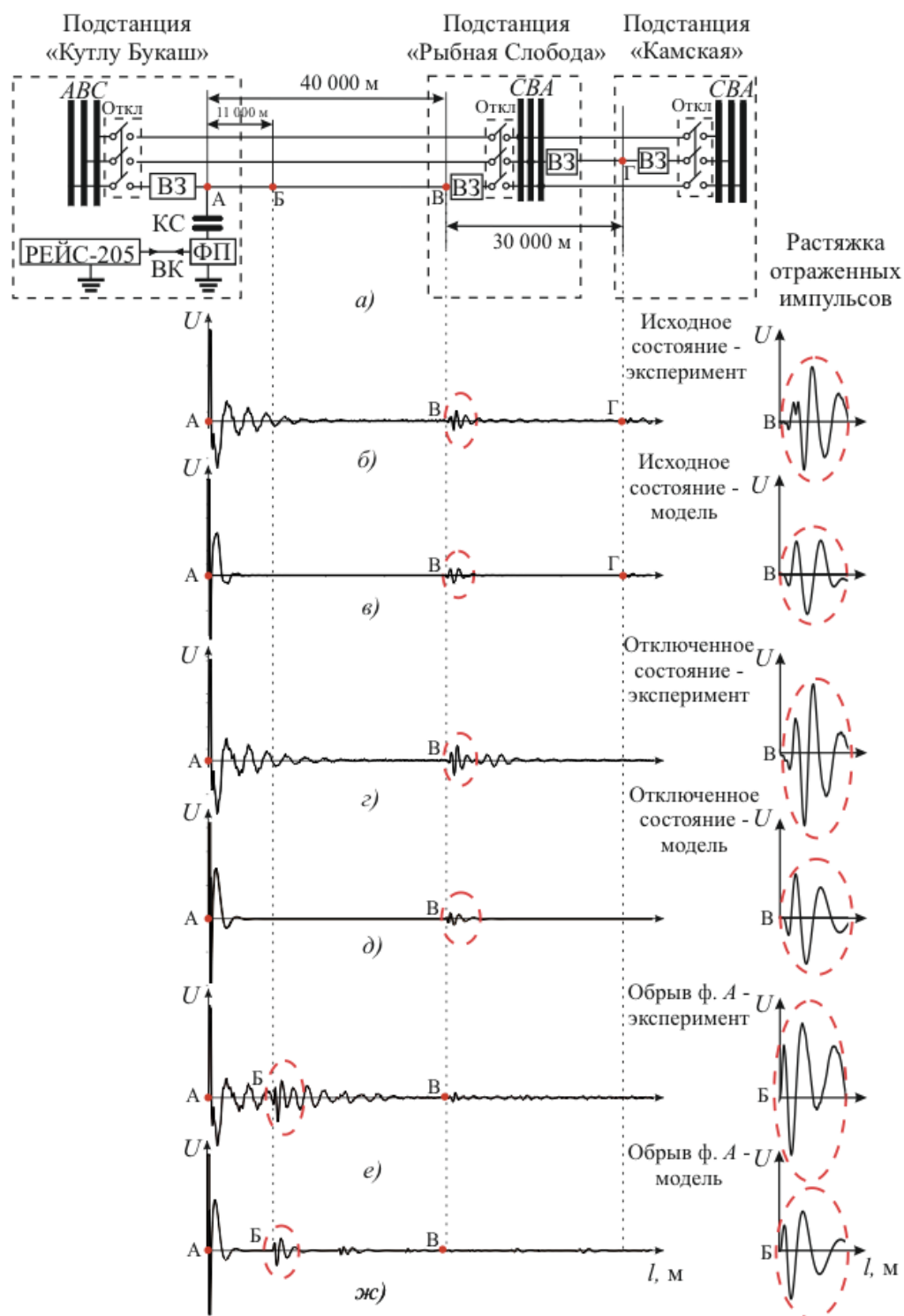


Рис. 2. Модельные и экспериментальные рефлектограммы ЛЭП 110 кВ «Ку́тлу Букаш – Ры́бная Слобода – Ка́мская»

Результаты проведенных модельно-экспериментальных исследований демонстрируют высокую сходимость и адекватность модельных и экспериментальных рефлектограмм, что указывает на репрезентативность разработанной модели. На приведенных рефлектограммах импульс, отраженный

от места обрыва, обнаруживается четко и безошибочно, наблюдается сохранение полярности и расстояния до возникновения неоднородности. В связи с этим появляется возможность дальнейшего использования модели в составе локационного комплекса для автоматического определения состояния ЛЭП и коррекции эталонной рефлектограммы.

Источники

1. Модельно-экспериментальное обнаружение локационным методом повреждений на проводах воздушных линий электропередачи / В.А. Касимов, Р.Г. Минуллин, Ю.В. Писковацкий, Э.Ю. Абдуллазянов // Электросвязь. 2019. № 4.

2. Kasimov V.A., Granskaya A.A., Piskovatskiy Y.V. Location Monitoring of Overhead Power Lines During Repair Work // Proc. of the International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. DOI: 10.1109/ICIEAM65163.2025.11028570

3. Гранская А.А., Касимов В.А. Исследование влияния состояния ЛЭП на сигналы локационного зондирования // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 295–298.

ВЛИЯНИЕ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ НА ЗНАЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Лутфуллин М.Л., Лутфуллина З.М., Галеева Р.У.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», Казань, Россия

mansurlut@yandex.ru, bikbova_zarina@bk.ru, laska-amur2025@mail.ru

В статье рассмотрено влияние схемы соединения обмоток трансформаторов на значения токов короткого замыкания на стороне низкого напряжения. Приведен анализ оптимального способа соединения обмоток трансформатора с целью минимизации значений токов короткого замыкания. Оценено изменение токов короткого замыкания от трансформатора по мере расширения предприятия или перехода на другое входное напряжение.

Ключевые слова: короткое замыкание, автоматический расчет, программное обеспечение, соединение обмоток, трансформатор.

Основными техническими параметрами трансформатора, независящими от условий его эксплуатации являются: номинальное напряжение высокой и низкой стороны, схема соединения обмоток, полная номинальная мощность. Параметром, характеризующим режим работы трансформатора, является отношение фактических и номинальных показателей напряжения на низкой стороне. Также для более полных расчетов токов короткого замыкания (КЗ) на линии, отходящей от трансформатора, следует знать параметры трехфазного короткого замыкания на выводах высокого напряжения трансформатора. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Т/У_н и У/З_н сопротивления можно получить на основе их каталожных данных, а для схемы У/У_н только путем замеров на заводе изготовителя, что выполняется не так часто.

В качестве основной модели будем рассматривать модель «ТМ» отечественного завода изготовителя [1]. Такие трансформаторы изготавливаются в исполнении 10 и 6 кВ на высокой стороне к 0,4 кВ на низкой стороне. В линейке малой мощности от 25 до 250 кВА представлены в трех различных схемах соединения обмоток: Т/У_н-11, У/У_н-0, У/З_н-11. Параметры режима работы трансформатора не являются постоянными и могут изменяться в зависимости от условий работы.

Рассмотрим значения токов коротких замыканий при изменении способов соединения обмоток. Для этого в программе для расчета токов короткого замыкания смоделируем короткое замыкание на конце линии ШМА5, номинальный ток 2500А длиной 50 м, подключенной к исследуемому трансформатору. В качестве исследуемого параметра будем рассматривать начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ [2].

Для проведения расчетов будем использовать программу «Аврал 3», предназначенную для расчета токов короткого замыкания в сетях до 1000 В. Расчеты выполнены в соответствии с методикой (рис. 1), представленной в ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ».

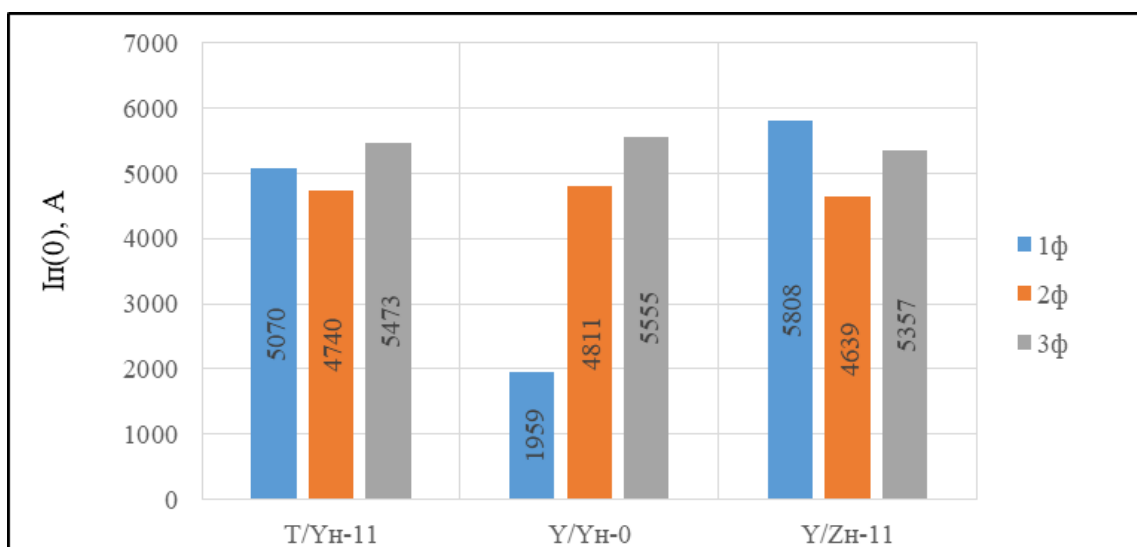


Рис. 1. Значения тока короткого замыкания от способа соединения обмоток

Можно сделать вывод о том, что большая часть полученных результатов имеет сходство между аналогичными кроме значения однофазного короткого замыкания (ОКЗ) при схеме «звезда/звезда». В первом типе рассматриваемых трансформаторов T/Yn токи обеих последовательностей протекают в обеих обмотках, помимо этого токи нулевой последовательности изолированы от сети первичной обмоткой. Низкий ток ОКЗ в схеме Y/Yn, вызванный высоким сопротивлением нулевой последовательности, затрудняет срабатывание защит, что является серьезным недостатком. В отличие от этого, схема Y/Zn обладает низким сопротивлением нулевой последовательности, что обеспечивает высокий ток ОКЗ и надежную работу защиты, делая ее предпочтительной. Таким

образом, схему Y/Y_n целесообразно применять лишь для ограничения токов короткого замыкания с целью повышения стойкости коммутационной аппаратуры. Приоритетным является использование схемы соединения Y/Z_n , так как имеют наибольшую величину тока ОКЗ.

Рассмотрим, как меняется ток короткого замыкания (ОКЗ) при повышении полной номинальной мощности трансформаторов серии «ТМ» (25–250 кВА). Это важно для оценки масштабирования предприятия, так как резкие скачки токов короткого замыкания потребуют модернизации оборудования. Рассматривать будем всю линейку мощностей серии «ТМ» от 25 до 250 кВА. Результат представлен в виде графика роста тока ОКЗ от полной номинальной мощности (рис. 2).

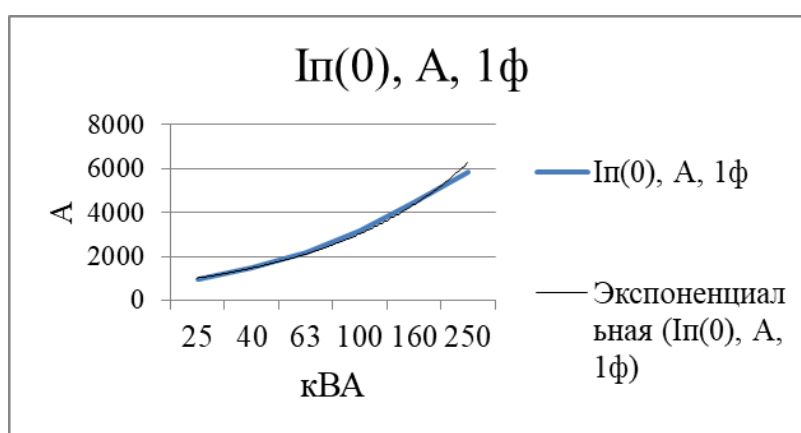


Рис. 2. Зависимость тока ОКЗ от мощности трансформатора

На основании графического представления можно сделать вывод о том, что рост происходит плавно и по экспоненте, что позволяет плавно обновлять требуемое оборудование. Также стоит отметить, что в представленной программе серии трансформаторов значения короткого замыканий остаются одинаковыми при изменении высокого напряжения с 10 на 6 кВ [3]. Так как в расчетах токов коротких замыканий принимают участия величины сопротивлений трансформатора.

Таким образом, мы рассмотрели влияние основных технических характеристик трансформаторов, таких как высокое напряжение, номинальная мощность и способ соединения на токи короткого замыкания. Трансформаторы с одинаковым коэффициентом трансформации и мощности могут иметь различные значения токов короткого замыкания, и это следует учитывать на этапе проектирования, так как изменение таких параметров в будущем невозможно. Результаты полученные в ходе исследования позволяют изменить подход к эксплуатации трансформаторов и сделать этот процесс более гибким и безопасным.

Источники

1. Lutfullin M., Lutfullina G., Bikbova Z. The Influence of Hardly Taking Into Account Factors on Short-Circuit Currents Calculated by Using Specialized Software “Avral 3” // Proc. of the International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Sochi, Russian Federation, 2025. Pp. 145–149,

2. Бикбова З.М., Лутфуллин М.Л. Применение специализированного программного обеспечения для расчета токов короткого замыкания // Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения – 2025 «Энергетика и цифровая трансформация»: электрон. сб. ст. по материалам конф.: в 4 т. Казань, 2025. Т. 1. С. 122–124.

3. Программа расчёта токов короткого замыкания «Аврал» [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/3GVB9Q> (дата обращения: 19.09.2025).

БЛОКИРОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ НА КАБЕЛЬНО-ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ

Маннапов А.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

aidarsecond@mail.ru

Науч. рук.: доц. Писковацкий Ю.В.

Рассматриваются способы реализации селективного автоматического повторного включения (САПВ) кабельно-воздушных линий (КВЛ) электропередачи. Предложен новый способ реализации САПВ с применением локационного устройства, в котором в качестве зондирующего сигнала используются видеоимпульсы. Функциональность данного способа была успешно проверена на имитационной модели в программном комплексе PSCAD.

Ключевые слова: автоматическое повторное включение, селективность, локационное зондирование, кабельно-воздушная линия, дистанционное.

Количество кабельно-воздушных линий (КВЛ) в нашей стране ежегодно увеличивается. Замена воздушных участков на кабельные часто обусловлена требованиями безопасности. Это связано с тем, что ранее проложенные по незастроенным территориям воздушные линии (ВЛ) теперь оказываются в границах городов. Кроме того, кабельный ввод применяется при строительстве новых подстанций закрытого типа, а также выполняют кабельные вставки в случаях, когда ВЛ пересекают автомагистрали, железнодорожные пути и другие объекты. Кроме того, такой переход повышает надежность электроснабжения, поскольку подземные кабели лучше защищены от неблагоприятных погодных явлений и случайных повреждений. Рост числа КВЛ порождает комплекс инженерных задач, одной из которых является организация АПВ.

Автоматическое повторное включение (АПВ) линий электропередачи является важной функцией релейной защиты и автоматики (РЗА), повышающей надежность электроснабжения. Однако для КВЛ применение неселективного АПВ (без определения поврежденного участка) может привести к дополнительным повреждениям при наличии замыкания на кабельной части, так как большинство коротких замыканий (КЗ) на кабельном участке являются устойчивыми [1].

В настоящее время АПВ на КВЛ, в основном, применяют в следующих случаях: кабельные участки КВЛ используются только для захода в распределительное устройство; длина кабельного участка значительно меньше длины воздушного участка (не превышает 20 % от длины КВЛ); наличие на КВЛ «отпаек» на подстанции с ОД-КЗ.

Среди методов селективного АПВ на сегодняшний день различают: дифференциальные (подключают трансформаторы тока для контроля фазных токов и токов в экране кабеля) и дистанционные методы (применяются дополнительные ступени дистанционной защиты; пассивный метод волнового определения места повреждения (ОМП) [1], активный метод волнового ОМП – зондирующий сигнал ЛЧМ [2]).

Предлагается рассмотреть реализацию САПВ с применением ещё одного метода активного волнового ОМП, где в качестве зондирующего сигнала используется видеоимпульс [3].

Реализация способа заключается в подаче в линию зондирующего сигнала, приёма отражений от мест неоднородности (происходит построение рефлектограммы). При этом в нормальном режиме работы линии создаётся эталонная рефлектограмма, на которой фиксируется отражение от переходных пунктов. Данные отражения выступают в качестве реперных точек. Об участке возникновения КЗ (кабельный или воздушный) предлагается судить по расположению отражения от места КЗ относительно реперных точек.

Операции, которые выполняются при формировании сигнала блокирования АПВ на основе метода локационного зондирования, представлены на (рис. 1).

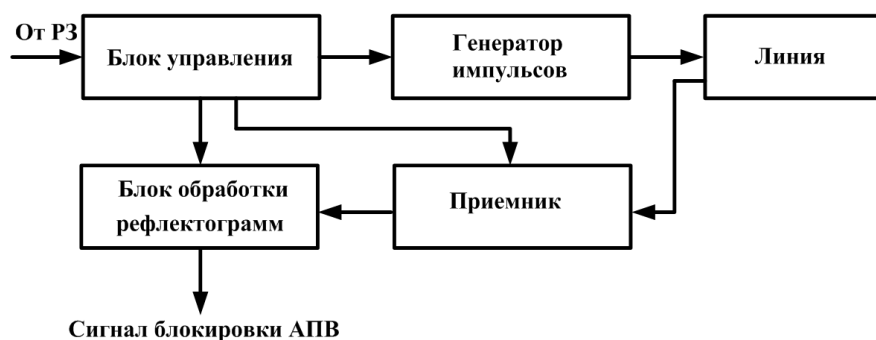


Рис. 1. Функциональная схема устройства блокировки АПВ

Возможность реализации данного способа была проверена в программной среде PSCAD, в которой была создана модель КВЛ. Результаты моделирования представлены на (рис. 2). Была получена эталонная рефлектограмма, зафиксирован импульс, отраженный от переходного пункта на расстоянии 1785 метров. В точке К1, расположенной на воздушной части, проводится симуляция КЗ в 150 метрах от переходного пункта. Далее фиксируется рефлектограмма аварийного режима. Используя разностный метод определяем положение точки КЗ относительно реперных точек.

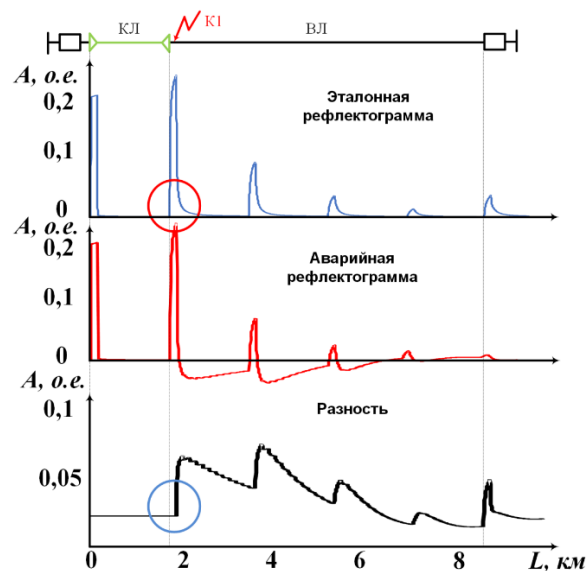


Рис. 2. Рефлектограммы, полученные при распространении локационного импульса

В качестве вывода важно отметить актуальность проблемы реализации АПВ на КВЛ, поскольку с каждым годом города расширяются, осваивается все больший объем территорий, ввиду чего использование ВЛ становится все более проблематичным. Описанный метод селективной блокировки АПВ в условиях различных конфигураций КВЛ возможен к применению на практике.

Источники

1. Куликов А.Л., Пелевин П.С., Лоскутов А.А. Повышение надежности кабельно-воздушных линий электропередачи путем организации интеллектуального автоматического повторного включения // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2020. № 3 (60). С. 88–94.

2. Подшивалин А.Н. Системотехника защиты и автоматики линий электропередачи с использованием пространственно-временной обработки токов и напряжений: дис. ... канд. техн. наук. Нижний Новгород, 2024. 392 с.

3. Using the Location Method for Simulated-and-Experimental Location of Single-Phase-to-Earth Faults in Overhead Lines of 6 – 35 kV Distribution Networks / R.G. Minullin [et al.] // *Power Technology and Engineering*. 2021. Vol. 54, Iss. 5. Pp. 733–739.

АДАПТИВНАЯ ТОКОВАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6/10 кВ С ИСТОЧНИКАМИ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Метелев И. С., Исаков Р. Г.
ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань, Россия
ivan0893@mail.ru, ruslanisakov@yandex.ru

Рассматриваются параметры системы электроснабжения 6/10 кВ с источниками распределённой генерацией, на основе которых возможно построение адаптивной релейной защиты таких сетей. Представлен анализ уровня аварийных токов для систем с изменяемой конфигурацией и предложен вариант работы адаптивной токовой защиты.

Ключевые слова: релейная защита, источники распределённой генерации, адаптивная релейная защита, токовая защита

Одной из мировых тенденций развития электроэнергетики является применение распределённых источников генерации (РИГ), т. е. источников относительно небольшой мощности, располагаемых как правило близко к приёмникам. Чаще всего в качестве таких источников используются возобновляемые источники энергии (солнечные панели, ветроэлектродгенераторы и т. д.). При этом, такие системы могут подключать к централизованной системе электроснабжения, например, для покрытия пиковых нагрузок. Возможны три варианта работы таких систем: изолированный (нагрузка питается от ближайших РИГ), централизованный (нагрузка питается от централизованной системы, РИГ отключены) и параллельный.

Параллельный режим работы централизованного источника с источником распределённой генерацией имеет свои особенности (возможность протекания мощности в обе стороны, изменение уровня токов, в том числе аварийных, в зависимости от конфигурации сети и т. д.), влияющие на работу релейной защиты и усложняющие выбор уставок.

Рассмотрим схему, показанную на (рис. 1): система электроснабжения состоит из централизованного источника (ИСТ) напряжением 6/10 кВ, питающего подстанции А, Б и В (ПС А, ПС Б и ПС В соответственно) через линии электропередач Л1 и Л2. На линиях установлены устройства релейной защиты Р31 и Р32, получающие сигнал через трансформаторы тока ТТ. К линии Л1 подключен источник распределённой генерации (РИГ). Для упрощения расчётов допустим, что напряжения ИСТ и РИГ равны. В качестве варианта защиты предлагается двухступенчатая токовая защита, состоящая из мгновенной токовой отсечки (ТО) и максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой характеристикой срабатывания.

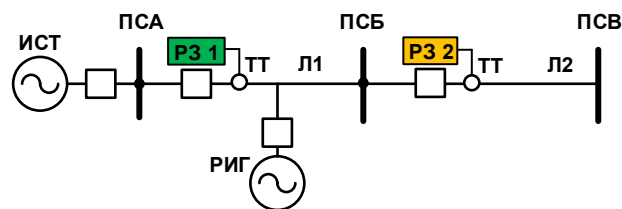


Рис. 1. Исследуемая схема

Для наглядности рассмотрим график распределения токов КЗ в сети без источника РГ и при подключении источника РГ на середине линии Л1 (рис. 2).

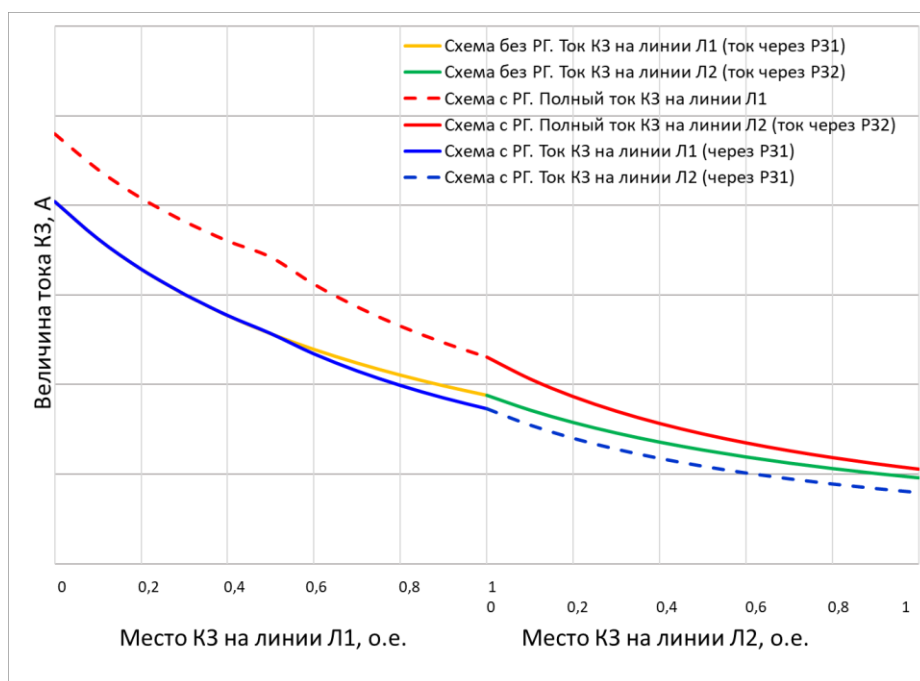


Рис. 2. Зависимость тока КЗ в максимальном режиме работы системы от места короткого замыкания

Как известно, уставки токовых рассчитываются на основе токов, протекающих по защитах. Поскольку при изменении топологии системы уровень токов меняется (рис. 2), возникнет необходимость изменять уставки РЗ. Уровень токов зависит от: мощности централизованного источника, сопротивления линии, точки подключения РИГ (сопротивления междуисточниками и нагрузкой), мощности РИГ. Первые три параметра зависят от многих факторов и регулировке не поддаются. Последний же параметр может меняться – может меняться количество параллельно работающих РИГ, их мощность (например, в зависимости от погоды для солнечных электростанций и ветроэлектростанций) и их состояния (вкл/выкл).

В качестве возможного варианта предлагается адаптивная защита, включающая в себя центральный контроллер (ЦК), имеющий связь у устройствами РЗ и выключателями генераторов.

На основе информации, поступающих с выключателей генераторов (синяя стрелка), в ЦК формируется топологическое описание системы. Далее, на основе расчетов токов аварийного режима, на РЗ поступает сигнал о смене групп уставок ГУ (красная стрелка). РЗ же выдаёт сигнал на срабатывание выключателей линии. Уставки защиты так же анализируются в блоке ЦК для обеспечения согласованной защиты (рис. 3).

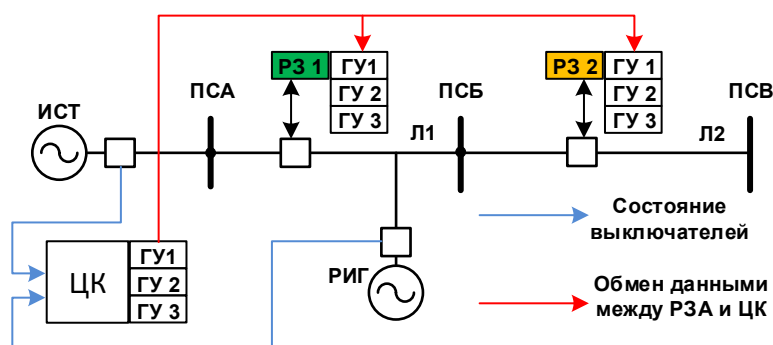


Рис. 3. Предполагаемый вариант адаптивной защиты

Источники

1. Онисова О.А. Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями: дис. ... канд. техн. наук. Чебоксары, 2016. 186 с.

2. Адаптивная релейная защита электрических сетей с источниками распределенной генерации / М.В. Шарыгин [и др.] // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2020. № 3. С. 60–68. DOI: 10.31857/S000233102003005X.

3. Иванченко Д.И., Смирнов А.И. Система адаптивной релейной защиты электрических сетей металлургических предприятий с распределенными источниками энергии // Цветные металлы. 2023. № 4 . С. 24–31.

4. Смирнов А.И. Система адаптивной токовой защиты в электротехнических комплексах с распределенными электростанциями малой мощности: дис. ... канд. техн. наук. Спб., 2020. 153 с.

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ ДЗЛ В МУЛЬТИПЛЕКСИРОВАННЫХ КАНАЛАХ СВЯЗИ

Михайлов М.В., Иванов С.В., Капустина И.А.
ООО «Релематика», г. Чебоксары, Россия
mikhaylov_mv@relematika.ru

Устройства ДЗЛ по сравнению с другими основными защитами линий обладают лучшими характеристиками по надежности, быстродействию и чувствительности. В то же время они крайне требовательны к каналам связи, которые должны обеспечивать ограниченную и стабильную задержку при передаче данных (не более чем 30 мс в одну сторону [1]), симметричность времени передачи и приема данных в обоих направлениях [2]. По этой причине для устройств ДЗЛ стараются использовать выделенные волоконно-оптические каналы связи (ВОЛС). В этом случае за стабильность времени передачи сигналов отвечает само устройство ДЗЛ. Там, где такая возможность отсутствует, реализуется подключение устройств ДЗЛ к цифровой среде передачи информации (ЦСПИ), основанном на работе мультиплексоров (MUX), которые так или иначе реализуют асимметричный канал связи. В ЦСПИ задержка в передаче данных является нестабильной изменяющейся во времени величиной. Возникает закономерный вопрос о степени асимметрии ЦСПИ.

Ключевые слова: релейная защита, дифференциальная защита линии, цифровые сети связи, асимметрия.

По принципу действия устройства ДЗЛ рассчитывают дифференциальный ток $i_{\text{диф}}(t)$ исходя из токов, измеренных полукompлектами в единый момент времени (рис. 1) по концам линии:

$$i_{\text{диф}}(t) = i_s(t) + i_r(t).$$

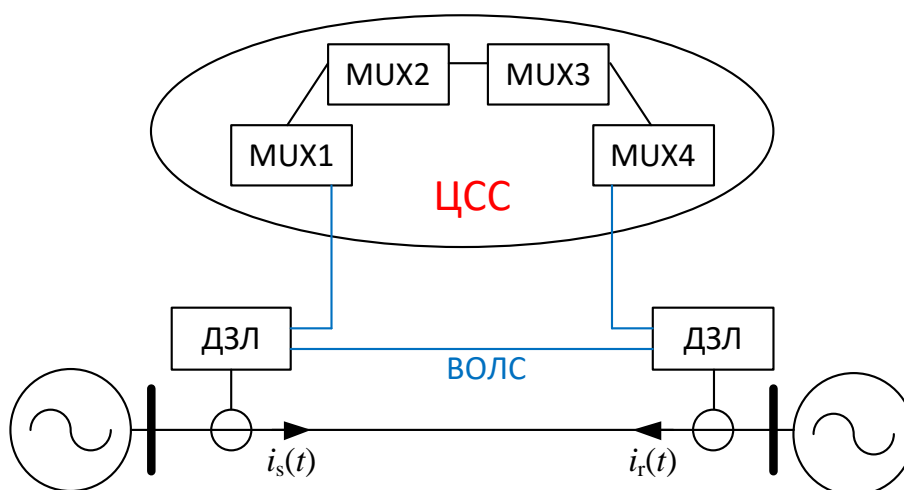


Рис. 1. Устройство асинхронного двигателя

По этой причине на работу ДЗЛ напрямую влияет степень рассинхронизации её полуккомплектов во времени. С точки зрения современного состояния науки и техники синхронизация полуккомплектов ДЗЛ может с высокой точностью выполняться при помощи технологии GPS/ГЛОНАСС. Однако данный подход выглядит крайне ненадежным в современных реалиях при воздействии систем радиоэлектронной борьбы (РЭБ) и радиоэлектронного подавления. По этой причине приоритетным методом синхронизации для ДЗЛ остаётся «эхо-метод» [3], основанный на равенстве времён передачи данных в прямом и обратном направлениях. «Эхо-метод» отлично функционирует при работе ДЗЛ через ВОЛС, поскольку асимметрия в канале связи нивелируется применением однотипных устройств ДЗЛ.

При работе устройств ДЗЛ через ЦСПИ присутствует асимметрия ΔT_A в канале связи. Стоит отметить, что величина асимметрии может значительно меняться в процессе эксплуатации (например, после потери и последующего восстановления связи), что не позволяет её точно компенсировать на этапе наладки. Значительная неучтенная асимметрия приводит к небалансу измерения тока и теоретически может привести к неправильной работе устройства ДЗЛ.

Теоретические выводы о недетерминированной асимметрии в ЦСПИ были подтверждены в ходе совместных лабораторных испытаний с отечественными и зарубежными производителями мультиплексоров и преобразователей протоколов. В лаборатории ООО «Релематика» были установлены устройства TOP 300 ДЗЛ, синхронизированные от сервера времени, а канал связи между устройствами реализовывался при помощи мультиплексоров. На терминалы TOP 300 ДЗЛ подавался длительный режим внешнего КЗ от испытательной установки.

Величина асимметрии контролировалась прямым и косвенным образом:

– сравнение времён прохождения цифровых пакетов в прямом и обратном направлениях с использованием GPS/ГЛОНАСС синхронизации;

– контроль уровня дифференциального тока.

По результатам испытаний было установлено, что:

– асимметрия в ЦСПИ является непостоянным параметром, и она может меняться неконтролируемым образом, особенно при переключении маршрутов передачи информации в оборудовании ЦСПИ;

– величина асимметрии для каналов ДЗЛ является недокументированным параметром оборудования ЦСПИ;

– лабораторные испытания показали, что при организации ЦСПИ с использованием даже двух мультиплексоров асимметрия может достигать 300–400 мкс (максимальное значение, полученное в ходе лабораторных испытаний).

Стоит обратить внимание, что на практике в ЦСПИ число промежуточных мультиплексоров может быть более 10, а асимметрия может достигать нескольких миллисекунд [4].

В тоже время величина асимметрии в каналах связи ДЗЛ регламентируется нормативными документами:

– приказ Минэнерго № 97 от 13 февраля 2019 г. «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики» [2] указывает на необходимость обеспечения симметричности времени передачи и приема в обоих направлениях;

– СТО 34.01-9.2-004-2019 «Каналы связи для РЗА. Технические решения для сетей 35-220 кВ» [5] указывает, что асимметрия задержки в каналах связи ДЗЛ не должна превышать 50 мкс между линейным и пользовательским интерфейсом оборудования ЦСПИ и 25 мкс между линейными интерфейсами при переприеме.

Наличие изменяющейся во времени асимметрии в ЦСПИ указывает на необходимость проведения дополнительных мероприятий, исключающих их неправильную работу в описанных выше условиях. ООО «Релематика» предлагает рассматривать следующие подходы:

– использование внешней синхронизации в тех применениях, где величина асимметрии является недетерминированной величиной;

– учет максимально возможной величины асимметрии при расчёте уставок с контролем обеспечения требуемой чувствительности.

Полученные результаты совместных испытаний устройств ТОР 300 ДЗЛ с различным оборудованием ЦСПИ показали, что величина асимметрии превышает значения, указанные в нормативно-технической документации, и носит непостоянный характер. Возникающую величину асимметрии необходимо контролировать как при проведении сертификационных испытаний, так и при проектировании ЦСПИ. Необходимо обязывать производителей мультиплексоров указывать в документации максимальную величину асимметрии для цифровых каналов связи ДЗЛ.

Такие меры должны позволить повысить надёжность работы устройств ДЗЛ при работе в ЦСПИ.

Источники

1. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 357 с.

2. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс]: утв. приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. № 97 // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 23.10.2025).

3. Левиуш А.И. Продольная дифференциальная защита линии электропередачи с каналами связи // Энергий единой сети. 2014. № 6.

4. Харламов В.А., Хасанов А.Х. Вопросы построения каналов для систем РЗА при миграции от сетей SDH/PDH к сетям MPLS // Релейщик. 2017. № 1. С. 46–51.

5. СТО 34.01-9.2-004-2019. Каналы связи для РЗА. Технические решения для сетей 35–220 кВ. М.: ПАО «Россети», 2019. 68 с.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕТРОУСТАНОВКИ 4 ТИПА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PSCAD ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 кВ С ОТПАЙКАМИ

Сагиров В.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
vildan.2001.1@gmail.com
Науч. рук.: доц. Исаков Р.Г.

Согласно общепринятым данным, классификация ветроустановок включает в себя 4 типа. В рамках данной работы была сформирована математическая модель ветроустановки 4 типа в программном комплексе PSCAD для анализа работы релейной защиты линии электропередачи 110 кВ с отпайками.

Ключевые слова: ВЭУ, PSCAD, математическая модель.

В настоящее время существование тренда на внедрение распределенной генерации в сетях промышленных предприятий вносит дополнительные сложности в организацию релейной защиты данных электросетевых объектов, а также питающих их линий электропередачи 110 кВ.

В рамках предыдущей работы были рассмотрены проблемы обеспечения дальнего резервирования комплектом ступенчатых защит линии электропередачи 110 кВ с отпайками при коротком замыкании за маломощным трансформатором с группой соединения обмоток звезда-треугольник-11 [1]. Был сделан вывод о том, что подключение промежуточного источника питания к линии электропередачи с отпайками искажает замер тока в месте установки комплекта ступенчатых защит. По результатам работы получена аналитическая формула для конкретного случая:

$$I_1 = \frac{E_2}{\sqrt{3}(Z_{\Sigma 2} + Z_{\Sigma})}, \quad (1)$$

где I_1 – значение замера тока с учетом влияния промежуточного источника питания; E_2 – эквивалентная ЭДС без учета влияния промежуточного источника питания; $Z_{\Sigma 2}$ – суммарное эквивалентное сопротивление до места короткого замыкания.

Согласно данной формуле, с увеличением номинальной мощности подключаемого промежуточного источника питания уменьшается сопротивление Z_{Gen} , следовательно и Z_2 , с уменьшением сопротивления увеличивается Z_k , вследствие этого уменьшается значение замера тока в месте установки защиты, что негативно сказывается на чувствительности защиты.

Для оценки влияния подключения в качестве промежуточного источника питания объекта распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в рамках данной работы была построена математическая модель сети 110 кВ, в составе которой имеется ветроустановка 4 типа в программном комплексе PSCAD (рис. 1).

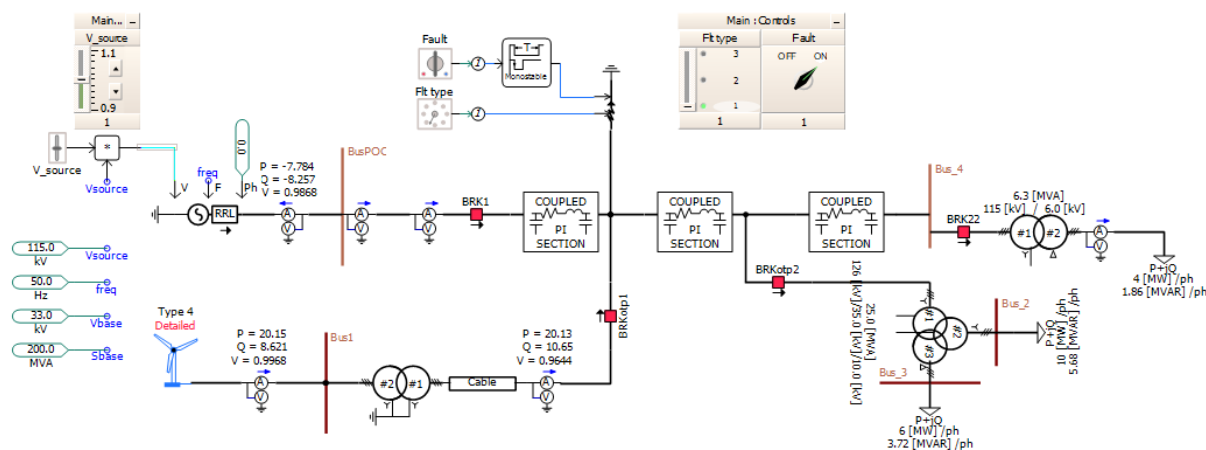


Рис. 1. Математическая модель в программном комплексе PSCAD

Полученная имитационная модель представляет собой линию электропередачи с отпайками, состоящую из трех участков, к одному из которых через отпаечный трансформатор мощностью 25 МВА подключены 10 ветроустановок единичной мощностью 2 МВт. Математическая модель ветроустановки 4 типа построена согласно [2].

Для оценки поведения ветроустановки было проведено имитационное моделирование нормального режима работы и аварийного (однофазное короткое замыкание длительностью 0,5 с).

На рис. 2 представлены осциллограммы при возникновении однофазного короткого замыкания в точке подключения трансформатора ветроустановке к линии электропередачи 110 кВ. При возникновении короткого замыкания значение тока в месте подключения ветроустановки к линии электропередачи 110 кВ возрастает на 10 %.

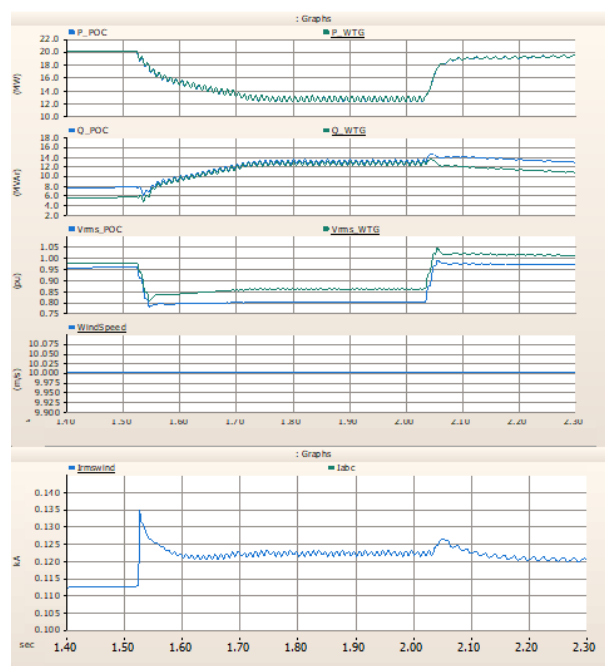


Рис. 2. Математическая модель в программном комплексе PSCAD

В рамках данной работы была сформирована математическая модель ветроустановки 4 типа в программном комплексе PSCAD для анализа работы релейной защиты линии электропередачи 110 кВ с отпайками. Было проведено имитационное моделирование для проверки поведения ветроустановки в нормальном и аварийном режиме работы сети. Установлено, что ток подпитки от ветроустановки при аварийном режиме составил примерно 1,1 от рабочего тока. Показаны осциллограммы, описывающие поведение ветроустановки.

В дальнейших работах будут смоделированы алгоритмы срабатывания дистанционной защиты и защиты дальнего резервирования, входящих в комплект ступенчатых защит.

Источники

1. Isakov R.G., Sagirov V.R. Analysis of the Operation of Remote Backup Protection on 110kV Overhead Lines When Connecting an Intermediate Power Source // Proc. of the 7th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering. Moscow, Russian Federation, 2025. DOI: 10.1109/REEPE63962.2025.10970763.

2. Type 4 Wind Turbine Generators [Электронный ресурс]. URL: <https://www.pscad.com/knowledge-base/article/227> (дата обращения: 28.11.2025).

ПРИНЦИП ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ НАМИ ОТ ФЕРРОРЕЗОНАНСА

Сиразев М.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

msirazev@mail.ru

Науч. рук.: доц. Писковацкий Ю.В.

Рассматривается проблема феррорезонансных явлений в сетях с изолированной нейтралью напряжением 6, 10 и 35 кВ. Анализируются механизмы возникновения феррорезонанса, связанные с конструкцией трансформаторов напряжения (ТН). Рассматриваются ключевые отличия трансформаторов серии НАМИ от традиционных трансформаторов. Показано, что конструкция трансформаторов серии НАМИ делает их более надёжным решением.

Ключевые слова: изолированная нейтраль, феррорезонанс, НАМИ, нулевая последовательность.

Сети с изолированной нейтралью напряжением 6, 10 и 35 кВ обладают весомым преимуществом по сравнению с сетями, нейтраль которых заземлена, а именно – замыкание одной из фаз на землю и не приводит к появлению сверхтоков, требующих немедленного отключения. Как следствие, при данном виде повреждения можно продолжать снабжать потребителей электроэнергией [1].

Однако, сети с изолированной нейтралью, несмотря на вышеуказанное преимущество, обладают рядом свойств по причине отсутствия электрической связи нейтрали с землей:

- перенапряжения при зажигании дуги в момент возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ);
- низкий ток ОЗЗ и как следствие трудность выполнения селективной и простой РЗ от данного вида повреждения;
- феррорезонансные явления [2].

Феррорезонансные явления возникают в цепях, содержащих конденсатор и нелинейную катушку индуктивности. Отличие феррорезонанса от резонанса заключается в том, что он существует на нелинейном участке вольтамперной характеристики (ВАХ) катушки в отличие от резонанса, который существует на линейном участке ВАХ катушки [3].

В сетях с изолированной нейтралью явлению феррорезонанса наиболее подвержены измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по двум причинам.

Во-первых, это емкость сети относительно земли. Такая емкость возникает между проводами (жилами) отдельных фаз и землей.

Во-вторых, это конструкция самого ТН. ТН классической конструкции представляет собой катушку индуктивности, намотанную вокруг стального сердечника, который имеет свойство насыщаться. Также обязательным условием является связь обмоток ТН с землей, из-за того, что феррорезонанс возникает в контуре нулевой последовательности. Разземление обмоток избавило бы ТН от негативных последствий феррорезонанса, но в таком случае теряется возможность контролировать изоляцию в сети.

При определенных условиях может наступать равенство ёмкостного сопротивления сети и индуктивного сопротивления трансформатора на субгармонической частоте и как следствие старт феррорезонансных процессов.

Феррорезонанс воздействует на ТН с двух сторон. Одним из воздействий является перенапряжения, которые связаны с самой природой феррорезонанса, а также свертток нулевой последовательности, протекающий по обмоткам ТН. Такой свертток возникает из-за насыщения сердечника перенапряжениями и как следствие перехода режима работы ТН с линейного участка на нелинейный.

Для защиты ТН от феррорезонанса применяют специальный антирезонансный трансформатор напряжения – НАМИ. Принципиальное его отличие от обычных заземляемых трансформаторов заключается в двух вещах:

- наличие компенсационной обмотки;
- применение отдельного трансформатора напряжения нулевой последовательности (ТНП).

Компенсационная обмотка трёхфазного трансформатора соединена в замкнутый треугольник [4]. Эта обмотка предназначена для снижения сопротивления нулевой последовательности трансформатора до величины сопротивления рассеяния, из-за чего все напряжение нулевой последовательности выделяется на ТНП. Благодаря этому:

- во вторичных напряжениях нет составляющей нулевой последовательности;
- насыщение фазных обмоток ТН током нулевой последовательности и все связанные с этим негативные последствия исключаются [5].

ТНП включается в нейтраль ВН. Благодаря большому числу витков тонкой проволоки он обладает внушительным активным сопротивлением – 300 кОм, высокой характеристикой намагничивания [6] и заниженной рабочей индукцией – 0,3–0,4 Тл. Применение не насыщающегося ТНП делает ТН типа НАМИ более устойчивым к феррорезонансу по следующей причине.

Известно, что феррорезонанс связан с взаимокompенсацией емкостного сопротивления сети и индуктивного сопротивления трансформатора, иными словами возникновение этого явления говорит о исчезновении индуктивной составляющей сопротивления трансформатора в контуре нулевой последовательности. Тогда, при возникновении феррорезонанса с трансформатором типа НАМИ ток в цепи обмоток будет ограничиваться активным сопротивлением обмоток ТНП, что приведет к затухающим колебаниям и срыву феррорезонанса. Схема соединения обмоток трансформатора НАМИ представлена на рисунке.

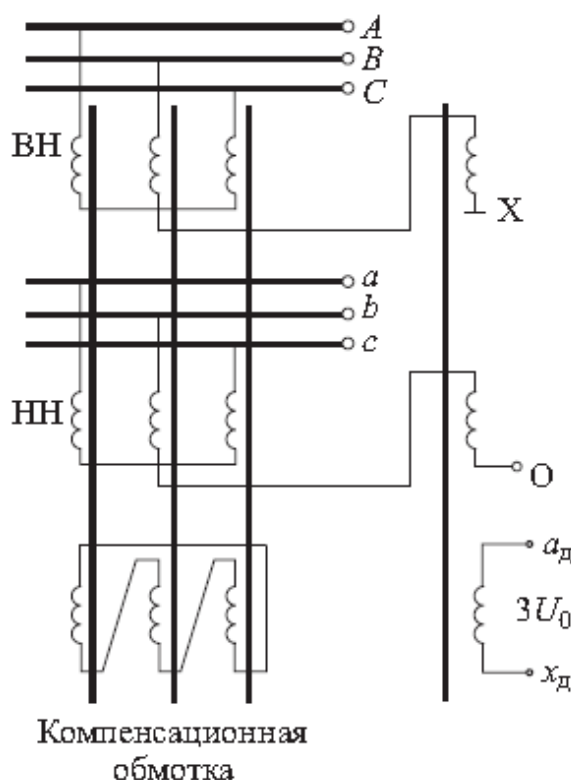


Схема соединения обмоток трансформаторов серии НАМИ

Источники

1. Кузьмин А.А., Алтандуулга Б. К вопросу выбора режима заземления нейтрали в сети среднего класса напряжения городского электроснабжения // Вестник Чувашского университета. 2015. № 3. С. 62–67.
2. Исследование процессов при металлических и дуговых ОЗЗ в условиях резистивно-заземлённой и изолированной нейтрали в сети 6 кВ ПС «Карьерная-2» ОАО «Разрез Тугнуйский» / М.В. Ильиных [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2011. № S4. С. 344–360.

3. Атабеков Г.И. Теоретические основы электротехники. Линейные электрические цепи: учеб. пособие. 7-е изд. СПб.: Издательство «Лань», 2009. 592 с.

4. Феррорезонансные явления на шинах подстанций 6–10 кВ / Н.А. Колечицкая [и др.] // Электротехника. 2013. № 4. С. 2–8.

5. Фишман В.С. Трансформаторы напряжения. Способы устранения феррорезонансных явлений [Электронный ресурс] // Новости Электротехники. 2010. № 6 (66). URL: <http://news.elteh.ru/arh/2010/66/06.php?ysclid=mmdfx3lm8m255743259> (дата обращения: 05.10.2025).

6. Лавров Ю., Лаптев О. Современные антирезонансные трансформаторы напряжения [Электронный ресурс] // Новости Электротехники. 2009. № 5 (59). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2009/59/06.php> (дата обращения: 05.10.2025).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ 6(10) кВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

Тухватуллин Л.Т.
КНИТУ-КАИ, г. Казань, Россия
TukhvatullinLT@stud.kai.ru
Науч. рук.: доц. Исаков Р.Г.

Предложена методика повышения устойчивости электротехнических комплексов сложных технологических процессов с помощью устройств релейной защиты и автоматизации при возникновении коротких замыканий, вызывающих кратковременные провалы напряжения в питающей сети электроснабжения промышленного предприятия напряжением 6 (10) кВ.

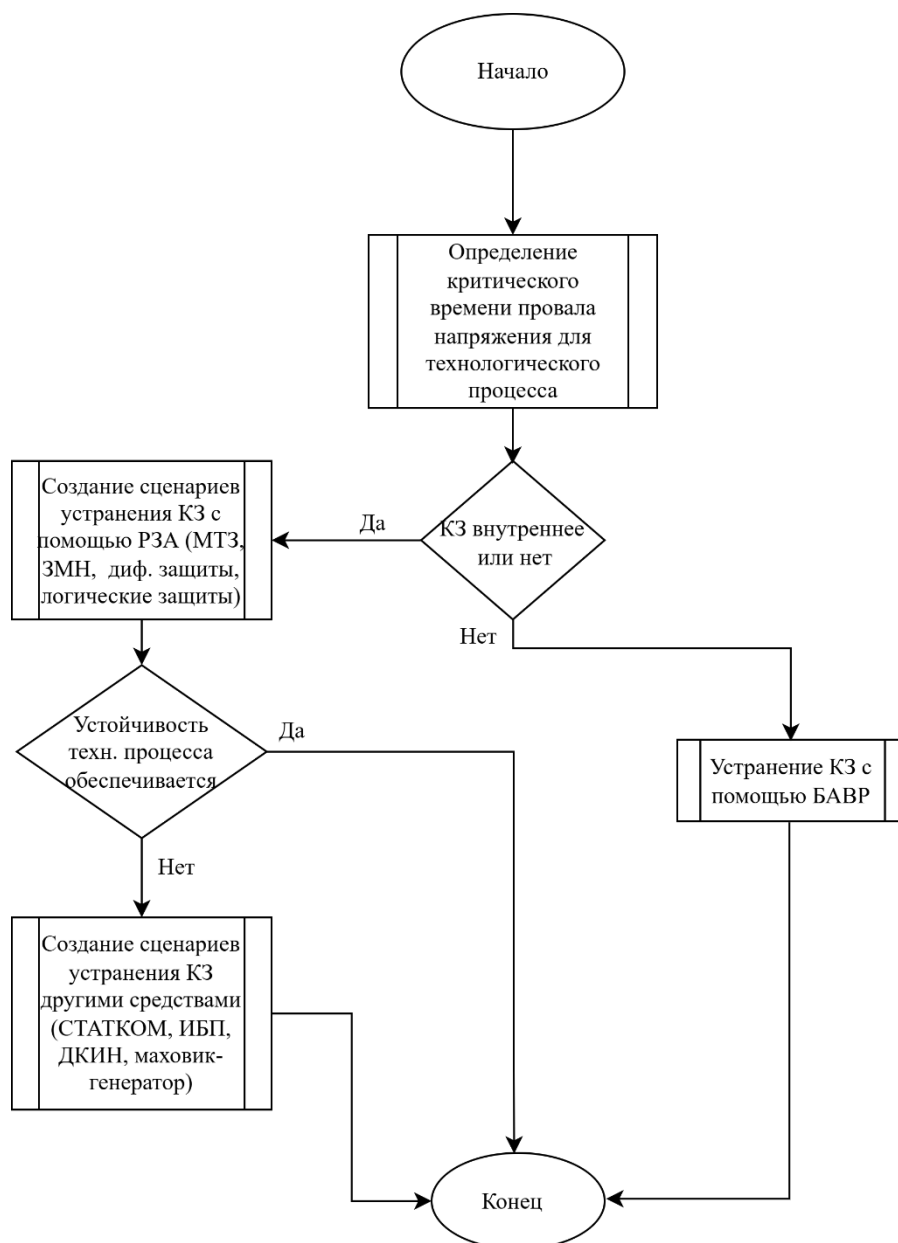
Ключевые слова: релейная защита, провал напряжения, электропривод, критическое время провала напряжения

Развитие современной промышленности неразрывно связано с обеспечением бесперебойной работы ее технологических процессов. Одной из наиболее распространённой причин нарушения функционирования предприятий являются провалы напряжения [1]. Кратковременные по своей длительности (от миллисекунд до 1 минуты) провалы создают условия для нестабильной работы электродвигателей, которые в свою очередь приводят в движение сложные технологические механизмы. Существует множество способов и мер по снижению последствий провалов напряжения на оборудование [2]. Однако, на сегодняшний день, при выборе данных мероприятий не анализируется насколько они эффективны не только для быстрого устранения провала, но и для обеспечения устойчивости технологического процесса.

Для решения этой проблемы была разработана методика, представленная на рисунке. В ее основе лежит концепция критического времени устойчивости технологического процесса [3]. Сначала определяется критическое время провала напряжения, при котором возможен самозапуск электродвигателей и сохранение параметра технологического процесса в пределах допустимых значений.

Вычислив значение критического времени, необходимо определить тип короткого замыкания (КЗ), вызвавшее провал напряжения в сети. Если это внешнее КЗ, то единственным средством для его устранения является

использование быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР). Если же КЗ возникло в сети внутреннего электроснабжения предприятия, то разрабатываются сценарии его устранения основными средствами релейной защиты и автоматики (максимальная токовая защита (МТЗ), защита минимального напряжения (ЗМН), дифференциальные защиты, логические защиты). Длительность данных мероприятий не должна превышать критическое время провала напряжения. В случае невозможности выполнения этого условия, рассматривается применение других быстродействующих средств по повышению стабильности напряжения (СТАТКОМ, ИБП, ДКИН, маховик-генератор).



Методика повышения устойчивости электротехнических комплексов сложных технологических процессов

Таким образом, предложенная методика позволяет разработать наиболее эффективные противоаварийные мероприятия, удовлетворяющие условиям сохранения устойчивости технологического процесса.

Источники

1. Балабанов А.М., Митрофанов С.В. Анализ эффективности систем статком в задачах повышения качества электроэнергии горнодобывающего предприятия // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2023. Т. 15. № 1 (57). С. 68–79.

2. Тухватуллин Л.Т., Исаков Р.Г. Способы повышения стабильности напряжения в системе электроснабжения промышленных предприятий // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2025. Т. 27, № 3. С. 82–101. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2025-27-3-82-101>.

3. CIGRE/CIREN/UIE joint working group C4.110, volt-age dip immunity of equipment in installations – Main contributions and conclusions / M.H.J. Bollen [et al.] // Proc. of the 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution – Part 1. Prague, Czech Republic, 2009. Pp. 1–4. DOI: 10.1049/cp.2009.0584.

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ ВЛ-35 кВ СОГДИЙСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Хакимбеков С.М.

ГМИТ, г. Бустон, Республика Таджикистан
Saydullobek2090@mail.ru

В работе произведен анализ влияния климатических условий на надежность воздушных линий электропередач напряжением 35 кВ, предложены рекомендации по повышению надежности воздушных линий электропередач.

Ключевые слова: воздушные линии, климатические факторы, отказ, надежность линий, влияние, погодные условия, регион.

Линии электропередач Согдийской области имеют сравнительно низкую надежность. Этот фактор обусловлен результатом длительной эксплуатации (более 30 лет) элементов линий электропередач, которые в настоящее время как морально, так и физически устарели. На надежность линий электропередач, кроме технических и технологических факторов, оказывают большое влияние климатические факторы. Пренебрежение влиянием климатических факторов при проектировании конструкций воздушных линий может привести к авариям них, а отсюда, к перерыву электроснабжения потребителей. По данным службы ОДС СогдЭС, за период 2019–2024 гг. на высоковольтных линиях различных напряжений было зафиксировано 450 отказов, из числа которых около 35 % связаны с неблагоприятными погодными условиями. На рис. 1 приведено технологическое нарушение на ВЛ 35 кВ.



Рис. 1. Технологическое нарушение на ВЛ 35 кВ

К климатическим факторам, влияющих на работу воздушных линий относятся давление ветра на провода и опоры, масса и размеры гололедных отложений, продолжительность солнечного излучения, высокая температура (свыше 38 °С) окружающей среды, которые действуют в различных сочетаниях. Согласно СНиП 2.01.07-85* [4] и ГОСТ 27751-88 [5], строительные конструкции опор должны быть спроектированы с достаточной надежностью, с учетом степени ответственности проектируемого объекта.

Общая длина линий электропередач напряжением 35 кВ Согдийских электроэнергетических сетей составляет 524,14 км,

В данном регионе преимущественно применены стальные и железобетонные опоры. Опоры линий 35 кВ выполнены в основном на железобетонных опорах, опоры на другие классы напряжения выполнены на стальных конструкциях. Количество отказов линий из-за неблагоприятных погодных условий приведены в таблице.

Количество отказов ВЛЭП 35 кВ из-за неблагоприятных погодных условий по данным службы СогдЭС

Класс линий	Всего отказов за отчетный период	Из-за неблагоприятных условий погоды	Процентное соотношение
ВЛЭП-35 кВ	245	86	35

Из таблицы видно, что более половины отказов происходят именно за счет климатических факторов, таких как дождь, снег, сильный ветер и т.д. Для более подробного анализа сложившейся ситуации, рассмотрим климатическую карту 50-х годов прошлого века, так как система электроснабжения Согдийской области была создана в этих годах.

Согласно [1], среднегодовая температура окружающей среды текущего периода в регионе по сравнению с серединой прошлого века увеличилось на 2 градуса Цельсия, а скорость ветра почти в 1,5 раза. Дополнительно, аномальное потепление и похолодания также негативно влияют на функционирование линий электропередач. На рис. 2 показано изменение глобальной температуры региона согласно [1].

Прирост температуры на территории Согдийской области согласно [2] составил 0,1–0,2 °С. Это связано со строительством и вводом в эксплуатацию Кайраккумской ГЭС, которая оказывает охлаждающий эффект. Рассмотрим эти факторы более подробно.

Летом 2022 года средняя температура воздуха была равна 37–40 °С. Это стало причиной провисания проводов, снижения пропускной способности линий с последующим перекрытием фаз. Такая аномалия наблюдалась в данном регионе впервые и стало особенно опасным для воздушных линий 35 кВ.

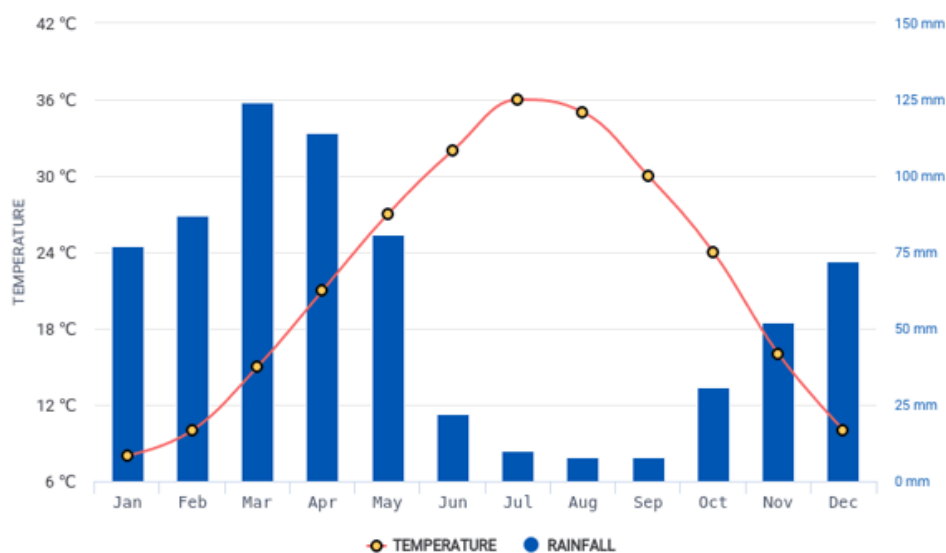


Рис. 2. Изменение глобальной температуры

В Согдийской области именно в летний период наблюдается максимальное потребление электроэнергии за счет наступления сезона орошения и ввода в действие большого количества мощных насосных станций, вследствие чего наблюдается неравномерность токовых нагрузок. Кроме этого высокая температура окружающей среды резко снижает конвективный теплообмен на проводах, что приводит к снижению пропускной способности линии электропередач. Увеличение тока в линии приводит к нагреву и удлинению проводника, из-за чего стрела провиса увеличивается. Если линия функционирует при максимально допустимой температуре, стрела провиса может выйти за допустимые пределы, начинается пляска проводов, которая провоцирует аварию.

В зимний период 2024 и 2025 годов из-за ураганного ветра обрывались провода, гнулись опоры, которые сопровождались большим ущербом. В этот период столбик термометра опускался до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, что весьма не характерно для данного региона.

Такой большой разброс температуры оказывает сильное влияние на процесс функционирования электрической системы региона.

Одной из характерных особенностей климата это региона является наличие специфической пыли в атмосферной среде, находящейся во взвешенном состоянии на высоте 150–270 м. Данная пыль, оседая на элементы линии электропередач, способствует разрушению изоляторов.

Для повышения надежности линий электропередач необходимо совершенствовать подход к учету климатических нагрузок и внедрять следующие технические и организационные мероприятия:

1) заново составить климатическую карту Согдийской области и на её основе проектировать и строить новые линии электропередач;

2) применять более совершенные конструкции опор, которые отвечают современным требованиям монтажа и эксплуатации;

3) заменить существующие керамические и фарфоровые изоляторы на более современные кремнево-органические, что позволит снизить удельный вес опоры и других конструкций линий электропередач;

4) улучшить качество монтажа и наладки электрических сетей с более совершенным оборудованием;

5) повысить квалификацию и знания обслуживавшего персонала, что позволит продлить срок службы электрических сетей;

Кроме вышесказанного, необходимо разработать указания по определению климатических параметров и нагрузок с разной обеспеченностью, в зависимости от степени ответственности воздушных линий с учетом:

– гармонизации с международными рекомендациями по учету климатических нагрузок на ВЛ (МЭК, СИГРЭ);

– современных отечественных разработок в области учета климатических нагрузок, аппроксимации рядов наблюдений с использованием I предельного распределения Гумбеля, использования опыта эксплуатации ВЛ;

– обеспечения преемственности с действующей в настоящее время нормативно-технической документацией и перехода от нагрузок, с повторяемостью раз в 25 лет, к нагрузкам требуемой повторяемости, в том числе по картам регионального районирования;

– создания возможности проектирования линий электропередач в зависимости от её ответственности, с учетом требований заказчика.

Определение нагрузок на ВЛ с учетом их длины, т. е. указанные в ПУЭ нормативные и расчетные нагрузки определяются в одной точке местности (по метеостанции). Линия электропередач представляет собой протяженный объект, на котором климатические нагрузки изменяются независимо друг от друга, как в пространстве (по длине ВЛ), так и во времени.

СИГРЭ предлагает определять ветровые нагрузки с учетом длины ВЛ следующим образом:

1) при длине ВЛ < 100 км климатические нагрузки принимаются согласно соответствующему уровню надежности ВЛ (фактически это нагрузки, принимаемые в точке по данным наблюдений метеостанции);

2) при длине ВЛ > 100 км период повторения принятых климатических нагрузок должен быть увеличен пропорционально длине ВЛ, для обеспечения требуемой надежности (так, например, для ВЛ протяженностью 1000 км климатические нагрузки должны быть приняты с повторяемостью в 10 раз выше изначально принятой для этого уровня надежности ВЛ).

Таким образом, для повышения надежности линий электропередач необходимо разработать комплекс технических и организационных мероприятий с учетом климатических особенностей каждого региона, что способствует снижению аварийных ситуаций, т. е. уменьшению недоотпуска электроэнергии. Все эти показатели влияют на ущерб от перерыва в электроснабжении, что в конечном счете отражается на качестве электроэнергии.

Источники

1. Климат: Согдийская область [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.climate-data.org/азия/таджикистан/согдийская-область-733/> (дата обращения: 23.10.2025).

2. Изменение климата Согдийская область [Электронный ресурс]. URL: https://www.meteoblue.com/ru/climate-change/Согдийская-область_Таджикистан_1221092 (дата обращения: 23.10.2025).

3. Определение климатических нагрузок на воздушные линии [Электронный ресурс] // Новости электротехники. 2006. № 3 (39). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/39/12.php> (дата обращения: 23.10.2025).

4. СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия. М., 2003. 58 с.

5. ГОСТ 27751-88. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования. М., 2010. 24 с.

6. Одирматова У.Б. Структура и характеристика потерь электроэнергии на ВЛЭП напряжением 35 кВ региона // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. 2020. № 3. С. 37–43.

СОЗДАНИЕ ИНСТРУМЕНТА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАБОТЫ АЧР В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

Яковенко Д.В.

ФГБОУ ВО «ДонНТУ», г. Донецк, Россия

dean.yakovenko@mail.ru

Науч. рук.: доц. Полковниченко Д.В.

В статье представлен инструмент анализа значений частоты электрического тока при выделении энергосистемы на изолированную работу. Приведены результаты моделирования значений частоты при помощи инструмента, выполненного в программной среде MS Excel, и их сравнение с фактически зафиксированными данными при авариях в электроэнергетической системе Луганской Народной Республики, приводивших к её выделению на изолированную работу.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, частота электрического тока, автоматическая частотная разгрузка, оптимизация расчетов, частотная характеристика.

На данный момент работа электроэнергетической системы (ЭЭС) Луганской Народной Республики характеризуется риском выделение на изолированную работу от ЭЭС России в результате единичного нормативного возмущения. Сама энергосистема ЛНР большую часть времени является энергодефицитной, в связи с чем выделение данной ЭЭС на изолированную работу характеризуется снижением частоты и работой автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). Одной из основных противоаварийных автоматик, направленных на ограничение снижения частоты электрического тока является автоматическая частотная разгрузка (АЧР) [1].

Целью данной работы является разработка средств прогнозирования работы АЧР, которые необходимы для: определения предполагаемого значения уровня частоты электрического тока, до которого она снизится в случае выделение ЭЭС на изолированную работу; анализа риска срабатывания технологических защит генерирующего оборудования, расположенного в выделяемой части ЭЭС; определения объема нагрузки потребителей, отключаемых действием АОСЧ и определения необходимых объемов графиков временного отключения потребления мощности, вводимых для повышения уровня частоты до значений, при которых возможно выполнить синхронизацию изолированно работающей ЭЭС с ЭЭС России [1, 2].

При этом использование полноценных математических моделей для расчета переходных процессов и динамической устойчивости ЭЭС затруднено ввиду необходимости подготовки специальной расчетной модели,

в которую будут включены все объекты, реализующие действия АОСЧ, а также из-за значительных временных затрат, необходимых на проведение самого расчета программными комплексами.

В качестве базы для разрабатываемого средства анализа было принято решение использовать одну из программ для работы с электронными таблицами, например Microsoft Office Excel. Это позволило создать быстродействующий инструмент, запуск которого возможен как со стационарных персональных компьютеров, так и на мобильных устройствах, в том числе без необходимости установки отдельной программы, учитывая наличие множества онлайн-редакторов для работы с таблицами данного формата.

В качестве базовых параметров для построения графика частоты при возникновении дефицита активной мощности приняты частотная характеристика ЭЭС, определенная на практике (пример представлен на рис. 1) и коэффициент скорости снижения частоты в зависимости от возникающего дефицита активной мощности [2]. В качестве дополнительных параметров для построения графика частоты используются: потребляемая и генерируемая мощность энергорайона (ЭР), выделяемого на изолированную работу, а также реализованная в нём структура АЧР (САЧР, АРЧ-1, АЧР-2н, АЧР-2с, ЧАПВ) [3].

Заполнить ячейки, выделенные синим									
Частотная характеристика, 1% / Гц	0,10	Кэф. скорости снижения частоты, Гц/10% образующего	0,5					Рпотр. из задания АЧР	1036
Рген., МВт	400	Скорость снижения частоты, Гц/с	1,9697	Время вывода на частоту САЧР	0,406			Кэф. объема АЧР	0,637065637
Рпотр., МВт	660			Время вывода на частоту АЧР-1	0,625			Суммарный объем работы АЧР	230,62
Дефицит, МВт	260			Время вывода на пик без АЧР	2			Установившаяся частота после работы АЧР	49,32
Пиковая частота	46,06							Минимальное фактическое значение частоты, Гц	47,89
Выход на уставки защит ТЭС	2,28								
Выход на уставки защит АГЭС	1,204								

Рис. 1. Основной информационный блок

На главном листе выводятся основной информационный блок, блок анализа работ очередей и отдельных уставок АЧР с их прогнозируемым временем срабатывания. Также ниже на этом же листе представлены графики значений частоты на 3-х, 6-ти и 70-ти секундных интервалах.

На других листах таблицы находятся технические строки, взаимодействие с которыми при проведении самого анализа не предполагается. Например, структура АЧР с потреблением мощности, зафиксированными на день проведения контрольного замера, изменение которой требуется только после проведения очередного контрольного замера.

Основной информационный блок (рис. 1) содержит:

1) данные, ввод которых осуществляется технологом при работе с таблицей:

- частотная характеристика ЭЭС, которая может быть задана как при помощи ссылки на отдельный лист расчета (например, при анализе работы АЧР по факту произошедшего выделения), так и стандартной фиксированной величиной;

- генерация в выделяемом ЭР;

- потребление ЭЭС, выделяемой на изолированную работу.

2) данные, расчет которых производится автоматически, в соответствии с заданными технологом значениями:

- дефицит активной мощности в ЭЭС;

- значение пиковой частоты в ЭЭС, до которого бы произошло снижение при указанном выше дефиците активной мощности в случае отсутствия работы АОСЧ;

- расчет скорости снижения частоты в ЭЭС, в зависимости от образующегося дефицита активной мощности;

- время выхода значений частоты на уставки АЧР;

- коэффициент соотношения потребления мощности на день проведения контрольного замера к её величине, указанной технологом, для коррекции объема очередей АЧР;

- суммарный объем потребления мощности, отключенный действием сработавших очередей АЧР;

- установившееся значение частоты в ЭЭС после работы АЧР;

- минимальное значение частоты в ЭЭС в динамическом переходном процессе с учетом работы АЧР.

На рис. 2 представлен блок анализа работы САЧР и АЧР-1, на котором представлены: результаты расчета объема отдельных ступеней АЧР, с учетом корректировки объема потребления мощности, зафиксированного в день проведения контрольного замера и её; логическая проверка срабатывания отдельных уставок АЧР, в том числе с учетом возврата при частоте $+0,1$ Гц от уставки срабатывания, расчет потребления, указанного технологом; значением пиковой частоты, к которому будет стремиться её фактическое значение при отсутствии работы иных ступеней

скорости снижения частоты на каждом временном отрезке и расчет времени срабатывания конкретных очередей АЧР. Для удобства факт срабатывания конкретных ступеней АЧР автоматически выделяется цветом.

АЧР-1	Объем	Рлнр после работы ступени	Дефицит после работы ступени	Частота (мин) после работы ступени	Работа	Время работы, с
САЧР	28,86	631,14	231,14	46,34	Да	0,706143846
48,8	13,05	618,09	218,09	46,47	Да	0,924597524
48,7	16,14	601,94	201,94	46,65	Да	0,981280056
48,6	16,45	585,5	185,5	46,83	Да	1,040894958
48,5	15,38	570,12	170,12	47,02	Да	1,104022765
48,4	17,53	552,58	152,58	47,24	Да	1,171049387
48,3	12,24	540,34	140,34	47,40	Да	1,243479399
48,2	19,04	521,30	121,30	47,67	Да	1,320483832
48,1	17,65	503,65	103,65	47,94	Да	1,406433603
48	16,70	486,95	86,95	48,21	Да	1,503615423
47,9	15,94	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,8	16,85	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,7	22,13	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,6	26,34	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,5	15,88	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,4	13,75	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,3	18,77	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,2	12,1	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47,1	0	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423
47	18,59	486,95	86,95	48,21	Нет	1,503615423

Рис. 2. Блок анализа работы САЧР и АЧР-1

На рис. 3 приведен блок анализа работы АЧР-2н и АЧР-2с, на котором представлены результаты расчета объема нагрузки, отключаемого действием отдельных ступеней АЧР, с учетом корректировки объема потребления мощности и с учетом ранее сработавших очередей АЧР-1; значение пиковой частоты, к которой будет стремиться её фактическая величина при отсутствии работы иных ступеней; логическая проверка

срабатывания отдельных уставок АЧР. Факт срабатывания конкретных ступеней АЧР автоматически выделяется цветом. Также имеется аналогичный блок анализа работы ЧАПВ.

АЧР-2 выдержка, с	АЧР-2н	АЧР-2с	Корректи- ровка объема с учетом работы АЧР-1	Рлнр	Дефи- цит	Частота	Работа	Время работы, с
5	10,25	19,32	10,25	460,76	60,76	48,68	Да	5
10	7,08	18,58	7,08	453,68	53,68	48,82	Да	10
15	12,63	18,65	12,63	441,05	41,05	49,07	Да	15
20	11,67	20,97	11,67	429,38	29,38	49,32	Да	20
25	7,11	16,65	7,11	429,38	29,38	49,32	Нет	20
30	11,03	19,56	11,03	429,38	29,38	49,32	Нет	20
35	9,55	19,56	9,55	429,38	29,38	49,32	Нет	20
40	10,17	19,46	10,17	429,38	29,38	49,32	Нет	20
45	0	19,35	0	429,38	29,38	49,32	Нет	20
50	0	22,13	6,19	429,38	29,38	49,32	Нет	20
55		26,34	26,34	429,38	29,38	49,32	Нет	20
60		26,85	26,85	429,38	29,38	49,32	Нет	20
65		24,48	24,48	429,38	29,38	49,32	Нет	20
70		26,77	26,77	429,38	29,38	49,32	Нет	20

Рис. 3. Блок анализа работы АЧР-2н и АЧР-2с

На рис. 4 представлен график значений частоты на 6-ти секундном временном интервале.

Из имеющихся недостатков в данной редакции инструмента анализа необходимо выделить нереализованный учет действия общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ). Для энергосистемы ЛНР в текущий момент данным параметром можно пренебречь, т.к. генерирующее оборудование в дефицитной ЭЭС все время, за очень редкими исключениями, вырабатывает максимально возможную активную мощность. Таким образом, в ЭЭС при выделении её на изолированную работу отсутствуют резервы генерирующей мощности, за счет которых было бы возможно снизить возникающий дефицит активной мощности и повлиять на значения частоты.

В настоящий момент ведется работа над реализацией инструмента, в котором будет учтено влияние генерирующего оборудования с учетом требуемой первичной мощности, диапазонов нечувствительности, статизма и т.д. Однако это несомненно отразится на быстродействии инструмента, т.к. на данном этапе расчет основных значений частоты происходит в ключевых точках работы отдельных очередей АЧР, что представляет собой сравнительно легкую задачу. Для включения в анализ действия ОПРЧ потребуется реализовать расчет значений частоты с точностью как минимум до сотых секунды, что для рассматриваемого диапазона работы АЧР потребует не менее 7500 отдельных строк расчета, не менее 4-х столбцов и данный объем будет увеличиваться кратно включенным в работу генераторам.

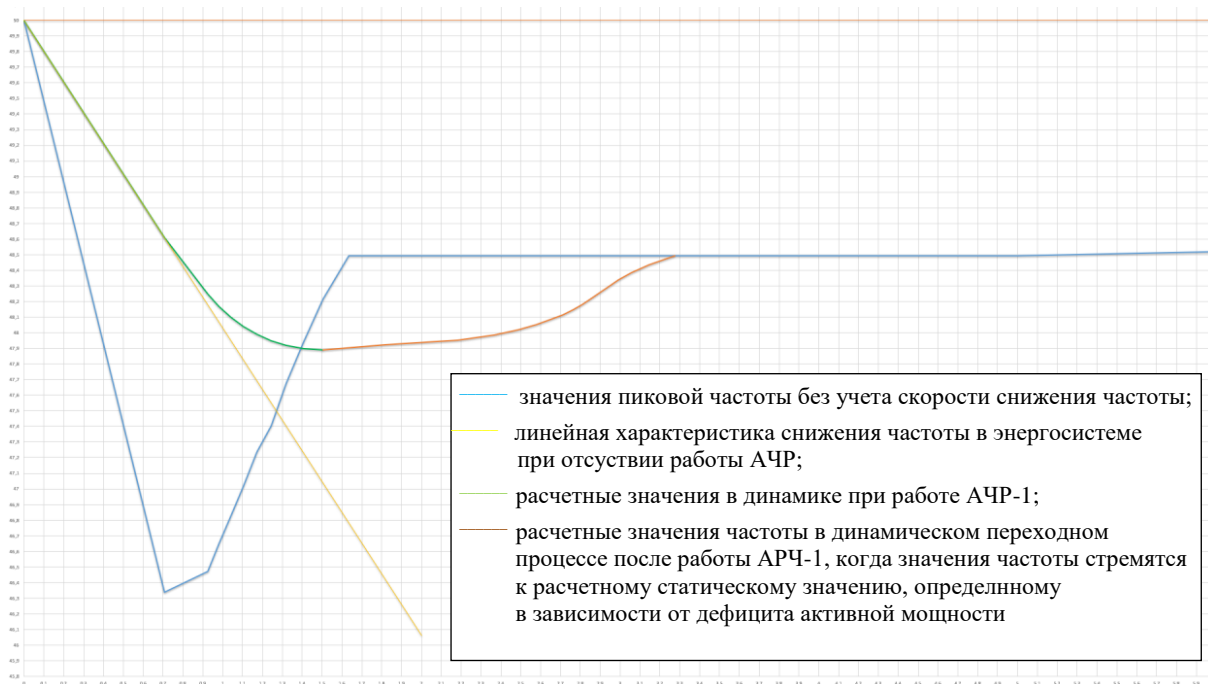


Рис. 4. График значений частоты на 6-ти секундном интервале

Источники

1. Карпеченко А.А. Исследование эффективности автоматической частотной разгрузки энергорайона // Актуальные проблемы энергетики: материалы 72-й науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Минск: БНТУ, 2016. С. 178–181.

2. Расчет динамических характеристик энергосистемы по частоте с помощью обобщенных выражений / А.В. Паздерин [и др.] // Научное обозрение. 2014. № 8-2. С. 604–612.

3. ГОСТ Р 58335-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. М.: ОАО «СО ЕЭС», 2019. 11 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ГЕНЕРАЦИЯ, ПЕРЕДАЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

<i>Бардушко А.Ю., Зеленский К.Р., Игнатко Д.В., Леонов И.Н., Пузина Е.Ю., Яковлев В.Н.</i> Управление параметрами режима работы системы тягового электроснабжения.....	3
<i>Безгубов В.А., Куксов Н.Е., Светимский В.В., Серебренников И.А., Пузина Е.Ю.</i> Структура цифровой тяговой подстанции для электрифицированных железных дорог	6
<i>Бикчантаева Л.И., Закиров З.Л., Воркунов О.В.</i> Современные ограничители перенапряжений: замена устаревших вентильных разрядников как основа грозозащиты ЛЭП.....	9
<i>Губарев Н.А., Рахманкулов Ш.Р., Галиев И.Ф., Гарифуллин М.Ш.</i> Мобильный комплекс диагностики подсистем силовых трансформаторов на основе моделей оперативного и предиктивного анализа	12
<i>Давыдов В.Ю., Томин Н.В.</i> Сравнительный анализ программных средств моделирования распределительных сетей.....	15
<i>Данилов В.А., Кочковская С.С.</i> Разработка математической модели управления качеством электрической энергии	20
<i>Замыслов И.Д.</i> Проактивное управление энергосистемой: модульная архитектура интеллектуального помощника диспетчера на базе цифрового двойника	24
<i>Казка М.В., Маклецов А.М.</i> Симметрирующие трансформаторы в электрических сетях.....	27
<i>Косорлуков И.А., Строчков А.В.</i> Перспективы повышения наблюдаемости и надежности оборудования распределительных устройств 6–5 кВ при помощи современных устройств.....	30
<i>Лутфуллин М.Л., Лутфуллина З.М.</i> Исследование изменения основных параметров сети с двухсторонним питанием при переходе к режиму с односторонним питанием в ПК «RastrWin» и ПК «RastrKZ»	33

<i>Лутфуллин М.Л., Лутфуллина З.М.</i> Оценка работоспособности и контроль исследовательской модели системы электроснабжения в ПК «RastrWin»	37
<i>Макаренко Ю.Н., Худоногов И.А.</i> Цифровой двойник силового трансформатора тяговой подстанции переменного тока	40
<i>Самарин В.О.</i> Необходимость нейросетевых помощников для осуществления оперативно-диспетчерского управления	43
<i>Феоктистов Д.И., Маклецов А.М.</i> Необходимость оценки состояния контактных соединений в электроустановках	46

Секция 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

<i>Бахмисов Д.Е.</i> Влияние низкого качества электроэнергии на работу устройств релейной защиты	49
<i>Вахнина В.В., Пономарева З.Р.</i> Методы моделирования насыщения трансформатора тока при коротких замыканиях в программной среде MATLAB Simulink	52
<i>Гайфиева Л.Ф.</i> Исследование влияния остаточной намагниченности при насыщении трансформаторов тока на функционирование ДЗЛ	62
<i>Есаулов А.В., Тигунцев С.Г.</i> Исследование новой методики определения места повреждения на примере тяговой сети Байкало-Амурской магистрали	65
<i>Карев П.А.</i> Особенности расчетов параметров настройки резервных защит высоковольтных линий электропередачи малой длины	69
<i>Касимов В.А., Гранская А.А.</i> Модельно-экспериментальные исследования влияния состояния линии электропередачи на сигналы локационного зондирования	76
<i>Лутфуллин М.Л., Лутфуллина З.М., Галеева Р.У.</i> Влияние схемы соединения обмоток трансформаторов малой мощности на значения токов короткого замыкания	80
<i>Маннапов А.А.</i> Блокирование автоматического повторного включения на кабельно-воздушных линиях	84
<i>Метелев И.С., Исаков Р.Г.</i> Адаптивная токовая релейная защита систем электроснабжения 6/0 кВ с источниками распределённой генерации	87

<i>Михайлов М.В. , Иванов С.В. Капустина И.А. Особенности обеспечения правильной работы дзл в мультиплексированных каналах связи</i>	90
<i>Сагиров В.Р. Математическая модель ветроустановки 4 типа в программном комплексе PSCAD для анализа работы релейной защиты линии электропередачи 0 кВ с отпайками.....</i>	94
<i>Сиразев М.Р. Принцип защиты трансформаторов серии нами от феррорезонанса.....</i>	97
<i>Тухватуллин Л.Т. Определение минимального времени срабатывания релейной защиты 6(0) кВ для обеспечения динамической устойчивости двигательной нагрузки</i>	101
<i>Хакимбеков С.М. Влияние климатических условий на надежность ВЛ 5 кВ согдийской энергосистемы</i>	104
<i>Яковенко Д.В. Создание инструмента прогнозирования работы АЧР в энергосистеме Луганской Народной Республики.....</i>	109

Научное издание

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. ИЗБРАННОЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)

Электронное издание

Корректор *А. Г. Арзамасова*
Компьютерная верстка *А. Г. Арзамасовой*

Подписано в печать 06.04.2026.
Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 6,85. Уч.-изд. л. 4,86.
Заказ № 622/эл.

Центр публикационной активности КГЭУ.
420066, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51



ISBN 978-5-89873-720-7



9 785898 737207 >

