

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ



**ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

приоритет2030⁺
лидерами становятся

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири

**Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием**

(г. Иркутск, 19–23 апреля 2023 г.)

Том 1

Под общей редакцией Е.В. Самаркиной

Сборник материалов



**ИЗДАТЕЛЬСТВО
Иркутского национального исследовательского
технического университета
2023**



Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом ИРНИТУ

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Иркутск, 19–23 апреля 2023 г.): сб. материалов : в 2 т. / под общ. ред. Е.В. Самаркиной. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2023. – Т. 1. – 488 с.

В материалах нашли отражение задачи и результаты работ, выполняемых в проектных организациях, научно-исследовательских институтах и на энергетических предприятиях. Большое внимание уделено вопросам сжигания и переработки топлива, возможностям повышения эффективности работы котлов, экологическим проблемам, тренажерам на базе ЭВМ. Рассматриваются вопросы надежности энергоснабжения, тепло- и массообменные процессы, темы анализа режимов электроэнергетических систем, разработки математических и программно-вычислительных комплексов для решения задач оперативно-диспетчерского управления, проблемы энерго- и ресурсосбережения в энергетическом, промышленном и жилищно-коммунальном комплексах. Охвачен широкий круг вопросов по исследованию и проектированию автоматизированного электропривода, систем управления технологическими процессами в различных областях промышленности, электрических измерений неэлектрических величин, оценки надежности функционирования объектов.

Рассчитан на специалистов, занимающихся проблемами производства и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. Может быть полезен для инженерно-технических работников и студентов энергетических специальностей.

Редакционная коллегия:

Е.В. Самаркина – канд. техн. наук, доцент, ответственный редактор, директор института энергетики ИРНИТУ;

Н.П. Коновалов – д-р техн. наук, ИРНИТУ;

В.Е. Павлов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Т.В. Коваль – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Н.Е. Буйнов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Д.С. Федосов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

В.В. Федчишин – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

И.Н. Шушпанов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

О.В. Арсентьев – канд. техн. наук, ИРНИТУ

*Материалы публикуются в авторской редакции
и отображают персональную позицию участников конференции.
Авторы опубликованных статей и тезисов несут ответственность
за подбор и точность приведенных фактов, цитат,
экономико-статистических данных и прочих сведений.*

Допечатная подготовка А.Ч. Раднаева

Подписано в печать 06.06.2023. Формат 60×90/16.

Бумага офсетная. Печать цифровая. Усл. печ. л. 30,75.

Тираж 300 экз. Зак. 64. Поз. плана 29.

Отпечатано в типографии Издательства

ФГБОУ ВО «Иркутский национальный
исследовательский технический университет»

664074, ул. Лермонтова, 83.

СЕССИЯ ПЛЕНАРНЫХ ДОКЛАДОВ

УДК 665.612

ГАЗИФИКАЦИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Стенников В.А., Головщиков В.О., Федчишин В.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vladgo@isem.irk.ru

Проблемам газификации Иркутской области (ИО) за последние не менее двадцати лет уделяется достаточно много внимания, активность которого периодически меняется и не всегда в лучшую сторону. Представляется целесообразным рассмотреть решение этой проблемы, в сложившейся настоящее время ситуации, опираясь на многолетние попытки придать процессу газификации ИО реальные очертания. Прежде чем излагать проблемы газификации ИО, необходимо уточнить используемую терминологию, относящуюся к вопросам использования газа. В связи с этим, следует напомнить, что согласно Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» (ФЗ №69-ФЗ от 31.03.1999, включая последующие редакции), которому в 2024-м году исполнится 25 лет [1], даются следующие определения:

Газификация – деятельность по реализации научно-технических и проектных решений, осуществлению строительно-монтажных работ и организационных мер, направленных на использование газа в качестве топливного и энергетического ресурса на объектах жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных объектах.

Газоснабжение – одна из форм энергоснабжения, представляющая собой деятельность по обеспечению потребителей газом.

Из этих формулировок следует, что газификация – это создание инженерной структуры для передачи газа, как топливного ресурса, а газоснабжение – это энергоснабжение потребителей этим энергетическим ресурсом. В этих формулировках нет никакого упоминания об использовании газа в качестве сырья для производства химической продукции. Поэтому возникает вопрос – к какому термину правильно отнести развитие «газохимических» производств. В многочисленной литературе по применению газа нет ответа на этот вопрос, но он и не ставится. Именно поэтому правильно было бы говорить о развитии газового сектора в экономике и социальной сфере Иркутской области, но не о газоснабжении и (или) газификации. Однако, в подавляющем большинстве случаев (в литературе и официальных выступлениях) именно термину «газификация» дается расширенная трактовка, включая энергоснабжение и снабжение газом в качестве сырья. Несмотря на то, что такая трактовка противоречит даже законодательству, в статье будет

применяться в основном термин «газификация», но с уточнением, что она направлена на «газоснабжение» и обеспечение сырьем «газохимии».

В ИО расположено 28 месторождений природного газа, в частности такие крупные как, Братское, Марковское, Аянское, Чеканское, Атовское, но особого внимания заслуживает уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение (КГКМ), которому посвящено большое число публикаций в научно-прикладной литературе, публичных выступлений (в том числе в СМИ), ориентированных на обсуждение проблемы газификации Восточных регионов России [2-7].

История открытия и освоения КГКМ, расположенного в северо-восточном районе ИО (более 300 км от г. Иркутска), берет свое начало с 1976 года. Его официальное открытие состоялось только в 1987 г. Запасы газа этого месторождения по разным оценкам составляют около 1,8-2 трлн. м³, кроме того, оно содержит около 80 млн. тонн газового конденсата. Лицензию на добычу газа и проведение геологоразведочных работ на месторождении получила компания АО «РУСИА Петролеум» в 1992 году, то есть только через пять после его открытия в 1987 году. Главными акционерами компании стали ТНК-ВР, подписание о создании которой проходило в присутствии глав РФ и Великобритании, (63% акций), АО ОГК-3 (25% акций) и администрация ИО (11% акций) [6]. В 2010 году АО «РУСИА Петролеум» обанкротилось, и в 2011 году месторождение выкупил ПАО «Газпром» за 770 млн. долларов [5], практически единственный монополист в газовой сфере РФ. С момента создания компании «РУСИА Петролеум» началась многолетняя, непростая история попыток газификации ИО. На протяжении многих лет руководство ИО предпринимало усилия газифицировать область и создать газохимический комплекс в регионе, однако все эти усилия не давали результата из-за внешних факторов, независимых от руководства ИО. В итоге в ИО сложилась парадоксальная ситуация: область обладает суммарными запасами природного газа около 4 трлн. м³. (по всем упомянутым выше месторождениям, объемы которых, конечно, требуют уточнения), в то же время уровень газификации не превышает 5% [2].

В ИО были надежды на ускорение процесса ее газификации и развития «газохимии» с выходом в 2007 году «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона», поскольку основной целью этой программы ставилась задача по созданию в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке развитой газовой промышленности (включая «газохимию») и удовлетворение спроса на газ всех групп потребителей этих регионов с целью их социально-экономического развития. Экспортные поставки в страны Северо-Восточной Азии были вторичными [3].

Однако, в последующие годы ситуация стала изменяться из-за постепенного изменения газовой политики в РФ. В 2014 году было подписано соглашение между РФ и КНР о сооружении магистрального газопровода «Сила Сибири» для экспортных поставок газа в Китай в объеме 38 млрд. м³ в год. При этом экспортные поставки в Европу в те годы были на уровне 200 млрд. м³ в год. В декабре 2019 года был осуществлен пуск в эксплуатацию газопровода «Сила Сибири» с поставками газа с Чаяндинского месторождения в Якутии 10 млрд. м³ на первом этапе. Для выполнения экспортных обязательств возникла необходимость в поставке газа КГКМ в Китай, поэтому за три года был построен трубопровод от КГКМ до «Силы Сибири» протяженностью 800 км, который был запущен в эксплуатацию в 2022 году, и введено в эксплуатацию КГКМ, что дало некоторое экономическое развитие этого района ИО.

Вместе с тем, для активизации процесса по развитию газовой отрасли (включая «газохимию») в ИО, в 2020 году были разработаны «Генеральная схема газоснабжения и газификации» и «Долгосрочная целевая программа газификации». Важно отметить, что эти документы предполагали строительство газопровода от КГКМ в Южные районы ИО, а также локальную газификацию некоторых северных и северо-восточных районов ИО с привлечением ресурсной базы местных (средних и мелких) месторождений.

В течение двух последних лет (вплоть до начала 2023 года) на федеральном уровне, включая различные совещания и форумы, периодически поднималась тема газификации России. Для усиления этого процесса, Президент РФ сформулировал свое поручение (№ Пр-907 от 31.05.2020 г.) «обеспечить поэтапное завершение газификации России к 2024 и 2030 г.». После выхода этого «поручения», по всей страны стали формироваться «штабы по газификации» под руководством глав субъектов Федерации, в том числе и в ИО.

В ИО эти поручения выполняются в части локальной газификации отдельных территорий (г. Братск и район, п. Жигалово). В перспективе предполагается газификация Жигаловского, Казачинско-Ленского, Киренского районов, города Усть-Кут и газификация Усть-Кутского района на базе предприятий Иркутской нефтяной компании (ИНК). Масштабная газификация всей страны, и в частности ИО, во многом зависит от позиции «Газпрома» и решения высшего руководства страны. По имеющимся планам ее реализация отодвигается за 2030 год. При этом неопределенными становятся планы создания газохимических кластеров в Саянске, Усолье-Сибирском, Ангарске. В то же время руководство ИО периодически возобновляет активные переговоры по вопросам «большого газа» для региона и необходимости газификации ИО, также, как и других регионов страны. 24 июня 2022 года руководство «Газпрома» и руководство ИО подписали программу развития газоснабжения и газификации ИО на период до 2025 года. Однако, эта программа пока не предусматривает масштабную газификацию ИО, а

только некоторых северо-восточных районов ИО, из которых Жигаловский и Казачинско-Ленский районы будут получать сетевой газ КГКМ, а остальные районы – из малых и средних локальных месторождений.

Следует особо выделить деятельность ИНК, которая проводит масштабные работы по созданию «газохимической» отрасли в г. Усть-Куте. Сжиженный углеводородный газ в незначительных объемах так же используется в ИО и, прежде всего, для бытовых нужд населения. Это так называемый сжиженный углеводородный газ (СУГ – пропан-бутановая смесь), поставляемый в форме бытовых баллонов или наполнения небольших газгольдеров в некоторых районах городов Иркутска, Ангарска, Усолья Сибирского. Однако сложность доставки, рост стоимости такого газа, вопросы безопасного его использования приводят к тому, что потребители стараются отказаться от бытового газоснабжения и перейти на применение электроэнергии для всех своих потребностей по причине удобства применения электроэнергии и низких тарифов на неё.

Газификация, наряду с развитием инфраструктурных, газохимических объектов, стимулируя рост экономики области, снижение безработицы, улучшение социальных условий проживания населения, играет важнейшую роль по эффективному решению также экологических проблем. Эти проблемы вызваны сжиганием грязного органического топлива (угля, мазута, древесных отходов и т.д.) для выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях и котельных, его использованием для производственных нужд. По данным Министерства природных ресурсов РФ из 35 наиболее грязных городов России 8 городов (Ангарск, Братск, Зима, Иркутск, Свирск, Усолъе-Сибирское, Черемхово, Шелехов) находятся в Иркутской области, (см. подробнее на РБК: <https://www.rbk.ru/rbcfreenews/61c404479>).

Особую тревогу вызывают теплоисточники на угле (около восьмидесяти) в Центральной экологической зоне Байкальской природной территории (ЦЭЗ БПТ). Поставляемый на эти котельные уголь обладает высокой зольностью до 30%, при имеющихся углях с зольностью ниже 7%, а «белого» угля менее 3%. Отсутствие сетевого природного газа в экономически развитых регионах ИО и в ЦЭС БПТ не позволяет решить и другие проблемы. Например, в г. Иркутске остро необходим крупный источник теплоснабжения на правом берегу р. Ангары, так как возможности Ново-Иркутской ТЭЦ по производству тепловой энергии исчерпаны. Лучшим вариантом было бы сооружение современной ГТУ-ТЭЦ на природном газе, что позволило бы не только обеспечить теплоснабжение города, но и существенно снизить дефицит электроэнергии в южных регионах ИО. Сооружение угольной ТЭЦ, даже при самых современных методах очистки вредных выбросов, невозможно, так как нет железной дороги для транспортировки угля. Кроме того, необходимо вывозить и золошлаковые отходы. Переход на частичное электротеплоснабжение в г. Иркутске в настоящее время

также практически невозможно из-за нарастающего дефицита электроэнергии.

С начала 2022 года «газовая тематика» опять начала обсуждаться на различных совещаниях в ИО. Прежде всего, это касается создания экологически чистого теплоснабжения г. Байкальска. На протяжении почти десяти лет рассматривались различные варианты решения этой проблемы, в том числе перевод ТЭЦ г. Байкальска на сетевой или сжиженный углеводородный газ. Экономические оценки показали, что стоимость СУГ в г. Байкальске (по состоянию на 2008-2010 г.г.) была бы около 25 тыс. руб. за тонну, а перспективы прихода сетевого газа были абсолютно не ясны. К 2022 году ситуация с газоснабжением г. Байкальска не изменилась. Более того, цена СУГ может достигать 40 тыс. руб. за тонну и более. Поэтому было принято решение перевода теплоснабжения города на электротеплоснабжение, которое было поддержано и на федеральном уровне. Это решение было закреплено на выездном совещании в г. Байкальске в феврале 2023 года под руководством зам. Министра энергетики РФ.

В начале марта 2023 года в г. Иркутске было проведено расширенное совещание по проблемам «развития газо-химического кластера и газификации ИО». Совещание проходило под руководством полномочного представителя Президента в Сибирском Федеральном округе и руководителей ИО с участием профильных министерств ИО, энергетиков, научного сообщества, потенциальных потребителей и энергетиков региона. По информации, представленной Министерством экономического и промышленности ИО, перспективное потребление природного газа составит около 9,7 млрд. м³ в год: промышленными потребителями – 4,3 млрд. м³; ТЭЦ и крупными котельными – 4,7 млрд. м³ и населением – 0,7 млрд. м³. К крупным потенциальным потребителям, которым нужен «жирный газ» КГКМ для развития «газохимии» могут быть отнесены: Саянскхимпласт, предприятия, входящие в АНХК, Ангарский азотно-туковый завод, будущие предприятия Федерального центра химии в г. Усолье-Сибирское (РАУС РОСАТОМ, Русский водород). При реализации намечаемых планов область могла бы получить: более 13 млрд. руб. налоговых поступлений в год, 2500 новых рабочих мест и возможно, около 400 млрд. руб. инвестиций.

Из приведенной информации следует, что для создания крупномасштабной «газохимии» необходим газ КГКМ, который содержит значительную долю этана, пропана, бутана, поэтому необходимо строить газопровод от Ковыкты до г. Саянска. Надо отметить, что для нужд энергетики и бытовых потребителей достаточно иметь метановую фракцию природного газа.

Ситуация с созданием «газохимического кластера» и с газификацией именно ИО остается по-прежнему достаточно неопределенной, что подтверждается результатами выездного совещания по развитию Дальнего Востока, которое прошло 15.03.2023 года в г. Улан-Удэ, под руководством Прези-

дента РФ, с участием практически всех федеральных министров и глав многих регионов, включая Губернатора ИО [8]. Президент поставил задачу привести газ в Республику Бурятию и Забайкальский Край не позднее 2032 года для газификации этих регионов. Реализовать план масштабной газификации как ИО, так и Бурятии, и Забайкалья возможно только при сооружении газопровода «Сила Сибири 2» с поставками «сухого» газа, содержащего практически только метан из Западной Сибири. Этот газопровод должен пройти от г. Тайшета через южные районы ИО и далее в Монголию, с ответвлениями в Бурятию и Забайкалье. Проект «Сила Сибири 2» может обеспечить природным газом (топливом) ТЭЦ и котельные ИО, а также для бытовых нужд населения, но не решит задачу по созданию «газохимического кластера» в ИО без природного газа Ковыкты.

Руководство АО «Газпром» подтвердило создание предприятия по сжижению газа на КГКМ мощностью 50 тыс. тонн СПГ в год. Это малотоннажный завод; объемы получаемого на нем газа могут обеспечить только потребности газоснабжения г. Северобайкальска в Республике Бурятии путем транспортировки автомобильным и железнодорожным транспортом.

Предварительные оценки показывают, что переход на СПГ при любом варианте будет существенно дороже, чем существующая энергетика в указанных регионах, основанная на дешевом угле, и такая газификация потребует бюджетных дотаций. Реализация автономной газификации в изолированных районах озера Байкал на основе СПГ, при стоимости, приближающейся к 40 тыс. руб. за тонну, потребует существенных бюджетных дотаций. При рассмотрении варианта перевода теплоснабжения с угля на газ в г. Байкальске, необходимо учитывать, что сетевой газ придет в г. Байкальск не раньше 2030-2032 года и то при условии сооружения ответвления от «Силы Сибири 2». Планы создания в г. Байкальске образец «города будущего», на основе новейших экологических чистых технологий, могут быть реализованы только при переходе на электротеплоснабжение в этом городе и во всей ЦЭЗ БПТ.

Выводы

Решение комплекса проблем по газификации ИО и создания крупного газохимического кластера в регионе остается открытым. Основными причинами медленного решения проблем с газификацией ИО являются: структура топливного баланса региона (с преобладанием угля) и низкая стоимости угля по сравнению с природным газом. Важно учитывать, что без создания газохимического кластера в ИО, газификация населения и социальной сферы будет высокзатратной и потребует постоянных бюджетных дотаций. Вопрос о сооружении газопровода от КГКМ до г. Саянска, далее в г.г. Ангарск и Усолье-Сибирское и создание на базе его использования крупных газохимических кластеров, обеспечивающих получение продуктов с большой добавленной стоимостью и выходом их на розничный рынок яв-

ляется принципиальным. Это позволит существенно пополнить бюджет области, стимулировать развитие других отраслей экономики, улучшить социальные условия проживания населения, уменьшить уровень безработицы, сократить отток населения, повысить инвестиционную привлекательность региона.

Библиографический список

1. Федеральный закон от 31.03.1999 №69-ФЗ (ред. От. 14.07.2022) «О газоснабжении в Российской Федерации». Электронный ресурс: https://www.consultant.ru/cons_doc_LAW_22576/b69 (обращение: 17.03.2023 г.).
2. М.А. Винокуров. Перспективы газификации Иркутской области. Известия ИГЭА. 2009. №3. С.30-32.
3. Стенников В.А., Головщиков В.О., Романович Е.А. Нефтегазовая политика России в современных условиях и ее особенности в Российско-Китайском сотрудничестве в газовой сфере. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Том 25, №1. С. 122-137.
4. Стенников В.А., Головщиков В.О. Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях. Энергетическая политика. №12 (178), 2022 г. С. 56-71.
5. Ковыктинское газоконденсатное месторождение. Электронный ресурс: http://irkipedia.ru/content/kovyktinskoe_gazokondensatnoe_mestorogdenie.. (обращение: 15.03.2023 г.).
6. История Ковыктинского месторождения. Электронный ресурс: <https://ria.ru/20110301/340575472/html> (обращение: 15.03.2023 г.).
7. Ковыктинское месторождение. Электронный ресурс: <https://www.gazprom.ru/projects/kovyktinskoe/> (обращение 16.03.2023 г.).
8. Вопросы газификации и электроснабжения Иркутской области рассмотрели на совещании под руководством Президента России Владимира Путина. Правительство Иркутской области. Официальный портал. Электронный ресурс: <https://irkobl.ru/news/2600586/> (обращение: 20.03.2023 г.).

Стенников В.А., член-корр. РАН, д.т.н., профессор, директор ИСЭМ СО РАН, профессор ИРНИТУ; Головщиков В.О., к.т.н., ст.н.с., главный специалист ИСЭМ СО РАН; Федчишин В.В., к.т.н., доцент кафедры ЭСС и С Института энергетики ИРНИТУ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОРГАНИЗАЦИИ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕСОВПАДАЮЩИХ
ИНТЕРЕСОВ СУБЪЕКТОВ ОТНОШЕНИЙ**

Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

penkoffsky@isem.irk.ru

Теплоснабжение России, большая часть которой расположена на территории с суровым климатом, является важнейшей социальной отраслью экономики, во многом определяющей энергетическую безопасность страны. Теплоснабжение потребителей осуществляется в теплоснабжающих системах (ТСС), как правило в централизованных системах на базе теплофикации. Преимущества централизованного теплоснабжения неоспоримы, это и экономия топлива и затрат на его транспортировку, значительный рост производительности труда в тепловом хозяйстве, возможность эффективного оздоровления воздушного бассейна городов и др. В настоящее время российские ТСС включает в себя около 50 тыс. локальных систем [1], которые обслуживает более 21 тыс. предприятий. Объемы потребления тепловой энергии (ТЭ) составляют более 2 млрд. Гкал в год из которых 1300 млрд. Гкал приходится на системы централизованного теплоснабжения. Годовой оборот от реализации тепловой энергии оценивается в размере 1,5 трлн. руб., или порядка 2,5 % от ВВП страны.

С начала рыночных реформ 1990-х и процессов либерализации в энергетике России, в ТСС появилось множество собственников это привело к формированию новых экономических отношений между производителями, поставщиками и потребителями тепловой энергии и созданию рынка тепла. Процесс преобразования ТСС, формирование новой модели теплового рынка, мотивация (заинтересованность) в техническом и технологическом совершенстве, целесообразность формирования эффективной инфраструктуры теплогенерирующей мощности, тепловых сетей привело к тому, что вопросы перспективного развития ТСС стали приобретать все большую актуальность.

В связи с этим возникает необходимость по созданию методической базы, позволяющей осуществлять постановку задач и реализацию решений, связанных с развитием ТСС обеспечивающих их эффективное функционирование и развитие в условиях множества интересов участников процесса теплоснабжения потребителей.

В соответствии с изложенным выбор обоснованных направлений развития ТСС в рыночных условиях перерастает в важнейшую экономическую проблему, особенно в рамках осуществляемой в Российской Федерации реформы теплоснабжения. Решения этой проблемы предъявляет высокие требования к методике исследования перспективных направлений развития

ТСС. Основные положения такого научно-методического обеспечения, базирующейся на системных исследованиях, под которым понимается направление методологии познания, в основе которого лежит исследование объектов как систем [2].

Инструментом системных исследований ТСС в условиях рынка является математическое моделирование с учетом их внутренних и внешних связей, т.е. рассмотрение ТСС как единого технологического комплекса, включающего в себя разнотипные источники тепловой энергии (ИТ), тепловые сети (ТС) и множество потребителей ТЭ. В качестве базовых научно-методических основ для моделирования ТСС выступают разработанные в ИСЭМ СО РАН математические модели и методы теории гидравлических цепей [3], а для исследований ТСС в условиях рынка различные математические методы, в частности это подходы теории игр [4], сетевые потоковые модели [5], двухуровневое программирование [6], а также элементы микроэкономики [7]. Взаимосвязь задач (развития и функционирования) и методов исследования рынков тепловой энергии при различных формах их организации показана на рис.1.



Рисунок 1 – Взаимосвязь задач и методов исследования рынков тепловой энергии

Из рисунка видно, что существуют две основные модели организации рынка тепловой энергии, конкурентная и монополярная модели, которые в

свою очередь могут проявляться в различных формах в зависимости от специфики развития отрасли. В зависимости от поставленной задачи и формах организации теплового бизнеса применяются различные подходы для их решения, при этом базовыми моделями для их описания и математического моделирования выступают теория гидравлических цепей и системные исследования в энергетике. Разработанное научно-методическое обеспечение является универсальным и позволяет рассчитывать теплоснабжающие системы любого масштаба, мощности и учитывать не только различные типы источников тепловой энергии, но и их количество.

С помощью разработанного научно-методического обеспечения были выполнены практические исследования на реальной схеме теплоснабжающей системы г. Ангарска рис.2.

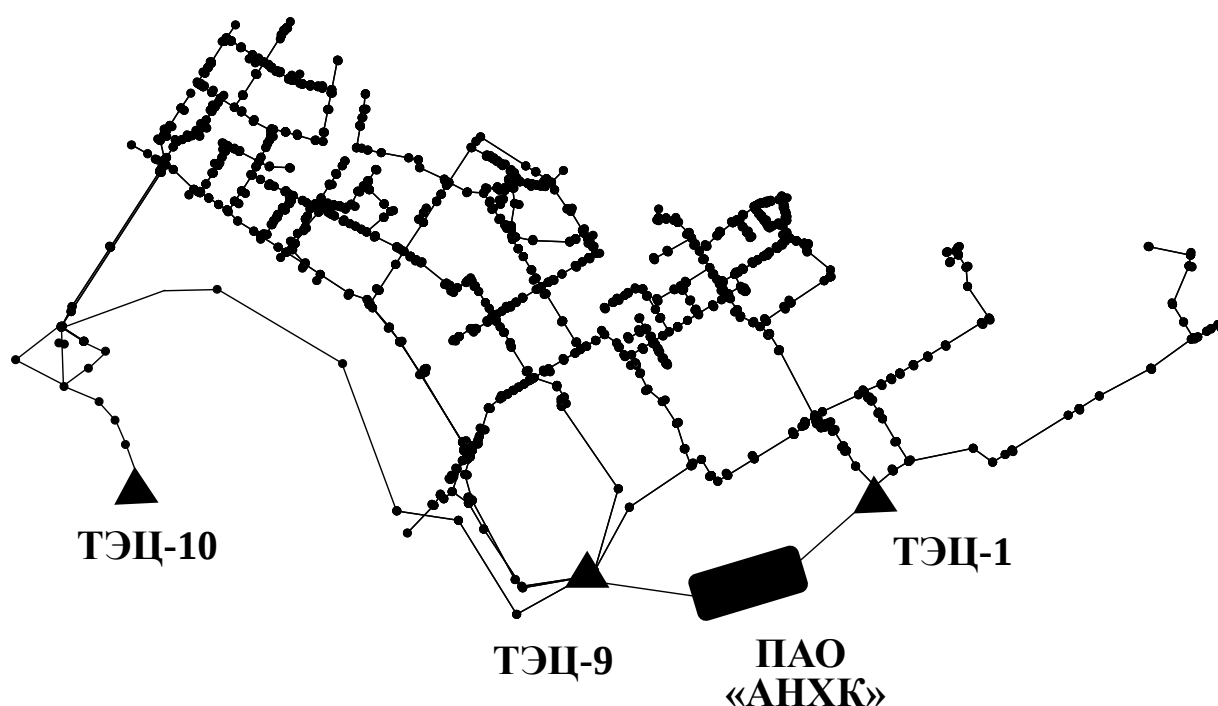


Рисунок 2 – Расчетная схема теплоснабжения г. Ангарска

Расчеты выполнялись по следующим вариантам организации теплоснабжения потребителей: **вариант 1** – модель «Единый закупщик», конкурентный рынок; **вариант 2** – модель «Единая теплоснабжающая организация» (ЕТО), свободное ценообразование (без регулирования); **вариант 3** – модель ЕТО, регулирование на уровне минимально допустимого тарифа на тепловую энергию; **вариант 4** – модель ЕТО, регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на уровне средних суммарных затрат; **вариант 5** – модель ЕТО, регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на уровне маржинальных затрат; **вариант 6** – модель ЕТО, регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на основе метода «альтернативная котельная»; **вариант 7** – модель ЕТО, минимум суммарных приведенных затрат.

Проведенные практические исследования реальной теплоснабжающей системы г. Ангарска с использованием разработанного методического аппарата и вычислительного инструментария позволили определить оптимальные направления ее развития. Они включают оптимальные мощности источников тепловой энергии с учетом их эффективного участия в покрытии тепловых нагрузок, распределение зон действия ИТ (рис. 3), потокораспределение в тепловой сети, радиусы теплоснабжения, затраты, требуемые на содержание и развитие системы, в том числе источников и тепловых сетей, цены на тепловую энергию.

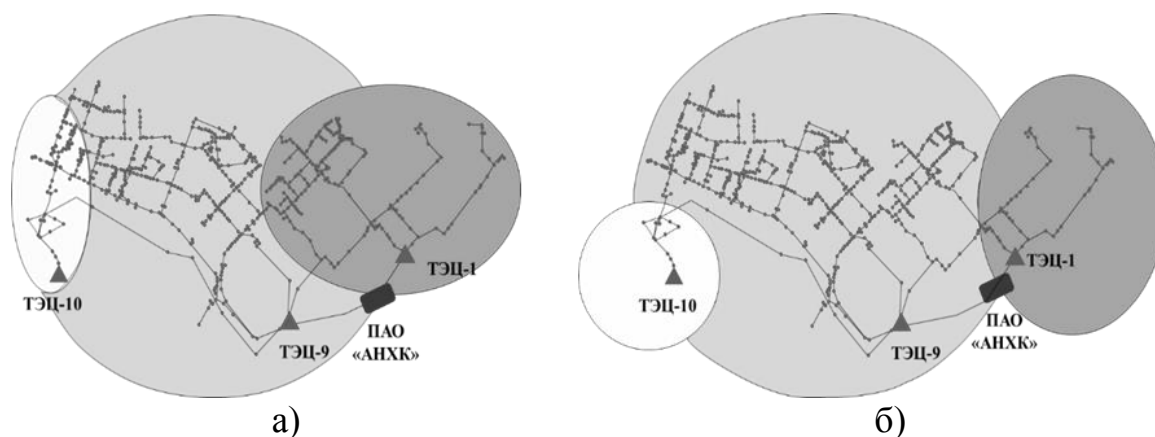


Рисунок 3 – Зоны действия источников тепловой энергии:

- а) конкурентная модель организации рынка тепловой энергии,
- б) монополярная модель организации рынка тепловой энергии в виде ЕТО

Полученные результаты позволяют принять решение по развитию системы теплоснабжения г. Ангарска, форме организации теплоснабжения, а так же по ценам на тепловую энергию рис. 4.

Сравнение уровней цен на тепловую энергию, полученных по вариантам 1-7 показало, что оптимальным вариантом организации теплоснабжения потребителей г. Ангарска является вариант 4, при котором цена для потребителей находится на уровне средних удельных затрат по ЕТО, а цена по «альтернативной котельной» оказалась наиболее высокой. Это обусловлено несколькими факторами: альтернативная котельная – это децентрализованный теплоисточник и для него не действует эффект масштаба, работающий на снижение затрат; в цену включена инвестиционная составляющая, которая не должна учитываться для существующих систем; раздельный способ производства тепла в котельной и электроэнергии на конденсационной тепловой электростанции объективно менее эффективный по сравнению с комбинированным способом их производства, что также существенно повышает затраты.



Рисунок 4 – Сравнительный анализ цен на тепловую энергию для потребителей по вариантам

Выводы

В работе предложено комплексное научно-методическое обеспечение, позволяющее выполнять моделирование и расчет ТСС для условий рыночной экономики. Оно включает в себя математические модели, методы и алгоритмы расчета ТСС для различных форм организации рынков тепловой энергии. Они опираются на основные положения системных исследований в энергетике, на модели и методы теории гидравлических цепей, математическое моделирование, экономику энергетики, базовые принципы микроэкономики, теорию игр, двухуровневое моделирование, сетевые потоковые модели. Применение этих математических моделей и методов позволяет в единой комплексной постановке учитывать индивидуальные особенности и технико-экономические характеристики источников тепла и тепловых сетей, которые должны способствовать взаимным интересам производителей и потребителей тепловой энергии (повышению дохода поставщика и готовности потребителя оплачивать поставленное тепло), проводить исследования и выполнять расчеты технико-экономических показателей систем теплоснабжения с несколькими источниками тепла, работающими на единые тепловые сети, определять их оптимальные уровни загрузки и зоны действия, (обслуживания), оптимальное потокораспределение в тепловых сетях для различных режимов функционирования ТСС, а также учитывать различные методы тарифного регулирования на ТЭ для потребителей. Разработанные методики, методы, модели и алгоритмы решения ключевых задач оптимального функционирования и развития ТСС в условиях рынка отвечают современным требованиям, обладают научной и практической новизной,

уникальны с точки зрения их комплексности и универсальности относительно систем теплоснабжения любой сложности и масштаба.

Библиографический список

1. Стенников В.А. Пеньковский А.В. Теплоснабжение потребителей в условиях рынка: современное состояние и тенденции развития // ЭКО. 2019. № 3(537). С. 8-20.
2. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории. Направления развития. М.: Наука, 1983. – 456 с.
3. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
4. Мулен Э. Теория игр с примерами из математической экономики: Пер. с франц. – М.: Мир, 1985. – 200 с., ил.
5. Лагранж Ж.Л. Аналитическая механика: Пер. с франц. М.-Л.: ГОНТИ, 1938, т. 1.
6. Dempe S. Foundations of Bilevel Programming. – Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2002. – 320 p.
7. Авдашева С.Б., Розанова Н.М. Теория организации отраслевых рынков. - М.: Магистр, 1998. – 320 с.

Работа выполнена в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках научных проектов FWEU-2021-0002, регистрационный номер АААА-А21-121012090012-1 «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных трубопроводных систем энергетики» и FWEU-2021-0006, регистрационный номер АААА-А21-121012090034-3 «Равновесные и динамические модели интеллектуальных систем энергетики: теория и численные методы».

ПРОИЗВОДСТВО, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.311

ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЭС В РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЯХ НА СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И.

Институт систем энергетики им. Л.А.Меленцева СО РАН

zen@isem.irk.ru, palam@isem.irk.ru

Введение. В современной практике оперативно-диспетчерского управления в ЭЭС планирование электроэнергетических режимов является важнейшей задачей. Планирование режимов обеспечивает надежное энергоснабжения населения и предприятий других отраслей экономики, способствует своевременным поставкам нужных объемов энергоресурсов для электростанций, важно для рациональной организации ремонтов оборудования и соблюдения допустимых экологических воздействий на окружающую среду.

Особенности планирования режимов ЭЭС в рыночных условиях. В последние десятилетия постановки задач планирования изменились в связи с полномасштабным внедрением рыночных отношений [1], изменением структуры участников рынков. Это привело к совершенствованию правил оперативно-диспетчерского управления, изменению методов, алгоритмов, критериев принятия решений [2]. При планировании режимов нагрузка между отдельными объектами генерации распределяется по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электроэнергии. В то же время в современных постановках задачи необходимо учитывать несовершенство конкуренции на электроэнергетическом рынке. Отдельные участники рынка могут иметь рыночную власть и стремиться максимизировать собственную прибыль [3,4]. Важно учитывать ценовую эластичность спроса на электроэнергию в среднесрочной перспективе [5]. Кроме того, надо рассматривать сложную структуру генерирующих компаний, состоящих, как правило, из нескольких электростанций, находящихся в разных узлах ЭЭС. В среднесрочной перспективе многие данные могут иметь случайный характер. Это необходимо учитывать при планировании режимов [6]. Под среднесрочной перспективой рассматриваются периоды времени: один месяц, один квартал, один год [2].

Для среднесрочного периода действуют ограничения, связывающие отдельные временные интервалы. Это относится к возможностям изменения генерируемой мощности в каждом или нескольких интервалах, к ограничениям по объему произведенной электроэнергии и расходу энергоресурсов, а также использованию накопителей для резервирования электроэнергии в одном интервале для расходования в следующем.

Таким образом, Системный оператор в современных условиях должен уметь планировать состояния ЭЭС с учётом особенностей поведения объектов электроэнергетики в рыночных условиях.

Для моделирования интересов поставщиков (генерирующих компаний) на электроэнергетических рынках используют теоретико-игровые постановки, в том числе модели равновесия, которые широко применяются для изучения стратегических взаимодействий между участниками [7, 8].

Рассмотренная задача планирования режимов ЭЭС с учётом действий поставщиков является двухуровневой: поставщики максимизируют прибыль, основываясь на знании правил оптового рынка. Коммерческий оператор рынка определяет цены, исходя из максимизации общественного благосостояния. В функции Системного оператора входит определение параметров планируемых режимов в каждом из рассматриваемых временных интервалов. Такие двухуровневые проблемы по своей сути являются невыпуклыми. Ни один из известных алгоритмов не может гарантировать точные оптимальные решения таких задач. Поэтому на практике часто прибегают к приближительному решению двухуровневых задач.

Один из возможных подходов к получению результатов – итеративное решение задачи с использованием корректирующих параметров до тех пор, пока условия равновесия не будут приблизительно выполнены. В зарубежных публикациях описана двухуровневая постановка в виде задачи квадратичного математического программирования с равновесными ограничениями (МРЕС) [7,9].

В любом случае для среднесрочного планирования режимов необходимо рассмотрение постановок, совместно моделирующих действия Коммерческого и Системного операторов.

Математическая модель для планирования режимов ЭЭС. Пусть полезность потребителя обозначена $U_i^t(W_{di}^t)$. Эта величина определяется в каждом узле $i \in I_d$, в зависимости от значения объема потребляемой электроэнергии W_{di}^t . Объемы потребления могут быть представлены случайными величинами $\tilde{W}_{di}^t$. Без учета случайных данных постановка основной задачи планирования режимов в рыночных условиях выглядит следующим образом.

Требуется минимизировать расходы потребителей на покупку электроэнергии FM

$$FM = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d} (W_{di}^t) p_i^t \right) \rightarrow \min_{W_{di}^t} \quad (1)$$

Минимум функции (1) ищется с соблюдением ограничений на параметры планируемых режимов. Эти ограничения обеспечивают:

- балансы электроэнергии в узлах ЭЭС,
- запреты на встречные потоки электроэнергии в одной связи,
- допустимость объемов выработки электроэнергии в узлах с генерацией,
- сбалансированные перетоки электроэнергии в связях,

- требуемые объемы потребления электроэнергии в узлах,
- рациональные балансы воды в водохранилищах ГЭС,
- обоснованные расходы других энергоресурсов в каждом интервале t .

Кроме поиска минимума (1) при планировании режимов ЭЭС в современных условиях требуется учитывать стремление поставщиков (генерирующих компаний), максимизировать свою прибыль S_f за весь период планирования

$$S_f(W_{GM}) = \sum_t \sum_{i \in I_f} (W_{iGM}^t p_i^t - C_i^t(W_{iGM}^t)) \rightarrow \max_{W_{GM}}, f \in GK, \quad (2)$$

где $W_{iGM}^t p_i^t$ – выручка компании f от продажи электроэнергии объемом $W_{iGM}^t \geq 0$ по ценам $p_i^t, i \in I_f^t, C_i^t(W_{iGM}^t)$ – функция издержек на производство электроэнергии в узле i в интервале t от объема выработанной электроэнергии W_{iGM}^t . В предлагаемой модели считается, что стратегическое поведение имеют только компании с тепловыми электростанциями или с возобновляемыми ресурсами типа солнечной энергии и энергии ветра. Остальные поставщики, в том числе компании с ГЭС, являются ценопринимателями, не преследующими цели максимизации прибыли.

Поставщики, решая задачу максимизации прибыли (2), должны опираться на узловые цены, определяемые подразделениями Коммерческого оператора. Поэтому задача максимизации суммарного эффекта поставщиков считается вспомогательной. Решение этой задачи соответствует методике определения равновесных часовых цен в узлах энергосистем, используемой Коммерческим оператором российского оптового рынка [10]. Решение вспомогательной задачи встраивается в общую задачу планирования.

Общая задача планирования режимов ЭЭС на среднесрочную перспективу принимает следующий вид:

$$FM = \sum_t^T \left(\sum_{i \in I_d^t} (W_{di}^t) p_i^t \right) \rightarrow \min_{W_{di}^t}, \quad (3)$$

$$S_f(W_{GM}) = \sum_t^T \sum_{i \in I_f^t} (W_{iGM}^t p_i^t - C_i^t(W_{iGM}^t)) \rightarrow \max_{W_{GM}}, f \in GK$$

при соблюдении ограничений на параметры
планируемых режимов

Общая задача (3) является двухуровневой, теоретико-игровой, где лидерами являются поставщики, определяющие свою стратегию поведения, исходя из действий Коммерческого оператора рынка. Из (5) следует, что основная и вспомогательная задачи, имеющие разные целевые функции, решаются совместно.

Для демонстрации вычислительных возможностей модели в докладе рассмотрена электроэнергетическая система, представляющая упрощенную конфигурацию схемы замещения одной из реальных ЭЭС. В схеме 15 узлов. В 9 узлах представлены поставщики, в 12 узлах ведется потребление электроэнергии. Приведены результаты моделирования равновесного состояния на электроэнергетическом рынке. Учитывается случайный характер запасов

и притоков воды в водохранилищах, их взаимосвязь во временных интервалах в рамках одного периода планирования. Сравниваются результаты планирования режимов, полученные при решении двухуровневой задачи (5) для условий реального рынка электроэнергии с результатами планирования в условиях несовершенной конкуренции, когда целью задачи является получение максимальной прибыли генерирующих компаний.

Библиографический список

1. Joskow P.L. (2008) Lessons learned from electricity market liberalization. The Energy Journal, 29(Special Issue# 2).
2. Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854. URL: <https://energoworld.ru/library/pravila-operativno-dispatcherskogo-upravleniya-v-elektroenergetike/> (дата обращения: 20.03.2023).
3. Cardell JB, Hitt CC, Hogan WW (1997) Market power and strategic interaction in electricity networks. Resource and energy economics, 19 (1-2): 109-137.
4. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ. – М.: Мир, 2006. – 623 с.
5. Shale G (2009) Demand Is Very Elastic! IEEE Power & Energy 9(2): 14-20.
6. Sharma KC, Bhakar R, Tiwari HP (2014) Stochastic EPEC approach for wind power trading in competitive electricity market. In Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC), IEEE, December.
7. Day CJ, Hobbs BF, Pang JS (2002) Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach. IEEE Transactions on power systems 17(3): 597-607.
8. Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Среднесрочное планирование режимов электроэнергетических систем в условиях оптового рынка электроэнергии. // Известия Российской академии наук. Энергетика, 6 (2020): с. 17-30.
9. Hobbs BF, Metzler CB, Pang JS (2000) Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach. IEEE transact. on power syst 15(2):638-645.
10. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. Приложение №7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. НП “Совет рынка”. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r7_01012020_22042019.pdf (дата обращения: 22.03.2023).

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Аллаяров И.Д., Солонина З.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Изменения, происходящие в сфере энергетики, требуют все большей оперативности получения и обработки информации о текущем состоянии энергосистемы. Одновременно предъявляются все большие требования к точности и достоверности измерений параметров цепи. Актуальность решения задачи снижения ущерба субъектов экономики за счет повышения надежности и качества электроснабжения все чаще обосновывается государственными структурами с точки зрения быстрого роста нового цифрового сектора экономики. В настоящее время предпринимается ряд мер для обеспечения требований по надежности и качеству поставки электроэнергии. Однако, несмотря на все предпринимаемые меры, на высокую надежность силового оборудования и систем управления, возможны сбои в работе. Одной из серьезных проблем нормального функционирования энергосистем является нарушение работоспособности воздушных и кабельных ЛЭП. Особую опасность представляют короткие замыкания в питающих и распределительных сетях, обусловленные непредвиденными обстоятельствами, к примеру, природными катаклизмами. Сокращение времени поиска места коротких замыканий в линиях – это прямой путь повышения надежности энергосистем.

Вероятность возникновения коротких замыканий уменьшается, но не сводится к нулю, по мере повышения качества монтажа, надежности изоляторов и проводниковых материалов. Короткие замыкания приводят к отключению отдельных предприятий и целых регионов. Это накладывает повышенные требования к надежности и быстродействию релейной защиты. Однако если произошло короткое замыкание, и релейная защита успешно сработала, остается задача оперативного и, по возможности, точного определения координат места короткого замыкания. Это, в конечном счете, позволяет быстро восстановить ЛЭП и запустить ее в эксплуатацию, что, в свою очередь, приведет к минимуму экономические потери.

Обзор методов определения места повреждения в линиях электропередач. В настоящее время разработано много методов для обнаружения и устранения неисправностей в распределительных сетях. В разных источниках приводится классификация методов определения местоположения повреждений. Основное различие делается между централизованными и децентрализованными методами [1-2]. При централизованных методах измерения проводятся на подстанции в начале линии. В децентрализованных ме-

тодах используются измерения вдоль трассы линии вместе с использованием средств связи. К централизованным относятся метод импеданса, волновой метод и методы искусственного интеллекта. Децентрализованные методы получили распространение с развитием средств связи и увеличением числа интеллектуальных электронных устройств и приборов для индикации неисправностей в линии. Одним из недостатков этого метода является то, что они способны идентифицировать только поврежденный участок, а не точное положение неисправности. При определенных обстоятельствах комбинация децентрализованных и основанных на бегущей волне методов может преодолеть недостатки этих двух методов. Децентрализованный метод будет указывать на неисправную ветвь и участок линии между двумя индикаторами, а волновой метод может определить точное расстояние до места неисправности. Принцип децентрализованной локации места повреждения линии представлен на рис.1 [2].

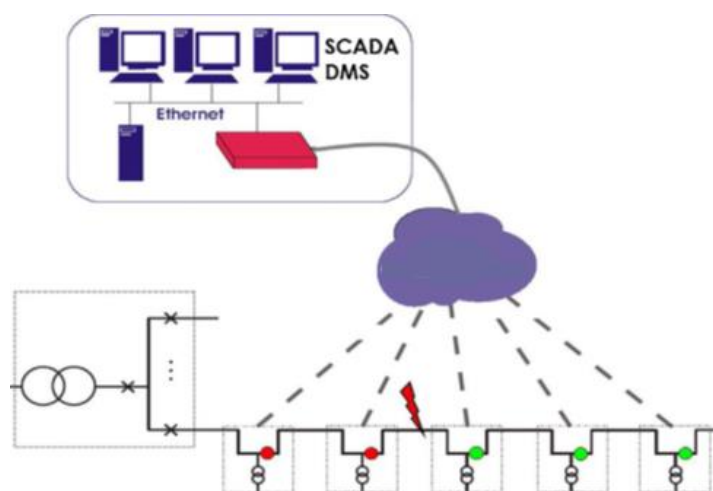


Рисунок 1 – Децентрализованная схема определения места повреждения

Еще одним способом получения информации данным методом является (Advanced Metering Infrastructure AMI) усовершенствованная измерительная инфраструктура. Также к децентрализованным методам, в частности, относят импульсный метод. В основе данного метода лежит измерение интервалов времени между моментами времени послышки импульса и приходом данного импульса к началу линии отраженного от места повреждения. К преимуществам этого метода является то, что требуются только текущие измерения, что является преимуществом. Однако эти методы, требуют источников сигнала, установленного на подстанции, что вызывает больше сложностей и проблем. Кроме того, эти методы неприменимы к незаземленным нейтральным сетям. Среди децентрализованных методов весьма интересным является метод, основанный на мониторинге тока отрицательной последовательности, не требующий измерения напряжения. Он имеет определенное преимущество перед импульсным методом, то есть не требуется

никакого устройства для посылки импульса. Однако для проверки этого метода необходимы полевые испытания.

Методы определения места повреждения в работах [1-2] классифицированы с точки зрения различных аспектов, таких как выбор соответствующей частоты изучаемых величин, место отбора электрических величин и выбор частотно-временных областей. Между тем, как правило, они могут быть разделены на три основные группы, в том числе на волновой метод, методы искусственного интеллекта и методы, основанные на компонентах основной частоты. Каждую из вышеупомянутых групп можно разделить на две подгруппы односторонние и двусторонние с точки зрения используемых в алгоритме электрических величин.

В работах некоторых авторов методы подразделяются на две категории: традиционные и методы искусственного интеллекта. Традиционные включают метод, основанный на прямой и отраженной волне между вводом линии и местом повреждения линии (волновой метод) и метод волнового сопротивления (импедансный метод). К методам искусственного интеллекта относятся метод опорных векторов (Support Vector Machine SVM), нечеткая логика, генетический алгоритм (GA) и подход сопоставления. Следует отметить, что определение местоположения повреждения с использованием интеллектуальных методов является сложным, поскольку они требуют подготовки данных для обработки и отнимают много времени [3]. Однако трудно найти доказательства реальных реализаций определения местоположения неисправностей на основе искусственного интеллекта. Более того, число научных работ по этим методам, по-видимому, сокращается. В настоящее время методы, основанные на искусственном интеллекте, не выглядят перспективными, и в целом методы, использующие одну точку измерения, не являются однозначными при определении местоположения неисправности. В [3] предлагается подход к решению этой проблемы путем интеграции различных методов определения местоположения неисправностей.

Реализация метода волнового сопротивления (импедансный метод) основана на принципе измерения тока и напряжения в момент повреждения. Использование подходов к локализации неисправностей на основе импеданса можно разделить на две подкатегории: односторонние и двусторонние способы. Односторонние импеданс-основанные подходы используют напряжение и ток измерения с одного конца линии. Они просты и экономичны в реализации и представляют собой единственное техническое решение для радиальных линий. Двусторонний метод основан на таком же принципе, за исключением того, что требуется измерение напряжения и тока с обоих концов линии.

Расстояние от начала линии до места повреждения L вычисляется согласно соотношению:

$$L = \frac{U}{I Z_w},$$

где U и I – соответственно ток и напряжение во время короткого замыкания; Z_w – волновое сопротивление линии.

Методы импеданса рассчитывают определение места повреждения непосредственно через вектор напряжения и тока. Они рассчитывают место повреждения по полученным данным и не требуют специального аппаратного/программного обеспечения и, как следствие, очень экономичные.

На точность измерения в данном методе оказывают влияние много факторов [2]:

- переходные составляющие тока;
- погрешности, вносимые трансформатором тока, вызванные насыщением сердечника;
- переходное сопротивление в месте короткого замыкания;
- ёмкость линии относительно земли;
- взаимная индукция линий и др.

Погрешность ОМП данного метода составляет от 1 до 20 процентов. Поскольку линии электропередач являются довольно протяженными и могут проходить по трудно доступным территориям, ошибка в определении места повреждения может быть до 300 м. Это может привести к продолжительному прекращению электроснабжения.

Волновой метод основан на зависимости величины тока в начале исследуемой линии от расстояния до места возникновения короткого замыкания. Однако имеются причины, которые снижают точность определения места повреждения. При применении волнового метода таковыми являются: колебания действующего значения напряжения в точке присоединения ЛЭП и зависимость величин амплитуды тока от фазы напряжения в момент короткого замыкания.

Данный способ определения места возникновения короткого замыкания может применяться, когда величина сопротивления в точке повреждения составляет от нуля Ом до сотен кОм. Достоинствами этого метода является независимость от конфигурации сети и устройств, установленных в сети. Определение места повреждения волновым методом имеет высокую скорость отклика и не зависит от распределенной емкости, не оказывают влияние колебания нагрузки, высокое сопротивление заземления и батареи последовательных конденсаторов, то есть метод имеет очевидные технические преимущества.

В работе [1-2] различают два вида исследования: активный и пассивный эксперименты. Примером активного эксперимента является зондирование поврежденной ЛЭП с помощью коротких импульсов тока и оценка интервала времени между моментами подачи зондирующего импульса (им-

пульсный метод) переменного тока и приема отраженного импульса от места повреждения. Это время зависит от расстояния от начала линии до точки короткого замыкания. Для измерения по методу колебательного разряда на поврежденную жилу подается напряжение, которое плавно поднимается до напряжения пробоя. Метод петли основан на измерении сопротивлений при помощи моста постоянного тока. Емкостной метод основан на измерении емкости оборванной жилы с помощью измерительных мостов.

Акустический метод основан на создании в месте повреждения искрового разряда и прослушивания звуковых колебаний, возникающих над местом повреждения. Индукционный метод, метод накладной рамки и т.д. Недостатком активного эксперимента, с точки зрения оперативности, является необходимость специального оборудования и достаточно большого времени на подготовку и проведение эксперимента.

Пассивный же эксперимент принципиально позволяет, используя современные высокоскоростные цифровые технологии, получать информацию (мгновенные значения тока и напряжения, фазы напряжения и тока), непосредственно от сигналов, связанных с процессами в ЛЭП после короткого замыкания, то есть в режиме текущего времени. Одно из возможных решений этой проблемы, связано с зависимостью тока в начале линии от расстояния до точки короткого замыкания. Однако, здесь есть причины, снижающие точность определения места повреждения, а именно: колебания действующего значения напряжения в точке присоединения ЛЭП, а также зависимость амплитуды тока от фазы напряжения в момент короткого замыкания.

Выводы. Необходима своевременная локализация и оперативное устранение неисправностей в линиях электропередачи для обеспечения бесперебойного электроснабжения и минимизации экономического ущерба.

Библиографический список

1. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Солонина З.В., Ахметшин А.Р. Повышение точности определения места повреждения в линиях электропередачи // Вестник КГЭУ, 2020, том 12, № 3 (47). С.3-14.
2. Suslov K., Solonina N., Solonina Z., Akhmetshin A. Development of the Method of Determining the Location of a Short Circuit in Transmission Lines // Journal of Physics: Conference Series, Volume 2061, International Conference on Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2021) 15-16 June 2021, Novorossiysk, Russia. P.6-10.
3. Gururajapathy SS, Mokhlis H, Illias HA. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017;74: 949-958.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ

Аллаяров И.Д., Солонина Н.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Успешное развертывание интеллектуальных систем на уровне ЛЭП во многом будет зависеть от разработки и внедрения приложений, основанных на синхронных векторных измерениях и на непрерывном совершенствовании поддерживающих их информационных и коммуникационных инфраструктур. С успешным развитием и внедрением в электрические системы новых информационно-коммуникационных технологий, в течение последнего десятилетия, было предложено несколько приложений синхронизированных векторных измерений (Phasor Measurement Unit – PMU), которые используются в интеллектуальных системах

Понятие и определения технологии векторных измерений. Крупные перебои с подачей электроэнергии, несмотря на то, что случаются довольно редко, могут привести к многомиллиардным финансовым потерям и даже к невозможным утратам [1]. Управление режимами энергосистем связано с непрерывным изучением динамических свойств, проявляющихся при технологических нарушениях. Эти исследования важны для уточнения ограничений пропускной способности межсистемных связей и сечений по условиям динамической устойчивости, что позволяет повысить экономические показатели управления режимами энергосистем. Одним из приоритетов технологического развития крупнейших энергосистем мира в последнее время было создание и внедрение в практику их эксплуатации систем мониторинга переходных режимов (Wide Area Measurement Systems – WAMS). Эти системы широко используются для повышения уровня информационного обеспечения и качества управления режимами энергосистем. Они постоянно модернизируются, чтобы отвечать беспрецедентным требованиям производства, доставки и хранения электроэнергии. Особенности WAMS, отличающие ее от существующих систем телеметрии, заключается в синхронизации измерений параметров режимов с помощью космических спутников и высокая дискретность регистрации параметров. Это определило широчайший спектр применения этих систем.

Основой WAMS является технология векторного измерения, которая активно внедряется во всех крупных энергосистемах мира и реализуется в виде систем мониторинга переходных режимов WAMS. Была разработана методика, при которой высокоточные измерения параметров электроэнергии - синхрофазоры, можно эффективно использовать при создании надежных моделей больших энергетических систем для мониторинга их рабочего состояния [1, 2].

«Синхрофазоры – это измеренные в реальном времени комплексные величины напряжений и токов (фазоров), т.е. векторы напряжений и токов с меткой времени (рис. 1). Они позволяют отслеживать с высоким разрешением различные сложные процессы, происходящие в энергосистеме. Измерения выполняются с помощью сложных цифровых приборов синхронизированных векторных измерений. Приборы, использующие синхрофазоры, можно сравнить с камерами видеонаблюдения, которые постоянно отслеживают сложную динамику передвижения групп людей в оживленных местах и фиксируют, как они взаимодействуют друг с другом».

Синхронизированные векторные измерения по всей энергосистеме стали возможны благодаря меткам времени GPS.

Преимущества применения технологии векторных измерений. Векторные регистраторы параметров PMU получили широкое распространение благодаря следующим возможностям [1]:

- данные векторных измерений могут быть использованы для дополнения и/или улучшения функциональных возможностей существующих систем управления;
- данные векторных измерений с сигналами систем глобального позиционирования (GPS) позволяют регистрировать основные режимные параметры (напряжение на шинах и его угол и др.) при большой протяженности линий электропередач;
- непосредственное измерение фазы позволяет напрямую вычислить передачу мощности между шинами, что улучшает характеристики и точность оценки состояния;
- высокая частота дискретизации (до 30 отсчетов в секунду);
- расширяет наблюдаемость, в т.ч. за пределами области собственного функционирования;
- мониторинг переходных и установившихся режимов;
- возможность использования для проверки достоверности характеристик системы, параметров модели и установки устройств управления;
- установка более надежных систем защиты;
- восстановление системы после возмущений и технологических нарушений.

На сегодняшний день это один из самых прогрессивных методов измерения, позволяющий получить высокую точность и стабильность измерений, минимальную задержку измеряемых переменных, повысить надежность измерительной системы в целом, а также получить функциональность, недоступную для других методов [1].

Измерения напряжения и тока до применения PMU представлены на рис. 1.

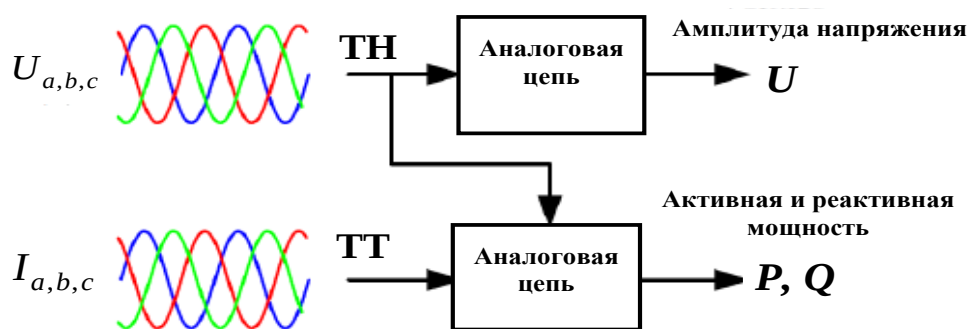


Рисунок 1 – Изображение на экране EMS (система управления энергией)

Выборка U, P, Q производится каждые пять секунд или реже. RTU будет передавать данные через модемы, микроволны или интернет в стандарте IEC 61850 или NERC Net непосредственно в диспетчерскую.

Данные из разных источников не фиксируются точно в одно и то же время. Обычно U, P и Q внезапно не меняются, если только в сети поблизости не произошла авария. Эти данные могут быть использованы для оценки состояния, для верификации измеренных данных и расчета неизмеренного напряжения и потока мощности в линии.

Приведем несколько примеров применения фазоров.

Рассмотрим пример № 1 (рис. 2) – расчет перетоков мощности с использованием фазоров.

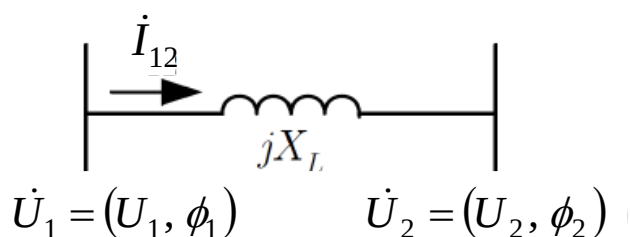


Рисунок 2 – Схема замещения участка ЛЭП [1]

Исходя из синхронизированных измерений векторов напряжений соседних шин в одно и то же время можно вычислить перетоки активной мощности и реактивной мощности P и Q :

$$\dot{I}_{12} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{jX_L}, \quad S_{12} = \dot{U}_1 \cdot \dot{I}_{12}^* = P_{12} + jQ_{12}, \quad P_{12} = \frac{U_1 U_2 \sin(\phi_1 - \phi_2)}{X_L}$$

где $\dot{U}_1, \dot{I}_{12}$ – соответственно напряжение и ток шины 1; $\dot{U}_2$ – напряжение шины 2; X_L – индуктивное сопротивление линии; P_{12}, Q_{12}, S_{12} – соответственно перетоки активной, реактивной и полной мощностей; ϕ_1, ϕ_2 – фазы напряжений соответственно U_1 и U_2 . (оба вектора напряжения должны измеряться точно в одно и то же время).

Наблюдение за расхождением углов между шинами генератора и нагрузки обеспечивает надежный способ оценки стрессового состояния системы.

Рассмотрим пример № 2 (см. рис. 3) – увеличение наблюдаемости.

Пусть посредством PMU на шине 1 измерено $\dot{U}_1, \dot{I}_{12}$, а $\dot{U}_2$ на шине 2 не измеряется. Тогда $\dot{U}_2$ можно вычислить из соотношения (это непосредственное вычисление, не требующее оценки состояния).

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - jX_L \dot{I}_{12}.$$

Таким образом, измеряя векторные данные на шине, можно вычислить напряжение на соседних шинах, используя параметры потокораспределения нагрузки в линии.

При формировании крупных энергообъединений возникает риск появления низкочастотных колебаний в диапазоне (0,1-2) Гц. Эти колебания могут ограничить режим работы системы, приводя к сокращениям перетоков мощности и к широкомасштабным технологическим нарушениям. Если эти колебания плохо демпфируются, то раскачивание системы может привести к каскадному отключению линии электропередачи и генераторов и вызвать значительные нарушения электроснабжения потребителей. Использование PMU в составе WAMS открывает широкие возможности для исследования межзональных низкочастотных колебаний в энергосистемах.

Пример №3 – межзональные колебания (рис. 3).

Предположим, что шины 1 и 2 расположены на расстоянии тысячи километров друг от друга в разных зонах управления.

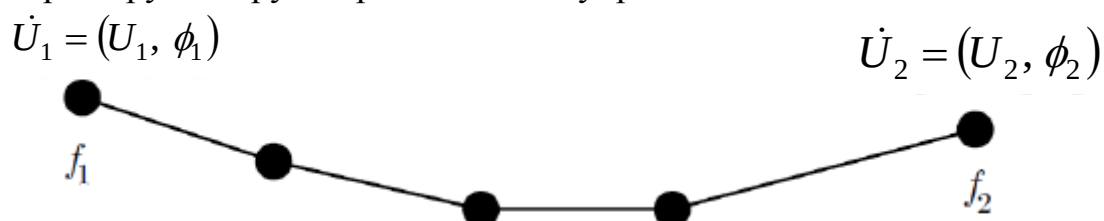


Рисунок 3 – Межзональные колебания

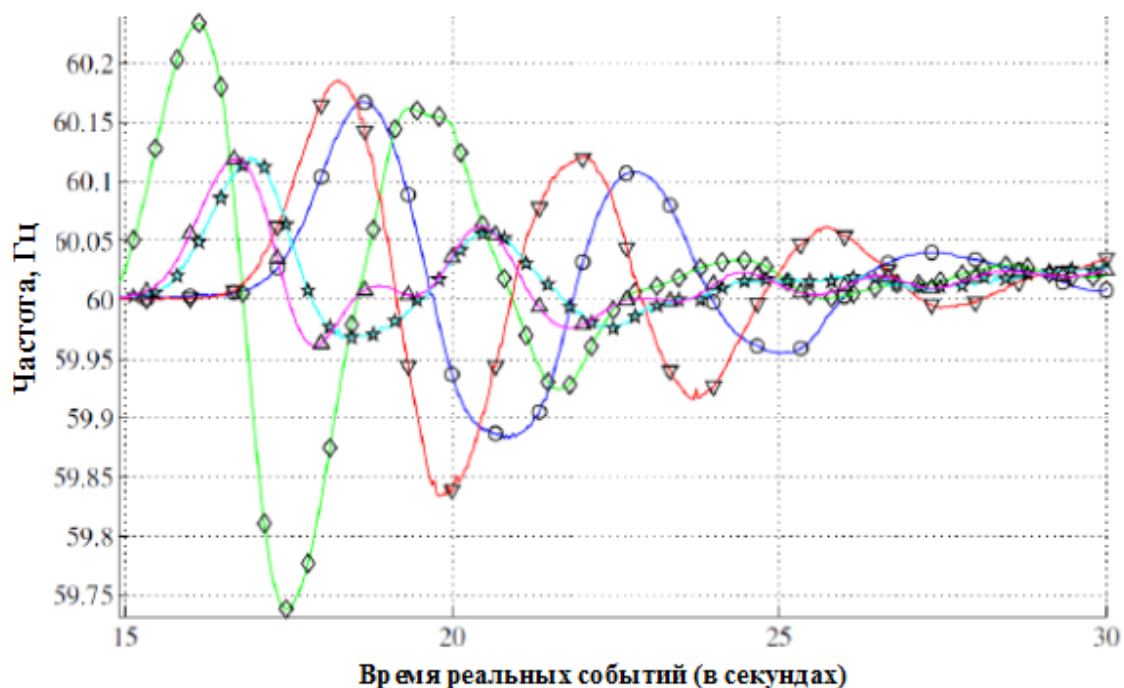
Измеряя частоты f_1 и f_2 на шинах (раздельно, но одновременно), мы можем вычислить разность частот

$$\Delta f = f_1 - f_2.$$

Любые межзональные колебания генераторов вблизи шины 1 по сравнению с шиной 2 будут проявляться расхождением частот Δf .

Данный мониторинг характера межзональных колебаний возможен в высокой частоте дискретизации PMU (30 в секунду).

На рис.4 показано происшествие на разных участках (потеря генерации и нагрузки).



**Рисунок 4 – Электронная обработка межзональных колебаний:
динамика изменения частоты во времени**

Выводы. Использование регистратора векторных параметров PMU и системы глобального позиционирования GPS позволяет оперативно определять места повреждений электропередач в режиме реального времени.

Библиографический список

1. К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, В.С. Степанов, З.А. Стычинский, И. ельчев. Применение векторных технологий в интеллектуальных энергосистемах // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2012, №12. – С. 210-216.
2. Karim Afshar, Shirzad Abdi etc. Wireless Communication channels in smart metering and the importance in short-term load forecasting // International Conference in Power and Energy Systems. 2012.

Аллаяров И.Д., обучающийся, гр. ИЭМ-21-1 ИРНИТУ; Солонина З.В., к.э.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

ВЫБОР ГРАФИКА ТЕМПЕРАТУРЫ ОБМОТОК И МАСЛА ТРАНСФОРМАТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ АППРОКСИМАЦИИ

Альзаккар А., Грачева Е.И.

Казанский государственный энергетический университет

Ahmadalzakkar86@gmail.com

Мониторинг состояния силовых трансформаторов имеет большое значение при рассмотрении вопросов надежности и безопасности в энергосистеме. Термическое напряжение является одним из основных параметров, который необходимо контролировать. Резкие колебания температуры обмотки трансформатора, масла, изолирующей среды и т. д. влияют на условия эксплуатации, срок службы и безопасность трансформаторов. Целью исследования является считывание коэффициента детерминации и средней ошибки функции аппроксимации, которые определяют самый идеальный график температуры обмоток трансформаторов.

Коэффициент детерминации (R^2) – это мера, которая предоставляет информацию о соответствии модели. В контексте регрессии – это статистическая мера того, насколько хорошо линия регрессии аппроксимирует фактические данные [1, 2].

Поэтому важно, когда статистическая модель используется либо для прогнозирования будущих результатов, либо для проверки гипотез. Коэффициент (R^2) лежит в диапазоне от 0 до 1. Чем ближе значение коэффициента к единице, тем существеннее зависимость [3, 4].

В нашем исследовании независимой переменной является температура ($y = t_{\text{сред}}$), а зависимой переменной является коэффициент нагрузки ($x = K_{32}$).

Коэффициент R^2 вычисляется [5] по данному уравнению (1):

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (y_i - \hat{y})^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}, \quad (1)$$

где y_i – фактические значения; $\hat{y}$ – расчетные значения исследуемой величины; $\bar{y} = \frac{\sum_i y_i}{n}$ – среднее значение исследуемой величины; $\sum_i (y_i - \hat{y})^2$ – сумма квадратов ошибок регрессии; $\sum_i (y_i - \bar{y})^2$ – сумма квадратов отклонений точек данных от среднего значения.

Средняя ошибка аппроксимации вычисляется [6] по выражения (2):

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_i \left| \frac{(y_i - \hat{y})}{y_i} \right|. \quad (2)$$

где n – количество фактических значений.

Аппроксимирующие функции можно представить следующей таблицей:

Таблица 1

Уравнения аппроксимации температуры установившегося перегрева от коэффициентов загрузки трансформаторов

Аппроксимирующая функция		R ²	Δ%
t₁ (°C)			
Экспоненциальная	$t_1 = 2,7697e^{1,9146K_{32}}$	0,711	9,97%
Линейная	$t_1 = 41,182K_{32} - 85,455$	0,945	85,16%
Полиномиальная	$t_1 = 17,541K_{32}^2 + 6,1K_{32} + 1,979$	0,998	7,2%
t₂ (°C)			
Экспоненциальная	$t_2 = 3,5496e^{2,127K_{32}}$	0,50	16,61%
Линейная	$t_2 = 73,5K_{32} - 16,864$	0,947	161,81%
Полиномиальная	$t_2 = 30,798K_{32}^2 + 11,903K_{32} + 1,6154$	0,999	4,49%
t₃ (°C)			
Экспоненциальная	$t_3 = 4,0746e^{2,208K_{32}}$	0,292	21,41%
Линейная	$t_3 = 94,5K_{32} - 21,591$	0,952	205%
Полиномиальная	$t_3 = 35,111K_{32}^2 + 24,279K_{32} - 0,5245$	0,993	13,84%
t₄ (°C)			
Экспоненциальная	$t_4 = 6,456e^{2,1634K_{32}}$	0,127	41,49%
Линейная	$t_4 = 129,23K_{32} - 22,955$	0,968	218%
Полиномиальная	$t_4 = 41,171K_{32}^2 + 46,885K_{32} + 1,7483$	0,999	6,3%

На рис. 1 приведены графики аппроксимирующих функций для 4 значений температуры перегрева обмотки и масла трансформаторов.

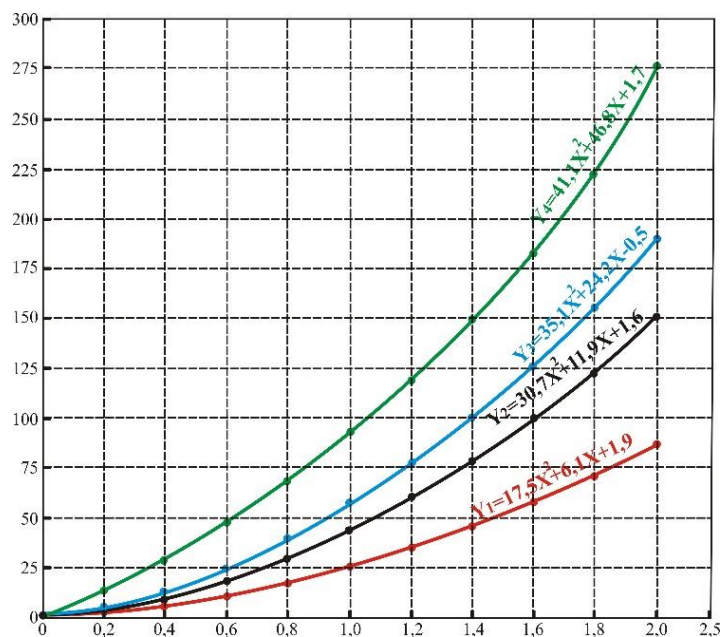


Рисунок 1 – Графики аппроксимирующих функций (полиномиальные)

$t_1(^{\circ}\text{C})$ – значение температуры среднего перегрева обмотки сверх температуры масла;

$t_2(^{\circ}\text{C})$ – значение температуры среднего перегрева масла сверх температуры охлаждающего воздуха;

$t_3(^{\circ}\text{C})$ – значение температуры перегрева масла сверх температуры охлаждающего воздуха;

$t_4(^{\circ}\text{C})$ – значение температуры перегрева наиболее нагретой точки сверх температуры охлаждающего воздуха.

Итоги исследования показали, что полиномиальная функция является лучшей, чем остальные (экспоненциальная и линейная), потому что, чем ближе коэффициент детерминации к единице – процент средней ошибки аппроксимации наименьший.

Библиографический список

1. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Альзаккар А., Низамиев М.Ф., Шумихина О.А., Valtchev S. Прогнозирование и анализ электропотребления и потерь электроэнергии на промышленных объектах. Проблемы энергетики. 2022;24(6):3-12.

2. Грачева Е.И., Наумов О.В., Садыков Р.Р. Учет холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016;(1-2):53-63.

3. Федотов, А.И. Мероприятия по увеличению пропускной способности линий электропередачи в распределительных сетях 10 кВ / А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2011. – № 5-6. – С. 79-85. – EDN NVAMET.

4. Грачева, Е. И. Потери электроэнергии в низковольтных сетях: науч. изд. / Е.И. Грачева; Е.И. Грачева; Министерство образования РФ, КГЭУ. – Казань: 2004. – 127 с. – ISBN 5-89873-128-8. – EDN QMIOJP.

5. N. Mestnikov, P. Vasiliev and A. Alzakkar, “Development of Method of Protection of Solar Panels Against Dust Pollution in the Northern Part of the Russian Far East,” International Ural Conference on Measurements (Ural-Con), 2021. DOI: 10.1109/UralCon52005.2021.9559596.

6. N. Mestnikov, A. Alzakkar, I. Valeev, “Assessment of the Performance of the Solar Power Plant with a Capacity 150W,” International Russian Automation Conference (RusAutoCon). – IEEE, pp. 404–408, 2021. DOI: 10.1109/RusAutoCon52004.2021.9537318.

Грачева Е.И., д-р. техн. наук, профессор кафедры «ЭПП» КГЭУ; Альзаккар А., аспирант гр. ЭПП, КГЭУ

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДВУХПОЛЮСНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Аракшинов И.П.¹, Константинов Г.Г.²

Иркутский национальный исследовательский технический университет
ilya.a2002@mail.ru, kgg40@mail.ru

Турбогенераторы (ТГ) – это электрические генераторы, вращающаяся часть которых приводится в движение паровой турбиной. Они являются самыми крупными по мощности электрическими машинами, при создании которых используются последние достижения науки и техники.

Турбогенераторы являются ключевыми элементами на тепловых электростанциях, и ими производится около 80% электроэнергии в нашей стране. Их надежность, эффективность и безопасность являются критически важными для обеспечения непрерывности и стабильности энергоснабжения.

В настоящей статье рассматривается назначение, область применения, особенности конструкции двухполюсных турбогенераторов, а также проводится их сравнение с четырехполюсными турбогенераторами [1-3].

Турбогенераторы предназначены для выработка электроэнергии, посредством преобразования механической энергии, получаемой от вращения паровой или газовой турбины, в электрическую, в продолжительном режиме работы. Срок службы турбогенераторов составляет не менее 40 лет.

Немаловажной ролью ТГ является поддержание частоты напряжения в электрической сети, которая в нашей стране равняется 50 Гц, поэтому частота вращения ротора двухполюсного ТГ составляет 3000 об/мин:

$$n = \frac{60f}{p},$$

где: n – это частота вращения ротора в оборотах в минуту, f – частота напряжения в сети, p – число пар полюсов.

Двухполюсные турбогенераторы широко применяются на тепловых электрических станциях. Пар, производимый парогенераторами ТЭС, обладает высокой энергетической эффективностью: давлением до 24 МПа и температурой до 560°C, что способствует получению высокого коэффициента полезного действия при вращении турбины со скоростью 3000 об/мин.

Турбогенераторы изготавливают как неявнополюсные машины горизонтального исполнения [4,5].

Статор турбогенератора состоит из корпуса, сердечника и обмотки.

Корпус статора ТГ (рис. 1) изготавливают из листов стали, так чтобы он был механически прочным, достаточно жестким, легким и мог распределять потоки охлаждающего газа. В нем размещают сердечник статора и его обмотку. Сердечник статора представляет собой цилиндр, с внутренним отверстием и пазами для обмотки, собранный из изолированных друг от друга

листов электротехнической стали в форме дисков или сегментов, толщина которых составляет 0,5 мм.

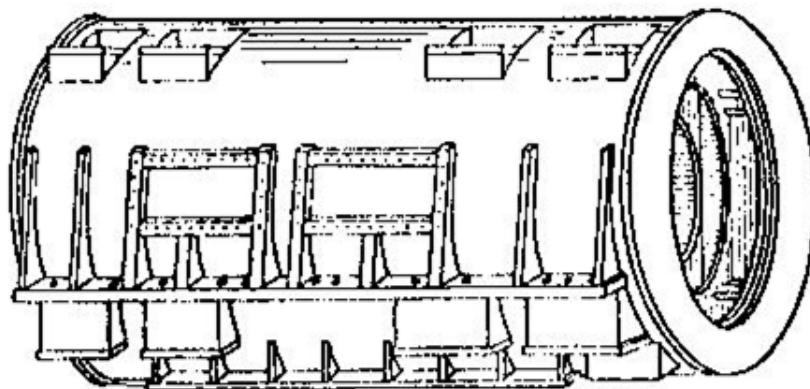


Рисунок 1 – Корпус статора турбогенератора

Конструкция сегментов сердечника статора зависит от мощности турбогенератора. Например, на рис.2, а. четырехзубый сегмент используют в машинах мощностью до 100 МВт, а в машинах большей мощности используют трехзубые сегменты, как на рис.2, б.

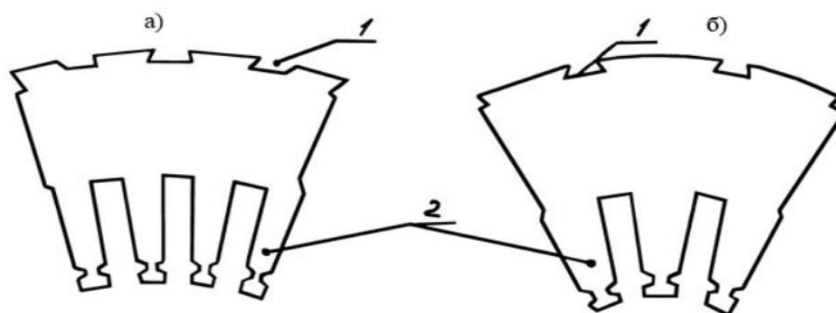


Рисунок 2 – Конструкция сегментов сердечника статора:

а – четырехзубый сегмент с крепежными пазами «трапеция»;
б – трехзубый сегмент с крепежными пазами «ласточкин хвост»:
1 – крепежные пазы, 2 – зубцы статора

Сердечник статора разделен на пакеты (рис. 3), длина которых составляет 40-50 мм, между ними располагаются специальные распорки, называемые вентиляционными каналами, с шириной 5-10 мм. Вентиляционные каналы изготавливают из немагнитной стали, и служат для прохождения охлаждающего газа. Для крепления сердечника из активной стали с корпусом используют упругие подвески, чтобы уменьшить вибрации, создающие при работе турбогенератора магнитным потоком ротора.

Обмотка статора в турбогенераторе может быть, как катушечного, так и стержневого типа. Катушечная обмотка представляет собой секции, состоящие из последовательно соединенных витков, и используется в машинах мощностью до 5-6 МВт на напряжение свыше 3,15 кВ. Стержневая обмотка состоит из стержней, представляющих обычно один виток и используется в

турбогенераторах большей мощности. Статорные обмотки выполняются двухслойными.

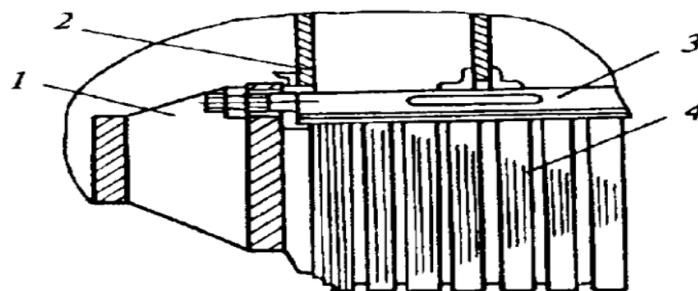


Рисунок 3 – Крепление сердечника статора:

1 – нажимная плита; 2 – стенки корпуса; 3 – ребро статора;
4 – пакет сердечника статора

Самым нагруженным узлом любого турбогенератора является ротор, который изготавливается из сплошной поковки. Причиной такого явления являются как центробежные силы, так и изгибающие силы, которые меняют свое направление в процессе вращения ротора.

Ротор турбогенератора (рис. 4) состоит из нескольких основных частей: вал, два бандажных и центрирующих кольца, два вентилятора, обмотка возбуждения, токоподвод и контактные кольца.

Чтобы устранить внутренние напряжения, а также для проверки центральной части и выявления внутренних отклонений, в поковках ротора изготавливают центральное отверстие.

Шины токовода находятся в хвостике ротора в двух пазах со стороны возбуждителя, которые соединяются двумя радиальными отверстиями с центральным отверстием ротора.

Подача постоянного тока в обмотку возбуждения осуществляется с помощью токоподвода и контактных колец, располагающихся на вращающемся роторе, от возбуждителя через щеточный аппарат.

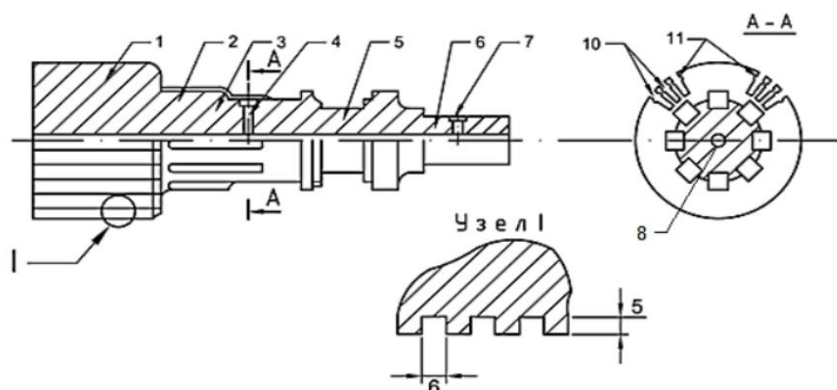


Рисунок 4 – Вал ротора турбогенератора:

1 – бочка ротора; 2 – паз токопровода; 3 – хвостик под лобовую часть обмотки;
4, 7 – радиальные отверстия для токопровода; 5 – цапфа вала; 6 – кольцевая площадка для контактных колец; 8 – центральное отверстие; 9 – каналы; 10 – пазы ротора;
11 – вентиляционные пазы

Достоинствами двухполюсных турбогенераторов по сравнению с четырехполюсными являются:

- значительно лучшие показатели по затратам на единицу мощности,
- меньшие габариты,
- меньшая стоимость, благодаря большой частоте вращения.

В качестве недостатков двухполюсных турбогенераторов по сравнению с четырехполюсными, следует назвать меньшую предельную мощность, большие механические напряжения от центробежных сил в роторе, а, следовательно, большие вибрации сердечника статора.

Заключение. В данной статье были рассмотрены назначение, область применения, конструкции двухполюсных турбогенераторов, отличие двухполюсных ТГ от четырехполюсных, их достоинства и недостатки.

Библиографический список

1. Константинов Г.Г. Турбогенераторы для тепловых и атомных электростанций: учеб. пособие. – Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 332 с.
2. Беспалов В.Я. Электрические машины: учебное пособие для студентов высш. учебн. заведений / В.Я. Беспалов, Н.Ф. Котеленец. – 2 изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 320 с.
3. Копылов И.П. Электрические машины: учебник для вузов / Копылов И.П. – 5 изд. стер. – М., Высш. шк., 2006. – 607 с.
4. Извеков В.И, Серихин Н.А., Абрамов А.И. Проектирование турбогенераторов. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 440 с.
5. Силин Л.Ф. Электромеханика. Проектирование турбогенераторов: пособие по курсовому проектированию / Л.Ф. Силин. – Красноярск: ИПК СФУ, 2010. – 172 с.

Аракшинов И.П., обучающийся, гр. ЭСб-20-1; Константинов Г.Г., профессор каф. Э и ЭТ

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА С ЦЕЛЬЮ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Ахметова А.Л., Маслов И.Н.

Казанский государственный энергетический университет

albina.akhmetova03@mail.ru

Российская энергетика является одним из крупнейших производителей и потребителей ископаемого топлива в мире. Энергетическая отрасль является основой российской экономики и несет ответственность за значительный объем выбросов парниковых газов. Хотя в последние годы страна добилась определенного прогресса в сокращении своего углеродного следа,

она по-прежнему сильно зависит от нефти, газа и угля. Чтобы сократить выбросы и сдержать изменение климата, необходимо перейти на более чистые и устойчивые источники энергии. Поэтому растет интерес к внедрению водородного топлива как средства декарбонизации энергетики в России. В этой статье мы рассмотрим перспективы внедрения водородного топлива в России, включая его потенциальные преимущества и проблемы.

Водород является универсальным топливом, которое можно производить из различных источников, включая природный газ, уголь, биомассу и воду [1-3]. Он производится в процессе электролиза, который включает расщепление молекул воды на водород и кислород с помощью электричества. Затем водород можно хранить и транспортировать в топливные элементы, где он преобразуется в электричество и тепло. В отличие от ископаемого топлива, водородное топливо не производит выбросов углерода и является возобновляемым. Его можно использовать в самых разных областях: от топливных элементов для электромобилей до промышленных процессов, таких как сталеплавильное и химическое производство. Водород – это экологически чистое топливо, которое не производит выбросов парниковых газов при использовании в топливных элементах, что делает его привлекательным вариантом для декарбонизации энергетической отрасли [4-6].

Потенциальные преимущества водородного топлива:

Российская Федерация – крупнейший в мире производитель и экспортер ископаемого топлива, а экономика страны сильно зависит от энергетического сектора. Однако есть несколько причин, по которым России следует рассмотреть вопрос о переходе на водородное топливо. Внедрение водородного топлива в России может принести ряд преимуществ:

Во-первых, во всем мире растет спрос на чистую энергию, и многие страны взяли на себя обязательства по сокращению выбросов углерода. Эта тенденция, вероятно, сохранится, и российский энергетический сектор может столкнуться с серьезными проблемами, если не адаптируется. Водородное топливо представляет собой жизнеспособную альтернативу ископаемому топливу и может позволить России сохранить конкурентоспособность на мировом энергетическом рынке.

Во-вторых, это может помочь сократить выбросы углерода в стране. Водород можно производить из возобновляемых источников, таких как ветер и солнечная энергия, а это означает, что он может стать по-настоящему экологичным топливом. Кроме того, водородные топливные элементы очень эффективны, что означает, что они могут уменьшить количество энергии, необходимой для питания транспортных средств и других приложений.

В-третьих, в России имеются значительные запасы природного газа, который можно использовать для производства водорода с помощью процесса, называемого паровой конверсией метана (ПМР). ПМР включает реакцию природного газа с паром для получения водорода и двуокси угле-

рода. Затем углекислый газ можно улавливать и хранить, сокращая выбросы. Запасы природного газа в России дают ей значительное преимущество в производстве водорода, и она может стать крупным экспортером водородного топлива в другие страны.

В-четвертых, водородное топливо может повысить энергетическую безопасность России. В качестве внутреннего источника энергии водород может снизить зависимость страны от импорта нефти и газа, повысив ее энергетическую независимость.

В-пятых, использование водородного топлива могло бы способствовать диверсификации экономики России. Как крупный производитель и экспортер ископаемого топлива Россия сильно зависит от этих отраслей. Инвестируя в производство и технологии водорода, страна может создать новые отрасли промышленности и экспортные возможности [2-4].

В-шестых, водородное топливо имеет множество применений за пределами энергетики. Его можно использовать, среди прочего, в транспорте, отоплении и промышленных процессах. Эта универсальность делает водородное топливо привлекательным вариантом для стран, стремящихся диверсифицировать свои источники энергии и сократить выбросы.

Проблемы и решения внедрения водородного топлива:

Несмотря на потенциальные преимущества, есть несколько проблем, связанных с внедрением водородного топлива в России, которые необходимо решить, прежде чем его можно будет использовать в больших масштабах.

Во-первых, инфраструктура для производства и распределения, хранения и транспортировки водорода все еще недостаточно развита. Существующая инфраструктура для ископаемого топлива не подходит для водорода, и для создания новой инфраструктуры потребуются значительные инвестиции. Эти инвестиции могут быть сложными, учитывая экономический и политический климат в России. Несмотря на то, что в настоящее время ведутся пилотные проекты, предстоит пройти еще долгий путь, прежде чем водород станет жизнеспособным вариантом для широкого использования в стране.

Во-вторых, существуют опасения по поводу стоимости производства и использования водородного топлива. ПМР в настоящее время является наиболее рентабельным методом производства водорода, но он по-прежнему приводит к выбросам углерода. Другие методы, такие как электролиз с использованием возобновляемых источников энергии, более дороги. Хотя стоимость производства водорода в последние годы снизилась, он по-прежнему дороже, чем ископаемое топливо. Это может сделать его менее конкурентоспособным в краткосрочной перспективе, хотя ожидается, что цены упадут по мере совершенствования технологии производства.

В-третьих, в настоящее время в России нет нормативных документов, стандартов и правил, регулирующих производство, хранение и транспортировку водорода. Это создает неопределенность для инвесторов и может замедлить развитие отрасли [5-7].

Для преодоления этих проблем необходимо реализовать несколько решений. Во-первых, российскому правительству необходимо обеспечить стимулы для развития водородной инфраструктуры. Это могут быть налоговые льготы, субсидии и другие формы поддержки. Во-вторых, исследования и разработки должны быть направлены на снижение стоимости производства водорода альтернативными методами. Для этого понадобятся квалифицированные кадры в области водородных технологий, организация центров инженерии, где исследования будут преобразованы в инженерные разработки, создание промышленного оборудования для водородной энергетики. Наконец, необходимо создать нормативно-правовую базу для обеспечения безопасного и эффективного производства, хранения и транспортировки водорода.

Уже сегодня Правительство Российской Федерации предпринимает первые шаги к переходу на экологически чистое топливо в виде утверждения документов по реализации решений и мероприятий по развитию водородной энергетики:

- Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. (утверждена распоряжением от 09.06.2020 №1523-р), в которой представлены общие положения, цели и приоритетные направления развития энергетики, способы реализации ключевых задач.

- Распоряжение Правительства РФ от 12.10.2020 №2634-р об утверждении плана мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года», который позволит организовать первостепенные работы по формированию экспорта водородной энергетики в РФ.

- Распоряжение Правительства РФ от 05.08.2021 №2162-р «Об утверждении концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации» определяет цели, задачи, стратегические инициативы и ключевые меры по развитию водородной энергетики в Российской Федерации на среднесрочный период до 2024 года, долгосрочный период до 2035 года, а также основные ориентиры на перспективу до 2050 года [8-10].

Заключение. Водородное топливо представляет собой многообещающую альтернативу ископаемому топливу и обладает потенциалом декарбонизации энергетической отрасли в России. Страна обладает значительными запасами природного газа, который может быть использован для производства водорода, и может стать крупным экспортером водородного топлива в другие страны. Однако есть несколько проблем, которые необходимо решить, прежде чем водород станет жизнеспособным вариантом для широкого использования. К ним относятся развитие инфраструктуры, установле-

ние правил и снижение затрат. Тем не менее, учитывая общемировую тенденцию к декарбонизации, вполне вероятно, что в ближайшие годы водород будет играть все более важную роль в энергетике России и всего мира.

Библиографический список

1. О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, К.В. Романов, Р.В. Тетеревлев. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. 2021 №3. С. 6-19.
2. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р., Горлов А.Н. Влияние водородного топлива на работу газотурбинной установки при работе на оптовом рынке электрической энергии и мощности // Международный технико-экономический журнал. 2022. № 1. С. 17-26. DOI 10.34286/1995-4646-2022-82-1-17-26. EDN CMYRKA.
3. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р., Савина М.В. Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. № 3(158). С. 342-355. DOI 10.21285/1814-3520-2021-3-342-355. EDN RCIJEG.
4. Марьин Г.Е., Сопина Ю.В. Перспективы применения водорода в энергетике // Международная научно-техническая конференция молодых ученых БГТУ им. В.Г. Шухова: Материалы конференции, Белгород, 30 апреля – 20 2021 года. Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2021. С. 4160-4163. EDN DFRRQF.
5. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 2. С. 84-92. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92. EDN SJMVUR.
6. Ишалин А.В., Файзуллина Г.И., Марьин Г.Е. Перспективные направления получения водорода // Тинчуринские чтения - 2021 "Энергетика и цифровая трансформация": Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3-х томах, Казань, 28-30 апреля 2021 г. / Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. Том 2. Казань: ООО Полиграфическая компания "Астор и Я". 2021. С. 182-185. EDN VNSJQF.
7. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5(124). С. 131-142. DOI 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142. EDN YPLMUN.
8. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: Распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р // Министерство энергетики Российской Федерации. – 2020. – № № 1523-р. – Ст. 2.

9. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в РФ до 2024 года»: Распоряжение от 5 августа 2021 г. № 2162-р // Министерство энергетики Российской Федерации. – 2020. – № 2162-р. – Общее описание плана мероприятий.

10. Концепция развития водородной энергетики в РФ: Распоряжение Правительства РФ от 12 октября 2020 г. № 2634-р // Министерство энергетики Российской Федерации. – 2020. – № 2634-р. – Общие положения.

Ахметова А.Л., студентка, гр. ЭУЭ-1-21 КГЭУ; Маслов И.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭМС КГЭУ

УДК 621.311

**ПРОБЛЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА НЕСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

Балыкин М.С., Чеботнягин Л.М.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
leonid@istu.edu

Согласно [1] размер фактических потерь электрической энергии (ЭЭ) в электрических сетях определяется как разница между объемом ЭЭ, переданной в электрическую сеть из других сетей или от производителей ЭЭ, и объемом ЭЭ, которая поставлена по договорам энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) и потреблена энергопринимающими устройствами, присоединенными к данной электрической сети, а также объемом электрической энергии, которая передана в электрические сети других сетевых организаций. Т.е. по существу это в идеальных условиях разность показания приборов учета ЭЭ в начале и в конце линии.

При этом по [1] выделяют технологические потери или потери ЭЭ, возникающие в объектах электросетевого хозяйства и обусловленные физическими процессами, происходящими при ее передаче с учетом технических характеристик линий электропередачи, силовых трансформаторов и иных объектов электросетевого хозяйства, определяющих величину переменных потерь в соответствии с технологией передачи и преобразования электрической энергии, условно-постоянных потерь для линий электропередачи, силовых трансформаторов и иных объектов электросетевого хозяйства.

В соответствии с [2] объекты электросетевого хозяйства – это линии электропередачи, трансформаторные подстанции и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование. В соответствии с [2] в организации рынка ЭЭ (розничного) участвуют: потребители ЭЭ, сетевые организации, гарантирующие поставщики,

энергосбытовые организации, владельцы электрической сети, через сети которых подключены потребители к сетевым организациям, производители электрической энергии, микрогенерация. Порядок взаимодействия данных участников розничных рынков определяется [3]

Анализ судебной практики, представленной в картотеке судебных дел по арбитражным делам на территории Иркутской области и выполненным в рамках судебных экспертиз сотрудниками ФГБОУ ВО «ИРНИТУ» исследований в интересах вынесения объективных и справедливых решений арбитражного суда Иркутской области, показывает, что до сих пор не решены проблемы в части определения фактических и технологических потерь электрической энергии в электросетевом хозяйстве владельцев электрических сетей, не оказывающих услуг по передаче ЭЭ и не являющихся сетевыми организациями.

Как показывает практика, разница в объемах фактических и технологических потерь, которые в идеальных условиях должны быть равны или близки по значениям, в не которых случаях отличаются более чем в 100 раз. При этом, если у специализированных организаций есть финансовые возможности по минимизации этой разницы, например, сетевые организации имеют тариф за передачу ЭЭ, в который входит в том числе и компенсация потерь, то иные, не относящиеся к сетевым организациям, согласно [1-3] таких возможностей не имеют. К таким организациям, как правило, относятся собственники электрических сетей, через сети которых опосредованно подключены потребители, имеющие прямые договора с гарантирующим поставщиком, но не попадающие под критерии сетевых организаций [1-3].

Среди основных причин существенного отличия в объемах фактических и технологических потерь и возникающих из-за этого судебных споров, являются:

1. Отличие схем электроснабжения потребителей по конфигурации и технических характеристикам от схем, приведенных в официальных правоустанавливающих документах на нее (техническом паспорте на электрическую сеть), как следствие возникают проблемы с точным расчетом технологических потерь. Здесь вина, как правило, самих владельцев сети и гарантирующих поставщиков.

2. Имеются неучтенные потребители или потребители, по которым объемы потребления ЭЭ не сформированы гарантирующим поставщиком, то есть не учтены в расчетах объемы электрической энергии за расчетный период. Например, потребитель не подал во время показания прибора учета, в результате гарантирующий поставщик формирует совокупный переданный объем ЭЭ без учета этого потребителя, тем самым увеличивая разницу между фактическими потерями и технологическими.

3. Ведение реестров потребителей, подключенных к электрической сети не всегда соответствует действительности, а с учетом приведен-

ного выше п.1, как гарантирующему поставщику, так и собственнику электросетевого хозяйства становится проблематично достоверно определить фактические и технологические потери.

4. При анализе потребления выявляются отрицательные объемы потребления ЭЭ, в некоторых случаях до 10% от всего передаваемого электрической сетью объема электрической энергии. Такие объемы электрической энергии, как правило, формируются из-за низкой дисциплины организации учета электрической энергии всеми участниками рынка электрической энергии, а гарантирующим поставщиком эти объемы неосновательно зачисляются в объемы потребления электрической сетью, а не потребителя. Как правило, с такими же трудностями сталкиваются и сетевые организации. Примером может служить следующая ситуация: потребитель долгое время (несколько месяцев) не предоставлял показания, гарантирующий поставщик, используя расчетные методы, формировал некоторый объем потребления по этому потребителю. Через несколько расчетных периодов потребитель предоставил показания, из которых следовало, что его объем существенно меньше чем расчетных. В результате объем за новый расчетный период отрицательный. Отрицательный объем вычитается из объема электрической энергии переданной потребителю и начисляется собственнику сетей в виде фактических потерь, где стоимость потерь в разы больше, чем стоимость ЭЭ у потребителя. В результате идет неосновательное обогащение других участников рынка электрической энергии.

5. Одной из больших проблем является, не смотря на развитость технологий по внедрению интеллектуальных систем учета и АИИСКУЭ, не надлежащие сроки сбора показаний приборов учета. Если расчетным является 1 месяц, а показания необходимо собрать до 25 числа расчетного месяца, при этом за 1 – 2 дня необходимо обеспечить сбор данных даже с помощью автоматизированных систем с более 1000 приборов учета, то учесть всех потребителей становится проблематично. Требуется больший интервал времени. Естественно формируется существенная разница между фактическими и технологическими потерями в виду неодновременности снятия показаний в начале и в конце линии. Также необходимо учесть потребителей физических лиц, объемы ЭЭ которых формируются расчетным образом в соответствии с [4], а по части точек учета формируются с нулевыми показаниями. Однако, [4] рассматривает вопросы формирования полезного отпуска электроэнергии такими потребителями, но не указывает, как они должны быть сформированы. Т.е. объемы ЭЭ собранные по потребителям с указанными выше характеристиками и относящимися к группе «население» в большей своей степени не соответствуют действительности и не позволяют обеспечить равенство фактических и технологических потерь.

6. Из анализа материалов судебных дел следует, что электрическая сеть несетевых организаций, которые зачастую не имеют энергопринимаю-

щих устройств (за исключением технологических потерь), потребляют в некоторых случаях более 50% от всей поставленной электроэнергии в эту сеть, что не объясняется с технической точки зрения.

Исходя из выше сказанного, можно подытожить, что, несмотря на развитость технических решений по оптимизации сбора и обработки показаний приборов учета и законодательства в стране в этой сфере, до сих пор существуют вопросы, требующие решения, как с технической точки зрения, так и с законодательной. Одним из способов решения, могло бы стать субсидирование владельцев сетей или их финансовое стимулирование по приведению электросетевого хозяйства в надлежащее состояние на перспективе 2-5 лет с последующей передачей электросетевого хозяйства в сетевые организации.

Библиографический список

1. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».
2. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»))».
4. Постановления Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».

Балыкин Максим Сергеевич, инженер-проектировщик Службы главного энергетика; Чеботнягин Леонид Михайлович, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения и электротехники, ИРНИТУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Барахтенко Е.А., Сердюкова Е.В.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*

barakhtenko@isem.irk.ru, serdyukovaev@ex.istu.edu

Введение. Интегрированные энергетические системы (ИЭС) представляют собой комплексную систему, объединяющую различные источники энергии, такие как электричество, тепло и газ. В современном мире ИЭС становятся все более популярными, так как они позволяют повысить эффективность использования энергии и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду. Однако, наряду с высокой эффективностью, ИЭС также требуют высокой структурной надежности, чтобы обеспечить непрерывность поставки энергии и предотвратить возможные аварии. В этой статье рассмотрим методику исследования структурной надежности ИЭС и ее применение в области энергетики.

Методика исследования структурной надежности ИЭС. Структурная надежность ИЭС – это способность системы сохранять работоспособность при наличии отказа одного или нескольких ее элементов [4, 5].

Исследование структурной надежности ИЭС включает в себя несколько основных этапов (рис. 1).

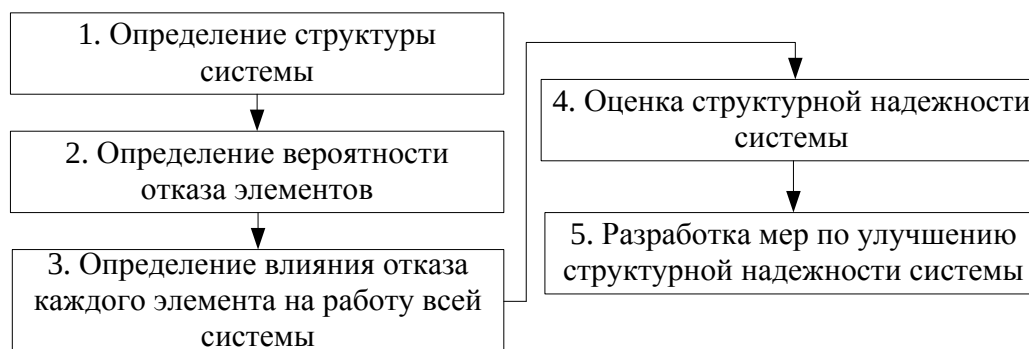


Рисунок 1 – Обобщенная методика исследования

Остановимся подробнее на каждом этапе:

1. **Определение структуры системы.** На этом этапе проводится анализ элементов системы и их взаимосвязей. Это позволяет определить возможные пути передачи энергии и выделить основные функциональные блоки системы.

2. **Определение вероятности отказа элементов.** Для каждого элемента системы определяется вероятность его отказа. Это может быть сделано на основе статистических данных или экспертных оценок о частоте отказов аналогичных элементов или на основе экспертных оценок.

3. Определение влияния отказа каждого элемента на работу всей системы выполняется с помощью математического моделирования. На этом этапе определяется важность каждого элемента системы для ее работоспособности.

4. Оценка структурной надежности системы выполняется на основе вероятности отказа каждого элемента и его влияния на работу всей системы. На основе результатов предыдущих этапов определяется уровень структурной надежности системы.

5. Разработка мер по улучшению структурной надежности системы реализуется путем замены или улучшения элементов системы, изменения ее структуры или установления резервных элементов.

Методика исследования структурной надежности ИЭС может быть применена для различных целей, таких как:

1. Определение наиболее критических элементов ИЭС, требующих повышенного контроля и обслуживания.

2. Оценка уровня риска возникновения отказов и разработка мер по их предотвращению.

3. Оценка влияния изменений в структуре ИЭС на ее работоспособность.

4. Определение оптимальной структуры ИЭС с точки зрения ее надежности и эффективности.

Метод поиска путей и сечений. Для исследования структурной надежности ИЭС предложено применить метод поиска путей и сечений Фокина. Этот метод является одним из методов анализа надежности электроэнергетических систем (ЭЭС). Он используется для определения наиболее вероятных путей отказов и сечений в системе, что позволяет выявить ее наиболее уязвимые места и разработать меры по их устранению. Методика основывается на построении графа связей между элементами системы и определении наиболее вероятных путей и сечений, которые могут привести к отказу всей системы. Для этого производится анализ всех возможных комбинаций отказов элементов и определение их влияния на работу всей системы. Основным преимуществом метода является его простота и универсальность [2, 3]. Он может быть использован для анализа надежности любых типов ЭЭС, включая генераторные, распределительные и передающие сети. Кроме того, метод позволяет определить наиболее вероятные сценарии отказов и разработать соответствующие меры по их предотвращению. Однако, следует отметить, что метод имеет свои ограничения и не может учитывать все возможные факторы, влияющие на работу системы. Поэтому, для более точной оценки надежности работы ЭЭС может потребоваться использование более сложных методов анализа. В целом, метод поиска путей и сечений Фокина является важным инструментом для обеспечения надежности работы электроэнергетических систем. Его применение позволяет выявить

наиболее уязвимые места в системе и разработать меры по их устранению, что способствует повышению ее надежности и эффективности.

На примере рассмотрим схему, состоящую из 10 узлов и одного источника питания. Тестовая схема представлена на рисунке 2. Все узлы и связи (ветви) пронумерованы от источника до нагрузки. Нумерация связей представлена в кружках. Также введен суммарный узел нагрузки «11». Связи 6, 9, 11 – фиктивные.

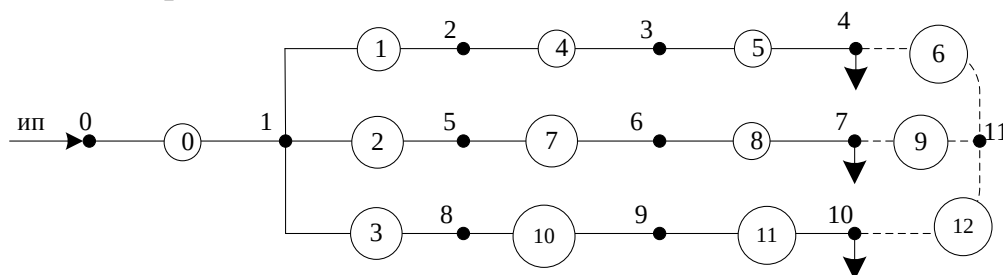


Рисунок 2 – Тестовая схема

Для тестовой схемы составим матрицу связей, где «1» обозначает, что связь есть, «0» – связи не существует [1].

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0
2	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
5	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
11	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0

Далее для схемы (рис. 2) составим матрицу путей. Где под путем понимаем расстояние от источника питания (ИП) до суммарного узла нагрузки (узел 11). В результате получилось, что схема имеет 3 пути от источника питания до нагрузки.

	0-1	1-2	1-5	1-8	2-3	3-4	4-11	5-6	6-7	7-11	8-9	9-10	10-11
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Путь1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Путь2	1	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
Путь3	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1

Используя правило логического сложения, составляем матрицу сечений. Исключаем сечения, содержащие «фиктивные» связи. В результате получилось 28 сечений.

Матрица сечений имеет вид:

	0-1	1-2	1-5	1-8	2-3	3-4	4-11	5-6	6-7	7-11	8-9	9-10	10-11
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C2	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
C4	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
C5	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
C6	0	1	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
C7	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
C8	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
C9	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
C10	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0
C11	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
C12	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
C13	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
C14	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0
C15	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
C16	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
C17	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
C18	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0
C19	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0
C20	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
C21	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
C22	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0
C23	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0
C24	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0
C25	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0
C26	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0
C27	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0
C28	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0

Далее на основе матрицы сечений определяются показатели структурной надежности ИЭС.

Заключение. Методика исследования структурной надежности ИЭС является важным инструментом для обеспечения надежной работы комплексных энергетических систем. Ее применение позволяет определить наиболее критические элементы системы, оценить уровень риска возникновения отказов и разработать меры по их предотвращению, а также определить оптимальную структуру системы с точки зрения ее надежности и эффективности. Методика исследования структурной надежности ИЭС имеет большой потенциал для повышения эффективности и надежности работы комплексных энергетических систем, что делает ее актуальной и перспективной в области энергетики.

Библиографический список

1. Сердюкова Е.В. Топологический метод анализа путей энергоснабжения для оценки структурной надежности радиальной сети / Е.В. Сердюкова // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–22 апреля 2022 года. 2022. – С. 370-374.
2. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / Ю.А. Фокин // М.: Высш. шк. – 1989. – 151 с.

3. Франк Г. Сети, связь и потоки / Г. Франк, И. Фриш //под ред. Д.А. Поспелова. – 1978. – 445 с.

4. Malafeev A., Iuldasheva A. The structural reliability and adequacy assessment of the industrial electric power systems with local power plants //Machines. Technologies. Materials. – 2018. – Vol. 12. – №. 4. – P. 165-168.

5. 14. F.H. Abd Alsharify, A modified technique to compute the minimal path sets for the reliability of complex network / F.H. Abd Alsharify, G.A.Mudhar, Z.A. H. Hassan //Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2021. – Vol. 1999. – №. 1. – P. 012083.

Барахтенко Е.А., к.т.н., доцент ИРНИТУ, старший научный сотрудник, ИСЭМ СО РАН; Сердюкова Е.В., к.т.н., доцент ИРНИТУ, инженер-исследователь ИСЭМ СО РАН

УДК 620.9

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

Бодиев Н.А., Мусоев М.И., Карамов Д.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
navruz.bodiev@mail.ru

Важнейшим показателем, определяющим уровень экономического развития и благосостояния населения, а также национальную безопасность любой страны, является экономически эффективное и обоснованное потребление энергии [1].

Таджикистан располагает значительным запасом разнообразных природных энергетических ресурсов: угля, нефти, природного газа, энергии стоков рек, солнечной радиации, термальных вод и ветра. Однако для формирования и развития отраслевых систем энергетического комплекса наличия только больших запасов ресурсов недостаточно. Необходимы соответствующая степень изученности имеющихся запасов в количественном и качественном отношении, условий их размещения, а также расчет технико-экономических показателей их промышленного освоения.

Таджикистан сегодня, из стран бывшего СССР, производит электроэнергии в четыре раза больше, чем Молдова, в три раза больше, чем Армения, более чем в два раза больше, чем Грузия; на треть больше, чем Туркменистан и больше, чем в Кыргызстане. Тем не менее, в республике ощущается острый дефицит электроэнергии. Зимой страдает население, предприятия несут убытки, что в значительной степени сдерживает развитие предпринимательства в стране [1]. На рис. 1. показано текущее состояние энергетики Таджикистана.

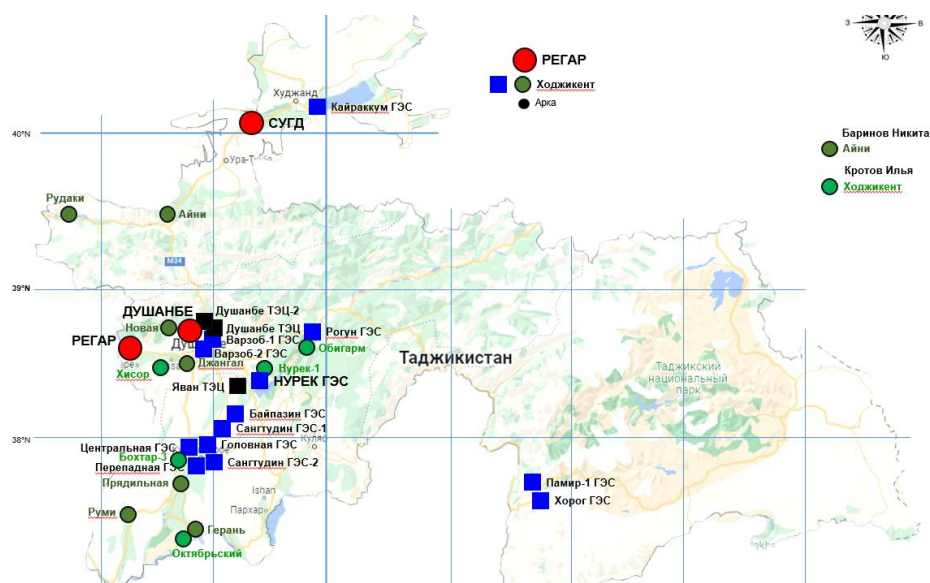


Рисунок 1 – Карта состояния энергетики Таджикистана

Климат Таджикистана благоприятен для использования солнечной энергии. В среднем в году бывает 280-330 солнечных дней, а интенсивность суммарной солнечной радиации колеблется в течение года от 280 до 925 МДж/м² в предгорных районах и от 360 до 1120 МДж/м² в горных районах. [2].

По оценкам «Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA)», потенциал солнечной энергии Таджикистана составляет около 25 млрд. кВт·ч/год. Этот потенциал практически не используется, если не учесть некоторое его использование для нагрева воды. В связи с этим, технологии использования солнечной энергии могут реально сократить потребление дров, угля и электричества из общей энергетической сети.

В данной работе исследуется потенциал применения солнечных электростанций для электрификации удаленных районов Таджикистана. Рисунок 1 наглядно иллюстрирует, что труднодоступные районы лишь частично подключены к ЭЭС Таджикистана.

Для анализа рассмотрим климатические и географические условия города Хорога, Горно-Бадахшанской автономной области, расположенного в восточной части Республики Таджикистан.

Климат Горно-Бадахшанской автономной области резко континентальный климат, зимние температуры опускаются до -50°C, а летние достигают +35°C. Много холодных и бурных горных рек, берущих начало в крупнейших ледниках мира, среди которых – ледник Федченко длиной 76 км и площадью 750 км².

На эффективность работы солнечной электростанции оказывают большое количество факторов, к которым относятся суммарное солнечное

излучение, прямая солнечная радиация, рассеянная солнечная радиация и температура окружающей среды.

При определении среднемесячной солнечной радиации использовалась открытая база данных RP 5. Однако измеренные на метеостанции значения прямой, рассеянной солнечной радиации и её составляющих, являются более точными по сравнению с данными, получаемыми со спутников [3]. При этом следует отметить, что для корректной оценки фотоэлектрического потенциала местности необходим анализ данных метеонаблюдений как минимум за пятилетний период (рис. 2).

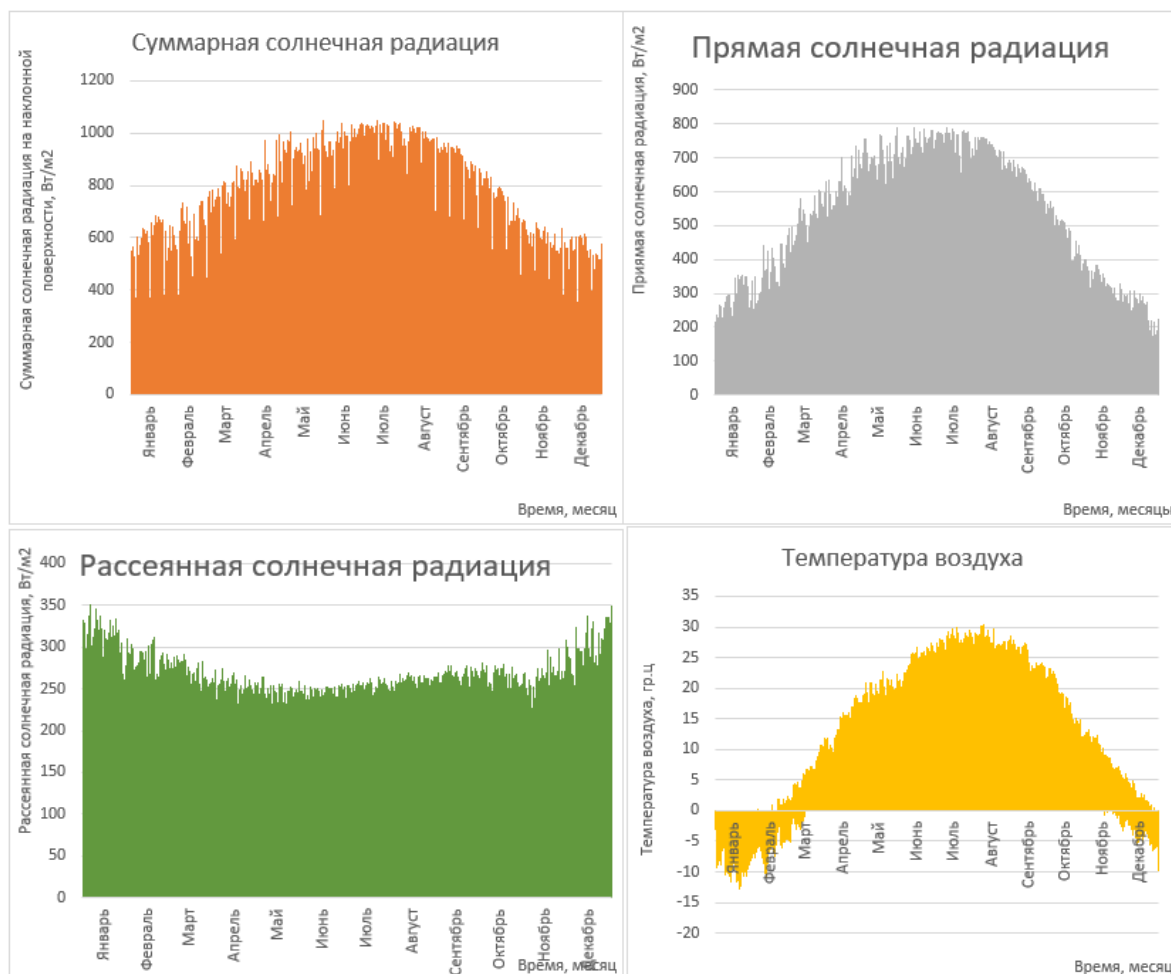


Рисунок 2 – Измеренные данные метеостанции г. Хорога

Таким образом, можно сделать вывод, что использование солнечных установок для данного района является благоприятными. Исследование показало, что средняя сумма солнечной радиации в зимнее время составляет $3,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, в летнее время достигает $8,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Годовой показатель данного региона равен $1760,782 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$.

Таблица 1

Средняя сумма солнечной радиации по месяцам

Дневная солнечная радиация	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	130	125	162	212	247	280	297	266	243	186	140	120
2	128	141	161	219	269	277	307	279	239	186	140	111
3	119	137	166	184	264	284	306	264	245	192	131	116
4	120	129	154	210	277	284	304	269	239	185	129	114
5	120	122	168	211	267	283	303	276	230	173	126	135
6	126	128	161	203	260	278	305	275	238	184	131	50
7	114	131	172	212	252	299	297	279	234	167	122	99
8	116	136	171	210	258	304	295	276	231	171	129	119
9	122	151	177	204	264	290	293	273	227	166	123	121
10	125	153	170	218	253	299	295	275	232	161	134	109
11	127	144	192	218	254	297	289	275	229	163	136	109
12	126	141	200	214	271	293	283	272	230	166	132	112
13	129	147	185	230	264	298	276	270	224	166	133	107
14	119	130	181	228	255	289	281	265	222	164	128	120
15	111	141	184	248	267	302	289	264	221	161	123	122
16	122	126	173	227	289	295	290	260	219	158	131	118
17	129	156	178	236	287	298	273	267	216	157	132	114
18	133	156	166	220	283	305	286	264	205	161	118	121
19	126	151	178	210	248	289	286	260	202	158	123	121
20	137	131	186	228	274	295	267	261	199	156	119	114
21	132	141	190	227	259	303	268	257	210	138	121	104
22	135	134	187	225	281	295	258	263	206	142	119	110
23	137	129	175	255	279	301	284	258	202	142	111	120
24	137	155	204	243	289	299	287	259	202	152	115	111
25	140	156	197	250	286	302	279	250	206	141	120	114
26	140	159	197	262	272	306	281	255	203	144	110	112
27	126	148	201	247	260	309	281	243	198	149	110	122
28	134	150	207	226	284	310	287	239	201	142	113	119
29	120		199	261	297	308	272	242	189	131	112	115
30	123		193	265	306	292	265	245	183	135	125	115
31	141		197		281		272	247		138		131
Дневная сумма солнечной радиации	3943	3949	5631	6804	8399	8865	8856	8147	6526	4936	3736	3527
Месячная сумма солнечной радиации Вт/м2	94635	95022	135144	163298	201299	212752	212811	195529	156617	118452	89657	85567

Следует отметить, что из-за ряда причин солнечная энергия в Таджикистане широко не используется:

1. Цены на «солнечные» технологии достаточно высоки. К примеру, солнечный водонагреватель в 150 литров стоит 3700 сомони (26047,50 рублей), тогда как электрический водонагреватель Ariston на 100 литров стоит 1700 сомони (11967,77 рублей). Выбор потребителей вполне естественный: электрический водонагреватель.

2. Субсидирование данной отрасли отсутствует. Во многих странах производителям и потребителям «зеленых» технологий предусмотрены различные льготы – полное или частичное освобождение от НДС, льготное кредитование.

3. Нестабильная экономическая ситуация в стране.

Библиографический список

1. Энергетика Таджикистана: настоящее и ближайшее будущее / Журнал Центральная Азия и Кавказ № 1(55), Тимур Валамат-Заде 2008. – 104 с.

2. Генеральное консульство Республики Таджикистан в г.Новосибирске [Электронный ресурс] URL: <https://mfa.tj/ru/novosibirsk/tadzhikistan/energetika>

3. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Карамов Д.Н. Математическое моделирование солнечной

радиации с использованием многолетних метеорологических данных – 2017. Т. 328. № 6. 28-37.

Бодиев Н.А., обучающийся, гр. ЦЭМ-21-1 ИРНИТУ; Мусоев М.И., обучающийся, гр. ЦЭМ-21-1 ИРНИТУ; Карамов Д.Н., доцент кафедры ЭиЭ

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 4) ГАРМОНИЧЕСКИЕ КОЛЕБАНИЯ. ПАРАМЕТРЫ ЭНЕРГИИ, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПО МГНОВЕННЫМ ЗНАЧЕНИЯМ

Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Жураев Ж., Лаптев Н.И., Коренев И.А.,
Муссонов Г.П.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Гармонические колебания. Простейшим и наиболее важным видом периодических колебаний являются гармонические (синусоидальные или косинусоидальные) колебания, график которых в декартовой системе координат приведён на рис. 1.

По оси абсцисс t откладывают значения аргументов гармонической функции. Это могут быть или время, или градусы, или радианы. На рис. 1 по оси абсцисс отложены радианы. По оси ординат откладывают значения гармонической функции $a(t)$, которые периодически изменяются. В электроэнергетике значения гармонической функции $a(t)$ – это вольты, амперы или их комбинации, численные значения которых изменяются в любом диапазоне.

Математическая запись функции $a(t)$, которая изменяется во времени по гармоническому закону, имеет вид

$$a(t) = A_m \cdot \sin(2 \cdot \pi \cdot t / T + \varphi) = A_m \sin(\omega \cdot t + \varphi), \quad (1)$$

где A_m , T , ω , φ – постоянные параметры.

Параметр A_m равен наибольшему абсолютному значению изменяющейся во времени функции, $a(t)$ и называется амплитудой гармонических колебаний или просто амплитудой. В нашем примере значение амплитуды на рис. 1 равно одной условной единице.

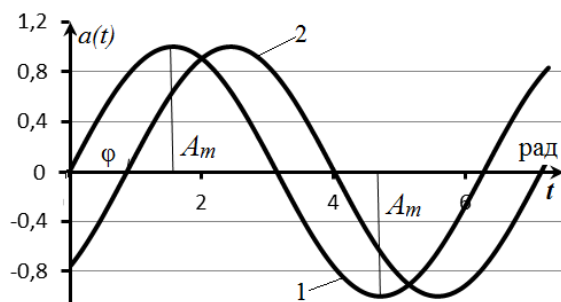


Рисунок 1 – График гармонических колебаний

Период гармонических колебаний T – это интервал, через который величина функции, $a(t)$ должна принимать те же значения. Период или интервал в градусах равен 360° , в радианах – 2π , как в примере на рис. 1, для промышленной частоты $f = 50$ герц, интервал времени равен $0,02$ с.

Параметр ω является круговой или угловой частотой, её значение определяется по формуле $\omega = 2\pi f$, где f промышленная частота, равная 50 или 60 герц в зависимости от страны. Период гармонических колебаний T через угловую частоту выражается следующей формулой $T = 2\pi / \omega$.

Постоянный параметр φ называется начальной фазой колебаний. Начальная фаза определяет значение величины $a(t)$ в начальный момент времени при $t = 0$. На рис. 1 у кривой 1 начальная фаза колебаний равна нулю, у кривой 2 начальная фаза колебаний равна $0,87$ радиан или 50° . Если в начальный момент времени $\varphi = \pi / 2$, то функция синус становится косинусом.

Аргумент функции $a(t)$ в формуле (1) равный $\omega t + \varphi$ называется текущей фазой колебания функции $a(t)$ для любого текущего момента или значения величины на оси абсцисс t , например, для любой величины времени, градусов или радиан.

Представление гармонического колебания в виде графика, изображённого на рис. 1, не всегда удобно. Особенно это сказывается, когда нужно изобразить несколько гармонических процессов. На рис. 2 приведён пример, когда в цепи кроме основного гармонического процесса с частотой $f = 50$ Гц, или, другими словами, основная или первая гармоническая составляющая (ГС), присутствуют также вторая ГС и пятая ГС. Внешний вид второй ГС с амплитудой $0,5$ условной единицы и пятой ГС с амплитудой $0,3$ условной единицы представлен на рис. 2, а), где они обозначены номерами 1 и 2, соответственно. Сумма этих ГС приведена на рис. 2, б).

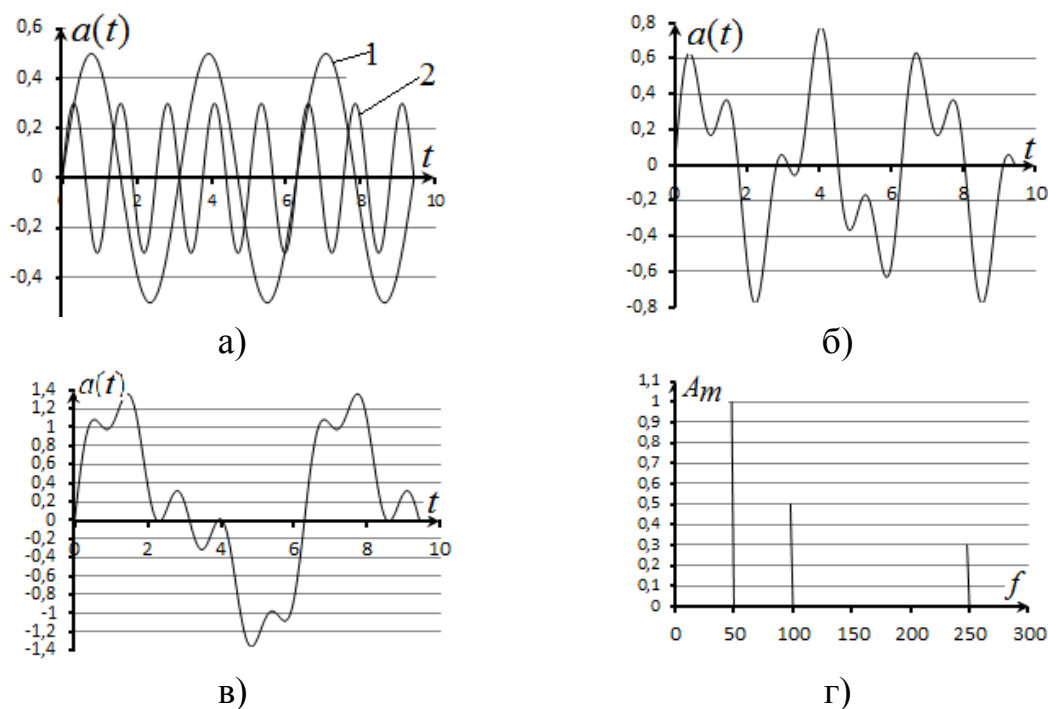


Рисунок 2 – Представление гармонических колебаний и их суммы

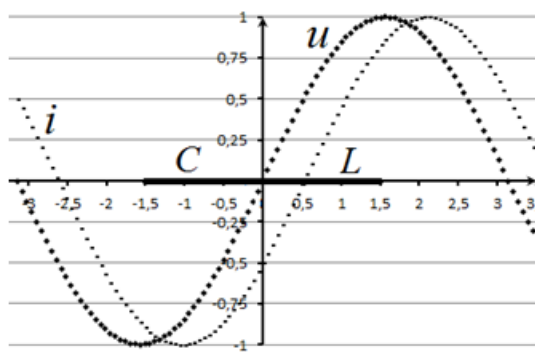


Рисунок 3 – График идеальных мгновенных значений напряжения и тока

Таким образом, в электрической цепи происходят периодические колебания, состоящие из суммы трёх ГС, а именно основной ГС с амплитудой равной одной условной единице, а также второй ГС и пятой ГС. График этой суммы приведён на рис. 2, в). По этому графику невозможно судить о количестве и параметрах ГС, присутствующих в процессе.

Поэтому для суммы периодических колебаний, которая имеет сложный периодический вид, используется

спектральный способ представления гармонического колебательного процесса, который приведён на рис. 2, г). По оси абсцисс в этом способе откладывают частоту гармонических колебаний f , в герцах или угловую частоту ω в радиан/сек. По оси ординат откладывают значение амплитуды в единицах измерения сигнала.

Одиночный гармонический колебательный процесс с частотой f и амплитудой A_m будет представлен в этом случае вертикальным отрезком прямой длиной A_m , проведенным от точки на оси абсцисс с координатой f .

В нашем примере в цепи присутствуют три гармонического процесса с разными частотами и амплитудами. Основная ГС имеет частоту $f = 50$ Гц, вторая ГС имеет частоту $f_2 = 100$ Гц и пятая ГС имеет частоту $f_5 = 250$ Гц. Значения амплитуд каждой ГС упоминались выше, а результат представлен на рис. 2, г).

Параметры энергии, определяемые по мгновенным значениям. Передаваемая электрическая энергия от производителя к потребителю никогда не имеет идеальных мгновенных значений напряжения и тока, изображённых на графике рис. 3. Идеальное мгновенное напряжение u с амплитудой равной единице проходит через начало координат, как это видно на рис. 3. Идеальное мгновенное значение тока i может отставать от напряжения, если цепь имеет индуктивный L характер, на величину до 1,57 радиан. Это значение по оси абсцисс обозначено справа от начала координат жирной линией на рис. 3. Если цепь имеет ёмкостной C характер, то мгновенное значение тока i опережает мгновенное напряжение u на величину до 1,57 радиан. Это значение по оси абсцисс обозначено слева от начала координат жирной линией на рис. 3.

Другой пример идеального изменения тока i при возрастании и убывании нагрузки приведён на рис. 4. На участке оси абсцисс от нуля до цифры 1 амплитуда тока нагрузки i была равна 0,5 условных единиц. В точке обозначенной цифрой 1 произошло подключение другой нагрузки. На участке

оси абсцисс от цифры 1 до цифры 2 происходил переходный процесс, и амплитуда тока i выросла до 1,5 условных единиц. На участке оси абсцисс от цифры 2 до цифры 3 амплитуда тока нагрузки i была постоянной и равной 1,5 условных единиц. В точке обозначенной цифрой 3 произошло отключение нагрузки. На участке оси абсцисс от цифры 3 до цифры 4 происходил переходный процесс, и амплитуда тока i вернулась к прежнему значению 0,5 условных единиц.

Реальная передаваемая электрическая энергия от производителя к потребителю характеризуется следующими основными информационными процессами, обусловленными характером нагрузки, состоянием электроэнергетической системы, погодными условиями и др. Перечень этих параметров, которые требуется определить при цифровой обработке сигнала, следующий:

- напряжение, которое меняется в процессе эксплуатации из-за изменения величины нагрузки. В нормальных условиях эксплуатации пределы его изменения ограничены ГОСТ [1], путём контроля следующих показателей напряжения (отклонение, колебания, несинусоидальность, несимметрия, провал, импульс, временное перенапряжение). В аварийных условиях текущие значения напряжения, а также характер его изменения никто не ограничивал;
- ток, который в процессе эксплуатации меняется в широких пределах, а именно от нуля до номинального значения, на которое рассчитан конкретный потребитель. Также в нормальных условиях эксплуатации ток не может выходить за пределы номинального значения на время большее, чем предписывает ГОСТ [1]. Однако в аварийных режимах ток может выходить за пределы номинального значения в десять и более раз. Поэтому текущие значения тока, а также характер его изменения несёт больше информации, чем напряжение;
- симметричность пофазной нагрузки, которая меняется в процессе эксплуатации, а также постоянная конструктивная несимметричность;
- передаваемая мгновенная и суммарная мощность по каждому фазному проводу;
- текущее значение углов сдвига фаз между напряжением и током в каждом фазном проводе;
- текущая длительность периода и мгновенное значение частоты передаваемой энергии;

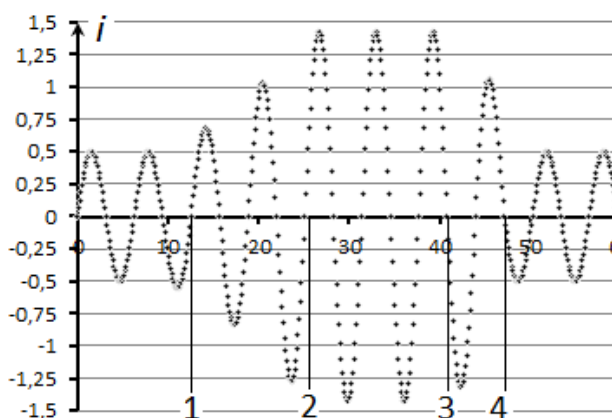


Рисунок 4 – График идеальных мгновенных значений тока нагрузки

- гармонический состав электрической энергии в нормальных и в аварийных условиях эксплуатации;
- параметры переходных процессов, постоянно присутствующие в электроэнергетической системе;
- параметры случайной составляющей, которая всегда присутствует в реальном сигнале и др.

Таким образом, на практике указанные причины изменяют гармонические колебания во времени так, что они существенно отличаются от синусоидального закона.

Мгновенные значения передаваемой энергии W математически описываются суммой выражений, характеризующих перечисленные выше процессы, и лишь одним из которых является гармонический синусоидальный закон:

$$W = W_T + W_{\Gamma} + W_{\Gamma C} + W_{III} + W_C, \quad (2)$$

где W_T – неслучайная компонента, описывающая изменение энергии основного сигнала во времени и называется трендом или изменением нагрузки. График изменения нагрузки или тренд бывает суточный, недельный, месячный, годовой; W_{Γ} – неслучайная гармоническая компонента, описывающая изменение основного сигнала во времени гармоническими функциями; $W_{\Gamma C}$ – компонента, учитывающая состав и параметры гармонических составляющих в общем потоке энергии; W_{III} – компонента, учитывающая энергию и параметры переходных процессов в нормальном и аварийном режимах; W_C – случайная компонента, которая обычно считается «белым шумом», то есть её математическое ожидание равно нулю, а дисперсия постоянная или равна единице.

Методы цифровой обработки сигналов приносят свои особенности, которые тоже нужно учитывать, чтобы не потерять точность определения параметров процессов, протекающих в электроэнергетической системе. Например, погрешность квантования значений аналогового сигнала, погрешность синхронизации АЦП при коммутации входных аналоговых сигналов, погрешность определения величины несовпадения точки дискретизации с начала периода сигнала, которая рассмотрена в Части 1 [3], и др.

Увеличению точности определения параметров способствует большое число измерений, осуществляющих в течение периода.

Библиографический список

1. ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Утверждён и введён в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации, протокол № 55-П от 25 марта 2013 г.
2. ГОСТ 1494-77. Электротехника. Буквенные обозначения основных величин. 1983.

3. Жураев Ж., Золотухин С.Д., Кауров Н.А., Муссонов Г.П. Определение значений параметров сигнала (часть 1). Начало периода, длительность периода, частота. В кн. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Иркутск, ИРНИТУ, 2022.

Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Жураев Ж., обучающиеся, гр. ЭСб-19-1; Лаптев Н.И., обучающиеся, гр. ЭПб-19-1; Корнев И.А., обучающийся гр. УЭСм-22-1; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311.16

БЕЗОПАСНОСТЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Бочаров Д.Е., Давыдова И.А., Дубицкий М.А

Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Ежегодно в мире на гидроузлах происходит около 3000 аварий. Из них значительное число повреждений наблюдается в период прохождения катастрофически сверхвысоких половодий и паводков, что связано, как правило, с недостатками проектно-технических решений, а также вследствие плохой работы эксплуатационных служб.

Причины аварий, сопровождающихся прорывом гидротехнических сооружений напорного фронта и образованием волны прорыва, могут быть различны, но чаще всего такие аварии происходят по причине разрушения основания сооружения и недостаточности водосбросов (таблица 1).

Таблица 1

Частота различных причин аварий гидротехнических сооружений, сопровождающихся образованием волны прорыва

Причина разрушения	Частота, %
Разрушение основания	40
Недостаточность водосбросов	23
Конструктивные недостатки	12
Неравномерная осадка	10
Высокое пороговое (капиллярное) давление в намытой плотине	5
Военные действия	3
Сползание откосов	2
Дефекты материалов	2
Землетрясения	1
Неправильная эксплуатация	2
Всего:	100

Более 50% существующих гидротехнических сооружений считаются опасными, поскольку в нижнем бьефе водохранилищ расположены населенные пункты. Это означает, что люди живут под угрозой, проистекающей от

возможных аварий на гидроузлах. Зачастую плотины расположены настолько близко к городам, что в случае тяжелых аварий, например, прорыва плотины, у жителей близлежащих населенных пунктов совершенно не останется времени для эвакуации, поскольку волна распространяется очень быстро. Прорыв плотин неизбежно приведет к многочисленным жертвам. Кроме того, известны случаи боевого разрушения плотин и агрегатов ГЭС.

Аварии гидротехнических сооружений нередко сопровождаются вторичными поражающими факторами:

- пожарами – вследствие обрывов и короткого замыкания электрических кабелей и проводов;
- оползнями, обвалами – вследствие размыва грунта;
- инфекционными заболеваниями – вследствие загрязнения питьевой воды, продуктов питания и др.

Процентное соотношение аварий для различных типов плотин представлено в таблице 2.

Таблица 2

Частота аварий для различных типов плотин

Тип плотины	Аварии, %
Земляная плотина	53
Защитные дамбы из местных материалов	4
Бетонная гравитационная	23
Арочная железобетонная	3
Плотины других типов	17
Всего:	100

Обстановка в населенных пунктах существенно зависит от морально-психологического состояния населения, а также инженерной обстановки. На морально-психологическое состояние населения влияют степень и сроки оповещения, уровень заблаговременной подготовки населения к действиям в случае прорыва плотины или наводнения, время года и суток, скорость и высота волны прорыва, скорость подъема воды и другие факторы.

Если заблаговременная подготовка не проводилась, то возникает паника, неорганизованное отступление и бегство от стихии, которые приводят к заторам и пробкам на путях эвакуации, дополнительным жертвам даже в результате образовавшейся давки. Усугубляют эту обстановку холодная, ненастная погода и темное время суток.

При заблаговременном оповещении и подготовке населения идет оперативная организованная эвакуация населения и материальных ценностей, мобилизуются органы управления и спасательные команды с техникой.

Оценка обстановки складывается из оценки параметров волны прорыва или возникающего в результате прорыва плотины наводнения и их влияния на здания, сооружения, почву, систему жизнеобеспечения.

Воздействие волны прорыва на населенный пункт может быть следующим:

- гидродинамический удар, воздействующий на здания и сооружения и приводящий к их разрушению;
- затопление водой жилищ, промышленных и сельскохозяйственных объектов, полей с выращенным урожаем, гибель скота;
- потеря капитальности зданий и сооружений;
- повреждение и порча оборудования предприятий;
- разрушение гидротехнических сооружений и коммуникаций, расположенных ниже разрушенного гидроузла;
- длительное гидравлическое давление на элементы мостов (опоры и т.п.);
- затопление и разрушение дорог и другое [1-3].

Исходя из системы угроз, представляющих опасность для любой ГЭС, создается система физической защиты, которая в процессе жизнедеятельности инфраструктуры объекта постоянно совершенствуется и модернизируется в связи с изменением внешних и внутренних угроз. Для высоко- и средненапорных ГЭС больших и средних мощностей, формулировка задач их безопасности является прерогативой государства. Под угрозой следует понимать любое действие по отношению к объекту (в том числе и возможность совершения крупных террористических или диверсионных актов), которое может повлечь серьезную техногенную катастрофу и гибель большого количества людей.

Относительно Иркутской ГЭС: уровень водохранилища примерно равен уровню Байкала, 451 метр над уровнем моря (уровень Байкала немного выше). Суммарная площадь зеркала такова, что обеспечит непрерывный поток высотой почти 450 метров очень долгое время. Сразу за плотиной высота Ангары 421 метр. Весь центр города находится на высоте 425-435 метров, Академгородок - 440-455 метров, 2-й Иркутск - 425-440, микрорайон Первомайский - 440-490 метров. Ниже отметки 423 метра полностью или частично находятся: Лисиха, Рабочее, Жилкино, Ново-Ленино, районы у железной дороги. Перепад плотины – порядка 30 метров! Разрушение плотины (т.е. моментальное уничтожение объекта по всей длине) создаст сильную ударную волну (фронт), высота которой заметно превысит отметку 30 метров! Сработает закон сохранения импульса, когда большая масса воды будет разгонять фронт. Эта огромная масса, высотой 35-40 метров, двигаясь со скоростью 30-50 км/ч сразу сметет центр города, затем предместье Марата, Рабочее, Жилкино, 2-й Иркутск, Новоленино и так далее. Самое страшное, что под воздействием огромного давления горловина на месте разрушенной плотины будет постоянно расширяться, это вызовет приток еще большего объема воды! Спасти будет трудно, даже на крышах 9-ти этаж-

ных зданий. Они попросту будут разрушены. Волна будет двигаться в основном по руслу реки Ангара (вдоль Ангарской горы), попутно заливая все прилегающие низменные участки. Сильно пострадают такие города, как Ангарск, Усолье-Сибирское. Так, как скорость потока, будет намного превосходить скорость самой реки, произойдет эффект "выдавливания массой" по самому руслу Ангара. Т.е. впереди основного фронта возникнет еще одна волна, а затем и серия волн, которые заставят выйти реку из берегов еще задолго до прихода основного фронта. Кроме того, первые часы поток будет таковым, что на поворотах русла уровень будет ещё выше. Последствия аварии можно будет увидеть через несколько месяцев пока не "выльется" весь объем воды Иркутского водохранилища, а Ангара не войдет в свое старое русло, которое было до постройки плотины. Картина будет не из приятных. К тому же, сильно изменится характер и течение подводных вод во всём районе.

Библиографический список

1. Л.К. Малик; Н.И. Коронкевич; Е.А. Барабанова. Прогноз прохождения волны прорыва при повреждении гидроузлов // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. – №2 – 1998 г.
2. Л.К. Малик; Е.А. Барабанова. Последствия спуска водохранилищ при повреждении плотин гидротехнических сооружений // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. – №7 – 1998 г.
3. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий. Кн.1. / Под ред. К.Е. Кочеткова, В.А. Котляревского, А.В. Забегаева. М.: Издательство Ассоциации строительных ВУЗов. – 1995 г.

Бочаров Д.Е., ведущий специалист по охране труда ООО «ИЦ «ЕвроСибЭнерго»; Давыдова И.А., обучающийся, гр. УЭСм-22-1 ИРНИТУ; Дубицкий М.А., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА СПОСОБА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФОРМЫ ВТОРИЧНОГО ТОКА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРАВИЛЬНОЙ РАБОТЫ ЦИФРОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Булгадаев И.А., Жоголь А.В., Маркевич Т.В., Потапов М.С., Федосов Д.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
sir.bulgadaew@yandex.ru, alesha.zhogol@yandex.ru, mark16.00@mail.ru,
maximpotapov555@gmail.com, fedosov_ds@istu.edu

Дифференциальная защита (ДЗ), выполняющая сравнение токов по сторонам защищаемого объекта по величине и фазе, является чувствительной и быстродействующей релейной защитой (РЗ) электрооборудования от всех видов повреждений, что объясняет её широкое применение в электро-

энергетических системах (ЭЭС). Основным недостатком ДЗ является наличие тока небаланса в дифференциальной цепи в режимах внешних коротких замыканий (КЗ), что может привести к излишнему срабатыванию защиты. Основной причиной тока небаланса является разность токов намагничивания (погрешностей) трансформаторов тока (ТТ). В случае насыщения ТТ от апериодической составляющей в начальный момент внешнего КЗ его погрешность может достигать 50-80%, что однозначно приведёт к некорректному срабатыванию ДЗ, отключению оборудования и связанному с этим экономическому ущербу [1, 2]. В связи с этим актуальной задачей является разработка мероприятий для недопущения неправильных срабатываний ДЗ при внешних КЗ.

Как правило, в начальный момент КЗ ток аварийного режима содержит периодическую и апериодическую составляющие (рисунок 1, а).

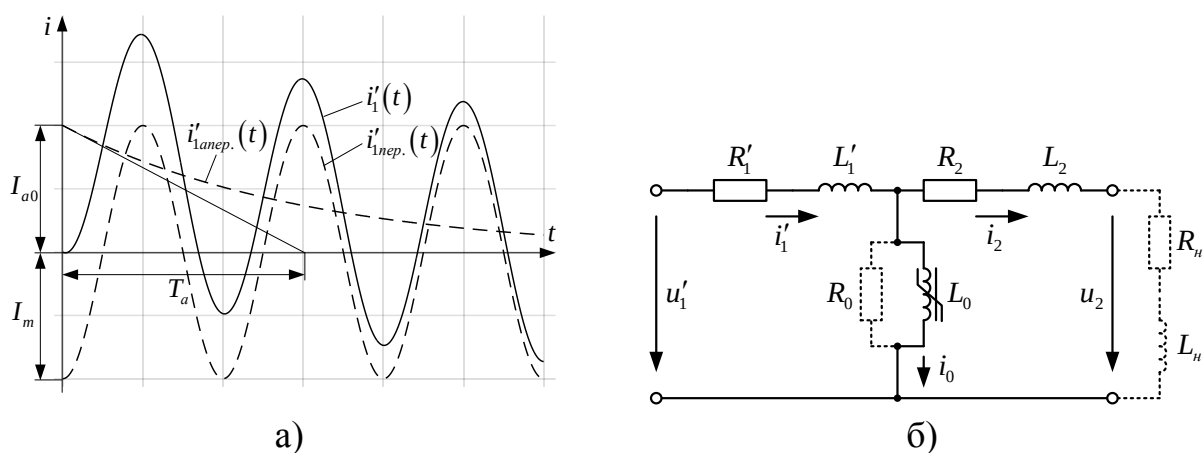


Рисунок 1 – График изменения тока КЗ (а) и Т-образная схема замещения трансформатора тока (б)

Известно, что при насыщении ТТ под действием апериодического тока наряду с увеличением погрешности искажается форма вторичного тока ТТ i_2 (рисунок 1, б) и перестаёт быть синусоидальной. По этой причине одним из мероприятий по недопущению неправильного срабатывания ДЗ является восстановление формы кривой вторичного тока ТТ на том временном интервале, где произошло насыщение.

В литературе описаны и на практике применяются несколько способов восстановления формы вторичного тока ТТ. Так, в [3] описано три варианта реализации алгоритма восстановления первичного тока ТТ в зоне насыщения магнитопровода при активном характере вторичной цепи ТТ:

1) с использованием тригонометрической функции сдвига на электрический угол, равный 90° . В этом случае для нахождения намагничивающего тока, требуемого для восстановления формы вторичного тока, применяется формула:

$$i_0 = i_2 \frac{R_2}{\omega L_{0s}} \operatorname{tg}[\omega t - \operatorname{arctg}(\omega T_2)], \quad (1)$$

где i_0 – ток намагничивания ТТ; i_2 – вторичный ток ТТ; R_2 – активное сопротивление вторичной цепи ТТ; T_2 – постоянная времени вторичной цепи; L_{0s} – индуктивность ветви намагничивания ТТ на насыщенном участке; ω – круговая частота.

2) с использованием задержки вторичного тока на $\Delta t = T/4$, где T – период периодической составляющей. При использовании данного алгоритма вычисление мгновенных значений намагничивающего тока выполняются по отстоящим на $T/4$ предшествующим выборкам периодической составляющей тока:

$$i_0 = i_2 \left(t - \frac{T}{4} \right) \frac{R_2}{\omega L_{0s}}. \quad (2)$$

При использовании данного алгоритма получение текущего значения приведённого первичного тока возможно с задержкой $\Delta t \geq 5$ мс.

3) с использованием численного дифференцирования вторичного тока. Ток намагничивания в этом случае определяется по формуле:

$$i_0 = - \frac{R_2}{\omega X_{0s}} \frac{di_2}{dt}. \quad (3)$$

Для всех трех алгоритмов мгновенное значение приведённого первичного (восстановленного) тока i'_1 определяется по выражению:

$$i'_1 = i_2 + i_0. \quad (4)$$

Общим недостатком рассмотренных алгоритмов является необходимость использования априорной информации о нагрузке ТТ и его параметрах, в том числе в режиме насыщения. Также, как отмечают сами авторы, выражения (1)–(4) справедливы для одиночного ТТ, что накладывает ограничения на схемы соединения ТТ для цифровых дифференциальных защит.

Также известен способ коррекции тока торможения в ДЗ шин, описанный в [4] и смоделированный в работе [5]. В данном алгоритме работы защиты дифференциальный и тормозной токи являются соответственно геометрической суммой токов ($i_d = i_1 + i_2$) и суммой абсолютных значений токов ($i_s = |i_1| + |i_2|$). Принято, что ток i_1 является суммой втекающих токов, а ток i_2 – вытекающий ток. Алгоритм сравнения $i_d = i_1 + i_2$ и $i_s = |i_1| + |i_2|$ выполнен таким образом, что из тормозного тока i_s формируется интегрированный тормозной ток i_{s*} . Интегратор имеет разные постоянные времени при возрастании и спаде тока i_s . В результате формируется пилообразная кривая тормозного тока i_{s*} без замедления на возрастание, но с замедлением на спад, которая в дальнейшем используется при реализации одного из условий срабатывания, имеющего вид $i_d \geq k i_{s*}$. В работе [5] проведено исследование работы алгоритма при искажении формы вторичного тока в режиме насыщения, показавшее, что ДЗ с алгоритмом коррекции тока торможения работает верно в режимах с насыщением ТТ при условии замедления действия защиты на 1-2 периода тока промышленной частоты. Это является недостатком при применении данного алгоритма.

Отмеченные недостатки рассмотренных алгоритмов привели к необходимости поиска нового способа восстановления формы вторичного тока при насыщении ТТ. На кафедре электрических станций, сетей и систем ИР-НИТУ разработан способ восстановления формы вторичного тока ТТ с использованием трёх измерений мгновенных значений тока, следующих друг за другом через равные шаги дискретизации.

Выражение для тока КЗ с апериодической составляющей (рис. 1, а) может быть записано как:

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + \varphi_0) + I_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5)$$

где I_m – амплитуда периодической составляющей тока КЗ; ω – круговая частота; φ_0 – начальная фаза периодической составляющей тока КЗ; I_{a0} – начальное значение апериодической составляющей тока КЗ; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей; t – время, отсчитываемое от момента начала КЗ.

По замерам мгновенных значений тока, выполненным на участке точной трансформации тока КЗ (до насыщения), можно получить неизвестные величины для восстановления тока: амплитуду I_m и начальную фазу φ_0 периодической составляющей тока КЗ. Частота тока считается неизменной и равной 50 Гц. Также в качестве допущения принято, что для рассматриваемых мгновенных значений, разделённых шагом дискретизации T_d , мгновенное значение апериодического тока $I_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}$ оставалось неизменным и равным величине i_a . Составим систему из трёх уравнений для трёх мгновенных измерений тока i_1, i_2, i_3 на интервале точной трансформации тока КЗ в моменты времени $t_1, t_2 = t_1 + T_d$ и $t_3 = t_2 + T_d = t_1 + 2T_d$, где T_d – шаг дискретизации:

$$\begin{cases} i_1 = I_m \sin(\omega t_1 + \varphi_0) + i_a \\ i_2 = I_m \sin(\omega t_2 + \varphi_0) + i_a \\ i_3 = I_m \sin(\omega t_3 + \varphi_0) + i_a \end{cases} \quad (6)$$

Данную систему уравнений решим относительно переменных I_m, φ_0 и i_a при помощи скрипта в среде MATLAB, представленного на рисунке 2.

```
clear
syms i1 i2 i3 Im w t1 t2 t3 phi A0
S=solve([i1==Im*sin(w*t1+phi)+A0, i2==Im*sin(w*t2+phi)+A0, i3==Im*sin(w*t3+phi)+A0],[Im, phi, A0])
simplify(simplify(S.Im))
simplify(simplify(S.phi))
simplify(simplify(S.A0))
```

Рисунок 2 – Код скрипта на языке программирования MATLAB

В результате получены корни уравнения, записанные в общем виде:

$$i_a = \frac{i_1 \sin \omega T_d - i_2 \sin 2\omega T_d + i_3 \sin \omega T_d}{2 \sin \omega T_d - \sin 2\omega T_d}, \quad (7)$$

$$I_m = \frac{2\varepsilon}{\left(2\operatorname{tg}\frac{\omega t_1}{2} - \operatorname{tg}\frac{\omega t_2}{2}\right)\left(\operatorname{tg}\frac{\omega t_1}{2} - \operatorname{tg}\frac{\omega t_3}{2}\right)\left(\operatorname{tg}\frac{\omega t_2}{2} - \operatorname{tg}\frac{\omega t_3}{2}\right)}; \quad (8)$$

$$\varphi_0 = 2\arctg \left[\frac{(\cos \omega t_1 + 1)(\cos \omega t_2 + 1)(\cos \omega t_3 + 1)(2\varepsilon + \gamma)}{4(i_1 \sin \omega t_2 - i_2 \sin \omega t_1 - i_1 \sin \omega t_3 + i_3 \sin \omega t_1 + i_2 \sin \omega t_3 - i_3 \sin \omega t_2)} \right], \quad (9)$$

где

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{\left(\operatorname{tg}^2\frac{\omega t_1}{2} + 1\right)\left(\operatorname{tg}^2\frac{\omega t_2}{2} + 1\right)\left(\operatorname{tg}^2\frac{\omega t_3}{2} + 1\right)\delta}{(\cos \omega t_1 + 1)(\cos \omega t_2 + 1)(\cos \omega t_3 + 1)}}; \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \gamma = & -i_1 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} + i_2 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} + i_1 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2} - i_3 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} - i_2 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2} + \\ & i_3 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} - i_1 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} + i_1 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2} + i_2 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} - \\ & i_2 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2} - i_3 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_1}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2} + i_3 \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_2}{2} \operatorname{tg}^2 \frac{\omega t_3}{2}; \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \delta = & i_1^2 + i_2^2 + i_3^2 - i_1 i_2 - i_2 i_3 - i_1 i_3 - i_1^2 \cos \omega T_d - i_2^2 \cos 2\omega T_d - \\ & i_3^2 \cos \omega T_d - i_1 i_3 \cos 2\omega T_d + i_1 i_2 \cos 2\omega T_d + i_2 i_3 \cos 2\omega T_d + 2i_1 i_3 \cos \omega T_d. \end{aligned} \quad (12)$$

В среде MATLAB Simulink с использованием модели нелинейного ТТ (Saturable Transformer) сгенерирована осциллограмма вторичного тока с искажением, вызванным насыщением ТТ из-за апериодической составляющей в первичном токе. Модель для генерации осциллограммы приведена на рисунке 3, а сама полученная осциллограмма – на рисунке 4.

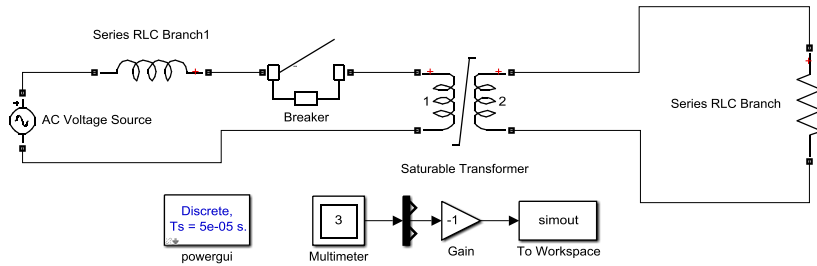


Рисунок 3 – Модель ТТ в среде MATLAB Simulink

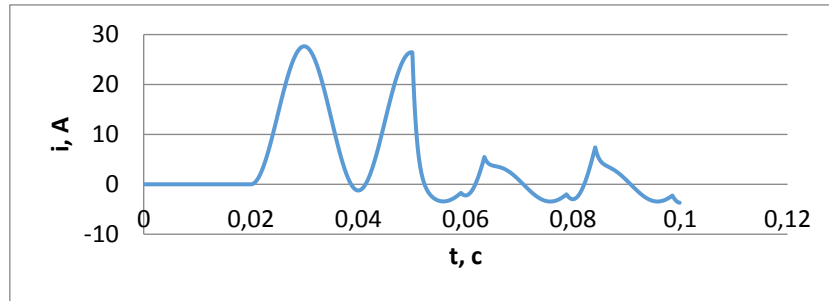


Рисунок 4 – Осциллограмма искажённого вторичного тока ТТ

В Microsoft Excel с использованием приведённых выше формул рассчитаны амплитуды и фазы периодической составляющей тока для начального момента КЗ. Установлено, что первые же три точки после начала КЗ позволяют с минимальной методической погрешностью (менее 1%) определить амплитуду периодического тока (14,135 А) и его фазу (90°), что полностью соответствует параметрам, заложенным при моделировании в MATLAB Simulink для получения данной осциллограммы.

На рисунке 5 показан результат восстановления периодической составляющей тока по данным, полученным сразу после начала КЗ на интервале точной трансформации тока. Видно, что предложенный метод позволил восстановить форму тока и исключить влияние искажения тока, вызванного насыщением ТТ.

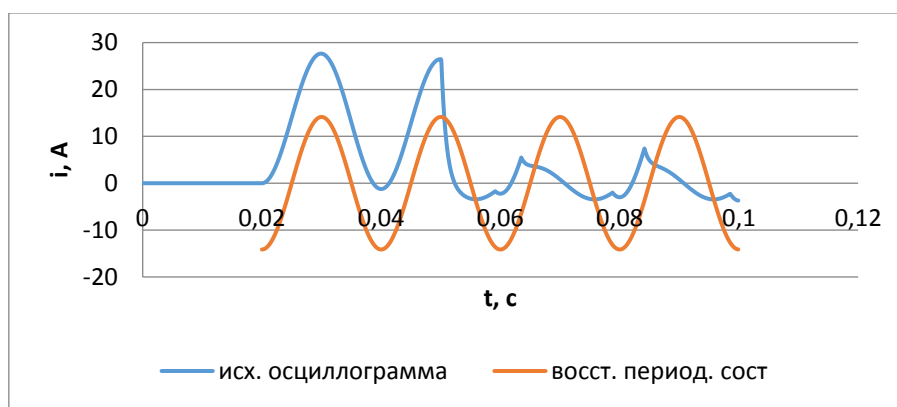


Рисунок 5 – Осциллограммы исходного вторичного тока при насыщении ТТ и восстановленной периодической составляющей тока

Заключение. В работе рассмотрены существующие способы восстановления формы вторичного тока для правильной работы дифференциальных защит. Отмечены недостатки методов, связанные с необходимостью иметь информацию о параметрах схемы замещения ТТ либо замедлять срабатывание ДЗ для правильной работы алгоритмов.

Предложен способ восстановления формы вторичного тока при насыщении ТТ по трём последовательным замерам тока на участке точной трансформации. Результаты проверки способа на модели показали, что погрешность при его применении составляет менее 1% при условии точного измерения вторичного тока. Стоит отметить, что предлагаемый способ восстанавливает только периодическую составляющую тока частотой 50 Гц, которая, как правило, и используется для реализации большинства РЗ.

Основным ограничением по применению данного метода является необходимость точного обнаружения момента времени возникновения КЗ для начала работы алгоритма. Начало КЗ может быть обнаружено по изменению производной мгновенного значения тока, работы в данном направлении продолжаются.

Библиографический список

1. Осинцев А.А., Литвинов И.И. Критерии определения переходных режимов для анализа поведения дифференциальной защиты // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 2(50). – С. 78-88.
2. Кужеков С.Л., Нудельман Г.С. Обеспечение правильной работы микропроцессорных устройств дифференциальной защиты при насыщении трансформаторов тока // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 4. – С. 12-18.
3. Кужеков С.Л., Дегтярев А.А. О восстановлении периодической составляющей первичного тока трансформатора тока в переходном режиме // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – № 3. – С. 29-31.
4. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
5. Висящев А.Н., Маркевич Т.В., Федосов Д.С. Анализ алгоритма коррекции тока торможения для повышения надёжности работы дифференциальной защиты шин // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–22 апреля 2022 г. Т. 1. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2022. – С. 57-62.

Булгадаев И.А., обучающийся гр. ЭСм-22-1; Жоголь А.В., обучающийся гр. ЭСм-22-1; Маркевич Т.В., обучающаяся гр. ЭСм-21-1; Потапов М.С., обучающийся гр. ЭСм-22-1; Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭС-СиС, к.т.н., доцент

УДК 621.3

ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Бураев А.Э., Усов И.Ю.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Andreiburaev2015@gmail.com

Электротехническое машиностроение, обеспечивающее производство основной, наукоемкой продукции, поставляемой для электроэнергетики страны, которая эксплуатируется в самых экстремальных условиях, – это базовая отрасль современной российской промышленности, определяющей технологический и технический уровень энергетической безопасности страны, поэтому процесс опережающего и устойчивого развития электроэнергетической промышленности, в первую очередь, является основным условием успешного социально-экономического развития России.

Именно задача обеспечения всего промышленного комплекса страны необходимым электротехническим оборудованием возложена на данную отрасль [1].

Электротехническая промышленность поставляет оборудование практически во все отрасли экономики и социальную сферу. Основными потребителями электрооборудования являются (рис. 1):

- топливно-энергетический комплекс – 20% поставок;
- оборонная промышленность – 12% поставок;
- агропромышленный комплекс – 19% поставок;
- транспортный комплекс – 8,5% поставок;
- коммунальное хозяйство – 15% поставок;
- прочие отрасли – 26,5%. [2]

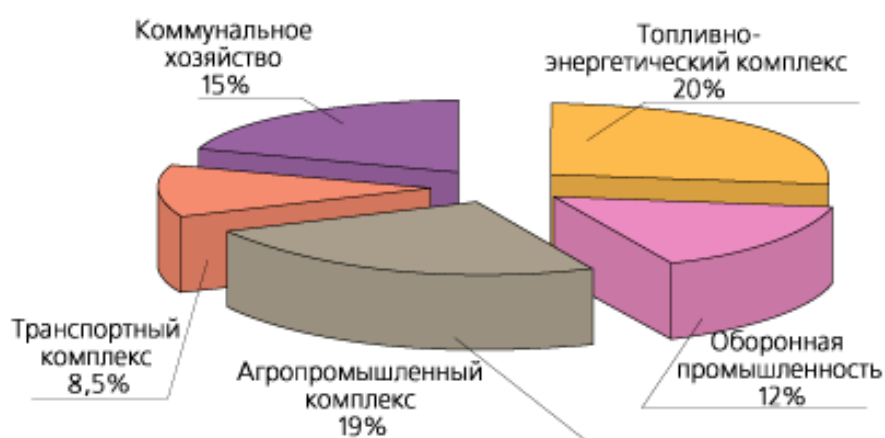


Рисунок 1 – Основные потребители электрооборудования

В настоящее время для электротехнического машиностроения стоимость и сроки разработки современных технологий, а также их освоение от запуска в производство до выпуска промышленных изделий очень велики, что даже и для основных мировых электротехнических компаний составляет серьезные вопросы. В передовых, индустриально развитых государствах выход из данного положения осуществляются путем постоянного создания различных технологических программ по освоению конструкционных материалов для электротехнической промышленности, разработке и внедрению в производство новых видов продукции, формированию и опытной апробации пилотных продуктов на эксплуатирующемся оборудовании [3].

В течение последних десяти лет был разработан ряд концептуальных положений и стратегий развития отдельных отраслей промышленности, концепция государственной промышленной политики, сформирован и принят полный комплекс стратегических документов, указов и постановлений Президента и Правительства РФ, определяющих цели, задачи и направления стратегического развития промышленного потенциала страны.

Стратегические направления развития государственной промышленной политики и поддержки отраслей электротехнической промышленности включают в себя:

- формирование и разработку приоритетных направлений развития электротехнического машиностроения на перспективу и определение путей их реализации;
- формирование стратегических и согласованных мероприятий органов государственной власти и бизнеса по основным направлениям развития электротехнического машиностроения в долгосрочной перспективе;
- формирование и реализацию перспективных направлений по разработке и корректировке нормативно-правовой базы для развития электротехнического машиностроения;
- комплексное финансирование НИОКР, разработок современных норм, требований и стандартов, участие в финансировании фундаментальных и прикладных исследований;
- разработку мероприятий, направленных на внедрение на электротехнических предприятиях нового инновационного оборудования, которое по своим эксплуатационным и техническим характеристикам сможет обеспечить на мировом рынке конкурентоспособность электротехнической продукции, а также импортозамещение и повышение отечественной энергетической безопасности. [4]

В связи с вышеуказанным автором предлагаются организационно-экономические, технологические, структурные, правовые, нормативные и институциональные направления стратегического повышения эффективности функционирования электротехнических предприятий на основе инноваций. К таким инновациям относят:

1. Внедрение новых инновационных технологий;
2. Формирование и реализация новых организационно-экономических форм деятельности электротехнических предприятий;
3. Организация смежного взаимодействия между отраслями промышленности на основе НИОКР;
4. Оптимизация финансовой сферы;
5. Разработка и внедрение промышленных систем менеджмента качества [5].

В качестве приоритетов развития НИОКР необходимо выделить следующие направления:

- снижение материалоемкости, повышение энергетической эффективности, обеспечение надежности эксплуатации трансформаторного и реакторного оборудования за счет применения новых конструкций оборудования, использования энергоэффективных материалов, систем мониторинга и управления работой трансформаторов и реакторов;

- создание конкурентоспособных микропроцессорных систем РЗА, обеспечивающих наиболее высокий уровень надежности функционирования;
- создание экономичных контроллеров АСУТП на универсальной платформе;
- развитие производства коммутационного оборудования для электрических сетей высокого напряжения (110-500 кВ), включая вакуумные, воздушные и элегазовые выключатели, КРУ;
- производство мобильных подстанций на напряжение 35-220 кВ;
- создание новых типов устройств регулирования напряжения и мощности, включая (устройства регулирования под нагрузкой трансформаторов, управляемые шунтирующие реакторы, батареи статических конденсаторов, устройства продольной компенсации и др.)
- реализация комплексных решений по проектированию, строительству и поставке цифровых подстанций, с интегрированными системами удаленного управления и контроля.

Промышленная политика государства должна разрабатываться с учетом того, что государственные финансы не могут быть постоянным источником программного финансирования затрат промышленности в части субсидирования финансов на сезонные закупки сырья, закупки новых технологий и оборудования предприятиями. Целевое государственное финансирование должно быть проектным, предоставляться на конкурсной основе, для конкретной реализации стратегических целей предприятий и отраслей промышленности. И уже в среднесрочной перспективе государственное бюджетное финансирование будет постепенно переходить в сторону внебюджетного финансирования.

Данные факторы государственной поддержки стратегического развития должны являться основой современной государственной промышленной политики, которая должна максимально использовать как имеющиеся, так и вновь создаваемые конкурентные преимущества отечественных предприятий для качественных инноваций в развитии всего промышленного комплекса страны.

Библиографический список

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – М.: Форум, 2015. – 48 с.
2. Актуальные проблемы энергетики АПК: Материалы XIII Национальной научно-практической конференции с международным участием / Под общ. ред. Трушкина В.А. – Саратов: Амирит, 2022 – 208 с.
3. Базров, Б.М. Основы технологии машиностроения: Уч. / Б.М. Базров. - М.: Инфра-М, 2019. – 492 с.

4. Зубарев, Ю.М. Динамические процессы в технологии машиностроения. Основы конструирования машин: Учебное пособие / Ю.М. Зубарев. – С-Пб.: Лань, 2018. – 212 с.

5. Клепиков, В.В. Основы технологии машиностроения: Учебник / В.В. Клепиков, А.Г. Схиртладзе, В.Ф. Солдатов. – М.: Инфра-М, 2018. – 224 с.

Бураев А.Э., обучающийся, гр. ЭПмз-21-1 ИРНИТУ; Усов И.Ю., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Вилсон Лафарге Йована, Вэй Боянь, Сомсиков Р.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@ex.istu.edu

Передача и распределение электрической энергии осуществляются в настоящее время в основном по линиям переменного тока. Однако растущий спрос на энергоносители и ограниченные возможности распределительных сетей выявили следующие проблемы в электроэнергетике. Строительство новых линий электропередачи стало весьма затруднительно, главным образом, из-за проблем, связанных с отводом земли и охраной окружающей среды. К этому можно добавить быстрое старение линий электропередачи и оборудования и недостаточное оснащение энергосистем источниками регулирования реактивной мощности для поддержания напряжения на заданном уровне в требуемых узлах. С появлением силовой и цифровой электроники появились новые возможности для решения перечисленных проблем. Одним из таких решений является внедрение гибких передач переменного тока. Гибкие линии позволяют [1-2]:

- увеличить пропускную способность существующих линий электропередач;
- уменьшить необходимость новых ЛЭП;
- управлять потоками активной и реактивной мощности;
- повысить устойчивость системы.

Как известно, мощность, передаваемая по линии переменного тока, зависит от напряжений по концам линии U_1 и U_2 , фазового угла сдвига между ними δ и суммарного реактивного сопротивления этой линии $Z_{\text{л}}$.

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_{\text{л}}} \sin \delta.$$

Управление мощностью такой линии может быть осуществлено одним из следующих способов:

- путем стабилизации напряжений по ее концам, поскольку напряжения в узлах сложной сети могут меняться;

- изменением фазового сдвига между напряжениями по концам линии;
- изменением суммарного реактивного сопротивления линии;
- комбинацией этих способов.

В соответствии с этим все устройства, предназначенные для регулирования мощности и пропускной способности линий переменного тока, могут быть разделены на несколько типов.

К первому из них относятся статические тиристорные компенсаторы (СТК), которые являются управляемыми источниками реактивной мощности. СТК предназначены для стабилизации напряжения в соответствующих узлах электрической сети и, следовательно, повышения ее пропускной способности [3-5].

Ко второму типу устройств относятся устройства, позволяющие изменять суммарное реактивное сопротивление линии, которое является, главным образом, индуктивным сопротивлением. Оно может быть изменено путем последовательного включения в линию емкости или последовательного введения в линию дополнительного напряжения, эквивалентного напряжению на этой емкости.

К третьему типу устройств, регулирующих мощность и пропускную способность линий переменного тока, относятся устройства, позволяющие осуществлять комбинированное воздействие на линию – одновременно изменять фазный угол между напряжениями по концам линии и сопротивление линии. Такое воздействие может быть осуществлено путем последовательного введения в линию некоторого дополнительного напряжения, фаза которого по отношению к току может изменяться. При этом реактивная составляющая этого напряжения будет сдвинута на 90 эл. град., что эквивалентно включению УПК, а активная составляющая будет обеспечивать изменение фазного угла между напряжениями по концам линии [6,7].

Рассмотрим возможности технической реализации упомянутых выше типов устройств.

Статические управляемые источники реактивной мощности, предназначенные для стабилизации напряжения в узлах электрической сети (первый тип устройств), в свою очередь, могут быть двух видов.

К первому из них относятся устройства, основанные на использовании управляемых реакторов и конденсаторных батарей. При параллельном их включении мощность всего устройства равна алгебраической сумме мощностей реактора и конденсаторной батареи:

$$Q = Q_L - Q_C,$$

где Q_L и Q_C соответственно реактивная мощность реактора и конденсатора.

Изменяя мощность реактора или конденсаторной батареи, можно изменять мощность всего устройства. При этом можно получить как генерацию, так и потребление реактивной мощности всем устройством.

Управление мощностью реактора может осуществляться плавно с помощью управляемого тиристорного ключа или же путем подмагничивания всего сердечника реактора или отдельного его участка. Реактор, управляемый тиристорным ключом, обладает высокой скоростью изменения мощности и большой глубиной регулирования, что важно при резких изменениях напряжения сети. Большим недостатком такого регулирования является не-синусоидальность тока реактора, что вынуждает принимать меры по компенсации токов высших гармоник.

Регулирование мощности конденсаторной батареи может осуществляться только ступенчато, в отличие от плавного изменения мощности реактора. Для этого батарея должна быть разделена на несколько секций (3–4) разной мощности, и каждая из этих секций включается в работу с помощью тиристорного ключа. Известные в настоящее время регуляторы мощности конденсаторных батарей, основанные на использовании электромеханических контакторов, для решения поставленных задач непригодны из-за их низкого быстродействия и малой надежности [8]. Секция остается в работе, пока в этом сохраняется потребность; при исчезновении такой потребности секция с помощью того же ключа выводится из работы. При этом обеспечивается высокое быстродействие и синусоидальность тока конденсаторной батареи. При правильном выборе числа секций батареи и соотношения их мощностей можно обеспечить ступень регулирования мощности батареи 9–10 % и менее, что практически не будет сказываться на стабилизации напряжения в узле, где она подключена. Такие управляющие устройства для конденсаторных батарей были разработаны в нашей стране еще в 60-х годах, а в конце 80-х годов XX в. была выпущена опытная серия [9].

К другому виду статических источников реактивной мощности, предназначенных для стабилизации напряжения в сети, могут быть отнесены тиристорные преобразователи, способные генерировать и потреблять реактивную мощность. В свое время был предложен и исследован целый ряд подобных преобразователей, однако они не получили широкого применения. Основная причина в том, что из-за отсутствия в то время запираемых тириستоров в них использовался принцип «искусственной коммутации», что утяжеляло условия работы основного оборудования и увеличивало стоимость устройства.

Ко второму поколению статических устройств, способных генерировать и потреблять реактивную мощность, относится автономный инвертор напряжения на запираемых тиристорах, шунтированных встречно включенными диодами. Инверторный мост включен в сеть через трансформатор. При этом первичная (сетевая) обмотка трансформатора может включаться как параллельно, так и последовательно в линию, что будет показано ниже. Нумерация диодов и тириستоров соответствует порядку их открытия. На полюсы моста включен конденсатор, который обеспечивает постоянство напряжения на выходе моста.

Не вдаваясь в описание принципа работы этого инвертора, отметим, что он может как генерировать, так и потреблять реактивную мощность и тем самым стабилизировать напряжение в узле сети при параллельном его включении. Переход инвертора из одного режима в другой, а также изменение генерируемой или потребляемой реактивной мощности осуществляется путем изменения момента подачи управляющих импульсов на тиристоры. Если этот инвертор присоединен к шинам, на которые включена линия, через параллельный трансформатор, то иногда он называется параллельным регулятором потоков мощности или статическим конденсатором (СТАТ-КОН). При работе инвертора в его токе и напряжении на стороне переменного тока содержатся высшие гармоники. Для устранения их вредного воздействия на систему используют трансформаторы с различными схемами соединения обмоток, а также фильтры токов высших гармоник.

Второй тип устройств, позволяющих изменять сопротивление линии, может быть получен, если инвертор напряжения, рассмотренный выше, или любой другой регулируемый источник реактивной мощности подключить к линии через трансформатор, первичная обмотка которого включена в линию последовательно. При этом в линию будет вводиться регулируемое напряжение DU_k . Это напряжение будет сдвинуто по отношению к току линии на ± 90 эл. град., что эквивалентно включению емкости («-») или индуктивности («+»). При изменении величины DU_k будет изменяться общее сопротивление линии, что, в свою очередь, будет увеличивать или уменьшать ее пропускную способность. Это изменение будет регулируемым в зависимости от режима системы. Введение в линию дополнительной индуктивности может оказаться полезным в режимах малых нагрузок для компенсации избыточной зарядной мощности линии. Такой регулятор получил название последовательный регулятор потоков мощности (ПРПМ).

Третий тип устройств, позволяющий осуществлять комбинированное воздействие на линию, состоит из двух инверторов (параллельного I_1 и последовательного I_2), полюса которых соединены связью постоянного тока с общим конденсатором. Наличие связи между инверторами позволяет им обмениваться между собой и с линией активной мощностью. Такой регулятор получил название универсального регулятора потоков мощности (УРПМ).

Инвертор I_2 выполняет основную функцию этого регулятора путем введения в линию через последовательный трансформатор напряжения DU_k . Это напряжение может изменяться как по амплитуде, так и по фазе по отношению к току линии. Амплитуда и фаза его будут определяться активной и реактивной мощностью этого инвертора. За счет изменения момента подачи управляющих импульсов на тиристоры инвертора I_2 фаза вектора DU_k может изменяться в диапазоне от 0 до 360 эл. град., вследствие чего изменяется и угол между напряжениями по концам линии, и передаваемая по ней активная мощность.

Параллельный инвертор I_1 осуществляет подачу активной мощности к I_2 или ее отвод по связи постоянного тока. Кроме того, он осуществляет независимую поперечную компенсацию линии за счет генерации или потребления реактивной мощности, обеспечивая стабилизацию напряжения в узле сети, к которому подключена данная линия.

Таким образом, УРПМ сочетает в себе свойства сразу трех аппаратов: статического компенсатора реактивной мощности, установки продольной компенсации и фазоповоротного трансформатора, за счет изменения продольной и поперечной компенсации параметров линии и компенсации угла фазового смещения между напряжениями по концам линии, что дает возможность регулировать как потоки реактивной, так и активной мощности. Поэтому УРПМ может эффективно демпфировать качание мощности в линии и применяться для управления потоками мощности в слабых *межсистемных связях*.

При уже имеющейся в линии установке продольной компенсации регулирование пропускной способности линии можно осуществить путем изменения сопротивления конденсаторной батареи. Для этого конденсаторная батарея разбивается на несколько последовательно включенных секций, часть из которых шунтируется тиристорными ключами. В нормальных режимах эти ключи замкнуты, т.е. часть конденсаторной батареи выведена из работы. При необходимости увеличения пропускной способности линии, например, в послеаварийных режимах, часть этих ключей или все они отключаются путем снятия управляющих импульсов с тириستоров. В результате емкостное сопротивление, вводимое в линию, увеличивается и пропускная способность этой линии возрастает.

Как свидетельствует накопленный к настоящему времени опыт, применение аппаратуры гибких линий позволяет существенно изменить характеристики энергосистем и обойтись в ряде случаев без строительства новых линий для обеспечения передачи растущих потоков мощности, что стало в последнее время затруднительным в связи с целым рядом экономических, экологических и социальных проблем.

Библиографический список

1. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5 (124). С. 131-142.
2. Илюшин П.В., Березовский П.К. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме // Энергетик. 2019. № 3. С. 12-18.
3. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.

4. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.
5. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Солонина З.В. Цифровые измерительные системы - Иркутск, 2022.
6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределёнными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
7. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределённой генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.
8. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Киберфизические системы электроснабжения: моделирование, управление, идентификация – Иркутск, 2022.
9. Долматов И., Коваль А., Сухолитко И., Пак Д., Суслов К. Особенности подключения к энергосетям в удалённых и изолированных территориях // Энергетическая политика. 2022. № 12 (178). С. 86-101.

Вилсон Лафарге Йована, обучающийся гр. ВЭАм-21-1 ИРНИТУ; Вэй Боянь, обучающийся гр. ВЭАм-21-1 ИРНИТУ; Сомсиков Р.Н., обучающийся, гр. ПРЭм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИРКУТСКОЙ ГЭС

Вильвовский А.Е., Бухаев А.А., Головков А.Ю., Муссонов Г.П.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Гидроэлектростанции (ГЭС) в силу своего быстродействия и низкой инертности, кроме выработки электроэнергии выполняют важную роль – обеспечение надёжности работы энергосистемы страны и качества вырабатываемой электроэнергии. Качество вырабатываемой электроэнергии обеспечивается поддержанием постоянной частоты, равной 50 Гц, в энергосистеме за счёт быстрого увеличения вырабатываемой мощности при возникновении пиковых нагрузок. Надёжность работы энергосистемы обеспечивается наличием быстродействующего резерва мощности, что позволяет легко регулировать перетоки мощности в другие регионы страны. Кроме того, ГЭС используются как аварийный резерв и включаются в энергосистему в случае крупных системных аварий.

Иркутская ГЭС входит в состав каскада Ангарских ГЭС и играет в нём важную роль. Иркутская ГЭС является первой в каскаде Ангарских ГЭС, так

как обеспечивает регулирование водного потока путём требуемых среднесуточных сбросных расходов воды. Порой от установленного для станции задания по среднесуточным сбросным расходам зависит вырабатываемая станцией мощность. Водохранилища каскада играют важную роль в борьбе с наводнениями, в развитии водного транспорта и рыбного хозяйства, в водоснабжении населения, промышленных и сельхоз предприятий и т.д. На реке Ангара отсутствует сквозное судоходство ввиду отсутствия судопропускных сооружений в плотинах, построенных на этой реке. Судоходство на всех участках реки ведется, и в период навигации Иркутская ГЭС, как первая в каскаде, вынуждена увеличить свои сбросные расходы с целью обеспечения необходимого минимального уровня воды для устойчивой навигации на реке.

На Иркутской ГЭС [1] в текущий момент установлены турбины двух типов – ПЛ 577-ВБ-720 с расчётным по мощности напором в 26 м и максимальным допустимым напором в 32 м и турбины типа ПР32-В-720 с расчётным по мощности напором в 29 м, максимально допустимым напором в 32 м и минимально допустимым напором 26 м.

Турбина типа ПР32-В-720 является турбиной пропеллерного типа, поэтому напор на станции влияет на ее мощность напрямую – при расчетном напоре ее мощность составляет 107,5 МВт, при максимальном – 115 МВт.

Турбина типа ПЛ 577-ВБ-720 является поворотно-лопастной, поэтому при изменении напора ее мощность не увеличивается, но изменяется другой параметр – так как при большем напоре воды кинетическая энергия воды, которая вращает турбину увеличивается, уменьшается расход воды через турбину, тем самым увеличивая ее КПД.

В работе [2] выполнен анализ изменения уровня воды в озере Байкал за многолетний период, начиная с пятидесятых годов прошлого века. За прошедшее время произошло много перемен, влияющих на уровень воды в озере Байкал. Это развитие промышленности, сельского хозяйства и животноводства, ухудшилась экология и меняется климат. Поэтому задача регулирования и прогнозирования речного стока, а также управления уровнем водохранилищ ГЭС значительно усложняется в условиях происходящих динамичных климатических изменений. Это обуславливает возрастающую неопределенность при оценке водности рек и при определении значений электроэнергии, вырабатываемой конкретной ГЭС [3].

Водохранилища играют важную роль в регулировании водного стока и в обеспечении режима специального весеннего попуска в низовья Ангары, ежегодно проводимого в интересах рыбного и сельского хозяйства. Эта роль заключается в преобразовании поступающих в водохранилища каскада Ангарских ГЭС весенних и ливневых пиковых притоков в заданный режим сбросных расходов, соответствующий графику спецпропуска. Для оценки соответствия эксплуатационного режима водохранилища Иркутской ГЭС

требованиям [3] были проанализированы графики расхода и изменения уровней воды в верхнем бьефе водохранилища (рис. 1, 2).

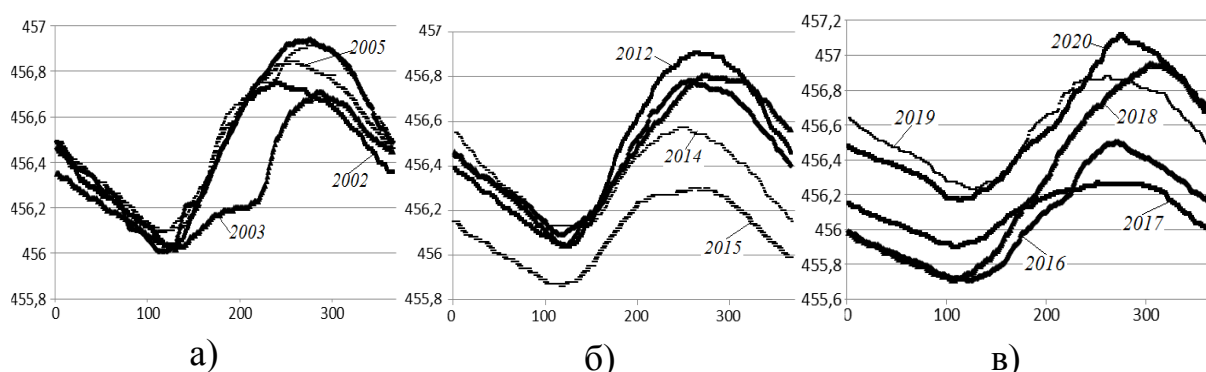


Рисунок 1 – Ежедневное в течение года изменение уровня воды в верхнем бьефе с 2001 по 2022 год

На рис. 1 приведены календарные графики изменения уровня воды в верхнем бьефе за 22 года. По оси абсцисс расположены дни года. По оси ординат – уровень воды в метрах. На рис. 1 отмечены только те годы, у которых уровень воды существенно отличается от остальных.

На рис. 1, а) – это 2002-й, 2003-й и 2005-й годы, а графики 2001-го и 2004-го года слились друг с другом и являются самой верхней кривой.

Аналогичная ситуация произошла с 2006-2010 годами, их графики также слились друг с другом, и их характер совпадает графиками 2001-го и 2004-го годов. По этой причине графики 2006-2010 г.г. не приведены на рис. 1.

Также на рис. 1 не приведены графики 2021 и 2022 г.г., потому, что их поведение аналогично поведению графика изменения уровня воды 2020

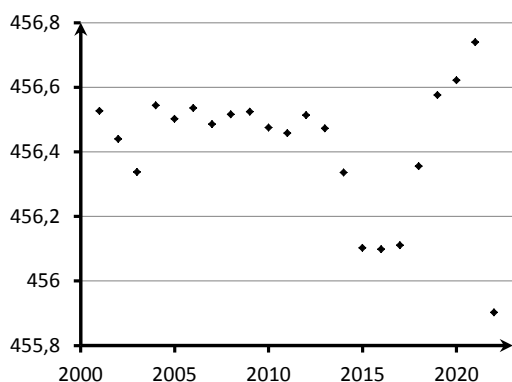


Рисунок 2 – Изменение уровня воды в верхнем бьефе за 2001-2022 г.г.

года. Отличие состоит в том, что уровень воды в 2021 году в течение всего года был на десять сантиметров выше, чем в 2020 году, а уровень воды в 2022 году в течение всего года был на десять сантиметров ниже, чем в 2020 году.

Интересно, что самый низкий уровень воды в верхнем бьефе приходится на вторую половину апреля, когда на равнинах пик весеннего паводка уже прошёл.

На рис. 2 приведены среднегодовые значения уровня воды в верхнем бьефе Иркутского водохранилища за 22 года. Анализ рисунка показывает, что колебания уровня воды за эти годы не превышает одного метра. Однако это не позволяет делать выводы о колебаниях уровня воды в озере Байкал,

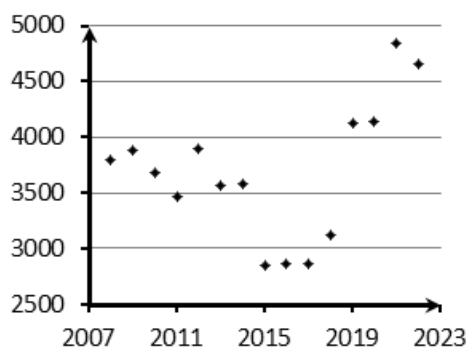


Рисунок 3 – Изменение годовой выработки электроэнергии за 2008-2021 г.г.

реки – пересохли.

Физика процесса изменения уровня воды в Байкале и уровня воды в верхнем бьефе Иркутского водохранилища довольно сложная и неоднозначная. В соответствии с 11-ти летними циклами солнечной активности в 2014 году уровень воды в верхнем бьефе снизился в два раза больше, на целых сорок сантиметров, по сравнению с 2003 годом. Это отлично видно из рис. 2. Однако летом 2014 года протоки реки Селенги оставались полноводными.

Общая годовая выработка электроэнергии за 2008-2021 г.г. в млн кВт×ч приведена на рис. 3. Сравнивая данные по изменению уровня воды в верхнем бьефе, приведенные на рис. 2, с данными по годовой выработке электроэнергии, на рис. 3, за общие годы, видим, что характер их поведения почти совпадает. Это свидетельствует об их зависимости или связи.

Действительно, коэффициент корреляции, характеризующий степень связи между среднегодовыми значениями уровня воды в верхнем бьефе и годовой выработкой электроэнергии за 2008-2021 г.г. равен 0,947972034, то есть довольно близок к единице.

Динамика изменения среднегодового расхода воды в кубометрах в секунду через турбины ГЭС показана на рис. 4.

Сравнивая данные по годовой выработке электроэнергии, приведённые на рис. 3, с динамикой среднегодового расхода воды на рис. 4, видим, что различие графиков друг от друга почти отсутствует. Это говорит об их функциональной зависимости.

Коэффициент корреляции, характеризующий степень связи среднегодового расхода через турбины ГЭС и годовой выработки электроэнергии за

так как Иркутская ГЭС находится ниже по течению Ангары на 60 километров. Например, в 2003 году, по графику на рис. 2 видно, что уровень воды в верхнем бьефе снизился всего на двадцать сантиметров по сравнению с соседними годами. Однако этим летом 2003 года по протокам реки Селенги, которая является самым крупным поставщиком воды в озеро Байкал, на расстоянии всего 20-ти километров от Байкала можно было пешком ходить по дну её многочисленных протоков. Протоки обычно полноводной

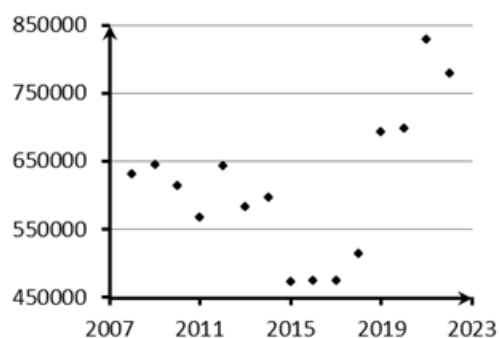


Рисунок 4 – Изменение годового расхода воды через турбины за 2008-2021 гг

2008-2021 г.г., равен 0,998516877, в связи с тем, что почти вся энергия воды, проходящая через турбину, преобразуется в электрическую энергию.

Выводы.

1. Проведен статистический анализ годовой выработки электроэнергии Иркутской ГЭС. Изменение выработки гидроэлектроэнергии на Иркутской ГЭС в анализируемые годы, при неизменности технических условий функционирования оборудования и стабильности экономической ситуации, в основном зависит от изменения притока воды к водохранилищу.

2. Выполнен ретроспективный анализ связи выработки электроэнергии на Иркутской ГЭС с уровнем воды в верхнем бьефе и среднегодового расхода через турбины ГЭС. Для этого были проанализированы фактические данные, отражающие режим работы ГЭС как внутри года, так и при многолетнем разрезе за 2001-2022 г.г. Наличие тесной корреляционной связи между выработкой электроэнергии и уровнем, и расходом воды показана на рис. 2-4. Тесноту корреляционной связи подтверждают коэффициенты корреляции, равные 0,947972034 и 0,998516877, соответственно.

3. Значения коэффициентов корреляции позволяет утверждать, что закономерности связывающие величину выработки электроэнергии на Иркутской ГЭС с уровнем воды в верхнем бьефе и с величиной среднегодового расхода воды через турбины имеют линейный характер.

Библиографический список

1. Гидроэлектростанции России / АО «Институт Гидропроект». М., 2001.
2. Синюкович В. Н. и др. Современные проблемы регулирования уровня озера Байкал / Серия «Науки о Земле», 2018. Т. 24. С. 99-110.
3. Методика расчёта водохозяйственных балансов водных объектов. Утверждена Приказом МПР России № 314 30.11.2007.

Вильвовский А.Е., Бухаев А.А., обучающиеся, гр. УЭСм-21-1 ИРНИТУ; Головков А.Ю., обучающиеся, гр. УЭСм-22-1 ИРНИТУ; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 330.34: 332

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СЕНСОРНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воденников Д.А.

Филиал ПАО «Россети Московский регион»

zhilkina.yulia@gmail.com

Протяжённость воздушных линий электропередачи в Российской Федерации составляет свыше 2,8 млн. км. Электросетевое хозяйство стремительно устаревает. Уровень износа оборудования достигает 70% [1]. Это приводит к возникновению аварийных ситуаций на воздушных линиях элек-

тропередачи и снижению качества поставки электроэнергии. Одно из основных направлений улучшения ситуации – проведение глубокой модернизации электросетевого хозяйства с ориентиром на энергоэффективность.

Исходя из этого, следует вести работы в области создания системы контроля параметров системообразующих воздушных линий (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше, с целью повышения надёжности их работы и оптимизации перераспределения потоков мощности в случае возникновения на данных линиях аварийной ситуации либо перегрузки на определённых участках данных ЛЭП.

В соответствии со стратегией развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года ведётся внедрение и развитие интеллектуальной активно-адаптивной сети «*Smart Grid*».

В работе предлагается создание системы оперативного мониторинга технического состояния воздушных линий на базе модульных устройств. Модульное устройство конфигурируется в зависимости от решаемых задач: контроль гололёдообразования; контроль плавки гололёда; локализация места короткого замыкания, обрыва, удара молнии; определение электрических нагрузок на проводе или контроль нагрузки транзитных ВЛ; определение механических нагрузок на проводе; определение условий возникновения гололёдообразования.

Разрабатываемая система имеет широкий спектр выполняемых задач путём применения различных наборов датчиков, подключаемых по модульному принципу (модуль системы глобального позиционирования, модуль измерения частичных разрядов, модуль определения стрелы провиса, модуль высокочастотного зондирования ВЛ, модуль определения КЗ и обрывов, модуль определения параметров окружающей среды, модуль определения температуры провода). Это позволит без серьёзных финансовых затрат оснащать ВЛ диагностическими системами путём простой установки на провод разрабатываемого устройства, конструкция которого позволяет изменять конфигурацию оборудования и решать широкий спектр задач. Кроме того, функциональные возможности данных приборов расширяются за счёт их универсальной основы (информационный модуль), что позволит использовать её для организации информационного канала связи передачи данных и создать на ВЛ инфраструктуру для внедрения интеллектуальных сетей.

Система оперативного мониторинга технического состояния ВЛ включает в себя разрабатываемые модульные устройства [2,3], устанавливаемые на проводах ВЛ, передающие информацию друг через друга и питающиеся непосредственно от линии. При этом топология сенсорной сети зависит от решаемых задач (на расположение датчиков на линии влияют задачи диагностирования параметров ВЛ и необходимость ретрансляции данных). Реализуется резервирование каналов связи, что подразумевает передачу данных, минуя неисправное устройство [4], не только в пределах одного фазного провода, но и через устройства на соседних фазных проводах.

Модуль сбора информации может быть заменён на другой, в зависимости от задач мониторинга, а неизменный модуль связи может быть использован в качестве инфраструктуры для передачи данных. Данные с модульных устройств собираются на «облачном» сервере, где обрабатываются. Обработанные данные доступны для диспетчеризации и наблюдения посредством web-интерфейса.

В качестве узла сенсорной сети используется модульное устройство (рис. 1), состоящее из основной платы, на которой установлен микроконтроллер с необходимой обвязкой и модуль связи [5]. Устройство устанавливается непосредственно на фазный провод (рис. 2,3). Возможны модификации с модулем автономного питания, модулем электростатического питания – для линий 110 кВ и выше с отбором мощности от ВЛ, модулем электромагнитного питания – для линий до 110 кВ с отбором мощности от ВЛ. В первую очередь, предполагается оснащение сенсорами именно распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже, так как данные воздушные линии являются наименее обследованными, но при этом самыми протяжёнными. В сетях данного типа преобладают радиально-магистральные (древовидные) структуры.

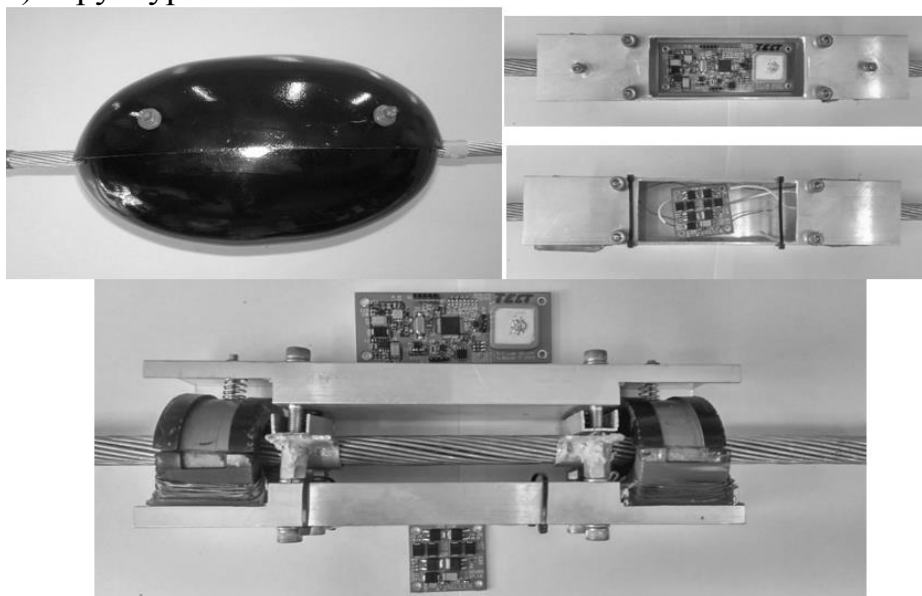


Рисунок 1 - Модульное устройство

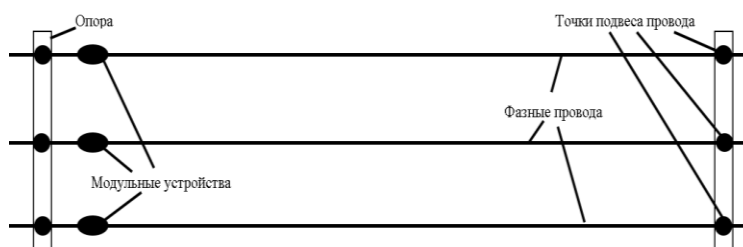


Рисунок 2 – Пролёт ВЛ с модульными устройствами, установленными на каждом фазном проводе

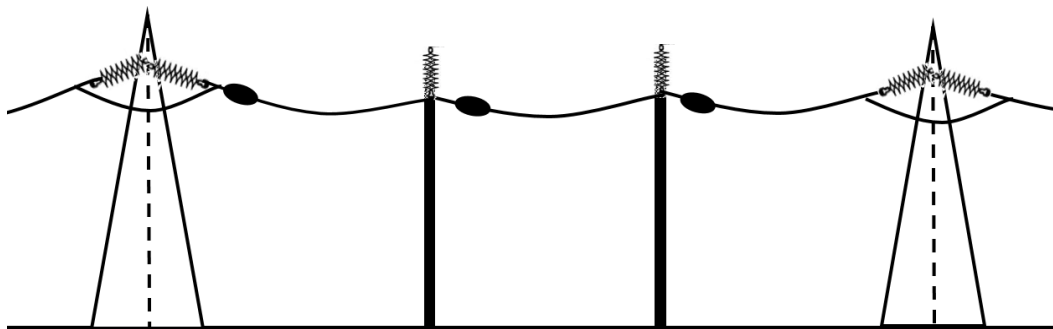


Рисунок 3 – Участок воздушной линии электропередачи между двумя соседними анкерными опорами, оснащённый модульными устройствами

Модульное устройство конфигурируется в зависимости от решаемых задач (рис. 4): контроль гололёдообразования; контроль плавки гололёда; локализация места короткого замыкания, обрыва, удара молнии; определение электрических нагрузок на проводе или контроль нагрузки транзитных ВЛ; определение механических нагрузок на проводе; определение условий возникновения гололедообразования.

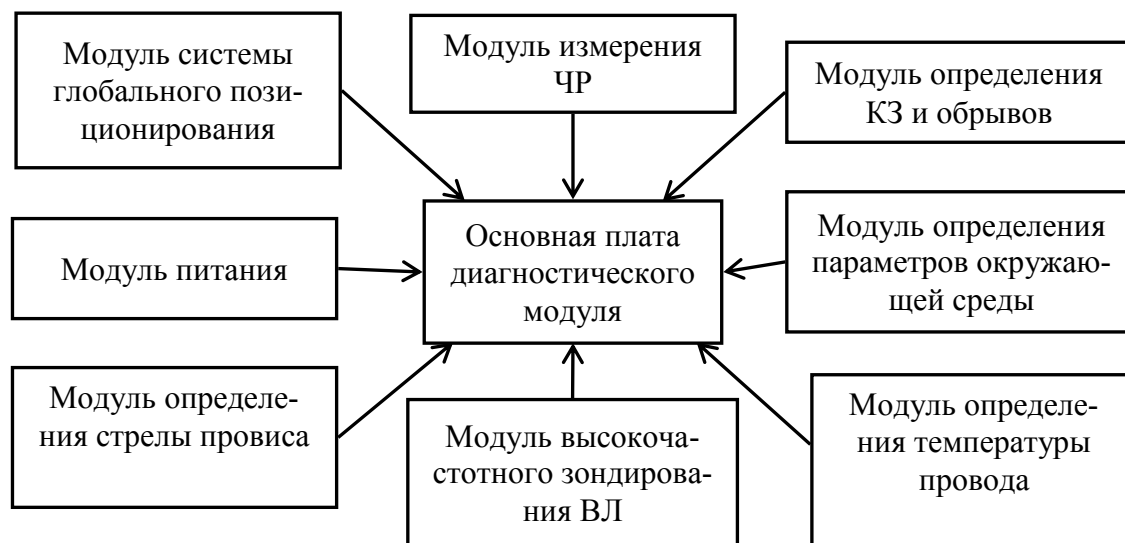


Рисунок 4 – Блок-схема модульного устройства

Контроль гололёдообразования осуществляется путём установки модуля определения стрелы провиса и/или модуля высокочастотного зондирования ВЛ. Стрела провиса определяется благодаря акселерометрам, передающим информацию об угле наклона датчика, устанавливаемого непосредственно на проводе. Тем больше стрела провиса, тем выше гололёдная нагрузка на данный провод. Однако, следует учитывать и перетяжку проводов между соседними пролётами. При высокочастотном зондировании осуществляется локация провода зондирующими импульсами и обеспечивается обнаружение сигналов, отраженных от неоднородностей волнового со-

противления линии. Появление гололеда на проводах линии обнаруживается по уменьшению амплитуды и увеличению запаздывания импульса, отраженного от конца линии [6-8].

Реализация проекта позволит создать систему мониторинга состояния ВЛ на основе сенсорных сетей, устанавливаемых непосредственно на линии. Состояние ВЛ можно будет отслеживать в режиме реального времени, своевременно оповещая об этом соответствующие службы. Система мониторинга позволит:

- оптимизировать пропускную способность (более эффективно управлять существующих ВЛ, что особенно актуально в условиях высокой плотности нагрузки в крупных городах Республики Татарстан;
- снизить потери и минимизировать внешние воздействия на линии электропередач благодаря заблаговременному обнаружению дефектов на ВЛ и предотвращению либо скорейшему устранению аварийных ситуаций благодаря быстрой локализации места дефекта;
- информация с сенсорной сети, а также информация, обработанная математическими моделями может быть использована системой противоаварийной и режимной автоматики, а также автоматизированными системами учета электроэнергии;
- сенсорная сеть может сама являться автоматизированной системой учета электроэнергии;
- осуществлять прогнозирование состояния и загрузки ВЛ [9-11].

Заключение. Реализация и построение на основе разрабатываемых модульных устройств интеллектуальной сети даёт следующие преимущества:

- более высокая скорость передачи данных по сравнению со стандартными протоколами связи (ZigBee, LoRa и т.д.), так как создаваемая сенсорная сеть уже имеет фиксированную структуру, что позволяет значительно меньше загружать информационный канал, за счёт минимизации в посылке информации о топологии и конфигурации сети устройств (реальная скорость может достигать 250 кбит/с, а не 40 кбит/с, благодаря использованию современных модулей передачи данных, работающих по стандарту *IEEE 802.15.4*);
- возможность дальнейшего развития системы ввиду открытости кода для разработчиков.

Внедрение системы оперативного мониторинга технического состояния ВЛ на основе разрабатываемого модульного устройства мониторинга состояния ВЛ позволит в кратчайшие сроки и с минимальными затратами повысить информативность линий электропередач и предотвратить значительное количество аварийных ситуаций. Это станет возможным благодаря базовому информационному модулю собственной разработки для организации канала связи, а также различным наборам диагностических модулей,

позволяющих адаптировать функционал устройства под решение конкретных задач [12].

Исследование, разработка и внедрение элементов данной сети позволят снизить потери на ВЛ, повысить надёжность работы электросетевого хозяйства и возможные объёмы передачи мощности.

Библиографический список

1. Г.Е. Марьин, Б.М. Осипов, А.В. Титов, А.Р. Ахметшин, Газовая турбина, работающая в составе тепловой электрической станции с водородным накопителем // Альтернативная энергетика и экология, №1 (406). Январь, 2023, С. 53-67, doi: 10.15518/isjaee.2023.01.001.
2. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Исследовательский комитет ВЗ «Подстанции и электроустановки» // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу «Энергетик». – № 12, 2022. – № 1-2. – с. 89-96.
3. Andrey Kryukov, Konstantin Suslov, Pavel Ilyushin, Azat Akhmetshin, Parameter identification of asynchronous load nodes // Energies 2023, 16(4), 1893; <https://doi.org/10.3390/en16041893> - Scopus
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. 2023. № 2 (1099). С. 22-28.
5. Ахметшин А.Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. – № 1, 2015. – с. 54-59.
6. Volkova I.O., Burda E.D., Gavrikova E.V., Suslov K.V., Kosygina A.V., Gorgisheli M.V. Transformation of electric power industry: trends, models, mechanisms and management practices: monograph. – Irkutsk, 2020. – 354 p.
7. Жилкина Ю.В. Эффективность установки птицезащитных устройств и их воздействие на окружающую среду // Энергетик. 2021. № 12. С. 2-31.
8. Суслов, К.В. Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода / К.В. Суслов, И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2018. — Т. № 1-2. С.70-79.
9. Жилкина Ю.В. Политика импортозамещения в электроэнергетике: опыт ГК ПАО «Россети» // Энергетик. – 2021. – № 1. – С. 27-29.
10. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21. – № 5 (124). – С.131-142.
11. Жилкина Ю.В. Роль вертикально-интегрированных структур на отраслевых рынках // Вестник МЭИ. – 2021. – № 1. – С. 42-49.
12. Жилкина Ю.В. Международный опыт реформирования энергоотрасли (на примере Скандинавских стран, Великобритании, США) // Энергохозяйство за рубежом. 2019. № 2 (303). С. 21-31.

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМОГО РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ДИСКРЕТНЫХ УПРАВЛЕНИЙ

Войтов О.Н, Карпова Е.В.

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева

sdo@isem.irk.ru

Введение. Одной из проблем выбора управлений при определении допустимого режима распределительных электрических сетей (РЭС) является учет дискретности изменения управлений и необходимость выбора их минимального числа. В настоящее время интерес к этой проблеме усилился, что связано, как с цифровизацией технологии управления [1], так и с появлением соответствующего программного обеспечения. В данной статье рассматривается один из возможных подходов к решению этой проблемы применительно к определению допустимого режима РЭС, для которых оказалось эффективным использование линейных моделей режима.

Формулировка задачи. Рассматривается РЭС, содержащая N_n узлов, номера которых образуют множество I_n , N_b ветвей и один источник питания с напряжением U_n .

Математическое описание режима РЭС представляется следующими выражениями [2]:

$$\begin{aligned}\dot{U}_y &= -\underline{Y}_y^{-1} \underline{J} + nU_n = \underline{Z}_y \underline{J} + nU_n \\ \underline{I}_b &= \underline{C}_b \underline{J} = \underline{Z}_b M^T \underline{Z}_y \underline{J}\end{aligned}$$

где $\underline{Y}_y$, $\underline{Z}_y$ и $\underline{C}_b$ – комплексные матрицы узловых проводимостей, узловых сопротивлений и коэффициентов токораспределения; $\underline{J}$ – матрица комплексов узловых токов; n – единичный столбец; $\underline{Z}_b$ – диагональная матрица сопротивлений ветвей; M – первая матрица соединений.

Значения узловых напряжений и токов ветвей (далее просто параметров) РЭС для различных значений нагрузки и схем соединений ветвей могут иметь недопустимые значения. В этом случае возникает задача поиска минимального числа управляющих воздействий (УВ), обеспечивающих их допустимость. В качестве таких УВ используются источники активного и реактивного узлового тока (далее просто источников), устанавливаемых в узлах, номера которых содержатся в множестве I_{ad} . Полагается, что в каждом узле $k \in I_{ad}$ могут быть установлены N_a активных и N_r реактивных источников, имеющих одинаковое значение тока равное ΔJ_a и ΔJ_r соответственно. Каждому источнику в узле установки $k \in I_{ad}$ соответствует булева переменная b_{aki} , $i \in 1, N_a$ и b_{rkj} , $j \in 1, N_r$, значения которых (подключен (1) / отключен (0)) находятся из решения задачи смешанного целочисленного линейного программирования (СЦЛП) [3].

Задача имеет следующее описание.

Требуется найти минимальное значение функции

$$F = \min_{b_a, b_r} \sum_{k \in I_{ad}} \left(c_a \sum_{i=1}^{N_a} b_{aki} + c_r \sum_{j=1}^{N_r} b_{rkj} \right),$$

при выполнении следующих условий

$$\begin{aligned} J_m &= J_{nm} + \Delta J_m B_m n_m, m = a, r \\ \begin{pmatrix} U_a \\ U_r \end{pmatrix} &= - \begin{pmatrix} Z_a & -Z_r \\ Z_r & Z_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} J_a \\ J_r \end{pmatrix} + Y_{*N_n} U_n \\ \begin{pmatrix} I_a \\ I_r \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} C_a & -C_r \\ C_r & C_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} J_a \\ J_r \end{pmatrix} \\ \left. \begin{aligned} U_{akmin} &\leq U_{ak} \leq U_{akmax} \\ U_{rkmin} &\leq U_{rk} \leq U_{rkmax} \end{aligned} \right] &, k = 1, N_n \\ U_{kmin} &\leq \sqrt{U_{ak}^2 + U_{kl}^2} \leq U_{kmax} \\ \left. \begin{aligned} I_{almin} &\leq I_{al} \leq I_{almax} \\ I_{rlmin} &\leq I_{rl} \leq I_{rlmax} \end{aligned} \right] &, l = 1, N_b \\ I_{lmin} &\leq \sqrt{I_{al}^2 + I_{rl}^2} \leq I_{lmax} \\ \sum_{k \in I_{ad}} \sum_{j=1}^{N_m} b_{mkj} \Delta J_m &\leq s_{qm}, m = a, r \end{aligned}$$

где I_{ad} – множество номеров узлов ЭС, содержащее N_{ad} элементов, в которых могут устанавливаться источники; c_{ai}, c_{ri} – издержки на установку активного ΔJ_a и реактивного ΔJ_r источника; N_a, N_r – число активных и реактивных источников в узле установки; B_a, B_r – матрицы размерности $(N_n - 1, N_a)$ и $(N_n - 1, N_r)$, элементы которых являются булевыми переменными b_{aki} и b_{rkj} , соответствующими активным $i = 1, N_a$ и реактивным $j = 1, N_r$ источникам установленными в узлах $k \in I_{ad}$; n_a, n_r – матрицы с элементами равными единице, размерности $(N_a, 1)$ и $(N_r, 1)$; U_a, U_r – матрицы активных и реактивных составляющих узловых напряжений размерности $(N_n - 1, 1)$; $Z_a = Re(\underline{Z}_y)$ и $Z_r = Im(\underline{Z}_y)$ – действительные и мнимые составляющие матрицы узловых сопротивлений $\underline{Z}_y$ порядка $(N_n - 1)$; I_a, I_r – активные и реактивные составляющие токов ветвей; $C_a = Re(\underline{C}_b)$ и $C_r = Im(\underline{C}_b)$ – действительные и мнимые составляющие матрицы коэффициентов токораспределения $\underline{C}_b$ размерности $(N_b, N_n - 1)$; s_{qa}, s_{qr} – предельные суммарные значения активных и реактивных токов источников.

Особенности реализации алгоритма решения задачи СЦЛП. В алгоритме используется линейная модель режима РЭС, что требует проверки получаемых решений на нелинейной модели потокораспределения. Проверка осуществляется на ПВК СДО [4]. Для этого значения узловых токов

источников или УВ, получаемых на линейной модели, переводятся в мощности, производится коррекция данных и расчет режима на СДО. Если режим недопустим, то производится повторный расчет задачи СЦПП, используя в качестве исходного приближения данные режима, полученного в результате проверки.

Следующей проблемой, возникающей при реализации алгоритма решения задачи дискретной оптимизации, является понижение трудоемкости ее решения, что достигается за счет уменьшения – числа узлов сети, элементов множества I_{ad} , а также числа подключаемых в узле активных N_a и реактивных N_r источников. Рассмотрим способы понижения размерности.

Уменьшение размерности сети. Отметим, что РЭС содержит множество фидеров, которые можно рассматривать как несвязанные подсистемы. Для выявления числа и состава фидеров был реализован алгоритм построения покрывающего дерева [5], который позволяет за один проход списка ветвей выделить искомые подсистемы. Поскольку при изменении режима нарушения появляются, как правило, только в некоторых подсистемах, то только они являются основой формирования сети, которую назовем приведенной, для поиска УВ. Число узлов $N_{n_пр}$ и ветвей $N_{b_пр}$ приведенной сети может быть заметно меньше числа узлов N_n и ветвей N_b исходной сети.

Определение числа элементов множества номеров узлов I_{ad} возможного подключения УВ. Стартовый состав элементов I_{ad} включает номера всех узлов приведенной сети. Для упрощения описания введем блочную матрицу A , полученную при объединении соответствующих блоков матриц узловых сопротивлений и коэффициентов токораспределения. Матрица A имеет следующую структуру

$$A = (A_a \quad A_r)$$

где A_a и A_r – блоки матрицы A , имеющие $2(N_{n_пр} - 1 + N_{b_пр})$ строк и $(N_{n_пр} - 1)$ столбцов. Введем множества: I_v – множество номера строк матрицы A , соответствующие нарушенным переменным; I_{row} – множество номеров всех строк матрицы A ; $I_{col_A_m}$ – множества номеров столбцов матриц A_m , $m = a, r$.

Для каждого столбца $k \in I_{col_A_m}$ блоков A_m , $m = a, r$ для положительного $\Delta J_{mk}^+ = 1$ и отрицательного $\Delta J_{mk}^- = -1$ пробного направления изменения тока вычисляются:

- допустимые приращения узловых токов

$$\Delta D_{mk}^+ = \min_{i \in I_{row}} (\Delta_i^+ / a_{m_ik} \Delta J_{mk}^+), \Delta D_{mk}^- = \min_{i \in I_{row}} (\Delta_i^- / a_{m_ik} \Delta J_{mk}^-),$$

где a_{m_ik} – элемент матрицы в строке $i \in I_{row}$ и столбце $k \in I_{col_A_m}$; Δ_i^+, Δ_i^- – расстояния до ближайшей границы переменной соответствующей строке i в пробном направлении;

- необходимые приращения узловых токов

$$\Delta N_{mk}^+ = \max_{j \in I_v} (\Delta_j^+ / a_{m,jk} \Delta J_{mk}^+), \Delta N_{mk}^- = \max_{j \in I_v} (\Delta_j^- / a_{m,jk} \Delta J_{mk}^-),$$

где $a_{m,jk}$ – элемент матрицы в строке $j \in I_v$, столбце $k \in I_{col_Am}$; Δ_j^+, Δ_j^- – расстояния до ближайшей нарушенной границы переменной, соответствующей строке j , в направлениях ΔJ_{mk}^+ и ΔJ_{mk}^- ;

- и общие приращения узловых токов

$$\Delta T_{mk}^+ = \min(\Delta D_{mk}^+, \Delta N_{mk}^+), \Delta T_{mk}^- = \min(\Delta D_{mk}^-, \Delta N_{mk}^-)$$

Если значения общих шагов $\Delta T_{mk}^+ > 0$ и/или $\Delta T_{mk}^- > 0$, то номер узла k включается в множество I_{ad} .

После вычисления общих приращений $\Delta T_{mk}^+, \Delta T_{mk}^-$ для всех столбцов матрицы A определяются общие шаги для $m = a, r$

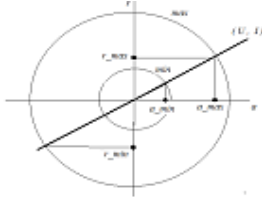


Рисунок 1 – Принцип получения предельных значений составляющих

$$\Delta T_m^+ = \min_{k \in I_{col_Am}} \Delta T_{mk}^+, \Delta T_m^- = \min_{k \in I_{col_Am}} \Delta T_{mk}^-$$

Общие шаги равны приращениям узлового тока в каждом узле $k \in I_{ad}$ возможной установки источника или УВ, обеспечивающих допустимость параметров режима. Индексы обозначений шагов $\Delta T_m^+, \Delta T_m^-$ – указывают тип (активный, реактивный) и направление изменения (генерация, нагрузка) узлового тока. Таким образом, множество I_{ad} содержит номера узлов возможного подключения источников или УВ. Разметка общих шагов имеет следующее смысловое содержание приращения узлового тока источника: ΔT_a^- – генерация активного тока $dJGa$; ΔT_a^+ – нагрузка активного тока $dJLa$; ΔT_r^+ – генерация реактивного тока $dJGr$; ΔT_r^- – нагрузка реактивная тока $dJLr$.

Определение числа подключаемых в узле активных N_a и реактивных N_r источников. Значения общих шагов, как правило, не равны единичным активным $J_{a_ед}$ и реактивным $J_{r_ед}$ узловым токам располагаемых средств управления, которые могут моделировать как генерацию (дизельные установки, аккумуляторы) так и нагрузку (реакторы). В текущей версии алгоритма для получения значений N_a и N_r используются следующие выражения

$$N_a = \left\lfloor \frac{\Delta T_a^-}{J_{a_ед}} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{dJGa}{J_{a_ед}} \right\rfloor, N_r = \left\lfloor \frac{\Delta T_r^+}{J_{r_ед}} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{dJGr}{J_{r_ед}} \right\rfloor$$

где $\lfloor x \rfloor$ – обозначение целой части числа x .

Определение предельных значений вещественной и мнимой составляющих комплексных напряжений и токов ветвей. Принцип вычисления значений $U_{amin}, U_{amax}, U_{rmin}, U_{rmax}, I_{amin}, I_{amax}, I_{rmin}, I_{rmax}$ пояснен на рисунке 1, на котором отображены окружности, радиусы которых равны минимально и максимально допустимым значениям модулей комплексных U или I , жирная линия показывает положение комплексного числа относительно

вещественной и мнимой осей. Жирные точки помечают искомые предельные значения. Для вещественной составляющей тока принято, что $I_{amin} = -I_{amax}$. Для мнимой составляющей также принято, что $U_{rmin} = -U_{rmax}$, $I_{rmin} = -I_{rmax}$.

Численный пример. Для реальной РЭС напряжением 6 кВ сформирована расчетная схема сети, которая содержит 155 узлов, 154 ветви, 15 фидеров, один источник питания с напряжением равным 6.2 кВ. Для значений напряжений и токов ветвей заданы допустимые диапазоны, для напряжений он равен (5,9-6,3) кВ. Суммарная активная и реактивная нагрузки РЭС равны 38249 кВт и 14345 квар.

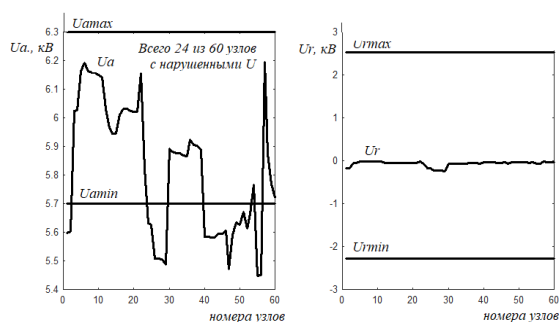


Рисунок 2 – Значения нарушенных ограничений по U_a

Анализируется режим, полученный в результате коммутации ветвей РЭС, приведшей к объединению двух фидеров и появлению 24 нарушенных ограничений по напряжению и четырех ограничений по току ветвей. Для поиска УВ была сформирована приведенная схема, содержащая узлы и ветви фидеров с нарушенными

ограничениями, которая содержит 61 узел, 60 ветвей и имеет суммарную активную и реактивную нагрузки равные 16157 кВт и 6293 квар. Эффективность формирования предельных значений составляющих напряжений и токов определяется величиной коэффициентов $k_{a_U} = \frac{U_a}{U}$ и $k_{a_I} = \frac{I_a}{I}$. Чем значения k_{a_U} , k_{a_I} ближе к единице, тем точнее определяются предельные значения. Для рассматриваемого режима РЭС средние значения по напряжению и по токам достаточно близки к единице и равны $k_{a_U} = 0.94$ и $k_{a_I} = 0.93$. На рисунке 2 и в таблице 1 отображены значения нарушенных параметров режима для приведенной схемы.

Таблица 1

Значения нарушенных токов в кА (всего 4)

Ном.	I_{amin}	I_a , кА	I_{amax}	I_{max}	I_a/I_a
1	- 0,628	- 0,842	0,621	0,88	0,93
2	- 0,45	- 0,585	0,45	0,59	0,93
3	- 0,279	0,292	0,279	0,27	0,93
4	- 0,315	- 0,575	0,315	0,6	0,93

На рисунке 3 приведены в графической форме значения общих шагов, равные допустимым приращением узловых токов источников или УВ, в узлах $k \in I_{ad}$ их возможной установки.

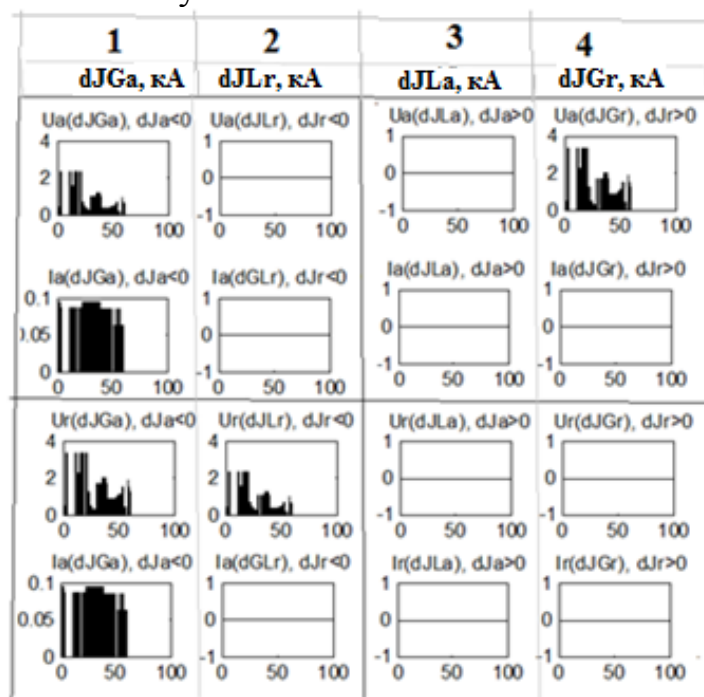


Рисунок 3 – Допустимые изменения узловых токов в узлах $k \in I_{ad}$.

Названия столбцов отражают характеристики источника узлового тока и имеют следующее содержание: $dJGa$ и $dJGr$ – генерация активного и реактивного тока; $dJLa$ и $dJLr$ – нагрузочный активный и реактивный ток. Черные столбики показывают в масштабе значения допустимых токов источников в узлах $k \in I_{ad}$, которые могут обеспечить допустимость параметров.

Так на рисунке 3 показано, что токи активной генерации $dJGa$ (столбец 1) оказывают влияние на значения всех нарушенных составляющих U_a, U_r, I_a, I_r , а нагрузочные активные токи $dJLa$ (столбец 3) не влияют на значения нарушенных переменных и их применение может вызвать дополнительные нарушения параметров. Нагрузочные реактивные токи $dJLr$ (столбец 2) влияют только на значения нарушенных составляющих напряжения U_r , а генерация реактивных токов $dJGr$ (столбец 4) оказывает воздействие, только на нарушенные составляющие напряжения U_a . Проведенный анализ показывает, что наиболее эффективно в качестве УВ использовать генерацию активного тока $dJGa$.

Таким образом, в результате подготовки информации необходимой для решения задачи СЦП был – сформирован состав номеров узлов множества I_{ad} , содержащий $N_{ad}=51$ элемент, получен общий шаг $\Delta T_a^- = dJGa = 0.11$ и, принимая в качестве единичного узлового тока источника

величину $\Delta J_{a_ед} = 0.1$ кА, было получено число источников подключаемых к узлам $k \in I_{ad}$ равное $N_a = \frac{dJ_{Ga}}{J_{a_ед}} + 1 = 2$.

В результате решения задачи СЦЛП выбора УВ было получено, что для обеспечения допустимости режима достаточно установить 3 из 51 источников активной мощности, параметры которых приведены в табл. 2.

Таблица 2

Значения УВ (активной генерации), полученные при решении задачи СЦЛП

Узел	U _{min} , кВ	U , кВ	U _{max} , кВ	dJ _{Ga} , кА	P _{ген} , кВт	P _н , кВт	Q _н , квар
630	5,7	5,73	6,3	0,228	1651	0	0
494	5,7	5,73	6,3	0,096	550	37	17
495	5,7	5,73	6,3	0,96	550	117	54

Заключение. Показана эффективность применения линейных моделей для получения допустимого режима РЭС и определения минимального числа управляющих воздействий (УВ). В качестве УВ могут рассматриваться устройства генерации и нагрузки активных и реактивных мощностей, например, БК, реакторы, ДЭС. Алгоритм реализован на Матлабе и работает совместно с ПВК СДО, который, как формирует информацию для решения задачи СЦЛП поиска минимального числа УВ, так и осуществляет проверку получаемых на линейной модели решений. Разработанная версия алгоритма может найти применение, как в учебных целях, так и при анализе режимов реальных РЭС и выработке практических рекомендаций по обеспечению допустимости параметров для различных расчетных условий.

Библиографический список

1. Воропай Н.И., Губко М.В. и др. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. №1. 2019. С.2-14. DOI: 10.25728/ru.2019.1.1.
2. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. М: Энергия. 1972. 288 с.
3. Дьяконов В. П. MATLAB. Полный самоучитель. – М.: ДМК Пресс, 2012. – 768 с.: ил
4. Сертификат соответствия № РОСС RU.СП20.Н00008 «Программное средство ПС СДО-7 для анализа, оптимизации и оценки потерь электроэнергии в ЭС» – Система сертификации ГОСТ Р Госстандарт России. Срок действия: с 31.01.2009 г. по 31.01.2012 г.
5. Майника Э. Алгоритмы оптимизации на сетях и графах. М.: Мир, 1981, 333 с.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Карпова Е.В., аспирант ИСЭМ; Войтов О.Н. с.н.с., доцент ИСЭМ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ 25 кВ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Воронина Е. В., Крюков А. В.

Иркутский государственный университет путей сообщения

eka7erina.voronina@yandex.ru

В процессе эксплуатации тяговых сетей 25 кВ могут возникать короткие замыкания (КЗ) контактного провода на рельсы, которые в течении десятых долей секунд отключаются релейной защитой [1]. В режимах КЗ возникают магнитные поля (ЭМП) высокой интенсивности [2], которые несмотря на небольшую продолжительность воздействия могут негативно влиять на электронные устройства, а также приводить к появлению значительных наведенных напряжений на смежных линиях электропередачи.

В тяговых сетях 25 кВ могут возникать два основных вида аварийных режимов: замыкание контактной подвески (КП) на рельс при заземлении опор на рельсовый путь; замыкание КП на землю на участках с опорами, отсоединенными от рельсов [3, 4]. Трехмерное электромагнитное поле при протекании тока КЗ через опору отличается сложной пространственной структурой, что существенно затрудняет моделирование ЭМП.

Для решения задачи определения ЭМП в аварийных режимах с учетом влияния опоры может использоваться методика, предложенная в работе [5]. Ниже представлены результаты компьютерного моделирования, направленные на анализ пространственной структуры трехмерных ЭМП, возникающих в режиме замыкания КП на рельс при заземлении опор на рельсовый путь.

Для моделирования применялся программный комплекс Fazopord. Использовалась расчетная схема, фрагмент которой приведен на рисунке 1.

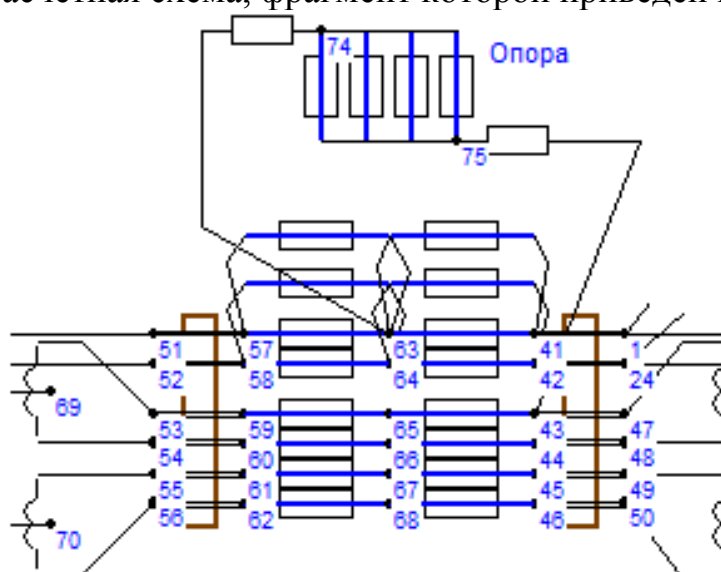


Рисунок 1 – Расчетная схема для исследования электромагнитного поля

В ее состав входили модели следующих элементов: питающей ЛЭП 220 кВ; двух тяговых подстанций с трансформаторами ТДТНЖ-40000; тяговой сети межподстанционной зоны протяженностью 50 км. Кроме того, были представлены модели опоры контактной сети, а также системы коротких проводов, отвечающих КП и рельсам, для моделирования ЭМП по методике [5]. Проводимость земли была принята равной 0,01 См/м. Использовалась декартова система координат; при этом ось Y была направлена вертикально вверх, ось X располагалась перпендикулярно трассе дороги, а ось Z – параллельно ей. Опора была представлена четырьмя стержнями высотой 10 м, имеющими следующие координаты x и z соответственно: $-5,5$ м; $-0,15$ м; $-5,2$ м; $-0,15$ м; $-5,5$ м; $0,15$ м; $-5,2$ м; $0,15$ м.

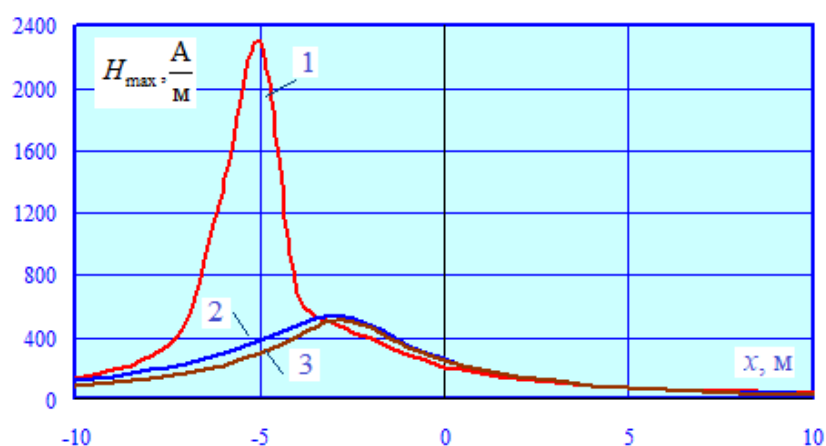


Рисунок 2 – Амплитуда напряженности магнитного поля $H_{\max}(x)$ на высоте 1,8 м: диапазон изменений x : $-10 \dots 10$ м при: 1 – $z = 0$ м, 2 – $z = 4$ м, 3 – $z = 8$ м

В результате моделирования были построены зависимости амплитуд напряженностей электрического и магнитного полей от координат X и Z (рисунки 2–5). Пространственная структура распределения этих параметров показана на рисунке 6.

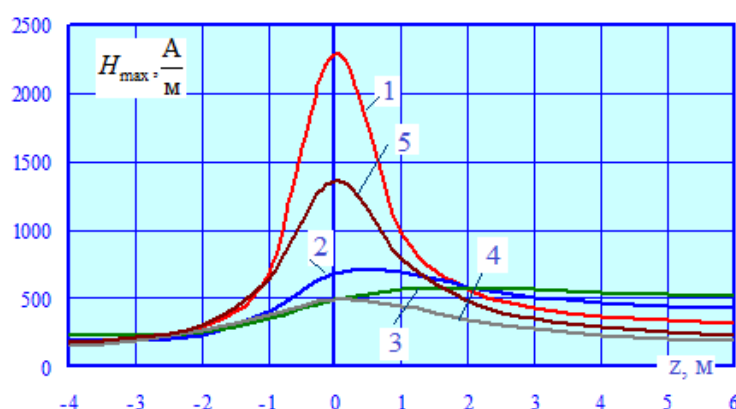


Рисунок 3 – Амплитуда напряженности магнитного поля $H_{\max}(z)$ на высоте 1,8 м: диапазон изменений z : $-4 \dots 6$ м при: 1 – $x = -5$ м, 2 – $x = -4$ м, 3 – $x = -3$ м, 4 – $x = -7$ м, 5 – $x = -6$ м

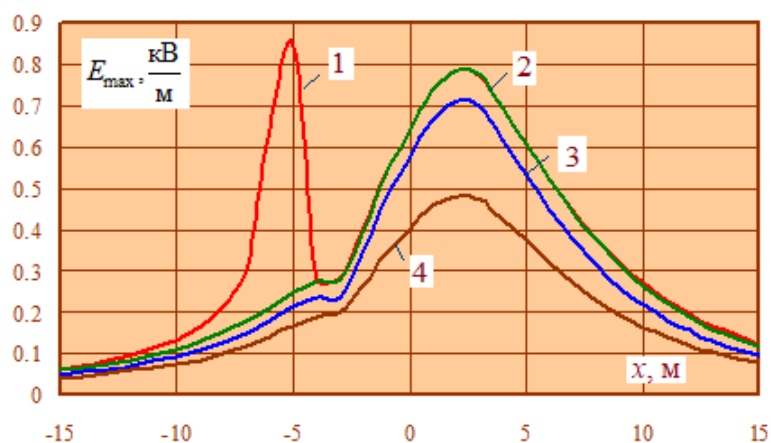


Рисунок 4 – Амплитуда напряженности электрического поля $E_{\max}(x)$ на высоте 1,8 м: диапазон изменений x : $-15 \dots 15$ м при: 1 – $z = 0$ м, 2 – $z = 8$ м, 3 – $z = 16$ м, 4 – $z = 20$ м

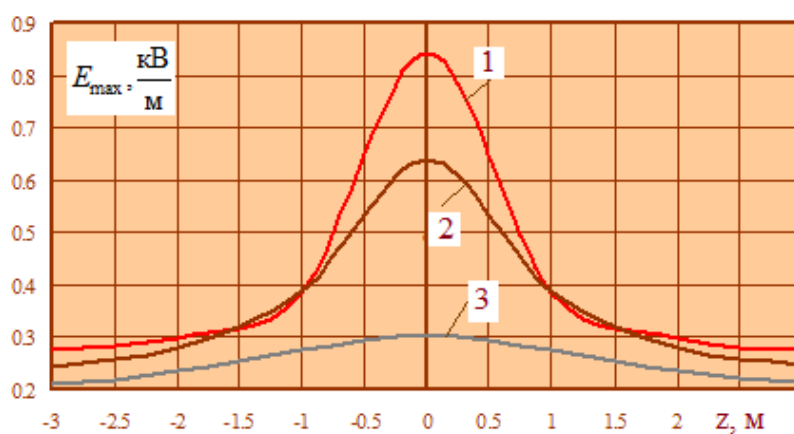


Рисунок 5 – Амплитуда напряженности электрического поля $E_{\max}(x)$ на высоте 1,8 м: диапазон изменений z : $-3 \dots 3$ м при: 1 – $x = -5$ м, 2 – $x = -7$ м, 3 – $x = -6$ м

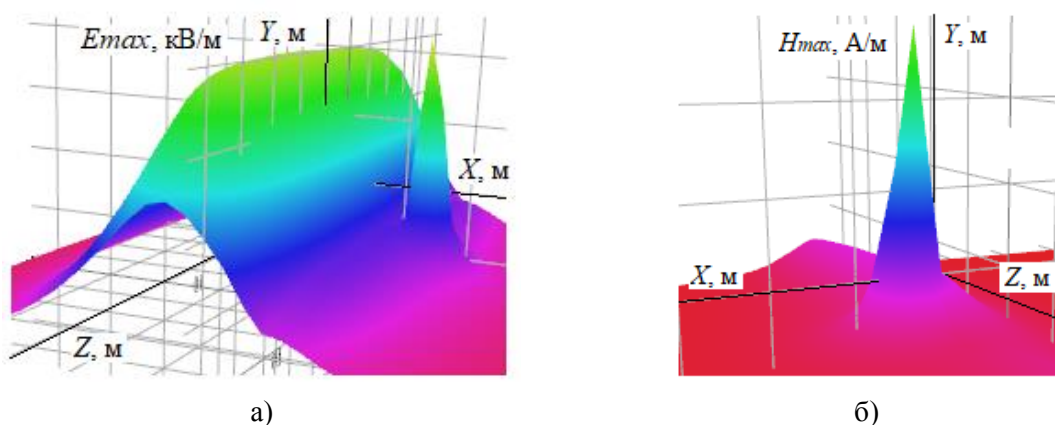


Рисунок 6 – Пространственная структура распределения напряженностей электрического (а) магнитного (б) полей

Сводные данные, характеризующие результаты моделирования, показаны на рисунках 7, 8.

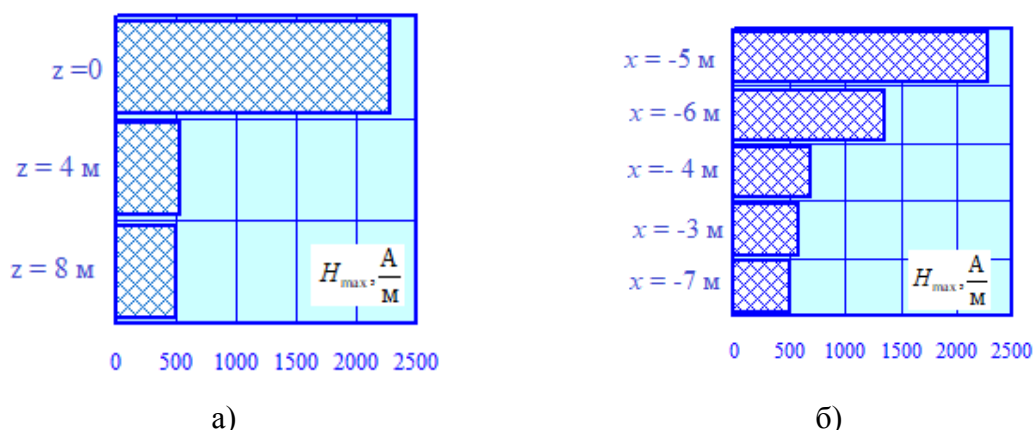


Рисунок 7 – Максимумы амплитуд напряженности магнитного поля $H_{\max}(x)$: диапазон изменений $x := -10 \dots 10$ м (а), диапазон изменений от $z = -4 \dots 6$ м (б)

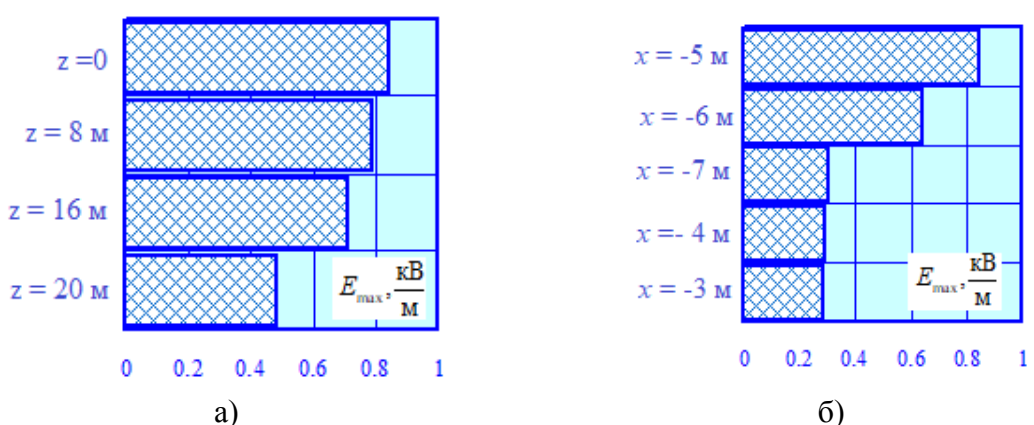


Рисунок 8 – Максимумы амплитуд напряженности электрического поля $E_{\max}(x)$: диапазон изменений $x := -15 \dots 15$ м (а), диапазон изменений $z := -3 \dots 3$ м (б)

Рисунок 2 характеризует зависимость амплитуды напряженности магнитного поля $H_{\max}$ от координаты x в диапазоне ее изменений от -10 до 10 м. На рисунке 3 показан аналогичный график $H_{\max} = H_{\max}(z)$ в диапазоне изменений z от -4 до 6 м. График, отвечающий зависимости амплитуды напряженности электрического поля от x в диапазоне ее изменений от -15 до 15 м, показан на рисунке 4. На рисунке 5 представлен график $E_{\max} = E_{\max}(z)$ в диапазоне изменений z от -3 до 3 м.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- максимальное значение амплитуды напряженности магнитного поля достигает вблизи опоры $2,3$ кА/м, что может вызывать сбои в работе электронного оборудования; аналогичный параметр для электрического поля равен $0,84$ кВ/м и не превышает допустимых значений;
- трехмерное электромагнитное поле при замыкании контактной подвески через опору на рельс имеет сложную пространственную структуру (рисунок 6);
- особенность представленной методики моделирования ЭМП состоит в том, что все однопроводные объекты расчетной схемы (стержни опоры и система коротких проводов, отвечающих контактной подвеске и

рельсам) составляют единую группу элементов, создающих поле; определение ЭМП производится на основе расчета режима в фазных координатах.

Заключение. Представленная методика реализована в программном комплексе Fazonord и может применяться для определения электромагнитных полей на любых объектах электроэнергетики, в состав которых входят токоведущие части ограниченной длины.

Исследования выполнены в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Разработка методов, алгоритмов и программного обеспечения для моделирования режимов систем тягового электроснабжения железных дорог постоянного тока и электромагнитных полей на тяговых подстанциях железных дорог переменного тока».

Библиографический список

1. Фигурнов Е. П. Релейная защита. В 2 ч. Ч. 2. М.: ГОУ УМЦ ЖДТ, 2009. 604 с.
2. Буякова Н. В., Закарюкин В. П., Крюков А. В. Электромагнитная безопасность в системах электроснабжения железных дорог: моделирование и управление: монография / под общ. ред. А. В. Крюкова. Ангарск: РИО АнгТУ, 2018. 382 с.
3. Косарев А. Б., Косарев Б. И. Основы электромагнитной безопасности систем электроснабжения железнодорожного транспорта. М.: Интекст, 2008. 480 с.
4. Котельников А. В., Наумов А. В., Слободянюк Л. П. Рельсовые цепи в условиях влияния заземляющих устройств. М.: Транспорт, 1980. 207 с.
5. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых системой коротких токоведущих частей // System Analysis & Mathematical Modeling. 2021. Т. 3. № 2. С. 145-163.

Воронина Е. А., аспирант, гр. ИТТ.1-22-1 ИрГУПС; Крюков А. В., профессор кафедры Э и Э ИРНТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИНВЕРТОРОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Воскобойников Ф.Ю., Лукьянов А.В., Федосов Д.С., Чикалин А.Е.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
voskobjnikov.99@mail.ru, masil56@mail.ru, fedosov_ds@istu.edu,
chikalinalexey@gmail.com

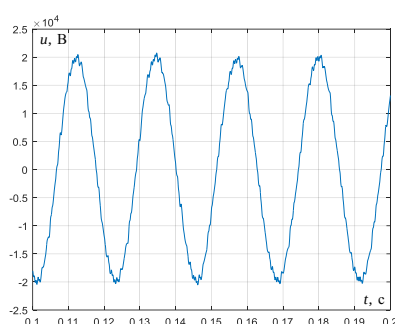
В России и за рубежом идёт постепенное увеличение доли возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) в общей структуре генерации. Переход на ВИЭ в перспективе позволит сократить выбросы парниковых

газов, уменьшить зависимость энергетики и промышленности от ископаемых энергоресурсов. Однако наряду с экономическими трудностями при массовом переходе на ВИЭ появляются и некоторые технические вопросы. Их рассмотрению посвящены работы [1, 2].

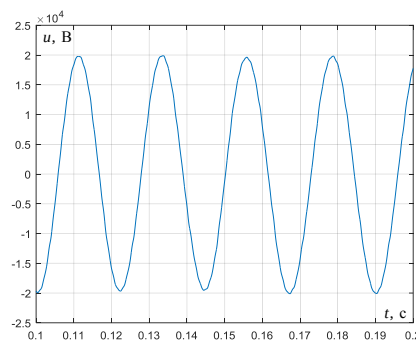
Для исследования режимов электрической системы с ВИЭ использована имитационная модель фотоэлектрической станции (ФЭС) с инвертором в среде MATLAB Simulink (рисунок 1), составленная на основе встроенной модели «power_PVarray_250kW.slx». Солнечная панель мощностью 250 кВт подключена к сети большой мощности, заданы нагрузки мощностью 30 МВт, 2 МВт и 250 кВт. Поскольку инверторы ветрогенераторов будут давать аналогичный эффект при моделировании, то в статье будут рассмотрены только ФЭС.

Рисунок 1 – Модель ФЭС в MATLAB Simulink

наблюдаются только в автономном (островном) режиме работы ФЭС. На рисунке 2, а приведена осциллограмма одного из фазных напряжений при работе инвертора в автономном от ЭЭС режиме и отсутствии батареи конденсаторов, а на рисунке 2, б – то же напряжение после установки конденсаторной батареи для сглаживания напряжений. Видно, что при применении конденсаторов форма напряжения становится ближе к синусоидальной (суммарный коэффициент гармонических составляющих K_U снижается с 13% до 3%), однако стоит помнить, что при параллельной работе с ЭЭС и при наличии источников несинусоидальности напряжений в ЭЭС конденсаторы будут перегружаться токами высших гармоник, так как их емкостное сопротивление $X_C = \frac{1}{\omega C}$ уменьшается с ростом частоты.



а)



б)

Рисунок 2 – Осциллограммы напряжения в точке подключения инвертора ФЭС в островном режиме работы при отсутствии сглаживающего конденсатора (а) и при его подключении (б)

Генерация гармоник инвертором ФЭС объясняется работой устройств широтно-импульсной и амплитудно-импульсной модуляции инвертора, формирующего требуемый уровень напряжений с заданной частотой и фазовым сдвигом между ними. На рисунке 3 в качестве примера приведена осциллограмма напряжения одной из фаз на выходе инвертора до сглаживающего дросселя.

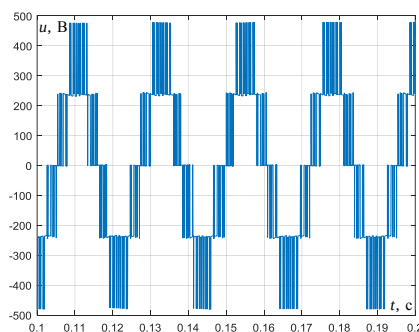
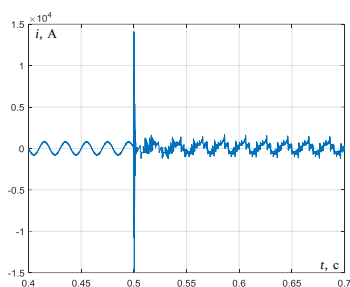
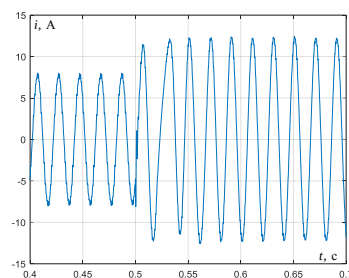


Рисунок 3 – Осциллограмма напряжения на выходе инвертора (до сглаживания)

Помимо установившегося режима рассмотрены режимы КЗ в сети с ФЭС и инвертором. Осциллограмма тока при КЗ на выводах инвертора (перед сглаживающим дросселем) приведена на рисунке 4, а, а на рисунке 4, б можно увидеть осциллограмму токов при КЗ за дросселем.



а)



б)

Рисунок 4 – Осциллограммы токов от инвертора ФЭС в островном режиме работы при КЗ на выводах инвертора ФЭС (а) и при КЗ после сглаживающего дросселя (б)

На рисунке 4, а видно, что при КЗ на выводах инвертора наблюдается импульсный бросок тока (менее 2 мс) из-за переходного процесса в инверторе, после чего ток искажённой формы сохраняет почти то же амплитудное значение, которое было в доаварийном режиме. На рисунке 4, б можно увидеть, что при КЗ во внешней сети амплитуда тока подпитки от инвертора всего в 1,8 раза больше амплитуды тока нагрузочного доаварийного режима. При этом апериодическая составляющая тока отсутствует, и на 3-4 периода меняется частота тока и напряжения. Это подтверждает возможную нехватку чувствительности или отказ релейных защит при повреждениях в ЭЭС с ВИЭ.

Заключение. В данной работе с применением имитационной модели в MATLAB Simulink рассмотрены установившиеся и переходные режимы системы с ВИЭ. Получено, что ФЭС, работающая в островном режиме, не может обеспечить синусоидальную форму напряжения на выводах подключенных электроприёмников без установки конденсаторов или фильтров высших гармоник. Что касается переходных режимов, то релейная защита в ЭЭС с ВИЭ не сможет гарантированно и во всех режимах обеспечить чувствительность к току КЗ, так как величина этого тока всего в 1,5-2 раза больше тока нагрузочного режима. При этом повреждение на выводах инвертора сопровождается большим импульсным током, потенциально нарушающим динамическую стойкость элементов инвертора, после чего необходим ремонт или замена данных элементов. Требуется разработка новых типов защит от КЗ в ЭЭС с ВИЭ, согласованных по чувствительности и селективности с защитами объединённой ЭЭС, работы в данном направлении продолжаются.

Библиографический список

1. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21, № 5(124). – С. 131-142. – DOI 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142.
2. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети // Библиотечка электротехника. – 2020. – № 8(260). – С. 1-116.
3. Мыцык Г.С., Тин А.З., Хейн З.Х., Эрмиш Д.С. Синтез инверторов напряжения повышенной мощности для солнечных электростанций // Новое в российской электроэнергетике. – 2020. – № 2. – С. 31-47.
4. Константинов Г.Г., Криворотова В.В., Слюнкин Н.П., Федосов Д.С. Разработка и исследование гибридного автономного источника электроэнергии на базе фотоэлектрической солнечной электростанции и дизеля // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 12(143). – С. 169-184. – DOI 10.21285/1814-3520-2018-12-169-184.
5. Папков Б.В., Осокин В.Л., Куликов А.Л. Об особенностях малой и распределенной генерации в интеллектуальной электроэнергетике // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – Т. 22, № 4(82). – С. 119-131.

Воскобойников Ф.Ю., обучающийся гр. ЭСм-22-1; Лукьянов А.В., обучающийся гр. ЭСм-22-1; Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС, к.т.н., доцент; Чикалин А.Е., обучающийся гр. ЭСм-22-1

УДК 621.311

СИСТЕМА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Газизова Р.А., Маслов И.Н.

Казанский Государственный Энергетический Университет

ms.gazizova.04@mail.ru, ig-mas@mail.ru

Для того чтобы понять, что же такое система экономической безопасности топливно-энергетического комплекса, нужно знать, что такое ТЭК. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) объединяет отрасли, связанные с добычей и переработкой энергоресурсов в различные виды топлива, преобразованием топливно-энергетических ресурсов в основные виды энергии, а также транспортировкой и распределением энергоресурсов. В него соответственно входят топливная промышленность и электроэнергетика.

Топливо-энергетический комплекс в Российской Федерации считается ведущим межотраслевым комплексом. Если сравнивать с остальными развитыми странами, это является отличительной чертой. Главное отличие заключается в том, что топливно-энергетический комплекс выполняет не

только функции снабжения страны топливом и электроэнергией, но и поступления доходов. Это говорит нам о том, что ТЭК играет важную роль в национальной экономике страны [1-3].

Одной из экономических проблем является сильная зависимость экономики страны от экспорта энергоресурсов, а также нехватка бюджета на модернизацию энергетического оборудования. Это очень заметно в электрике, ведь износ здесь доходит до 50%, а окупаемость капитала может составлять десятки лет.

Важно знать, что развитие топливно-энергетического комплекса напрямую зависит от общего экономического развития нашей страны. ТЭК с использованием потенциала экономического роста будет развиваться более интенсивно.

Экономическая безопасность в самом общем понимании - это состояние защищенности объекта от внутренних и внешних угроз при определенных условиях и факторах. Она очень тесно связана с национальными интересами государства [4-6].

Проблемы топливно-энергетического комплекса современной экономики свидетельствуют о том, что необходимо выделять энергетическую безопасность в самостоятельный вид. Данная необходимость связана с тем, что источники энергии являются ограниченными, а их цены очень велики. Еще одной причиной можно считать конкуренцию за контроль над этими ресурсами между производителями энергии.

В данной статье рассмотрим систему экономической безопасности топливно-энергетического комплекса.

В сфере экономики страны, одним из важнейших направлений национальной безопасности, считается энергетическая безопасность. Необходимыми экологическими факторами национальной и глобальной безопасности являются многостороннее сотрудничество в области формирования экологически чистых, альтернативных источников энергии.

Энергетическую безопасность определяют, как непрерывный процесс обеспечения того количества энергии, которое необходимо для поддержания жизни и повседневной деятельности людей, обеспечивая при этом ее доступность.

Согласно Международному энергетическому агентству (МЭА), энергетическая безопасность имеет два основных аспекта: долгосрочную и краткосрочную энергетическую безопасность. В первом рассматриваются инвестиции в энергоснабжение и то, как они связаны со своевременным экономическим развитием и экологическими потребностями. Второй в основном касается того, как энергетическая система способна оперативно реагировать на внезапные изменения в цикле спроса и предложения энергии.

Политика, проводимая в области энергетической безопасности Российской Федерации, происходит непрерывно. Она осуществляется планомерно с учетом меняющейся ситуации не только в экономике и стране, но и

в мире. Целью этой политики является стремление использовать энергоресурсы и все возможности топливно-энергетического комплекса страны для постоянного роста экономики, повышения уровня жизни населения и укрепления позиций России в мировой экономике [7-9].

Важно то, что Энергетическая стратегия, которую утвердили в 2009 году в Российской Федерации, была нацелена до 2030 года (ЭС-2030). Данная система провозгласила совсем иные направления развития энергетики в условиях становления экономики России на инновационный путь развития. В рамках данной стратегии были поставлены цели и задачи развития ТЭКа, приоритеты и направления, механизмы политики государства в области энергетики, которые направлены на достижение желаемых целей.

Энергетическая стратегия (ЭС-2030) сформировала стратегический курс, который направлен на улучшение сектора энергетики в экономике страны. Данный курс основан на целевых ориентирах и содержит в себе современное видение экспертов этой проблемы и пути улучшения топливно-энергетического комплекса, а также взгляды экономистов на развитие экономики России.

Вот несколько основных положений документов, входящих в состав ЭС-2030:

- «Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года»;
- «Долгосрочного проекта развития экономики России на 2009-2030 годы»;
- «Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года».

В результате реализации мероприятий, предложенных в рамках данной Стратегии, энергетика России может внести огромный вклад в переход к устойчивому инновационному развитию экономики России.

Библиографический список

1. Жилкина Ю.В. Макроэкономические показатели экономической безопасности страны // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2010. Т. 6. № 10(67). С. 65-72. EDN LRIQCF.

Макаров А. Тенденции развития мировой экономики и энергетическая стратегия России [Электронный ресурс] URL: <http://www.e-m.ru/archive/printer.asp?aid=426063>

2. Жилкина Ю.В. Экономическая безопасность России (оценка внутренних проблем) // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2010. № 3(18). С. 161-168. EDN MVPUJH.

3. Круглов В.В., Макаренко Г.Б., Балабина Л.А. Роль энергетики в развитии национальной экономики [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28962832>

4. Жилкина Ю.В. Развитие электроэнергетики: вертикальная интеграция или дальнейшая либерализация отрасли? // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10. № 2(38). С. 106-113. EDN VVXMIS.
5. Гулиев М.Е. Энергетическая проблема во внешнеэкономической стратегии стран СНГ. – С-Пб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2005. – 98 с.
6. Жилкина Ю. В. Финансовая система и обеспечение экономической безопасности России в условиях санкций // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2018. № 3(50). С. 33-42. EDN YTNSEP.
7. Жилкина Ю.В. Процессы реформирования электроэнергетики в России // Энергетик. 2020. № 1. С. 29-32. EDN UCPRRI.
8. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5(124). С. 131-142. DOI 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142. EDN YPLMUN.
9. Жилкина Ю.В. Пути повышения экономической безопасности Российской Федерации // Финансовый бизнес. 2010. № 4(147). С. 17-22. EDN RXXOHF.

Газизова Р.А. студентка гр. ЭУЭ-1-21 КГЭУ; Маслов И.Н., к.т.н., доцент кафедры «Энергетическое машиностроение» КГЭУ

УДК 662.234

ЧЕТЫРЁХПОЛЮСНЫЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ: ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Гаученов П.Д., Константинов Г.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
gauchenov.pavel@bk.ru, kqg40@mail.ru

Турбогенераторы – это электрические генераторы, механическим приводом которых являются паровые турбины. Четырёхполюсные турбогенераторы наиболее всего подходят для применения на атомных электростанциях, так как на них вырабатывается пар с более низкими параметрами, по сравнению с тепловыми: давлением до 7 МПа и температурой до 350°C. При таких параметрах наибольшего коэффициента полезного действия турбины можно достигнуть лишь при меньшей частоте её вращения, а именно 1500 об/мин.

В настоящее время несколько десятков стран в мире не только эксплуатируют атомные электростанции, но и занимаются проектированием и строительством новых. Особенно активны в этом плане Индия и Китай. В свою очередь это означает, что использование четырёхполюсных турбогенераторов в ближайшие десятилетия по-прежнему будет актуально, как и

дальнейшие исследования этих машин, направленные на повышение их эффективности.

В статье рассмотрены преимущества и недостатки, назначение, область применения, а также особенности конструкции четырёхполюсного турбогенератора по сравнению с двухполюсным [1-3].

Четырёхполюсные турбогенераторы хоть и уступают двухполюсным машинам по экономическим показателям, имеют ряд технических преимуществ. Четырёхполюсные турбогенераторы обладают гораздо большей предельной мощностью, которая может достигать до 2000 МВт, тогда как двухполюсные турбогенераторы производятся в диапазоне мощности от 2,5 до 1200 МВт. У четырёхполюсных машин ниже механические напряжения от центробежных сил в роторе, более низкие вибрации сердечника статора, а также большая надёжность работы паровой турбины при частоте вращения 1500 об/мин. Так как четырёхполюсные турбогенераторы применяются на атомных электростанциях, то к ним применяют более высокие требования безопасности, надёжности, так как их несоблюдение грозит катастрофическими последствиями.

Несмотря на то, что конструктивно четырёхполюсный турбогенератор схож с двухполюсным, он имеет свои особенности, которые вызваны уменьшением частоты вращения вдвое по сравнению с двухполюсными машинами. В результате снижения частоты вращения, происходит увеличение числа полюсов ротора с двух до четырёх. Снижение частоты вращения ротора вдвое приводит к тому, что изменяется и ряд основных геометрических размеров, электрических и механических параметров. Так, например, диаметр бочки ротора генератора ТВВ-1000-4 равен 1800 мм, таким образом, превышая диаметр бочки ротора генератора ТВВ-800-2 в полтора раза. При этом практически в два раза возрастает и масса ротора, составляя примерно 160 т. Всё это ведёт к увеличению размеров и массы подшипников и уплотнений.

Однако увеличение диаметра ротора в 1,5 раза при двукратном снижении частоты ведёт к тому, что механические напряжения от действия центробежных сил в роторе и его деталях также снижаются приблизительно в 2 раза. Благодаря этому, становится возможным снизить требования к механическим свойствам поковок роторов, а также бандажных колец, что упрощает задачу металлургам.

Увеличение расточки сердечника статора в $\sqrt{2}$ раза, не приводит к такому же увеличению наружного диаметра сердечника. Так как полюсное деление и магнитный поток на полюс уменьшается в $\sqrt{2}$ раза, то высота спинки сердечника статора четырёхполюсной машины также уменьшаются в $\sqrt{2}$ раза. Это приводит к тому, что наружный диаметр сердечника и, как следует, корпуса статора, незначительно отличается от корпуса статора и

диаметра сердечника двухполюсной машины, обладающей такой же мощностью. На рис. 1 заметно, что наружные габариты данных турбогенераторов почти одинаковы в отличие от роторов и массы статоров.

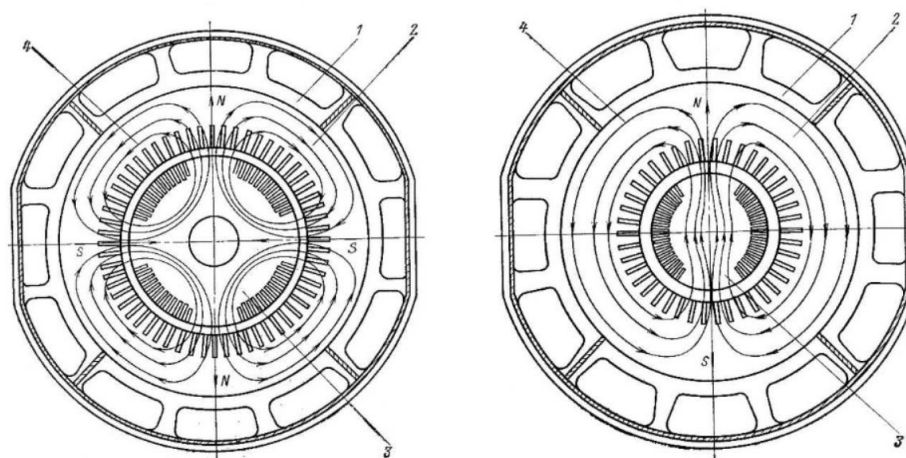


Рисунок 1 - Сравнительные размеры четырёх- и двухполюсных турбогенераторов:
1 – корпус статора, 2 – сердечник статора, 3 – ротор, 4 - линии магнитного потока

Статор любого турбогенератора состоит из корпуса, сердечника и обмотки [4,5].

Корпус статора турбогенератора производится из листов стали, таким образом, чтобы он был механически прочным, довольно жестким, легким и был способен распределять потоки охлаждающего газа. В нем размещают сердечник статора и его обмотку.

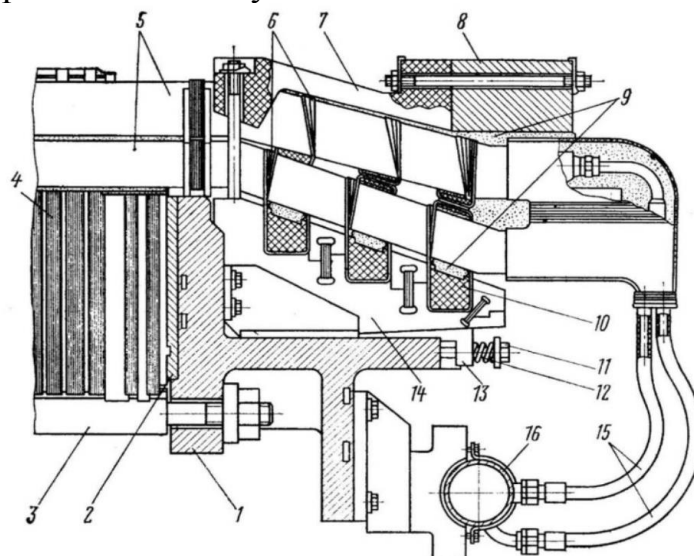


Рисунок 2 – Сердечник статора с обмоткой:

- 1 – кольцо нажимное; 2 – медный экран; 3 – ребро сердечника; 4 – сердечник статора;
5 – стержни обмотки статора; 6 – шнуровые бандажи; 7 – внутренний кронштейн;
8 – внутреннее бандажное кольцо; 9 – формирующий материал; 10 – наружные бандажные кольца; 11 – болт нажимной; 12 – пружина; 13 – клин; 14 – наружный кронштейн; 15 – водоподводящие шланги; 16 – водяной коллектор

Сердечник статора изготавливается из изолированных теплостойким лаком сегментов, штампованных из холоднокатаной электротехнической стали. Вдоль оси сердечник статора разделяется вентиляционными каналами на отдельные пакеты (рис. 2). В отличие от двухполюсного турбогенератора, в четырёхполюсной машине рёбра, на которые изготавливается сердечник, не имеют прорезей и жёстко приварены к поперечным кольцам корпуса статора. Спрессованный сердечник стягивается мощными и жёсткими нажимными кольцами. Зубцовую зону пакетов уплотняют нажимными пальцами. Для того, чтобы снизить нагрев, пакеты сердечника, находящиеся по краям, изготавливаются более тонкими по сравнению с остальными пакетами, а также с увеличенным числом ступенек, образующих суммарный скос торцевой зоны в расточке сердечника под углом около 45° .

Обмотка статора выполняется трёхфазной, с двумя параллельными ветвями. Схемой соединения фаз является двойная звезда. Начало и концы обмотки выводятся наружу через концевые выводы. Преимуществом обмотки статора четырёхполюсной машины перед обмоткой статора двухполюсного турбогенератора являются более короткие лобовые части и меньший на полюс магнитный поток, нежели у двухполюсных машин, что позволяет сократить механические усилия, воздействующие на лобовые части обмотки статора. Однако из-за большой величины электрической нагрузки, приходится уделять повышенное внимание к закреплению обмотки статора.

Благодаря использованию этого и ряда других преимуществ четырёхполюсного турбогенератора, инженерам-конструкторам удалось добиться максимально приближённых технико-экономических показателей турбогенератора ТВВ-1000-4 к показателям наилучших двухполюсных турбогенераторов.

Дополнительным преимуществом четырёхполюсных турбогенераторов является более благоприятное расположение магнитного потока по окружности статора и восьмиугольная схема вибрации, позволяющие сократить вибрации сердечника в 4-5 раз. К примеру, в турбогенераторе ТВВ-1000-4 вибрация не превышает 10 мкм. Это позволяет отказаться от эластичной подвески сердечника статора, что приводит к упрощению конструкции статора. За счёт уменьшения полюсного деления длина лобовых частей обмотки статора четырёхполюсной машины также снижается по сравнению с двухполюсной. В свою очередь это приводит к снижению суммарного электродинамического усилия на обмотку приблизительно в два раза.

Библиографический список

1. Константинов Г.Г. Турбогенераторы для тепловых и атомных электростанций: учеб. пособие. – Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 332 с.
2. Беспалов В.Я. Электрические машины: учебное пособие для студентов высш. учебн. заведений / В.Я. Беспалов, Н.Ф. Котеленец. – 2 изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 320 с.

3. Копылов И.П. Электрические машины: учебник для вузов /Копылов И.П. – 5 изд. стер. – М. , Высш. шк., 2006 г. – 607 с.
4. Извеков В.И, Серихин Н.А., Абрамов А.И. Проектирование турбогенераторов. – М.: Изд.-во МЭИ, 2005. – 440 с.
5. Силин Л.Ф. Электромеханика. Проектирование турбогенераторов: пособие по курсовому проектированию / Л.Ф. Силин. – Красноярск: ИПК СФУ, 2010. – 172 с.

Гаученов П.Д., обучающийся, гр. ЭСб-20-1; ²Константинов Г.Г., профессор каф. Э и ЭТ

УДК 621.321

ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХАБА В СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Герасимов Д.О., Суслов К.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
gerasimovdo@mail.ru, dr.souslov@yandex.ru

Современные технологические структуры представляют собой сложные многофакторные системы. Наличие во всех отраслях техники, включая системы энергоснабжения, активно-адоптивных элементов, позволяющих управлять ими в режиме реального времени, ставит перед системами управления совершенно новые задачи.

Общепризнанными, на данный момент времени, принципами управления такими объектами является формирование цифрового двойника (Digital Twin). Такой подход основан на основных принципах четвертой промышленной революции (Industrial 4.0) и подходам модельно-ориентированной системной инженерии (Model-Based Systems Engineering). Цифровой двойник является виртуальной копией объекта, достоверно воспроизводящей и задающей структуру, состояние и поведение объекта в реальном времени [1].

К основным функциям выполняемым цифровым двойником можно отнести следующее: сбор и обработку информации достоверно отображающей состояние объекта в реальном времени; прогнозирование поведения объекта как в штатных, так и в нештатных ситуациях; формирование адекватных управляющих воздействий на объект.

Основными элементами цифрового двойника технического объекта являются: онтологические модели; цифровые схемы и карты; электронная документация; информационные модели; оперативная информация; математические и имитационные модели.

В процессе разработки и эксплуатации отдельные компоненты инфраструктуры цифрового двойника взаимодействуют как с друг другом, так и с источниками данных.

Отдельные компоненты цифрового двойника разрабатываются и уточняются еще на стадии проектирования реального физического объекта.

На начальном этапе решающую роль играют математические или имитационные модели, позволяющие прогнозировать поведение оригинала, виртуально обрабатывать его поведение в различных режимах, проводить многокритериальное оценивание.

В рамках программы «Цифровая экономика Российской Федерации» ведущими энергетическими компаниями разрабатываются свои концепции цифровой трансформации, учитывающие специфику отраслей.

Так компания «Россети» разработала концепцию «Цифровая трансформация 2030» [2]. ПАО «Газпром» предложила концептуальную модель реализации технологии «Цифровой двойник» для предприятий нефтегазового комплекса [3]. В теплоэнергетической отрасли разрабатываются подходы к созданию цифровых двойников тепловых электрических станций ТЭС и тепловых сетей.

Отличительной особенностью реализации концепции цифрового двойника в этих отраслях является то, что математические или имитационные модели разрабатываются и верифицируются по уже существующим генерирующим и сетевым структурам. Данная особенность позволяет использовать два различных подхода по созданию имитационных моделей:

- Модели физических процессов, основанные на численном решении систем дифференциальных уравнений;
- Модели на основе многослойных нейронных сетей.

Оба эти подхода имеют свои достоинства и недостатки. Первый подход появился за долго до появления концепции цифровых двойников. Его несомненным достоинством является хорошо методологически проработанный аппарат моделирования. Однако его использование ограничено, если нет возможности получить строгое математическое описание технического объекта.

Второй подход способен находить аппроксимации неизвестных зависимостей, путем обучения на массиве известных данных. Данная модель способна прогнозировать поведение физического объекта тогда, когда описание его закономерностей очень сложны или неопределенны полностью. Однако такой подход возможен лишь при наличии хорошей обучающей выборки. Так же необходимо отметить, что точность прогнозирования будет достаточно низкой в штатных ситуациях, история наблюдения которых мала.

Выбор того или иного подхода будет обусловлен исключительно особенностями сложившейся инфраструктуры. Особенность энергетических процессов, их быстродействием, способностью информационной структуры передавать и обрабатывать большие массивы данных в режиме реального времени. Выше указанные факторы являются определяющими при выборе методологии создания цифрового двойника в различных отраслях энергоснабжения.

Современная структура энергоснабжения представляет собой сложную многофакторную систему. Отличительной особенностью которой является наличие различных систем генерации и как следствие различных потоков энергии: электрической, тепловой, системы газоснабжения и т.д. Вместе с тем с применением традиционных систем генерации: электрические, тепловые станции, широко применяются источники, основанные на использовании возобновляемых ресурсов, а также широкое использование систем накопления по всем каналам энергоснабжения. Разработаны и широко применяются системы позволяющие быстро и экономически целесообразно преобразовывать различные виды энергии друг в друга.: газотурбинные установки, электронагревательные котлы и т.п.

Наличие выше перечисленных факторов ставит перед современной энергетикой ряд совершенно новых задач, связанных с надёжностью, качеством и выбором наиболее экономически целесообразных способов производства, передачи энергии по различным каналам.

Таким образом возникла необходимость рассматривать различные системы энергоснабжения с учетом их взаимного влияния друг на друга. Развитие данного направления привело к возникновению понятия мультиэнергетических систем и энергетического хаба.

В работе [4] даётся определение энергетического хаба как, интерфейса между источниками энергии, потребителям и передающей инфраструктурой. Энергетический хаб содержит следующие базовые элементы: входы и выходы; преобразователи различных видов энергии друг в друга; накопители энергии.

Исследование мульти-энергетических систем проводилось при следующих допущениях: система находится в установившемся состоянии; энергия передаётся от входа к выходу; потоки характеризуются только энергетическими показателями.

В матричной форме записи математическое описание энергетического хаба связывающая входные и выходные потоки по различным каналам энергии [5]:

$$\underbrace{\begin{vmatrix} L_{\alpha} \\ L_{\beta} \\ \vdots \\ L_{\omega} \end{vmatrix}}_L = \underbrace{\begin{vmatrix} c_{\alpha\alpha} & c_{\beta\alpha} & \cdots & c_{\omega\alpha} \\ c_{\alpha\beta} & c_{\beta\beta} & \cdots & c_{\omega\beta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{\alpha\omega} & c_{\beta\omega} & \cdots & c_{\omega\omega} \end{vmatrix}}_C \underbrace{\begin{vmatrix} P_{\alpha} \\ P_{\beta} \\ \vdots \\ P_{\omega} \end{vmatrix}}_P, \quad (1)$$

где: L – энергия на входе хаба; c – коэффициент прямого преобразования; P – энергия на выходе хаба.

Матрица прямого преобразования полностью определяет внутренние связи энергетического хаба и коэффициенты преобразования одного вида энергии в другой. Система уравнений (1) позволяет определить количество

энергии по каждому из входных каналов необходимое для обеспечения графика энергетических нагрузок потребителя.

В случае решения обратной задачи, вводится понятие матрицы обратных преобразований D [6].

$$\begin{matrix} \left| \begin{matrix} P_\alpha \\ P_\beta \\ \vdots \\ P_\omega \end{matrix} \right| \\ \text{P} \end{matrix} = \begin{matrix} \left| \begin{matrix} d_{\alpha\alpha} & d_{\beta\alpha} & \cdots & d_{\omega\alpha} \\ d_{\alpha\beta} & d_{\beta\beta} & \cdots & d_{\omega\beta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{\alpha\omega} & d_{\beta\omega} & \cdots & d_{\omega\omega} \end{matrix} \right| \\ \text{D} \end{matrix} \begin{matrix} \left| \begin{matrix} L_\alpha \\ L_\beta \\ \vdots \\ L_\omega \end{matrix} \right| \\ \text{L} \end{matrix}, \quad (2)$$

где D -матрица обратных преобразований.

В данное математическое описание энергетического хаба не входят параметры, позволяющие учитывать перетоки энергии при наличии накопителей энергии.

В общем случае энергетический хаб может содержать произвольное количество накопителей энергии. Так же накопители могут подключаться как на входе, так и на выходе различных каналов энергоснабжения. Функциональная схема по одному из каналов энергоснабжения представлена на рисунке 1.

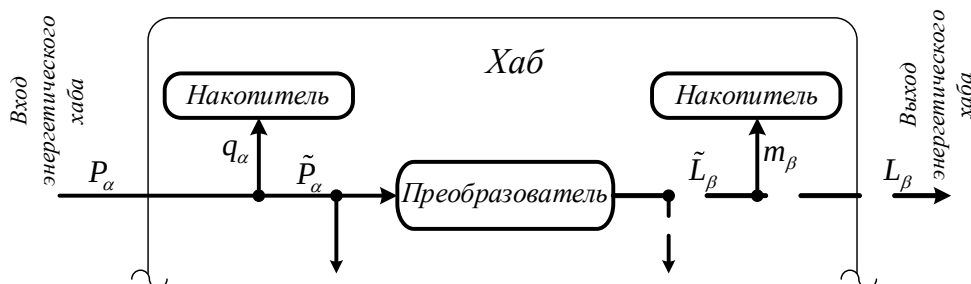


Рисунок 1 – Функциональная схема канала энергоснабжения с накопителями энергии:

P_α – вход по каналу энергоснабжения по первому типу энергоносителя; q_α – энергия первого типа энергоносителя, поступающая в (из) накопителя; $\tilde{P}_\alpha$ – энергия первого типа энергоносителя с учетом влияния накопителя энергии; $\tilde{L}_\beta$ – энергия второго типа энергоносителя после преобразования первого во второй; m_β – энергия второго типа энергоносителя, поступающая в (из) накопителя; L_β – энергия второго типа энергоносителя, уходящая к потребителю

Эти основные положения легли в основу математического описания энергетического хаба [7].

$$L = CP - S\dot{E} = [C - S] \begin{bmatrix} P \\ \dot{E} \end{bmatrix}, \quad (3)$$

где: L-power output vector (вектор выходной мощности); C-converter coupling matrix (матрица прямого преобразования); P-power input vector (вектор входной мощности); S-storage coupling matrix (матрица систем накопления); $\dot{E}$ -vector of storage energy derivatives (вектор параметров накопителей).

Данное математическое описание является базовым для исследования режимов функционирования энергетического хаба [8-10]. В результате имеем системы линейных алгебраических уравнений с постоянными коэффициентами. Данное описание является оптимальным для исследования работы энергетического хаба с целью оптимизации его функционирования в зависимости от реализуемой целевой функции.

С учетом канала энергоснабжения с накопителями энергии, уравнение (2) можно представить в следующем виде:

$$\begin{array}{c} \left| \begin{matrix} p_\alpha \\ p_\beta \\ p_\chi \end{matrix} \right| - \left| \begin{matrix} q_\alpha \\ q_\beta \\ q_\chi \end{matrix} \right| = \left| \begin{matrix} \tilde{p}_\alpha \\ \tilde{p}_\beta \\ \tilde{p}_\chi \end{matrix} \right|; \quad \left| \begin{matrix} \tilde{l}_\alpha \\ \tilde{l}_\beta \\ \tilde{l}_\chi \end{matrix} \right| = \underbrace{\begin{bmatrix} c_{\alpha\alpha} & c_{\beta\alpha} & c_{\chi\alpha} \\ c_{\alpha\beta} & c_{\beta\beta} & c_{\chi\beta} \\ c_{\alpha\chi} & c_{\beta\chi} & c_{\chi\chi} \end{bmatrix}}_C \left| \begin{matrix} \tilde{p}_\alpha \\ \tilde{p}_\beta \\ \tilde{p}_\chi \end{matrix} \right|; \quad \left| \begin{matrix} \tilde{l}_\alpha \\ \tilde{l}_\beta \\ \tilde{l}_\chi \end{matrix} \right| - \left| \begin{matrix} m_\alpha \\ m_\beta \\ m_\chi \end{matrix} \right| = \left| \begin{matrix} l_\alpha \\ l_\beta \\ l_\chi \end{matrix} \right|. \quad (4)$$

P Q $\tilde{P}$ $\tilde{L}$ C $\tilde{P}$ $\tilde{L}$ M L

Данная система уравнений не учитывает возможности технической реализации систем накопления энергии и возможности преобразования одного вида энергии в другой.

Подставим систему уравнений (4) в виде структурной схемы (рис.2).

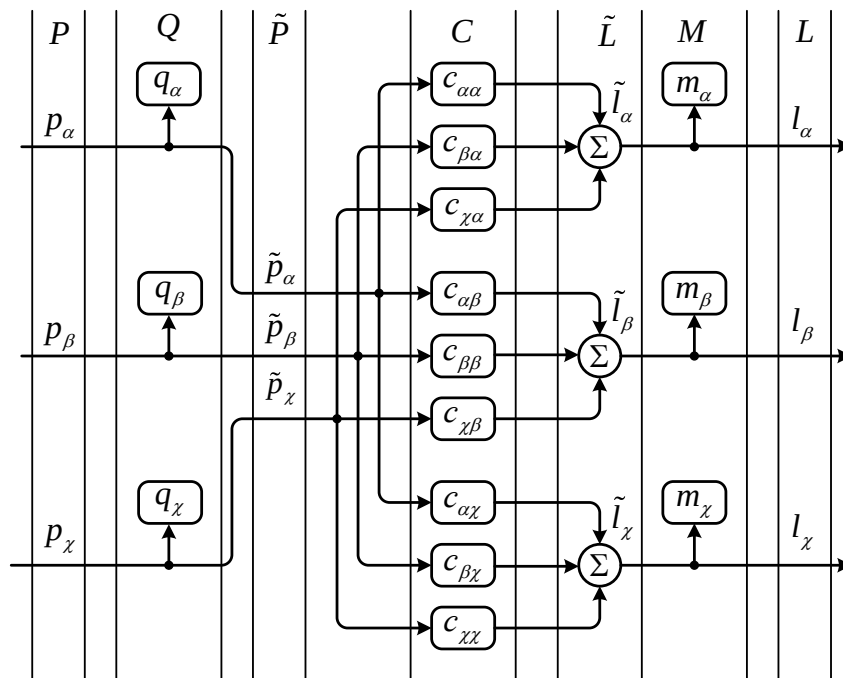


Рисунок 2 – Структурное представление системы уравнений (4) методами имитационного моделирования

С учетом технической возможности реализации функциональную схему имитационной модели можно представить в виде, изображенном на рис. 3.

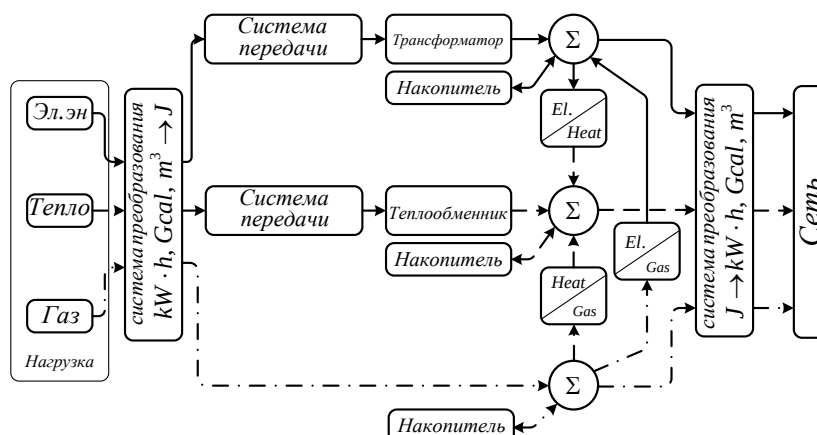


Рисунок 3 – Функциональная схема имитационной модели мульти-энергетической системы по трем каналам энергоснабжения

Данный подход позволяет анализировать работу МЭС в широком диапазоне изменения нагрузок и определять ряд параметров. В частности, авторов интересовал уровни и зависимости изменения энергетических потерь на элементах системы энергоснабжения в зависимости от режимов работы системы накопления энергии. В процессе вычислительного эксперимента исследовались следующие режимы работы. Работа накопителя электрической энергии в режиме заряда и разряда при изменении нагрузки потребителей в широком диапазоне. Определялись суммарная энергия и потери энергии на входе в канал энергоснабжения. На рисунке 4 представлены результаты моделирования при заряде и разряде накопителя энергии соответственно.

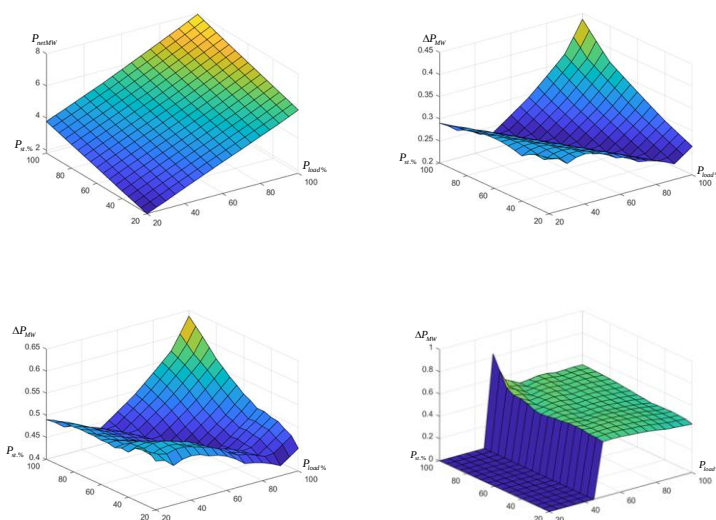


Рисунок 4 – Суммарная энергия на входе в канал энергоснабжения, потери на входе в канал энергоснабжения

Работа накопителя электрической энергии в режиме заряда и разряда при изменении нагрузки потребителей в широком диапазоне. Определялись суммарная энергия и потери энергии на входе в канал энергоснабжения. На рисунке 6 представлены результаты моделирования при заряде и разряде накопителя энергии соответственно.

Анализ полученных результатов позволяет оценить область минимума потерь на элементах энергетического хаба при различных по каналу электроснабжения и различных режимах работы систем накопления. Нелинейность изменения характера потерь обусловлена нелинейностью коэффициентов полезного действия устройств от нагрузки.

Библиографический список

1. Воропай, Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64-73.
2. Воропай, Н.И. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко // Проблемы прогнозирования. – 2017. – № 5. – С.39-49.
3. Шеннон, Р. Имитационное моделирование систем – искусство и наука / Р. Шеннон – 1978. – 420 с.
4. Madni A. M., Madni C. C., Lucero S. D. Leveraging digital twin technology in model-based systems engineering // Systems. 2019. Vol. 7(1). – P. 7. – <https://www.mdpi.com/2079-8954/7/1/7/html>.
5. Pettey C. Prepare for the impact of digital twins. – Stamford, CT, USA: Gartner, 2017.
6. Favre-Perrod P. A vision of future energy networks. In: Proceedings of the power engineering society inaugural conference and exposition in Africa, 2005 IEEE; 2005. p. 13–7.
7. Geidl M, Koeppl G, Favre-Perrod P, Klockl B, Andersson G, Frohlich K. Energy hubs for the future. IEEE Power Energy Mag 2007;5:24.
8. Герасимов Д.О., Суслов К.В. Методы моделирования режимов интегрированных мультиэнергетических систем на базе концепции энергетического хаба в системах имитационного моделирования // Энергетик. 2022. № 10. С. 32-36
9. Voropai N., Ukolova E., Gerasimov D., Suslov K., Lombardi P., Komarnicki P. A study on cost-effectiveness of energy supply based on the energy hub concept // Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019. New Businesses for Energy Transition. 2019. C. 8905736.
10. Voropai N., Ukolova E., Gerasimov D., Suslov K., Lombardi P., Komarnicki P. Simulation approach to integrated energy systems study based on energy hub concept // 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019. 2019. C. 8810666.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 5) ПОГРЕШНОСТЬ КВАНТОВАНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АМПЛИТУДНЫХ ЗНАЧЕНИЙ СИГНАЛОВ ИЗ ИХ СУММЫ

Головня И.И., Гришкин М.Е., Кособрюхов А.И., Муссонов Г.П.,

Соколов Д.А., Цыбиков Д.З.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

genmuss@gmail.com

Погрешность квантования. В процессе преобразования аналоговых непрерывных сигналов $a_j(t)$, $j = 1, 2, \dots, n$, ($n = 6$ или 8) в массив дискретных чисел $a_j(t_i)$, $i = 1, \dots, k$ появляются следующие два понятия: дискреты и кванты. А именно, ось абсцисс разбивается на дискреты Δ_t (при измерении процесса во времени, или на $\Delta_{град.}$ или $\Delta_{рад}$ при измерении процесса в градусах или в радианах, соответственно) строго фиксированной длины, ось ординат также разбивается на отрезки (кванты), называемые *ступень квантования*. Таким образом, цифровые сигналы

$$a_j(t_i), j = 1, 2, \dots, n, i = 1, \dots, k$$

формируются из аналоговых сигналов $a_j(t)$, с использованием операций дискретизации и квантования.

Квантование заключается в измерении в каждую i -ю дискрету Δ (момент времени или значение угла) мгновенных значений j -го аналогового сигнала $a_j(t)$ и замене его ближайшим дискретным значением $a_j(t_i)$, кратным ступени квантования. Измерение происходит в каждое фиксированное положение на оси абсцисс Δ кратное дискрете по времени или по углу, измеряемому в градусах или в радианах. Значение ступени квантования является внутренней характеристикой аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

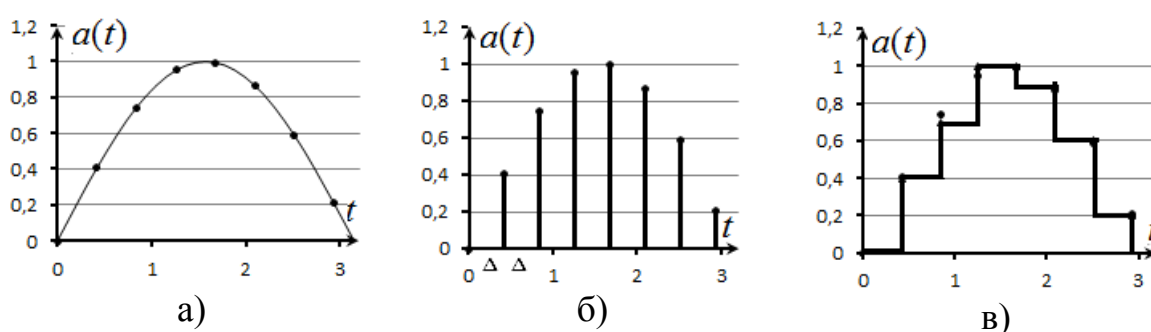


Рисунок 1 – Преобразование аналогового сигнала в дискретный сигнал

На рис. 1 показан процесс преобразования аналогового сигнала $a(t)$ в дискретный сигнал. Аналоговый сигнал $a(t)$ с амплитудой равной одной условной единице – это половина периода синусоиды, которая приведена на рис. 1, а). То, что это половина периода синусоиды, видно также по единицам измерения по оси абсцисс, а именно 3,14 радиан.

Точками на синусоиде показаны её значения во всех восьми дискретах, восьмая дискрета пришлась на начало координат, поэтому её значение равно нулю. В этом примере количество дискрет или количество измерений k аналогового сигнала $a(t)$ в течение периода равно 15, по семь измерений в каждой половине периода, а ещё одно измерение выпадает на ось абсцисс.

На рис. 1, б) в виде вертикальных отрезков приведён массив значений сигнала $a(t)$ в точках дискрет $i \cdot \Delta_{\text{рад}}$, то есть в координатах на оси абсцисс, i – номер измерения. Величина дискреты $\Delta_{\text{рад}}$, или шаг по оси абсцисс, определяется по формуле в $\Delta_{\text{рад}} = T / k = 2 \cdot \pi / k$. При $k = 15$ значение дискреты $\Delta_{\text{рад}}$ равно 0,419 радиан. Значения вертикальных отрезков определяется значением функции синус, то есть их значение непрерывное (произвольное) по величине, хотя и дискретно по оси t .

Квантование делает значения вертикальных отрезков кратными значению кванта или ступени квантования прибора АЦП. Внешний вид синусоиды после квантования по величине текущего значения сигнала и после дискретизации по оси абсцисс приведён на рис. 1, в). Действительное значение величины сигнала в виде кружков на 1, в) сохранено.

В результате дискретизации и квантования непрерывная по аргументу t функция $a(t)$, приведённая на рис. 1, а), переводится в массив чисел, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Зависимость погрешности квантования
от значения ступени квантования**

Номер измерения, i	1	2	3	4	5	6	7
Значение оси абсцисс, $i \cdot \Delta$	0,419	0,838	1,257	1,676	2,094	2,513	2,932
Точное значение функции синус	0,407	0,743	0,951	0,995	0,866	0,588	0,208
Значение функции синус при ступени квантования равной 0,1; $a(t_i) = a(i \cdot \Delta_{\text{рад}})$	0,4	0,7	1,0	1,0	0,9	0,6	0,2
Погрешность квантования при ступени квантования равной 0,1, %	1,66	5,81	5,15	0,55	3,92	2,08	3,81
Значение функции синус при ступени квантования равной 0,01; $a(t_i) = a(i \cdot \Delta_{\text{рад}})$	0,41	0,74	0,95	1,00	0,87	0,59	0,21
Погрешность квантования при ступени квантования равной 0,01, %	0,8	0,42	0,11	0,45	0,46	0,38	1

Этот массив, представляет собой упорядоченную по независимой переменной $t_i = i \cdot \Delta_{\text{рад}}$ последовательность чисел $a(i \cdot \Delta_{\text{рад}})$, где $i = 1, \dots, k$, а значение k – это число элементов последовательности или размер массива, полученный за один период. В таблице 1 этот массив занимает две строки, верхнюю, то есть номер измерения i или номер дискреты, и четвертую или

шестую – значение сигнала $a(i \cdot \Delta_{pad})$, в зависимости от точности ступени квантования.

Зависимость погрешности квантования от значения ступени квантования для всех измерений приведена в пятой и последней строках таблицы 1.

Из анализа данных табл. 1 видно, что при уменьшении ступени квантования на один порядок существенно уменьшает погрешности квантования или шум квантования. Среднее значение погрешности квантования при значении ступени квантования равной 0,1 достигает 3,28%. Это в 6,35 раза больше, чем погрешность при значении ступени квантования равной 0,01.

Однако уменьшение ступени квантования приводит к уменьшению быстродействия и к увеличению стоимости прибора АЦП.

Определение амплитудных значений сигналов из их суммы. Пример суммы двух гармонических колебаний второй и пятой гармонических составляющих (ГС) приведены в [1]. Значения их частот равны 100 и 250 герц, соответственно. В работе [1] представлен график изменения во времени суммы двух этих гармонических сигналов за один период колебаний основной гармоники, то есть 50 герц. Из анализа графика видно, что амплитуда суммы ведёт себя странным образом, то появляются выбросы, то наоборот очень маленькая амплитуда. Этот вопрос хорошо исследован, и его результаты называются биения частоты.

На практике, при подключении двух генераторов переменного тока на параллельную работу, возникают биения частоты, если частоты генераторов не равны между собой (не синхронны). Пример таких биений частоты показан на рис. 2

На рис. 2 приведено 64 периода или около 1,3 секунды поведения суммы двух сигналов. Один сигнал имеет нормальную промышленную частоту равную 50 Гц, а другой сигнал имеет частоту всего на 1 Гц меньше, то есть 49 Гц. По оси абсцисс отложены радианы, по оси ординат – значения суммы сигналов в относительных единицах. У обоих сигналов амплитуда была равна одной относительной единице. Анализируя рис. 2 видим, значения сигнала меняются от нуля до суммы двух амплитуд. Таким образом,

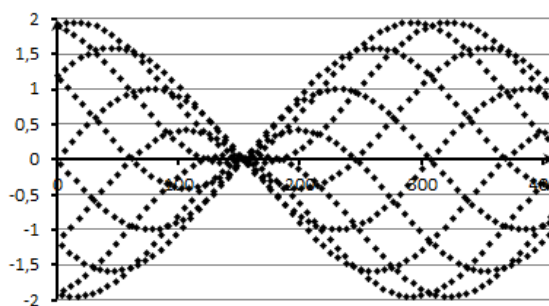


Рисунок 2 – Биения частоты

происходит не только биения частоты, но и существенные колебания суммарной амплитуды от нуля суммы обоих амплитуд.

Определение амплитудных значений каждого гармонического сигнала из суммы двух гармонических колебаний рассмотрим на примере суммы второй и пятой ГС.

Текущее или мгновенное значение в i -й момент времени второй $a_2(\Delta \varphi_{\text{рад}} i)$ и пятой $a_5(\Delta \varphi_{\text{рад}} i)$ гармонических составляющих записывается следующими формулами:

$$a_2(\Delta_{\text{рад}} i) = A_{2m} \sin(2 i \Delta_{\text{рад}}), \quad (1)$$

$$a_5(\Delta_{\text{рад}} i) = A_{5m} \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}), \quad (2)$$

где A_{2m} – амплитудное значение второй гармонической составляющей; A_{5m} – амплитудное значение пятой гармонической составляющей; $\Delta_{\text{рад}}$ – шаг дискретизации, рад. Шаг дискретизации $\Delta_{\text{рад}}$ в радианах равен периоду, измеренному в радианах, то есть 2π , делённому на k – количество измерений в течение периода.

Из формул (1 и 2) видно, что частота колебаний (аргумент функции синус) одного сигнала в два раза больше, а другого сигнала в пять раз больше, частота основной гармоники.

Значение суммы S_i двух гармонических составляющих с амплитудами A_{2m} и A_{5m} , с учётом формул (1 и 2) равно

$$S_i = a_2(\Delta_{\text{рад}} i) + a_5(\Delta_{\text{рад}} i) = A_{2m} \sin(2 i \Delta_{\text{рад}}) + A_{5m} \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}). \quad (3)$$

Значение суммы двух гармонических составляющих, то есть левая часть уравнения (3), для всех i , $i = 1, \dots, n$, это выходной сигнал АЦП и он нам известен. Нас интересуют любые два выходных сигнала АЦП, например, подряд идущих значений суммы i и $i+1$. Значение аргументов функции синус, то есть шаг дискретизации, номер гармонической составляющей и номер измерения i каждого члена суммы, также известны, значит, сама функция вычисляется.

Запишем уравнение (3) для двух любых измерений, например идущих подряд, в виде

$$S_i = A_{2m} \sin(2 i \Delta_{\text{рад}}) + A_{5m} \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}), \quad (4)$$

$$S_{i+1} = A_{2m} \sin(2 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) + A_{5m} \sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}}). \quad (5)$$

Умножив уравнение (4) на $\sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}})$, а уравнение (5) умножив на $\sin(5 i \Delta_{\text{рад}})$, мы добьёмся того, что коэффициенты перед амплитудой A_{5m} равны в обоих уравнениях.

Вычтя теперь из уравнения (4) уравнение (5), мы избавимся от неизвестной амплитуды A_{5m} . Имеем:

$$S_i \sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) - S_{i+1} \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}) = A_{2m} \sin(2 i \Delta_{\text{рад}}) \sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) - A_{2m} \sin(2 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}). \quad (6)$$

Из уравнения (6) теперь просто найдём выражение для определения амплитуды A_{2m} . Имеем

$$A_{2m} = (S_i \sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) - S_{i+1} \sin(5 i \Delta_{\text{рад}})) / (\sin(2 i \Delta_{\text{рад}}) \sin(5 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) - \sin(2 (i+1) \Delta_{\text{рад}}) \sin(5 i \Delta_{\text{рад}}))$$

Выполнив аналогичные преобразования, получим выражение для амплитуды A_{5m}

$$A_{5m} = (S_i \sin(2(i+1) \Delta_{\text{рад}}) - S_{i+1} \sin(2i \Delta_{\text{рад}})) / (\sin(5i \Delta_{\text{рад}}) \sin(2(i+1) \Delta_{\text{рад}}) - \sin(5(i+1) \Delta_{\text{рад}}) \sin(2i \Delta_{\text{рад}})).$$

Амплитуду A_{5m} , после определения амплитуды A_{2m} , можно вычислить и по формулам (4) или (5), после их преобразования.

Теоретическая часть – проста. Понятно, что если была бы сумма трёх гармонических составляющих, то к формулам (1) и (2) потребовалось бы ещё одно уравнение, и пришлось бы решать систему из трёх уравнений с тремя неизвестными и т. д. при увеличении числа гармонических составляющих.

Математический аппарат решения системы из m линейных уравнений с m неизвестными известен и прост, более того в каждой среде программирования имеются готовые операторы для решения таких систем.

Библиографический список

1. Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Жураев Ж., Лаптев Н.И., Муссонов Г.П. Определение значений параметров сигнала (часть 4). Гармонические колебания. Параметры энергии, определяемые по мгновенным значениям. В этом сборнике.

Головня И.И., Гришкин М.Е., Соколов Д.А. обучающиеся, гр. ЭСб-20-1; Кособрюхов А.И., обучающийся, гр. ЭСб-20-2; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС; Цыбиков Д.З. обучающийся гр. УЭСм-22-1 ИРНИТУ

УДК 621.331

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЧАСТКА АНГАРАКАН - ТАКСИМО ПРИ ВЫВОДЕ В РЕМОНТ СЕВЕРМУЙСКОГО ТОННЕЛЯ

Голубев В.В., Яблочкин А.А., Пузина Е.Ю.

*Иркутский государственный университет путей сообщения
Иркутский национальный исследовательский технический университет*
vladislav.Golubew2001@yandex.ru, lesha02020202@mail.ru,
lana-rus05@mail.ru

С нарастанием промышленного потенциала страны, увеличиваются и объемы грузоперевозок посредством железнодорожного сообщения. В связи с этим возникает проблема реализации движения на сложных участках Восточного полигона [1-2]. Главным показателем, характеризующим готовность участка принимать нагрузки является пропускная способность.

Пропускная способность – это максимальное количество поездов, пропущенное за сутки по участку. Данный показатель зависит от многих факторов: профиль пути, модель электровоза, массы составов и параметры

системы тягового электроснабжения (СТЭ). При несоответствии этих факторов и заданного графика движения поездов наблюдается несоответствие параметров режима работы СТЭ их допустимым значениям [3].

В данной работе для анализа пропускной способности выбран один из наиболее сложных участков Восточного полигона – Ангаракан-Таксимо, характеризующийся следующим: протяженность – 126,4 км; максимальный уклон – 8,4 ‰; затяжной подъем – Итыкит-Окусикан. В настоящее время движение грузовых поездов на данном участке осуществляется через Северомуйский тоннель, имеющий протяженность 15,343 км. Однако, как установлено рядом обследований состояния данного тоннеля [4-5], он нуждается в долгосрочном ремонте в ближайшей перспективе. В случае вывода его в ремонт дальнейшее движение должно осуществляться через обходной путь Ангаракан-Перевал-Окусикан.

Профиль участка Ангаракан-Перевал-Окусикан приведен на рис. 1. Участок имеет следующие параметры: протяженность – 106 км; максимальный уклон – 17,5 ‰; затяжной подъем – Осыпной-Перевал. Также имеются 3 тяговые подстанции, описанные в табл. 1.

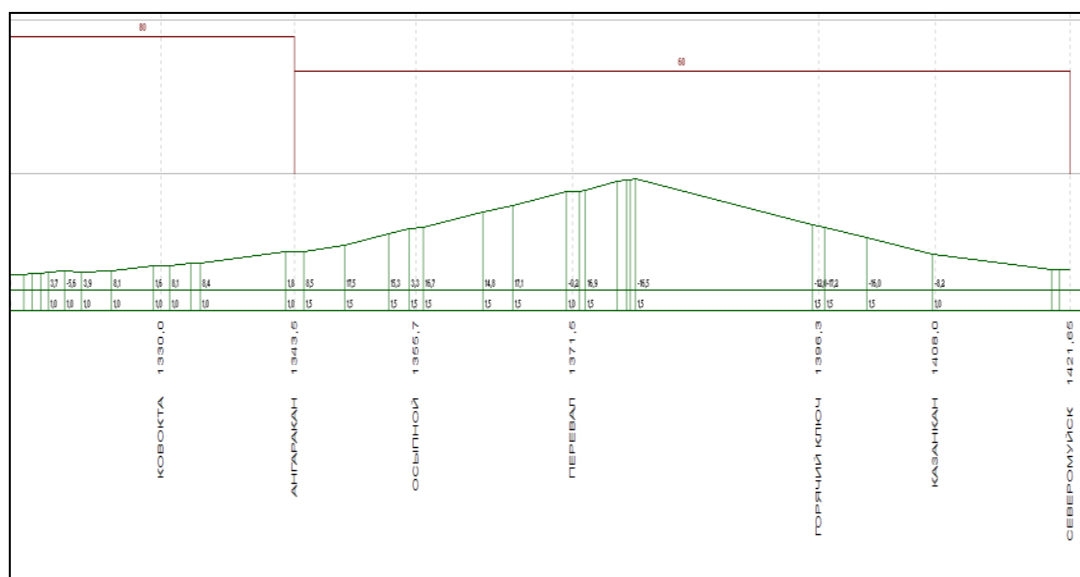


Рисунок 1 – Профиль участка Ангаракан-Перевал-Окусикан

Таблица 1

**Характеристики тяговых подстанций, питающих участок
Ангаракан-Перевал-Таксимо**

Наименование подстанции	Номинальная мощность силовых трансформаторов, МВА	Расположение, км	Тип силового трансформатора
Ангаракан	40	1343	ТДТНЖ-40000/220-76У1
Перевал	40	1370	
Окусикан	40	1405	

Расположение данных подстанций указано на рис. 2.

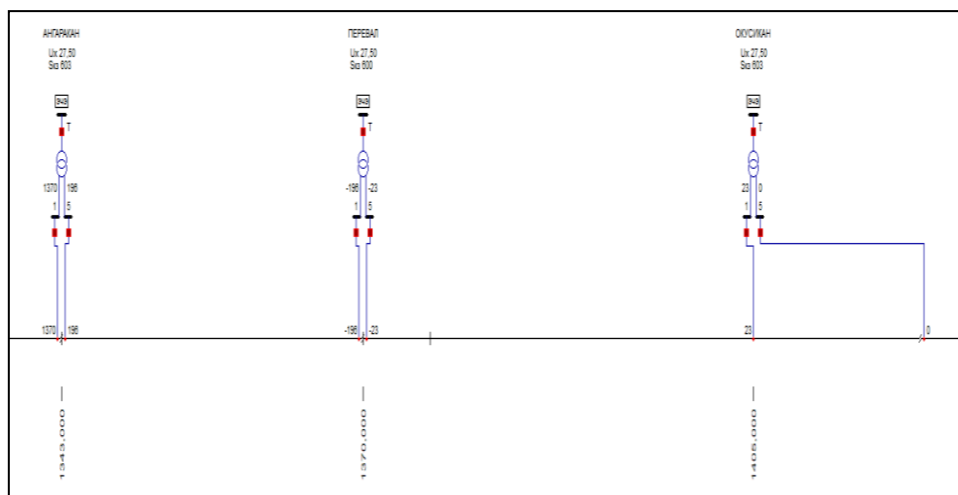


Рисунок 2 – Схема участка и расположение тяговых подстанций

В данной работе произведена проверка пропускной способности СТЭ обходного пути. По данным Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению на этом участке необходимо поддерживать межпоездной интервал при пакетном графике движения 20 минут.

С целью проверки пропускной способности существующей СТЭ сформирован следующий график движения: пакет поездов в четном направлении: 3 состава массой 7100 т, 1 состав массой 6300 т и 1 состав 4000 т, в нечетном направлении пакет поездов массой 3000 т, но при этом каждый 4-й состав массой 6300 т. Тип локомотива, используемого на данном участке, – 3ЭС5К. При однопутном движении в виду невозможности объехать встречный поезд, появляется необходимость остановки встречного состава на станциях.

Итоги моделирования такого графика движения в ПВК Кортэс показали недопустимый уровень напряжения в контактной сети, что представлено в табл. 2. Следовательно, необходимо выполнить усиление СТЭ.

Таблица 2

**Результаты проверки пропускной способности СТЭ участка
Ангаракан-Перевал-Окускан-Таксимо при существующей СТЭ
с минимальным интервалом 20 минут**

Наименование межподстанционной зоны	Напряжение в контактной сети, кВ		Координата, км
	минимальное	трехминутное	
Ангаракан-Перевал	19,27	19,52	1380
Окускан-Таксимо	21,26	21,31	1421

По результатам анализа полученных параметров режима работы СТЭ исследуемого участка рассмотрены следующие способы усиления на участке Ангаракан-Перевал.

1. Установка устройства продольной компенсации (УПК) в отсасывающую фазу С на тяговой подстанции Перевал или в фазу, питающую участок Ангаракан-Перевал.

2. Установка поста секционирования ПС на 1356 км в межподстанционной зоне (МПЗ) Ангаракан-Перевал с монтажом устройства поперечной компенсации (КУ) различной мощности.

3. Установка дополнительного силового трансформатора на тяговой подстанции Перевал с включением его в параллельную работу при пропуске пакета тяжеловесных поездов.

4. Монтаж экранирующего провода в МПЗ Ангаракан-Перевал.

Результаты моделирования данных способов усиления сведены в табл. 3.

Таблица 3

Сравнительная оценка способов усиления

Номер и наименование способа усиления	Параметры режима работы СТЭ					
	Напряжение в КС, кВ		Коэффициент загрузки силового трансформатора	Температура нагрева обмотки силового трансформатора, °С	Температура нагрева провода, °С	
	минимальное	трехминутное			контактной сети	отсасывающей линии
1. УПК Перевал в отсасывающую фазу С	21,40	21,72	1,81	91	37	45
2. УПК Перевал в питающую фазу	21,36	21,41	2,14	84	37	35
3. ПС Между Ангараканом и Перевалом + КУ (10000 кВАр)	20,61	20,82	1,26	74	29	34
4. ПС Между Ангараканом и Перевалом + КУ (15000 кВАр)	21,34	21,57	1,22	73	34	33
5. Установка дополнительного силового трансформатора на подстанции Перевал	20,3	20,57	1,2	70	33	35
6. Монтаж экранирующего провода	19,50	19,75	1,35	76	33	34

По полученным данным следует отметить, что способы усиления 1 и 2 не подходят в связи с недостаточной мощностью силового трансформатора на тяговой подстанции Перевал. Об этом говорит недопустимое значение коэффициента загрузки [6-7]. После установки ПС с двумя разными мощностями КУ (способы усиления 3 и 4) можно сделать вывод, что установка более мощного КУ (15000 кВАр) решает проблему с просадкой напряжения на участке Ангаракан-Перевал. Установка дополнительного силового трансформатора на подстанции Перевал (способ усиления 5) и монтаж экранирующего провода (способ усиления 6) привели к увеличению напряжения в контактной сети, но его значение, по-прежнему, не соответствует нормативному.

Таким образом, необходимо выполнить усиление СТЭ обходного пути, а именно, установить на 1356 км пост секционирования с компенсирующим устройством мощностью 15000 кВАр в МПЗ Ангаракан-Перевал для сохранения существующих размеров движения при выводе в долгосрочный ремонт Северомуйского тоннеля. Такой способ усиления не только решит проблему пропускной способности исследуемого участка при выводе в ремонт столь сложного искусственного сооружения, как большой протяженности тоннель, но и позволит в перспективе повысить пропускную способность и надежность работы СТЭ исследуемого участка.

Библиографический список

1. E.Yu. Puzina, M.Yu. Cherniga, I.A. Khudonogov, Strengthening the power supply system of electrified railways, taking into account the use of interval control devices. 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020. (2020). С. 9271385.
2. Puzina E.Y., Khudonogov I.A. The study of the effectiveness of strengthening the traction power supply system of the Northern route of the Eastern polygon of the Russian railroads. Journal of Physics: Conference Series. Ser. "International Conference on Automatics and Energy, ICAE 2021" 2021. С. 012153.
3. Арсентьев Г.О., Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Куцый А.П., Нгуен В.Х., Черепанов А.В., Чан З.Х. Управление режимами систем электроснабжения железных дорог на основе технологий интеллектуальных сетей (Smart Grid). Иркутск. 2019. 412 с.
4. Крюков А.В., Степанов А.Д. Термографическое обследование Северо-Муйского тоннеля. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2006. № 8 (12). С. 174-176.
5. Степанов А.Д. Управление тепловизионным мониторингом в системах тягового электроснабжения. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук/ Иркутский государственный университет путей сообщения. Иркутск. 2006.

6. Suslov K.V., Potapov V.V., Kostina K.V., Senderov S.M., Karamov D.N., Shushpanov I.N, Kuznetsova S.Yu., Krupenev D.S. Theoretical foundations of electrical engineering. Иркутск, 2022. Том Part 1 Steady-state modes in linear electric circuits with lumped parameters.

7. Afanasenko A.S., Fedchishin V.V., Kudryashev G.S. Selecting power transformers based on magnetic path parameters. 2019 International Science and Technology Conference "EastConf", EastConf 2019. 2019. С. 8725338.

Голубев В.В., студент гр. СОД.1-19-1, Яблочкин А.А., студент гр. СОД.1-19-1 ИРГУПС; Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.316

ПРИМЕНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА ОТБОРА МОЩНОСТИ КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ШИРОКОГО КРУГА ЗАДАЧ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Гончаров Е.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
gon4arov.23@yandex.ru

В условиях сегодняшних экономических реалий вопрос о снижении затрат при организации электроснабжения и уменьшения потерь электроэнергии является как никогда актуальным.

Существует множество ситуаций, когда традиционные методы организации питания невозможны или очень дороги. Потребителями в данном случае могут выступать маломощные объекты с диапазоном нагрузки от 25 до 500 кВт: удалённые домовладения; шкафы учёта электроэнергии или технологические пункты учёта на трубопроводах; оборудования сотовой связи; пункты обогрева и станции зарядки электромобилей на магистралях и автодорогах, и т.п. При заключении с такими потребителями договора об осуществлении технологического присоединения (далее ТП) к электрическим сетям, сетевой организации, согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861, ничего не остаётся, как реализовать это «вынужденное присоединение». В таком случае объёмы затрат на выполнение мероприятий для подачи напряжения к данным объектам, с учетом их удалённости и малой нагрузки потребителя, являются экономически невыгодными. Кроме всего прочего, при условиях прохождения трассы воздушной линии (далее ВЛ) через лесной массив, прибавляются обязательная плата за единицу площади лесного участка и дальнейшие затраты на содержание просек.

В то же время, при прохождении рядом с вышеуказанными объектами ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения, существует техническое решение, основанное на применении трансформаторов отбора мощности (далее

ТОМ) (рис. 1), подключаемых непосредственно к ВЛ 110-500 кВ и понижающих напряжение за одну ступень до значений, необходимых для питания электрооборудования заявленного потребителя.

Конструктивно такие устройства не похожи на силовые трансформаторы и в значительной степени опираются на конструктивно-технические решения, реализуемые в измерительных трансформаторах напряжения, но обеспечивающие большую номинальную мощность. Мощность одной фазы, при применении на ВЛ 110 кВ, может составлять от 20 до 160 кВА. При использовании ТОМ на ВЛ 220 кВ и выше, мощность постоянной нагрузки на одну фазу будет уже от 60 до 480 кВА [1].

Типовая компоновка подстанции на базе ТОМ для электроснабжения удалённых потребителей приведена на рисунке 2, где: 1 – Изолятор для приема шлейфа с ВЛ, 2 – Изолятор опорный, 3 – Разъединитель однополюсный, 4 – привод разъединителя, 5 – привод заземляющих ножей разъединителя, 6 – ОПН, 7 – ТОМ, 8 – Регистратор срабатывания ОПН, 9 – Низковольтный шкаф со стабилизатором напряжения.

В качестве практического примера рассмотрим строительство подстанции на базе ТОМ, которое запланировано в 2023 году для электроснабжения электроустановки оборудования сотовой связи – трансмиссионный узел №2461 ПАО «Мегафон» в Петровск-Забайкальском районе Забайкальского края. Заявленная нагрузка подключения составит 10 кВт.



**Рисунок 1 – ТОМ 110 кВ
мощностью 20 кВА
производства АО «РЭТЗ
Энергия»**

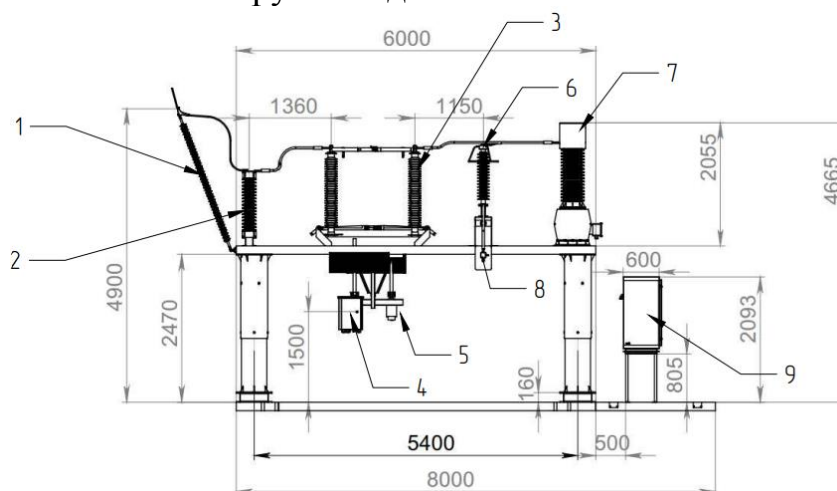


Рисунок 2 – Типовая компоновка подстанции на базе ТОМ для электроснабжения удалённых потребителей

При принятии решения о реализации данного способа электроснабжения было выполнено сравнение с традиционным вариантом осуществления ТП, а именно строительство одноцепной ВЛ 10 кВ протяжённостью 17,7 км, строительство трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ с ТМГ 25 кВА и строительство ВЛ 0,4 кВ от новой трансформаторной подстанции до электроустановки оборудования сотовой связи протяжённостью 0,016 км (см. рис. 3). Стоимость выполнения таких мероприятий с учётом проектно-изыскательских работ (далее ПИР) составит порядка 73,6 млн руб. без НДС.



Рисунок 3 – Ситуационная схема организации электроснабжения объекта ПАО «Мегафон» традиционными методами

Путем же строительства однофазного блока подстанции 110/0,24 кВ на базе ТОМ с присоединением к ВЛ-110 кВ и строительство ВЛ-0,22 кВ протяжённостью 2,031 км (рис. 4) стоимость работ с выполнением ПИР составит ориентировочно 8,9 млн руб.

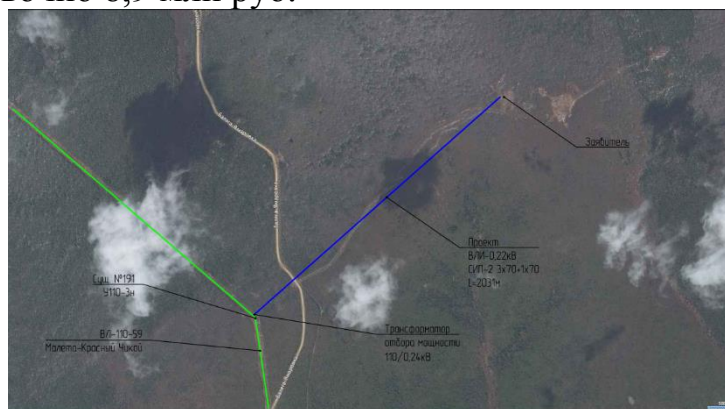


Рисунок 4 – Ситуационная схема организации электроснабжения объекта ПАО «Мегафон» с применением подстанции на базе ТОМ

Такой вариант электроснабжения является дешевле, более чем в 8 раз и подтверждает целесообразность технического решения электроснабжения маломощных объектов с применением ТОМ в целях оптимизации затрат на выполнение договоров ТП.

Еще одним перспективным направлением использования ТОМ является его применение при организации коммерческого учёта электрической энергии на границе балансовой принадлежности на стороне высокого напряжения. Существует множество случаев, когда граница балансовой принадлежности между сетевой организацией и потребителем проходит по опорам линии электропередачи 110 кВ. При установке приборов учёта на подстанции потребителя, показания приборов могут исказить реальную картину расхода электроэнергии и привести к дополнительным издержкам сетевой организации. Факторами искаженных показаний может служить: несанкционированное вмешательство в работу расчётных приборов со стороны потребителя; неисправность приборов учёта; некорректная передача коммерческой информации и т.п [2].

С целью наблюдения за реальным расходом электроэнергии на неконтролируемом участке сетей, сегодня уже существуют решения с применением компактных электронных измерителей, устанавливаемых на опорах ВЛ 110 кВ. Основой таких устройств являются комбинированные электронные датчики тока и напряжения, преобразующие реальные значения тока и напряжения ВЛ 110 кВ в цифровой сигнал, передающийся затем через блок обработки сигнала в прибор учёта. Как раз-таки для питания шкафа учёта и используется ТОМ. В этом случае он вывешивается на траверсе опоры линии электропередачи параллельно одной из фаз, где установлен комбинированный электронный измеритель, описанный выше, и обеспечивает отбор мощности от высоковольтного провода линии (рис. 5).

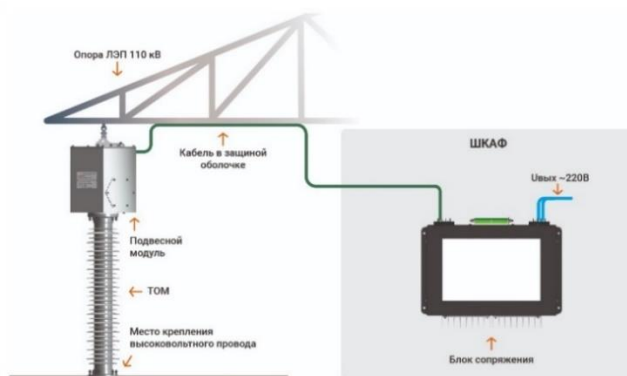


Рисунок 5 – Схема организации питания шкафа учёта посредством ТОМ

Помимо описанных выше способов, на практике уже реализуется использование ТОМ как резервного источника питания собственных нужд (далее СН) подстанций. В данном случае техническая эффективность применения ТОМ обуславливается: снижением потерь за счет исключения промежуточной ступени трансформации; исключением работы силовых трансформаторов в режимах, близких к холостому ходу (снижение потерь холостого хода); исключением необходимости применения устройств РПН на повышенном напряжении и усложнения конструкции изоляции трансформатора [3].

Применение ТОМ как источника питания СН подстанций уже стандартизировано в ПАО «ФСК ЕЭС» на уровне нормативных документов (СТО 56947007-29.240.40.263-2018 «Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения»).

Таким образом, можно сделать вывод, что трансформаторы отбора мощности представляют собой перспективные устройства, способные предоставить экономичные, надежные и предпочтительные технические решения для широкого круга задач по обеспечению электроснабжения в различных сферах: электросетевых предприятий, нефтегазовой отрасли, сельском хозяйстве, электрозаправочной инфраструктуре и многих других.

Библиографический список

1. Матвеев Д.А., Ларин В.С., Никулов И.И. Перспективы применения трансформаторов отбора мощности от ВЛ 110–500 кВ // Энергоэксперт, № 5, 2017. С. 80-83.
2. Кононов В., Егоров Н., Опыт применения пунктов коммерческого учёта электроэнергии на воздушных линиях 110 кВ на базе аппарата i-TOR // Электроэнергия. Передача и распределение, 2017, № 4(7). С. 17-21.
3. Кубаткин М.А., Ларин В.С., Матвеев Д.А., Кудрявцева А.А., Никулов И.И. Трансформаторы отбора мощности: Современное состояние, области применения и развитие нормативной базы // Энергоэксперт, № 1, 2019. С. 18-22.

**РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ
НА БАЗЕ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ УПРАВЛЕНИЯ
РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ**

Горностаев Е.В., Мусоев М.И., Юдин А.Ю., Баженов Э.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@istu.edu

Введение. Вопрос управления распределенными энергоресурсами (РЭР) как правило решается их собственниками посредством создания систем автоматического управления (САУ). В этих САУ реализуются алгоритмы, позволяющие получить максимальную прибыль собственниками РЭР, как от решения прямых задач собственника, так и от решения косвенных задач. К косвенным задачам можно отнести участие РЭР в рыночных механизмах оптового и розничного рынков электрической энергии. Вопрос разработки и реализации алгоритмов управления РЭР становится все более актуальным для распределительных сетевых компаний по мере увеличения их количества, так как требует их координации [1]. Это необходимо для предотвращения перегрузок электросетевого оборудования, а также обеспечения надежного электроснабжения сторонних потребителей, в том числе в изолированных энергосистемах и энергорайонах [2-5].

Типовой процесс управления РЭР на базе цифровой платформы управления РЭР состоит из нескольких этапов, приведенных на рис. 1 [6].



Рисунок 1 – Типовой процесс управления на базе цифровой платформы

На первом этапе заинтересованные стороны – субъекты распределенной энергетики, инициирующие процесс – выбирают целевые критерии оптимальности группового управления: минимизации платежей закупаемую на розничном рынке электроэнергию и мощность, максимизации дохода от продажи электроэнергии и оказания системных услуг, максимизации надежности электроснабжения и др. Согласно критериям и своим воз-

возможностям субъекты далее определяют методы и средства управления, регламенты и форматы взаимодействия и взаиморасчетов, а также САУ. Эффект от внедрения цифровой платформы на этой стадии заключается в возможности быстрой компоновки программного, информационного и математического обеспечения САУ из компонентов платформы и готовых сервисов на ее базе.

На втором этапе формируется группа РЭР для создания САУ по выбранным критериям и оцениваются ожидаемые значения интегральных показателей ее эффективности. Это может быть реализовано в процессе проектирования и строительства РЭР. Благодаря применению цифровой платформы устанавливается единая защищенная информационная среда для слаженного взаимодействия всех элементов системы группового управления в рамках достижения целей независимо от территориального расположения, технологических особенностей и собственников. Для достижения максимальной эффективности управления целесообразно сформировать цифровой двойник объекта – модель высокой степени адекватности, способную детально отображать состояние объекта, предсказывать его поведение в различных условиях и определять целесообразные управляющие воздействия на него.

На третьем этапе осуществляется планирование цикла управления – определяются конкретные ожидаемые значения показателей функционирования объектов и эффективности, сформированной из них группы в целом, которые должны быть достигнуты в будущем цикле. Значения могут вырабатываться путем последовательного уточнения и верификации достижимости в ходе планирования на сужающихся горизонтах: долгосрочного (более одного года), среднесрочного (от 1 месяца до 1 года), краткосрочного (на сутки вперед), оперативного (в течение операционных суток), а также по мере уточнения информации от собственников РЭР. В соответствии с разработанным планом формируются задания на функционирование каждого РЭР в ходе цикла, которые могут быть зафиксированы договорными обязательствами между субъектами, намеревающимися принять участие в цикле, в том числе в форме смарт-контрактов. Цифровая платформа предоставляет для поддержки планирования программные модули, позволяющие автоматически моделировать и анализировать электрические режимы, прогнозировать профили потребления/генерации и внешние технико-экономические факторы, решать оптимизационные задачи управления группой РЭР. Моделирование режимов проводится на базе цифровой расчетной модели, которая автоматически формируется на основе цифровых двойников объектов управления. Алгоритмы прогнозирования строятся в том числе на базе плоских и глубоких моделей машинного обучения на больших массивах исторических данных. Оптимизационные задачи решаются на основе базового ал-

горитма, предоставляющего широкие возможности по настройке путем выбора конкретных переменных, технико-экономических критериев и ограничений.

По итогам планирования цикла управления переходят к этапу его реализации, который включает в себя непрерывный сбор телеизмерений и телесигналов, оперативный расчет фактических значений показателей функционирования РЭР и эффективности группы в целом, выявление отклонений фактических значений от плановых, определение необходимых корректирующих воздействий на объекты управления. Кроме того, отправку команд на выполнение воздействий исполнительным механизмам РЭР и/или эксплуатационному персоналу, реагирование на изменения внешних условий и отказы, а также оперативную визуализацию состояния РЭР.

Завершает процесс этапом подведения экономических итогов циклов управления РЭР, выполненных в течение расчетного периода. Фактический вклад каждого РЭР в достижение/недостижение целей циклов автоматически вычисляется в натуральном выражении и переводится в стоимостное значение. Удовлетворяются зафиксированные в ходе планирования договорные обязательства между собственниками, принявшими участие в циклах, путем автоматической оплаты рассчитанных вкладов в форме вознаграждения или штрафа посредством перевода цифровых финансовых активов между цифровыми кошельками участников. Эффект от применения цифровой платформы заключается в обеспечении «справедливости» – исключении субъективного человеческого фактора из процедур расчета и оплаты, обеспечение их полной прозрачности, защищенности и верифицируемости, в том числе благодаря хранению истории энергетических транзакций.

Пример реализации сценария управления спросом. Управление спросом основано на возможности удовлетворять повышенную потребность в электроэнергии в пиковые периоды не только путем увеличения выработки (генерация; выдача мощности СНЭЭ), но и путем уменьшения фактического потребления по отношению к запланированному [7]. Для массовых розничных потребителей кратковременное отключение или снижение нагрузки может быть необременительным и при объединении в крупную группу с координированным оптимальным управлением нагрузкой может представлять значимый ресурс для компенсации пиков с минимальными издержками. Операторы группового управления нагрузкой называются Агрегаторами управления спросом: они продают услугу по существенному снижению потребления операторам большой энергетики, а с владельцами отключаемого оборудования проводят транзакции на базе смарт-контрактов [8].

Сценарий управления спросом состоит из нескольких подсценариев:

- 1) Оценка потенциала потребителя для участия в управлении спросом:

- потребитель направляет запрос энергоаудитору на оценку величины мощности, предлагаемой для снижения, и времени снижения мощности;

- энергоаудитор оценивает эффективность участия РЭР в управлении спросом и формирует пакет сведений и документов об энергопринимающих устройствах, основными параметрами которых являются величина мощности, предлагаемая для снижения, и время снижения мощности [9,10].

В итоге определяется целесообразность участия потребителя в управлении спросом и формируются рекомендации по повышению эффективности участия [11].

2) Проведение отбора Агрегатором управления спросом:

- Агрегатор управления спросом заключает договоры с потребителями электроэнергии на розничном рынке электроэнергии для представления их интересов на рынке услуг по ценозависимому снижению потребления (ЦЗСП);

- владельцы энергопринимающих устройств (ЭПУ) заключившие договор с Агрегатором управления спросом, предоставляют набор сведений и документов об ЭПУ: величина мощности, предлагаемая для снижения, и время снижения мощности потребления (два или четыре часа);

- Агрегатор управления спросом формирует и передает СО ЕЭС заявку на участие в ЦЗСП;

- СО ЕЭС проводит торги по отбору участников ЦЗСП на следующий период (календарный квартал) и заключает договоры с Агрегаторами, прошедшими отбор на торгах;

- СО ЕЭС до начала очередного расчетного периода проверяет возможность применения метода графика базовой нагрузки для определения объема оказанной услуги по снижению потребления ЭПУ;

- Агрегатор управления спросом выбирает методы снижения нагрузки.

3) Реализация услуги управления спросом:

- владелец ЭПУ ежедневно в сутки, предшествующие операционным (Х-1), по регламенту договора с Агрегатором управления спросом, сообщает ему о готовности к снижению потребления в плановые часы пиковых нагрузок;

- Агрегатор управления спросом компонуется агрегированное сообщение о готовности каждого объекта управления спросом к ЦЗСП на следующие сутки и передает заявку в СО ЕЭС;

- владелец ЭПУ ежедневно в сутки Х-1 передает Агрегатору управления спросом заявленный график почасовых нагрузок;

- Агрегатор управления спросом агрегирует заявленные графики по каждому объекту управления спросом и передает СО ЕЭС;

- СО ЕЭС проводит оптимизационный расчет на рынке на сутки вперед, принимает решение о событии управления спросом и сообщает Агрегатору в формате «да/нет» по каждому объекту управления спросом;
- Агрегатор управления спросом транслирует решение СО ЕЭС владельцам ЭПУ в виде текстового сообщения и(или) в виде управляющих воздействий на контроллеры ЭПУ и генерирующего оборудования;
- владелец ЭПУ снижает нагрузку потребления, начиная с часа, указанного в сообщении о событии управления спросом на период, закрепленный в договоре СО ЕЭС-Агрегатор управления спросом (2 или 4 часа).

4) Подведение экономических итогов за расчетный период:

- владелец ЭПУ в сутки X+1 направляет Агрегатору управления спросом почасовые показания приборов учета по каждой точке поставки в границах балансовой принадлежности;
- Агрегатор управления спросом направляет консолидированные по каждому объекту управления спросом показания приборов учета в СО ЕЭС;
- СО ЕЭС по прошествии расчетного периода определяет фактическое участие в ЦЗСП каждого объекта управления спросом и определяет размер вознаграждения Агрегатора управления спросом;
- Агрегатор управления спросом делает собственный расчет итогов оказанных услуг и проводит сравнение с расчетом СО ЕЭС;
- Агрегатор управления спросом распределяет вознаграждение между владельцами ЭПУ в соответствии с условиями их частных договоров.

Выводы. Типовой процесс управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы состоит из нескольких этапов, которые являются обязательными для получения технико-экономических эффектов.

Управление спросом основано на возможности удовлетворять повышенную потребность в электроэнергии в пиковые периоды не только путем увеличения выработки (генерация; выдача мощности СНЭЭ), но и путем уменьшения фактического потребления по отношению к запланированному.

В статье рассмотрен процесс реализации алгоритма управления спросом на базе цифровой платформы управления распределенными энергоресурсами, включающего четыре подсценария, что позволяет собственникам энергопринимающих устройств получать экономические эффекты.

Библиографический список

1. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.

2. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.
3. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet a real way to improve supply network voltage waveform // Proceedings - International Symposium: Modern Electric Power Systems, MEPS'10. 2010.
4. Воропай Н.И., Стычински З.А., Шушпанов И.Н., Фам Ч.Ш., Суслов К.В. Модель режимной надежности "активных" распределительных электрических сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.
5. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet a real way to improve supply network voltage waveform // Proceedings - International Symposium: Modern Electric Power Systems, MEPS'10. 2010.
6. Ковалёв С.П., Небера А.А., Губко М.В. Цифровая платформа для реализации автоматизированных систем управления распределенными энергоресурсами // Проблемы управления. 2020. № 6. С. 57–70.
7. Илюшин П.В., Березовский П.К. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме // Энергетик. 2019. № 3. С. 12-18.
8. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
9. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.
10. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Distributed filtering of high harmonics in smart grid // CIGRE 2011 Bologna Symposium - The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids. 2011.
11. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.
12. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Киберфизические системы электроснабжения: моделирование, управление, идентификация - Иркутск, 2022.

Горностаев Е.В., обучающийся, гр. ЭУмз-22-1; Мусоев М.И., обучающийся, гр. ЦЭм-21-1 ИРНИТУ; Юдин А.Ю., обучающийся, гр. ЦЭм-21-1; Баженов Э.В., обучающийся, гр. ЭУм-21-1 ИРНИТУ

СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Дружков А.В., Игнатьева Ю.С., Кузнецов Р.В., Мальцев Д.П.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@ex.istu.edu

В настоящее время возросли требования, предъявляемые к качеству электроэнергии, поставляемой потребителям. Вследствие этого потребность в качественной электроэнергии стала более востребованной, поэтому структура электрических систем должна быть спроектирована с учётом новых требований. Такая система должна быть максимально открытой, эффективной, интеллектуальной и построенной на основе согласованных решений. Для достижения желаемой конфигурации на всех уровнях энергосистемы необходима двунаправленная передача электроэнергии и информации [1-4].

Современные способы производства электроэнергии, в частности на основе возобновляемых и нетрадиционных энергоресурсов, высокая стоимость углеводородного топлива, а также вопросы, связанные с природоохранной деятельностью, существенным образом скорректировали взгляд на производство, передачу и распределение электроэнергии [5, 6].

На сегодняшний день вышеуказанные нововведения находят свое применение в электроэнергетических системах. Для решения новых проблем, возникающих в традиционных энергосистемах, целесообразна интеграция в них информационных и коммуникационных технологий, т.е. применение интеллектуальных сетей.

Фактически в рамках данной концепции создается новая интеллектуальная среда, которая способна эффективно решать задачи оптимизации маршрутов транспортировки и распределения электроэнергии, энергетической эффективности, а также балансировки спроса и предложения. Работа такой «умной сети» должна основываться на использовании следующих элементов: интеллектуальных счетчиков Smart Metering («умные счетчики»), датчиков работы оборудования, коммуникационных сетей, диспетчерских систем и соответствующих интеграционных платформ. Традиционная схема производства, передачи и потребления электроэнергии подразумевает размещение на территории страны нескольких сотен мощных генерирующих станций, а транспортная и распределительная сетевая инфраструктура соединяет их с миллионами потребителей [7-9].

Интеллектуальный учет является основным инструментом повышения качества услуг и соответствия требованиям потребителей. Применение интеллектуальных систем учета имеет ряд преимуществ, которые получают как сбытовые (сетевые) компании, так и потребители (бытовые, промышленные предприятия) [10].

Также ситуация сильно изменилась с широким развитием альтернативных источников электроэнергии. Размещение генераторов альтернативной электрической энергии на стороне потребителей привело к серьезному усложнению задачи распределения и учета электроэнергии, так как количество поставщиков и потребителей электроэнергии исчисляется уже миллионами. Особенно данная проблема стала актуальной при внедрении концепции виртуальных электростанций.

Это привело к возникновению понятия активных потребителей. При этом у потребителей появилась возможность не только покупать меньше электроэнергии, но и отдавать ее обратно в сеть, что для традиционной схемы фактически невозможно.

Концепция Smart Grid призвана обеспечить контроль над потребленной и отданной в сеть электроэнергией, снижение величины перепадов нагрузок на сеть, повысить надежности и прозрачность в управлении сетью. Для выполнения контроля над потребленной и отданной в сеть электроэнергией Smart Grid предлагается установка у потребителя «умных счетчиков», которые способны рассчитывать уровень потребления электроэнергии с привязкой ко времени, для расчета итоговой стоимости в соответствии со стоимостью электроэнергии, покупаемой на рынке [11]. Для тех потребителей, у которых установлены генераторы электроэнергии, используется расширенный вариант счетчика, способный фиксировать уровень электроэнергии, поставляемой в сеть, и время, что становится основой для взаиморасчетов с поставщиком электроэнергии. При этом цена за единицу электроэнергии изменяется исходя из уровня спроса на нее, в зависимости от общего потребления электроэнергии в распределительной сети. Такое управление спросом стимулирует потребителей к более экономному расходу электроэнергии в пиковые нагрузки, ведь когда цена за единицу увеличивается, многие потребители уменьшают потребление, что приводит к уменьшению пиковой нагрузки на сеть [12, 13]. Снизив пиковую нагрузку на сеть, можно увеличить срок службы сетевого оборудования и повысить надежность самой сети.

Еще одним способом снижения величины перепадов нагрузок на сеть является централизация контроля над оборудованием энергоемких потребителей. При организации массовых мероприятий контроль над включением и выключением приборов осуществляется электросетевой компанией или при ее активном участии. Технология Smart Grid предоставляет возможность управлять сетью на уровне оборудования и при необходимости отключения объектов особого назначения в первую очередь отключать некритичные приборы и устройства.

Снижение операционных затрат, возможно прежде всего через централизацию управления объектами сети и повышение эффективности процесса распределения ресурсов, что, в свою очередь, приведет к сокращению количества ремонтных бригад и численности обслуживающего персонала.

Что касается, повышения качества электроэнергии и уменьшения времени недоступности электроэнергии, имеет ключевое значение, и именно здесь применение интеллектуальных технологий может обеспечить серьезный рывок вперед. Умные распределительные сети, должны быть построены как высокоскоростные, двусторонние, полностью интегрированные сети, которые способны обеспечить любую услугу, гибкий мультисервисный доступ в любое время, в любом месте и с любого устройства. При этом уже на этапе планирования технологических решений для реновации должно быть четко определено, какие интеллектуальные технологии будут нужны на тактическом и стратегическом горизонте.

Библиографический список

1. Солонина Н.Н., Степанов В.С., Суслов К.В., Солонина З.В. Средства измерений для интеллектуальных систем электроснабжения. - Иркутск, 2012.
2. Suslov K., Solonina N., Gerasimov D. Assessment of an impact of power supply participants on power quality // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. 2018. С. 1-5.
3. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.
4. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
5. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.
6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределёнными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
7. Смирнов А.С., Солонина Н.Н., Суслов К.В. Новый подход к вопросу повышения точности измерения электрической энергии // Проблемы земной цивилизации. Межвузовский сборник научных трудов. Иркутск, 2008. С. 249-252.
8. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределённой генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.
9. Илюшин П.В., Березовский П.К. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме // Энергетик. 2019. № 3. С. 12-18.

10. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды. модели, механизмы и практики управления - Иркутск, 2020.

Дружков А.В., обучающийся гр. ВЭАм-21-1; Игнатьева Ю.С., обучающийся гр. ВЭАм-21-1; Кузнецов Р.В., обучающийся, гр. ЭУмз-22; Мальцев Д.П., обучающийся, гр. ЭУмз-22 ИРНИТУ

УДК 621.311.16

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ИХ ВЗАИМОСВЯЗЬ

Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Набока В.И., Попов К.Е., Саитова Д.Р.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Продуктами деятельности человека являются созданные им различные объекты, одним из которых являются электроэнергетические системы (ЭЭС) – постоянно развивающийся автоматизированный комплекс электрических станций и сетей, объединенных общим режимом работы и единым централизованным оперативно-диспетчерским управлением. Совмещенность во времени процессов производства, распределения и потребления электроэнергии, быстрота протекания переходных процессов, тесная режимная связь между электростанциями, удаленными на большие расстояния, обусловили высокий уровень автоматизации управления всем сложным технологическим комплексом от источника до потребителя электроэнергии и теплоты. По мере повышения сложности, взаимосвязанности и значения ЭЭС увеличиваются требования к их качеству, надежности и эффективности. Отсутствие единой упорядоченной системы понятий часто приводит к тому, что *один термин имеет несколько значений* и служит для выражения *разных понятий или для одного и того же понятия* применяются несколько *различных терминов*. Эти недостатки нарушают взаимопонимание среди специалистов, затрудняют преподавание, мешают обмену опытом и приводят к практическим ошибкам [1]. Целью настоящей работы является анализ существующих взаимосвязей между различными понятиями, уточнение их сути и содержания.

Философская категория качества (а категории, как известно, это наиболее общие и фундаментальные понятия, отражающие существенные, всеобщие свойства и отношения явлений действительности и познания [2]) впервые была проанализирована греческим философом Аристотелем в 3 веке до нашей эры. Аристотель утверждал, что качеством именуется, прежде всего, то, «благодаря чему предметы называются такими-то» [3]. Фридрих Энгельс, рассматривая качество, выделял два аспекта: «Во-первых, всякое качество имеет бесконечно много количественных градаций, доступных измерению и наблюдению; во-вторых, существуют не качества,

а только вещи, обладающие качеством, и притом бесконечно многими качествами» [4]. Благодаря качеству возможно различие между предметами. В толковом словаре Ожегова: «Качество – совокупность существенных признаков, свойств, особенностей, отличающих предмет или явление от других и придающих ему определенность» [5]. Понятие качества продукции регламентировано в Российской Федерации государственным стандартом ГОСТ 15467-79 «Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения». Качество – это совокупность свойств продукции, обуславливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением [6]. *Качество электроэнергетической системы – это комплексное свойство, обуславливающее пригодность объекта для его применения в соответствии с назначением.* Назначение ЭЭС характеризуется ее основной функцией – бесперебойностью снабжения потребителей электрической энергией требуемого качества. Пригодность обусловлена экономической целесообразностью функционирования ЭЭС и недопущением ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Качество ЭЭС, как комплексное свойство, включает в себя ряд свойств, основными из них являются следующие свойства: эффективность, надежность электроснабжения, безопасность, техническое совершенство, экономичность, а также качество продукта ЭЭС – качество электрической энергии.

Надежность электроснабжения – это свойство ЭЭС обеспечивать потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком электропотребления. Может включать несколько единичных свойств: безотказность, ремонтпригодность, живучесть, режимная управляемость, устойчивоспособность [7].

Безопасность – это свойство ЭЭС не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [7].

Техническое совершенство – свойство, характеризующее соответствие ЭЭС современному состоянию научно-технического развития электроэнергетики.

Экономичность – это свойство, которое характеризуется себестоимостью производимого товара. Себестоимость позволяет дать оценку товару по сравнению его с эквивалентными товарами на рынке. Для ЭЭС экономичность характеризуется себестоимостью электрической энергии, отпускаемой потребителю, что позволяет сопоставить различные источники электрической энергии.

В существующем государственном стандарте – ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» понятие *качество* электрической энергии – это *степень* соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества

электрической энергии. Приведенное в стандарте определение не лишено недостатков:

оно является тавтологичным [8];

понятие «качество электрической энергии» может появиться только в том случае, когда будет разработан и утвержден ГОСТ на качество электрической энергии [9];

степень – это величина, мера или число, которые не могут быть качеством [10].

Известно и несколько иное определение для понятия «качество электрической энергии». *Качество электрической энергии - это соответствие характеристик электрической энергии установленным нормам.* В этом определении тоже имеется логическая ошибка, которая заключается в том, что качество электрической энергии может иметь место только тогда, когда будут разработаны соответствующие нормы.

Следует отметить, что в ст. 3 Федерального закона «Об электроэнергетике» при определении такого понятия, как «оптовый рынок электрической энергии (мощности)», сама электрическая энергия названа особым видом товара. Ключевая особенность заключается в том, что существование ее физически невозможно вне специально предназначенного оборудования. При этом, исходя из целого ряда положений законодательства, следует, что при обращении такого товара используются определенные количественные и качественные характеристики (например, понятия «коммерческий учет электрической энергии (мощности)» и «двусторонний договор купли-продажи электрической энергии» в той же ст. 3, а также ст. 541 и 541 ГК РФ, регламентирующие требования о количестве и качестве энергии при заключении и исполнении договоров энергоснабжения). Развитие науки привело к тому, что появились невещественные материальные объекты, и сразу же для юристов возникла необходимость «прописать» их в системе объектов гражданских прав. Это относится к различного рода энергиям, полям и воздействиям, которые в соответствии с традиционными частноправовыми воззрениями не являются вещами, однако обладают способностью удовлетворять человеческие потребности и допускают учет количественных параметров и качественных свойств. Признак юридической привязки таких объектов выражен совершенно особым образом: чаще всего инструментально, через принадлежность определенным субъектам источников или средств передачи соответствующих видов энергии [11].

Логическое обоснование для понятия «качество электрической энергии» включает в себя следующие этапы рассуждений:

1) В Федеральном законе «Об электроэнергетике» при определении такого понятия, как «оптовый рынок электрической энергии (мощности)», сама электрическая энергия названа особым видом товара. Электрическая энергия – это продукт ЭЭС, товар, который продается и покупается.

2) Понятие качества продукции регламентировано в Российской Федерации государственным стандартом ГОСТ 15467-79 «Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения». Качество – это совокупность свойств продукции, обуславливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением.

3) *Качество электрической энергии* (продукта ЭЭС) – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, обуславливающих ее пригодность для работы электроэнергетической системы (включая потребителей электрической энергии).

4) Работа электроэнергетической системы характеризуется единым технологическим процессом производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Тогда определение для понятия «качество электрической энергии» примет следующий вид. *Качество электрической энергии – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, обуславливающих ее пригодность для производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии.*

Эффективность – это свойство, характеризующее соотношение между достигнутым результатом и использованными ресурсами. Эффективность ЭЭС – определяется экономичностью, надёжностью электроснабжения, безопасностью ЭЭС, техническим совершенством и качеством электрической энергии. Экономическая составляющая эффективности определяется в соответствии с рекомендациями [12]. Очевидно, что эффективность ЭЭС будет тем выше, чем выше экономичность, надёжность электроснабжения, безопасность ЭЭС, техническое совершенство и качество электрической энергии. Соотношение этих свойств показана на рисунке 1.

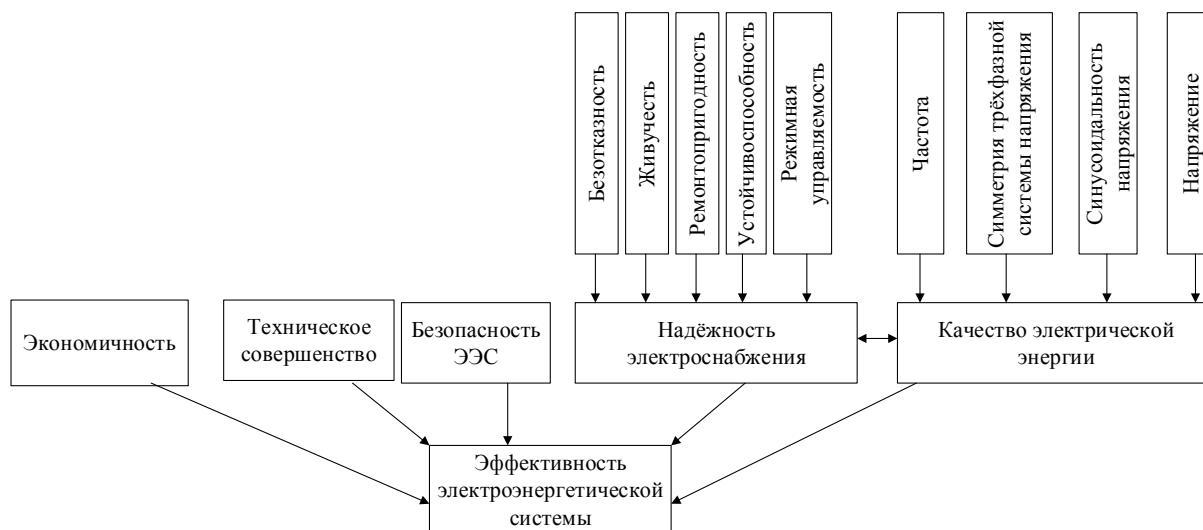


Рисунок 1 –Эффективность ЭЭС и её единичные свойства

Каждое из этих свойств оценивается соответствующими показателями.

Качество ЭЭС характеризуется не только его технико-экономическими характеристиками, но и другими единичными свойствами, например, сложностью, эстетичностью и эргатичностью (рисунок 2).

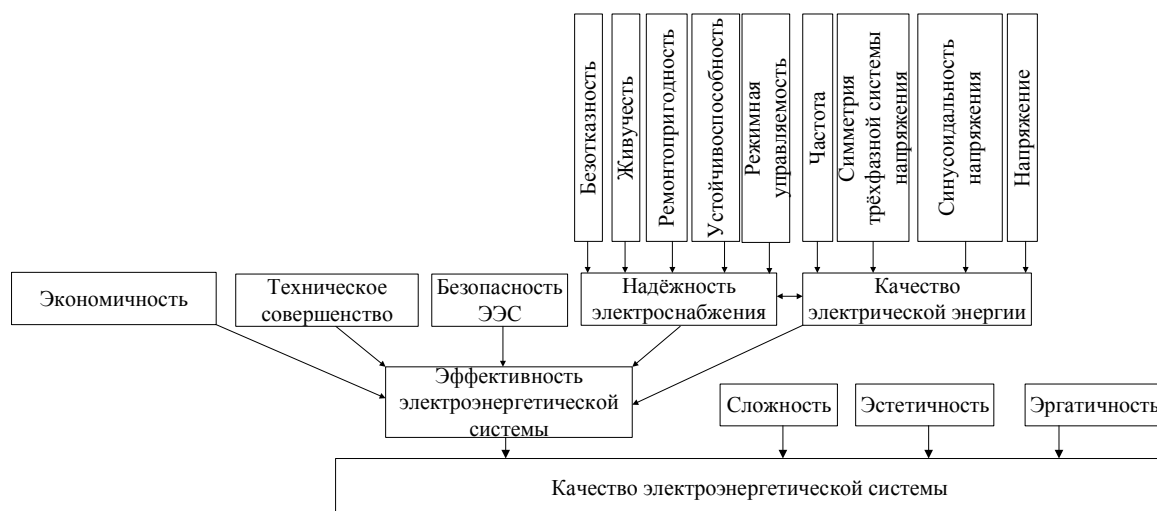


Рисунок 2 –Единичные свойства качества ЭЭС

Сложность ЭЭС – это свойство, обусловленное её внутренней закономерностью, которое определяется (характеризуется) её структурой и свойствами процессов, протекающими в ЭЭС (при преобразовании различных видов энергии в электрическую, её передачи, распределении и потреблении). Структура ЭЭС характеризуется не только количеством составляющих её элементов, возможными связями между ними, но и разнообразием её состояний.

На сложность ЭЭС влияет её интегрированность с другими системами энергетики. Очевидна, взаимосвязь влияния ЭЭС на работу других систем энергетики, с одной стороны, а с другой – надёжность работы ЭЭС существенно зависит от поставок топлива (например, газа и нефтепродуктов). Сложность системы неоднократно подчеркивалось известными специалистами. Сложность систем энергетики неоднократно отмечалось академиком Л.А. Мелентьевым, который предложил системы энергетики называть «большими системами энергетики», а В.А Веников отмечая связь человека и машины в ЭЭС характеризовал их как, «кибернетические».

Эстетичность ЭЭС – комплексное качество, воздействующие на чувственное восприятие человеком объектов ЭЭС сточки зрения их внешнего вида и совместимости с ландшафтом.

Эргатичность ЭЭС – это свойство ЭЭС с трудно формализуемым взаимодействием технологических и человеческих факторов. Оценка эргатичности ЭЭС производится согласно требований технического задания к ЭЭС.

Оценивается и машинная часть, и часть участия человека, а также соответствие условий работы человека-оператора требованиям инженерно-психологического здоровья. Оценка условий работы включает в себя оценивание соответствия условий окружающей среды нормальным условиям, а также оценку объема обработанной информации человеком-оператором и оценку информационно-управляющего поля [13].

Заключение. Предложена упорядоченная система понятий: качество ЭЭС; качество электрической энергии; надежность электроснабжения; безопасность ЭЭС; экономичность; техническое совершенство и эффективность ЭЭС. Качество ЭЭС содержит не только технико-экономические характеристики, но и другие единичные свойства, такие как, сложность, эстетичность и эргатичность. Показаны суть и содержание, а также соотношение рассматриваемых понятий.

Библиографический список

1. Надежность систем энергетики: Терминология // Сб. рекомендуемых терминов. М.: Наука, 1980. Вып.95.
2. Советский энциклопедический словарь. / Научно-редакционный совет: А.М. Прохоров (пред.). – М.: «Советская энциклопедия», 1981. – 1600 с.
3. Шибкова О.С. Категория «качество» в учении Аристотеля и его последователей // III Международные Бодуэновские чтения: И.А. Бодуэн де Куртенэ и современные проблемы теоретического и прикладного языкознания (Казань, 23-25 мая 2006 г.): труды и материалы: в 2 т. / Казан. гос. ун-т; под общ. ред. К.Р. Галиуллина, Г.А. Николаева. – Казань: Изд-во Казан. унта, 2006. – С.189-191.
4. Прохоров Ю.К. Управление качеством: учебное пособие / Ю.К. Прохоров. – СПб: СПбГУИТМО, 2007. – 144 с.
5. Ожегов С. И., Шведова Н. Ю. Толковый словарь русского языка. – 4-е изд. – М., 1997.
6. ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1979.
7. Дубицкий М.А. Надежность энергоснабжения и безопасность систем энергетики. // Вестник ИрГТУ. 2013. №9 (80). С.211-216.
8. Дубицкий М.А., Снопков П.С. Надежность и качество // Международная научно-техническая конференция: Повышение эффективности использования энергии в условиях Сибири. ИрГТУ, г. Иркутск, – 2017. – С. 117-122.
9. Гудзь А.В., Дальников А.И., Дубицкий М.А. Анализ понятия качество электрической энергии // Международная научно-техническая конференция: Повышение эффективности использования энергии в условиях Сибири. ИрГТУ, г. Иркутск, – 2016. – С.23-28.

10. Дубицкий М.А., Сухарева Е.А. Качество электрической энергии // Вестник ИрГТУ. – 2015. – № 8(91). – С. 141–147.

11. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2007. – 352 с.

12. Федосов Е.А, Красовский А.А, Попов Е.П. Машиностроение. Энциклопедия. Автоматическое управление. Теория / Фролов К.В. – М., 2000. – С. 632. – 688 с.

Дубицкий М.А., доцент кафедры ЭССиС; Зубова Е.В., специалист по учебно-методической работе, аспирант каф. ЭССиС; Набока В.И., обучающийся, гр. УЭСм-22-1; Попов К.Е., обучающийся, гр. УЭСм-22-1; Саитова Д.Р. обучающийся, гр. УЭСм-22-1 ИРНТУ

УДК 621.311.16

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОРОДА ИРКУТСКА

Дубицкий М.А., Снопкова Н.Ю., Федчишин В.В., Хармагиров В.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Экологическая безопасность – состояние защищенности личности, общества и государства от последствий антропогенного и природного воздействия на окружающую среду [1,2]. Проблема обеспечения экологической безопасности тесно связана с проблемой обеспечения энергетической безопасности и безопасности объектов энергетического комплекса. Энергетическая безопасность – это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения и возникновения ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [1,2]. Безопасность объекта – это свойство объекта не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды. Безопасность объекта является единственным свойством комплексного свойства – надежность объекта [3,4].

При исследовании безопасности объектов принято рассматривать только так называемую аварийную безопасность, когда ситуации, опасные для людей и окружающей среды могут быть из-за различных возмущений как внутреннего происхождения (отказов оборудования, ошибок персонала и т.д.), так и внешнего (ураганы, землетрясения, диверсии, военные действия и т.д.), которые приводят к разрушению объектов. На рисунке 1 показано соотношение проблем обеспечения энергетической, экологической безопасности и безопасности объектов энергетического комплекса.

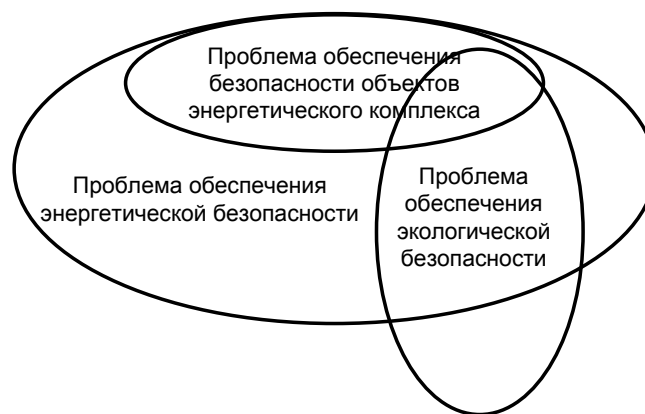


Рисунок 1 – Соотношение проблем обеспечения безопасности объектов энергетического комплекса, экологической и энергетической безопасности

В настоящей работе не рассматриваются вопросы обеспечения аварийной безопасности – безопасности объектов энергетического комплекса. Основное внимание уделено неполноте обеспечения безопасности только в условиях нормальной работы энергетического комплекса – при отсутствии первичных возмущений, т.е. являться следствием технического несовершенства объекта [5,6] или изменений внешнего (для объекта) характера [6]. При этом в качестве объекта рассматривается система теплоснабжения г. Иркутска, включая источники теплоснабжения – котельные и Ново-Иркутскую ТЭЦ.

Следует отметить, что из 60 крупных городов России по уровню загрязнения окружающей среды г. Иркутск занимает 24 место [7]. Существенный вклад в загрязнение окружающей среды вносит Ново-Иркутская ТЭЦ и котельные на органическом топливе. При сжигании угля через дымовые трубы электростанций и котельных в атмосферу поступают вещества в твердом, жидком и газообразном состоянии: оксиды азота, диоксид серы, оксиды углерода, канцерогенный бенз(а)пирен ($C_{20}H_{12}$), соединения тяжелых металлов, пары воды, летучая зола, коксик, частицы сажи и т.д. (таблица 1).

Таблица 1

Удельные выбросы при факельном сжигании органических топлив в энергетических котлах

Выбросы	Природный газ г/(м ³ пр. газа)	Мазут кг/(т мазута)	Уголь кг/(т угля)
Оксиды серы SO _x (в пересчете на SO ₂)	0,006÷0,01	~21S ^p	(17÷19)S ^p
Оксиды азота NO _x (в пересчете на NO ₂)	5÷11	5÷14	4÷14
Монооксид углерода CO	0,002÷0,005	0,005÷0,05	0,1÷0,45
Углеводороды	0,016	0,1	0,45÷1,0
Водяные пары H ₂ O	1000	700	230÷360
Диоксид углерода CO ₂	2000	~3000	2200÷3000
Летучая зола и шлак	-	10A ^p	10 A ^p

Условные обозначения: A^p, S^p – соответственно содержание золы и серы на рабочую массу топлива, %.

Повышенное содержание в воздухе оксида углерода, является наиболее распространенной причиной отравлений. Оксид углерода может стать причиной инфаркта миокарда и вызвать отек легких. Атмосферные выбросы от угольных тепловых электрических станций и котельных стали причиной кислотных дождей, которые отрицательно влияют на здоровье людей растительность, почву и водоёмы, а также способствуют разрушению различных строительных конструкций и сооружений. ТЭЦ выделяют около 46% всего сернистого ангидрида и 25% угольной пыли, выбрасываемой в атмосферу промышленными предприятиями.

Диоксид азота приводит к существенным изменениям в организме человека, способствуя снижению его иммунитета и росту инфекционных заболеваний (гепатит А, туберкулез, ВИЧ). Иркутск находится, к сожалению, на 2-ом месте в России по инфекционным заболеваниям [8].

Риск развития онкологии повышает бенз(а)пирен и мелкодисперсные взвешенные вещества, содержащиеся в выбросах ТЭЦ. Диапазоны концентраций вредных веществ в дымовых газах при сжигании различных типов топлив приведены в таблице 2. Наш областной центр уверенно занимает на 4-ое место в России по онкологическим заболеваниям [9].

Таблица 2

Примерная концентрация вредных веществ в продуктах сгорания при факельном сжигании органических топлив в энергетических котлах

Выбросы	Концентрация, мг/м ³		
	Природный газ	Мазут	Уголь
Оксиды азота NO _x (в пересчете на NO ₂)	200÷1200	300÷1000	350÷1500
Сернистый ангидрид SO ₂	-	2000÷6000	1000÷5000
Серный ангидрид SO ₃	-	4÷250	2÷100
Угарный газ CO	10÷125	10÷150	15÷150
Бенз(а)пирен C ₂₀ H ₁₂	(0,1÷1, 0)·10 ⁻³	(0,2÷4,0)·10 ⁻³	(0,3÷14)·10 ⁻³
Твердые частицы	-	<100	150÷300

Известно, что тепловые электрические станции, работающие на угле, являются более серьёзным источником внешнего и внутреннего облучения населения, чем нормально функционирующие АЭС. В процессе сжигания угля (содержащиеся в нем радионуклиды, такие как уран, торий, радий, полоний-210, свинец-210 и т.д.) концентрируются в золе. С поверхностей золоотвалов ветер поднимает золу, образуя пыльные бури. Использовать золу в качестве строительного материала не рекомендуется из-за повышенного радиационного фона. Установлено, что индивидуальные дозы облучения в районе расположения ТЭС мощностью 1 ГВт превышают аналогичную дозу вблизи АЭС в 5-10 раз (и это тоже оказывает влияние на уровень онкологических заболеваний населения). ТЭЦ и котельные являются основной причиной возникающего в г. Иркутске смога. Запыленность атмосферы увели-

чивает и облачность. Есть и еще один существенный недостаток – разрушение озонового слоя за счет выбросов в атмосферу вредных веществ с дымовыми газами, образующихся при сгорании органического топлива.

В г. Иркутске на 01.01.2022 г. регулируемое теплоснабжение потребителей осуществляли 36 котельных, 2 из которых являются пиковыми источниками в системах теплоснабжения Ново-Иркутской ТЭЦ (ЭК «Байкальская» и КСПУ (ЭК «Ново-Ленино»). Установленная тепловая мощность котельных, работающих на органическом топливе, составляет 837,3 Гкал/ч, что соответствует 973,8 МВт. Преимущественно на котельных г. Иркутска сжигается твердое топливо Азейского (бурый уголь марки 3Б) и Головинского (высокозольный каменный уголь) месторождений, а также мазут. Кроме того, в городе функционируют 55 производственных котельных, работающих на органическом топливе, не осуществляющих отпуск тепловой энергии сторонним потребителям.

Для снижения выбросов вредных веществ предлагается замена угольных и мазутных котельных электродкотельными. Электродкотельная (электрическая котельная) – это котельная установка, которая использует в качестве расходного «топлива» электроэнергию. Электрические котлы выделяются среди других установок, производящих теплоту, экологической чистотой и сравнительно низкой стоимостью.

Основной проблемой при переводе котельных на электрическую энергию является отсутствие свободной генерирующей мощности в Иркутской электроэнергетической системе (ЭЭС) из-за ограничений по пропускной способности электрической сети. Решением проблемы может быть усиление слабых связей в Иркутской ЭЭС строительством ЛЭП 500 кВ от Усть-Илимска до Иркутска или развитием генерирующей мощности в дефицитной Бурятской ЭЭС строительством новой электрической станции.

Библиографический список

1. Дубицкий М.А., Снопкова Н.Ю. О понятиях «безопасность» и их соотношении. // Вестник ИрГТУ. 2016. № 1. (108) С. 69-85.
2. Dubitsky M.A., Snopkova N.Yu. On «Safety» and «Security» Terms and Their Relationship Reliability: Theory & Applications. Elektronik journal of international group on reliability. ISSN 1932-2321. Vol. 11 (40). № 1, issue of March, 2016.
3. Дубицкий М.А. Надежность энергоснабжения и безопасность систем энергетики. // Вестник ИрГТУ. 2013. №9 (80). С.211-216.
4. Dubitsky M.A. Reliability of Energy Systems. Reliability: Theory & Applications. Elektronik journal of international group on reliability. ISSN 1932-2321. Vol. 8. № 3, issue of September' 2013.
5. Надежность систем энергетики. Терминология: Сб. рекомендуемых терминов. - М.: Наука, 1980. – Вып. 95. – 44 с.

6. Надежность систем энергетики / Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. – 2-е изд., перераб. и доп. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. – 328 с.
7. <https://irkutskmedia.ru/news/295648/>
8. <https://medaboutme.ru/zdorove/spravochnik/slovar-medicinskih-termi-nov/immunitet/>
9. <http://urban.plandex.ru/teploelektrotsentral>

УДК 621.311.11

ПЕРСПЕКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Дунаева Е.А., Щелкунова А.Ю., Тёткин В.А., Горшков А.М. Дунаева Т.Ю.
*Саратовский государственный технический университет
имени Гагарина Ю.А.*
e_d_alibra@mail.ru

Свердловская область является индустриально развитым регионом России. Ежегодно в области реализуется несколько десятков инвестиционных проектов по строительству и реконструкции предприятий металлургической, химической, нефте- и лесоперерабатывающей промышленности. В таких условиях энергетическая инфраструктура области должна быть готова к надежному обеспечению потребителей при увеличении их нагрузок.

Территорию Свердловской области отличает холмистая местность, большое количество рек (более 18 000), а также обширная площадь заповедных зон (7,44% всей территории) [1].

На сегодняшний момент энергосистема региона является избыточной. Избыток сальдо перетоков мощности составляет около 20% от общей выработки. Переток мощности направлен в ближайшие энергодефицитные регионы – Курганскую и Челябинскую области. В структуре установленной мощности электрических станций Свердловской области основную долю выработки составляют ТЭС [2].

Анализ динамики потребления электроэнергии показывает, что общая тенденция направлена на увеличение энергопотребления (рис. 1).



**Рисунок 1 – Динамика потребления электрической энергии
в Свердловской области**

Дальнейший прогноз спроса на электроэнергию в Свердловской области (рис. 2) демонстрирует выход на ежегодный рост потребления на 0,3%, в связи с чем в области необходимо обеспечить увеличение объемов генерации [2].

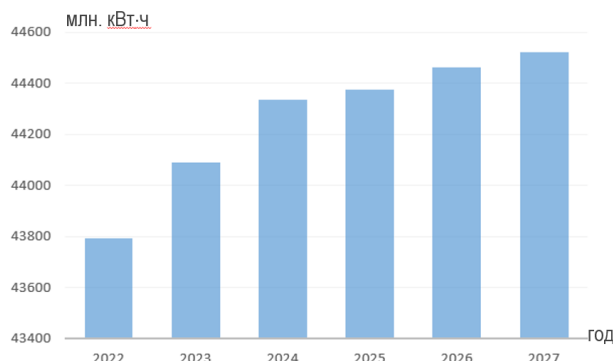


Рисунок 2 – Прогноз спроса на электрическую энергию в Свердловской области

Особо перспективным представляется увеличение доли распределенной генерации (электростанций малой мощности), которая позволила бы обеспечить потребителей, в том числе удаленных, электроэнергией по более низким ценам.

Для гидроэлектростанций характерна именно низкая себестоимость производства электроэнергии, поэтому перспективным представляется развитие именно гидроэнергетических мощностей региона. Согласно данным [2] гидроэнергетический потенциал области равен 300 МВт, но при этом используется только 2% из них (Верхотурская ГЭС 7 МВт).

Основным критерием при выборе рек для строительства малых ГЭС был принят расход воды в реке ($\text{м}^3/\text{с}$). Также при выборе места строительства были учтены места расположения заповедных зон региона (рис. 3).

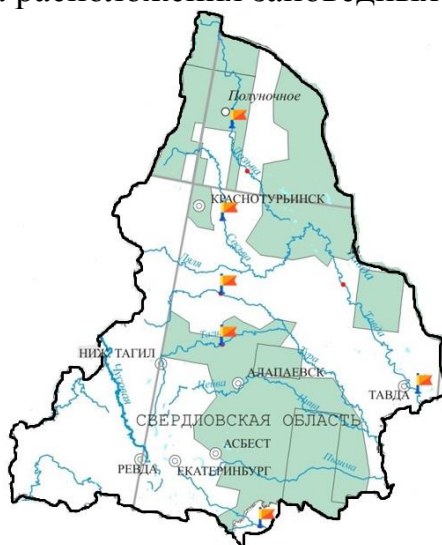


Рисунок 3 – Карта расположения предложенных к строительству ГЭС

После анализа особенностей гидроэнергетического потенциала, расположения охранных зон, планов развития промышленности и сетевой инфраструктуры, представляется перспективным строительство 6 новых ГЭС (5 малых и 1 средняя) (таблица 1) с пойменной и береговой компоновками.

Таблица 1

Перечень предложенных к строительству ГЭС

Название ГЭС	Расход воды, м ³ /с	Мощность, МВт	Компоновка
Тавдинская	462	48	Пойменная
Туровская	202,7	21	Пойменная
Лозьвинская	135,3	14	Пойменная
Сосьвинская	123,3	12	Пойменная
Исетинская	73	7	Береговая
Тагильская	40	4	Береговая

При береговой компоновке бетонные сооружения (здание ГЭС, водосброс) располагаются обычно на берегах или бортах долины, а русло реки перекрывается земляной или каменно-набросной плотиной. При пойменной компоновке основные бетонные сооружения (водосливная плотина здание ГЭС, водозаборы, шлюзы и др.) обычно располагаются в пойме на одном или обоих берегах, а в русле реки располагается глухая земляная плотина. Эта компоновка свойственна в основном низконапорным гидроузлам на реках, протекающих в легкоразмываемых мягких грунтах [3].

Таким образом, для рек с узким руслом (Тагил, Исеть) подходит береговая компоновка, а для рек с широкой поймой (Тавда, Тура, Лозьва, Сосьва) лучше использовать пойменную компоновку.

Для оценки сроков строительства объектов построен план-график реализации намеченных мероприятий (рис. 4).

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
р. Тавда									
р. Тура									
р. Лозьва									
р. Сосьва									
р. Исеть									
р. Тагил									

Рисунок 4 – План-график строительства предложенных ГЭС

Поочередное строительство ГЭС позволит в кратчайшие сроки ввести их в эксплуатацию. Достичь этого возможно путем концентрации материальных, экономических и трудовых ресурсов на одном объекте. Данное решение позволяет сократить срок строительства каждой ГЭС до 4 лет. По план-графику видно, что к тому времени, когда начнется строительство последней в очереди малой ГЭС, первая уже будет введена в эксплуатацию.

При проработке решения учитывалась существующая и планируемая сетевая инфраструктура. Для передачи мощности от новых электростанций необходимо строительство линий электропередач напряжением 35 и 110 кВ, что потребует дополнительных капиталовложений.

К рискам предложенного проекта можно отнести отсутствие необходимого объема инвестиций из-за капиталоемкости проекта, вероятность запрета на строительство и слабая прогнозируемость климата региона.

Несомненным достоинством предлагаемого решения является увеличение объема производства электроэнергии с низкой себестоимостью. Другим достоинством – повышение устойчивости энергосистемы региона за счет увеличения резерва для покрытия пиковых нагрузок и участия в ОПРЧ. Поскольку в Свердловской области наблюдается дефицит собственных топливных ресурсов, то увеличение объемов генерации за счет гидроэлектростанций будет способствовать повышению топливной независимости региона. Дополнительно появляется и социальный эффект в виде создания новых рабочих мест.

Оценка технико-экономического эффекта производилась методом расчета чистого дисконтированного дохода отдельно для каждой гидроэлектростанции [4]. Общие капиталовложения с учетом строительства инфраструктуры ГЭС были определены исходя из удельных капитальных вложений на 1 кВт·ч установленной мощности (таблица 2).

Таблица 2

Основные технико-экономические характеристики объектов

Название электростанции	Мощность, МВт	Капиталовложения, млн руб.	Вырабатываемая электроэнергия, млн. кВт·ч/год	Годовые издержки, млн. руб.	Чистая прибыль, млн. руб.	Срок окупаемости, лет
Тавдинская	48	3390	294,336	207,76	459,42	12,6
Туровская	21	1500	128,772	91,74	200,26	12,7
Лозьвинская	14	1010	85,848	61,66	133,07	12,8
Сосьвинская	12	870	735,84	53,06	113,87	12,9
Исетинская	7	510	42,924	31,08	66,31	13
Тагильская	4	300	24,528	18,18	37,52	13,3

Для каждого из объектов были определены сроки окупаемости (рис. 5). Они составляют примерно 12-13 лет, что является хорошим показателем для подобных объектов.

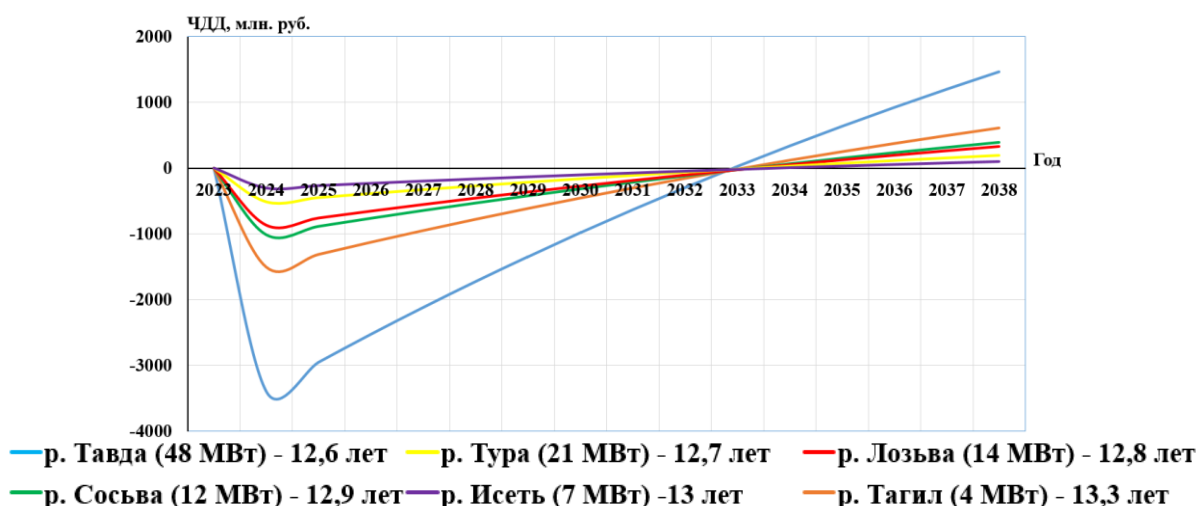


Рисунок 5 – График сроков окупаемости ГЭС

Можно отметить, что Тавдинская ГЭС требует более высоких капиталовложений, но срок её окупаемости сравнительно меньше за счёт более высокой выработки электроэнергии.

Таким образом реализация предложенного решения принесет немалый вклад в развитие технологической, социальной, экономической сферы Свердловской области и страны в целом. Результатом строительства новых ГЭС станет повышение освоенности гидроэнергетических ресурсов региона на 35% относительно общего потенциала. При этом не будет необходимости строительства ТЭС в данной местности, что ограничит усиление углеродной нагрузки на область.

Библиографический список

1. Заповедные места Свердловской области. ООПТ и Красная книга [Электронный ресурс] URL: <http://semantic.uraic.ru/project/oopt/index.htm>.
2. Указ губернатора Свердловской области от 29.04.2022 N216-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023 - 2027 годов» [Электронный ресурс] URL: <https://goo.su/zBSCwe1>.
3. Организация гидротехнического строительства, Лапин Г.Г. Москва: 2021. – 189 с.
4. Инвестиционный менеджмент: учеб. пособие, Котельникова Н.В., Морозов О.А. ВШТЭ СПбГУПТД. – СПб: 2020. – 123 с.

Дунаева Е. А., обучающаяся, гр. м-ЭЛЭТ11 СГТУ им. Гагарина Ю.А.; Щелкунова А. Ю., обучающаяся, гр. м-ЭЛЭТ12 СГТУ им. Гагарина Ю.А.; Тёткин В. А., обучающийся, гр. б1-ЭЛЭТ31 СГТУ им. Гагарина Ю.А.; Горшков А. М., обучающийся, гр. м-ЭЛЭТ12 СГТУ им. Гагарина Ю.А.; Дунаева Т.Ю., доцент кафедры ЭЛЭТ СГТУ им. Гагарина Ю.А.

ПОВЫШЕНИЕ РЕЗЕРВОВ НПРЧ В ОЭС ВОСТОКА

Дунаева Т.Ю., Шкода И.О., Ладин А.В., Кузнецов И.Г., Богданова В.В.

Саратовский государственный технический университет

имени Гагарина Ю.А.

d_t_y@mail.ru

Сети ОЭС Востока имеют достаточно сложную конфигурацию и режимные параметры. Одной из особенностей ОЭС Востока (вторая синхронная зона ЕЭС России) является то, что она работает практически изолированно от общей энергосистемы страны и соединена с остальной частью ЕЭС России через вставку постоянного тока на ПС Могоча, которая имеет крайне ограниченную пропускную способность. Другой особенностью ОЭС Востока является то, что большая часть генерирующих мощностей значительно удалена от районов электропотребления. Основные источники генерации располагаются в северо-западной части ОЭС Востока, а потребления – на юго-востоке.

В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (58,9% от установленной мощности) [1], имеющие ограниченный диапазон регулирования и работающие с приоритетом на тепловую нагрузку. Эти особенности приводят к тому, что на сегодняшний момент одной из важнейших проблем ОЭС Востока является нехватка запасов нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ).

Типовым решением обеспечения первичных резервов является создание большого запаса установленной мощности на электростанциях. Это приводит к снижению КИУМ для объектов генерации и повышению платы за «мощность» для потребителей.

Таким образом, основными проблемами энергосистемы региона, снижающими его надежность, являются:

- наличие достаточно большого количества «узких» мест;
- завышенная установленная мощность электростанций, при отсутствии на них достаточного количества первичных резервов;
- наличие устаревшего оборудования на ряде объектов и его высокая изношенность.

Наиболее ярким примером низкой надежности ОЭС Востока является технологическое нарушение, произошедшее 01.08.2017 года. В результате этого нарушения было отключено около 2 ГВт мощности. Произошел перебой питания для 1,5 млн. жителей Хабаровского края, Приморского края и Амурской области. Без электроснабжения осталось множество крупных предприятий. Был потерян транзит мощности в КНР, что привело к денежным потерям для компании «Интер РАО». Суммарный ущерб от аварии составил несколько сотен миллионов рублей.

В процессе расследования аварии была выявлена следующая хронология событий. Незадолго до произошедшей аварии производился ремонт ВЛ 500 кВ ПС Хабаровская – ПС Хехцир-2, ВЛ 500 кВ ПС Хабаровская – ПС Комсомольская, а также ремонт девяти ВЛ 220 кВ, в данном районе. Таким образом связь Приморской энергосистемы с остальной частью ОЭС Востока осуществлялась через одну ВЛ 220 кВ (рис. 1).



Рисунок 1 – Анализ технологического нарушения в ОЭС Востока 2017г.

Непосредственно причиной нарушения стало короткое замыкание на ВЛ 220 кВ ПС Хабаровская – ПС Волочаевка тяговая, которое повлекло за собой ряд событий:

- Отделение Приморской ЭС и дефицит мощности в ней (240 МВт).
- Работа НЧК в западной части ОЭС Востока, отключение гидроагрегатов:

- 1 ГГ Зейской ГЭС
- 2-х ГГ Бурейской ГЭС
- 1 ТГ Нерюнгринской ГРЭС

Появление дефицита мощности в западной части ОЭС Востока (645 МВт) привело к следующим последствиям:

- Срабатывание АЧР по всем энергообъектам ОЭС Востока и потери экспорта в КНР
- Срабатывание АОПН, было отключено:
 - ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская
 - ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская 1 ц.
 - Полное погашение Бурейской ГЭС.

Таким образом, в результате нехватки первичных резервов 885 МВт, развилась масштабная авария с тяжелыми последствиями для всего региона.

Для предотвращения подобных событий необходимо наличие достаточного количества первичных резервов в ОЭС Востока. Такое количество первичных резервов можно обеспечить путем создания дополнительных генерирующих мощностей в разных частях энергосистемы.

В результате проведенного анализа объектов ОЭС Востока было признано перспективным использование ГЭС и ГАЭС для предотвращения данной аварии. ПАО «Русгидро» заинтересовано в развитии гидроэнергетики в данном энергорегионе [2]. Были изучены климатические, географические, гидрологические, технологические, логистические и другие особенности региона [3]. Было учтено, что КНР запрашивает от ПАО «ИнтерРАО» увеличения поставок электроэнергии в страну.



Рисунок 2 – Структурная схема ОЭС Востока с вновь вводимыми ГЭС

В западной части ОЭС Востока предлагается строительство каскада противопаводковых ГЭС на реке Зeya и ее притоках с суммарной установленной мощностью 1762 МВт, из которых 650 МВт планируется выделить под НПРЧ [6]. Планируемое расположение ГЭС указано на рисунке 2. В местах планируемого строительства отсутствуют природоохранные зоны, плотная городская застройка и другие особенности которые могли бы усложнить или сделать невозможным строительство данных объектов.

Каскад этих ГЭС помимо основной цели – генерации электрической энергии и создания первичных резервов, позволит решить важную проблему весенних паводков, которые каждый год наносят большой ущерб как экономике региона, так и угрожают местному населению [4].

Планируемая установленная мощность каскада ГЭС была рассчитана согласно СТО РусГидро 06.01.84-2013 [5] (таблица 1).

Таблица 1

Предлагаемые ГЭС в ОЭС Востока

Название ГЭС	Установленная мощность (МВт)
Нежне-Зейская	300
Инжанская	100
Нижне-Ниманская	600
Селемджинская	300
Гиллюйская	462

Вп 500кв Хечур-2 - Приморская

Нижний бассейн

Лесопильное

- Возвышенность
- Лесопосадки
- Канал
- Река
- Верхний бассейн
- Дамба

В качестве верхнего бассейна будет использована долина, расположенная на возвышенности окруженная с трех своих сторон холмами, а четвертой выходящая к реке Бикин. В качестве нижнего бассейна будет использоваться залив, образуемый изгибом реки.

Верхний бассейн будет иметь полезный объем около 10,1 млн. м³, площадь зеркала — 2 км². Объем бассейна позволяет осуществлять работу ГАЭС на мощности 500 МВт в течение 4 часов. Согласно расчетам по СТО 59012820.27.140.001-2014 [6] для нужд НПРЧ можно выделить 180 МВт.

Выдаваемая мощность ГАЭС будет использована для выравнивания графика нагрузок в данном энергорайоне и, при необходимости, обеспечения НПРЧ.

Таким образом, предлагаемое решение по строительству на выбранных реках ГЭС и ГАЭС является технологически реализуемым, позволит решить актуальную проблему нехватки первичных резервов в ОЭС Востока, а также принесет положительный экологический и социальный эффект.

Библиографический список

1. ОЭС Востока [Электронный ресурс] URL: https://www.soups.ru/index.php?id=oes_east
2. Стратегия развития группы Русгидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года [Электронный ресурс] URL: <https://minakovmax.ru/wp-content/uploads/2019/06/Strategiya-RusGidro.pdf>
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена Распоряжением правительства РФ от 9 июня 2020г. № 1523-р. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
4. Крупнейшее наводнение произошло в 2013 году на дальнем Востоке [Электронный ресурс] URL: <https://23.mchs.gov.ru/deyatelnost/press-centr/novosti/4210243>
5. СТО РусГидро Гидроэлектростанции. Планирование водно-энергетических режимов. Методические указания. [Электронный ресурс] URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/9c3/078_STO-RusGidro-06.01.84-2013_Planirovanie-vodnoenergeticheskikh-rezhimov.pdf
6. СТО 59012820.27.140.001-2014 Нормы участия гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. СО ЕЭС. [Электронный ресурс] URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_hydro_nprch_2014.pdf

Дунаева Т.Ю., доцент, кафедры «Электроэнергетика и электротехника» СГТУ имени Гагарина Ю.А.; Шкода И.О., магистрант, гр. м-ЭЛЭТ11 СГТУ имени Гагарина Ю.А.; Ладин А.В., магистрант, гр. м-ЭЛЭТ11 СГТУ имени Гагарина Ю.А.; Кузнецов И.Г., магистрант, гр. м-ЭЛЭТ11 СГТУ имени Гагарина Ю.А.; Богданова В.В., бакалавр, гр. Б1-ЭЛЭТ41 СГТУ имени Гагарина Ю.А.

УДК 621.314(075)

ОБЗОР РЕЖИМОВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ 6-35 кВ

Егоров Н.О., Петрова А.Н., Бондаренко С.И.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
sibon@istu.edu

Вопрос способа заземления нейтрали в электрических сетях среднего напряжения решается в мире по-разному. Этот факт говорит о том, что ни один из известных способов не имеет абсолютного преимущества перед

другими. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки, и необходимо решить, какие из них в данном конкретном случае являются более важными.

Выбор режима заземления нейтрали в сети 6-35 кВ (или по-другому способа заземления нейтрали) является исключительно важным вопросом при проектировании и эксплуатации (реконструкции).

Режим заземления нейтрали в сети 6-35 кВ определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
- схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- выбор ОПН для защиты от перенапряжений;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

В мире в сетях среднего напряжения 6-35 кВ используются четыре возможных режима заземления нейтрали (рис.1) [1,2], а именно:

- изолированная (незаземленная);
- заземленная через дугогасящий реактор (ДГР);
- заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный);
- глухозаземленная (непосредственно присоединенная к заземляющему контуру).

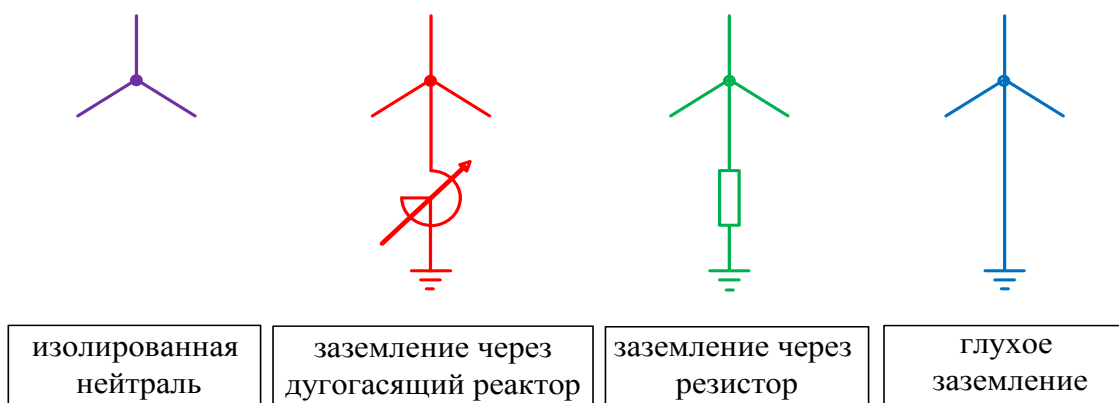


Рисунок 1 – Режимы заземления нейтрали сетей среднего напряжения

Способы заземления нейтрали по странам представлены в табл.1.

Таблица 1

**Режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения
в странах мира**

Страна	Принятое напряжение, кВ	Способ заземления нейтрали			
		Изолированная	Заземленная через дугогасящий реактор	Заземленная через резистор	Глухозаземленная
Россия	6-35	+	+		
Австралия	11-12			+	+
Канада	4-25			+	+
США	10-30			+	+
Испания	10-20		+	+	+
Португалия	10-30			+	
Франция	12-24		+	+	
Япония	6,6			+	
Германия	10-20		+	+	
Австрия	10-30		+	+	
Бельгия	6,3-17			+	
Великобритания	11			+	+
Швейцария	10-20		+	+	
Финляндия	20	+	+	+	

В России согласно п. 1.2.16 последней редакции ПУЭ «...работа электрических сетей напряжением 3-35 кВ может предусматриваться как с изолированной, так и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор». Таким образом, сейчас в сетях 6-35 кВ в России формально разрешены к применению все принятые в мировой практике способы заземления, кроме глухого заземления.

Рассмотрим способы заземления нейтрали и их особенности.

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, накопленный не только в России, но и мире позволяет говорить о существенных недостатках режима изолированной нейтрали.

Распределительные сети напряжением 6–10 кВ, как правило, работают с изолированной нейтралью (I-сеть) или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю (LB-сеть). Это обусловлено стремлением не отключать потребителей от источника питания при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Однако, вследствие возникающих при замыканиях на землю перенапряжений, достигающих при неустойчивом горении заземляющей электрической дуги значений (3,0–3,5) U_{ϕ} , ОЗЗ могут переходить в двойные и многофазные замыкания на землю, приводящие к отключению нескольких кабельных линий. Нередко отмечают случаи отключения четырех–шести кабельных линий. При больших сроках эксплуатации кабельной сети эти отключения имеют место даже при устойчивом горении заземляющих электрических дуг, т.е. при перенапряжениях, составляющих $\sqrt{3}U_{\phi}$

и сохранение в работе поврежденных кабельных линий при ОЗЗ не всегда приемлемо.

Во многих странах мира, таких, как США, Канада, Англия, Австралия, Франция, Бельгия и другие давно отказались от изолированной нейтрали, как видно из табл. 1.

Режим с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (катушку) также достаточно давно используется в России в сетях с большими емкостными токами (городских сетях, сетях промышленных предприятий).

Низковольтный шунтирующий резистор напряжением 500В подключается через специальный контактор во вторичную силовую обмотку 500В дугогасящего реактора.

На рис.2 приведена типовая двухтрансформаторная подстанция с нейтралью заземленной через дугогасящий реактор на стороне 6-10 кВ.

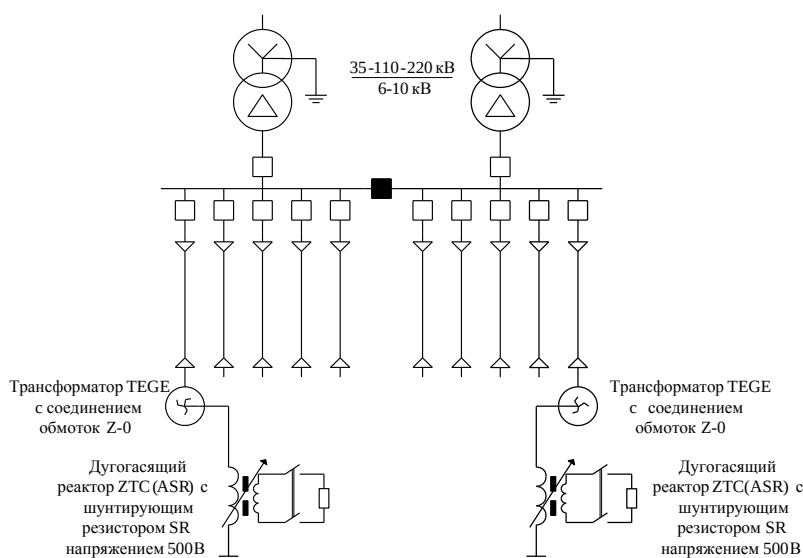


Рисунок 2 – Двухтрансформаторная подстанция с нейтралью на стороне 6-10 кВ заземленной через дугогасящий реактор

Такое техническое решение имеет следующие преимущества:

- отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и соответственно потребителя;
- малый остаточный ток в месте повреждения (не более 1-2А);
- самоликвидация однофазных замыканий (особенно на воздушных линиях);
- возможность организации селективной автоматически действующей релейной защиты от однофазных замыканий на землю
- исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов.

Иногда отключение поврежденного элемента целесообразно или необходимо и его своевременный ремонт повышают надежность работы

всей сети, а электроснабжение потребителей при отключении поврежденного присоединения обеспечивается устройствами АВР, АПВ, внедрением самозапуска ответственных электродвигателей. Устройство АВР при ОЗЗ на питающем фидере может быть выполнено быстродействующим, при котором потребитель практически не почувствует перерыва в питании. Решения об отключении повреждения при ОЗЗ релейной защитой применяются, в частности, в системах собственных нужд отечественных атомных электростанций.

С целью селективного отключения поврежденного присоединения применяется резистивное заземление нейтрали сети 6-10 кВ. Величина сопротивления резистора выбирается из соображений четкой работы релейной защиты. Они не рассчитаны на длительную работу, имеют сравнительно небольшие габариты, позволяющие размещать их в ячейках КРУ.

Применение такого способа заземления нейтрали в значительной мере снимает актуальность проблемы перенапряжений и феррорезонанса и во многих случаях не требует применения сложных релейных защит.

Заземление нейтрали может быть выполнено через высокоомное и низкоомное резистивное заземление [3,4].

Высокоомное резистивное заземление нейтрали это заземление нейтрали через резистор (рис.3), при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) не превышает 10А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления нейтрали можно не отключать и защиты от замыканий на землю действуют на сигнал.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали это заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) превышает 10А. Как правило, суммарный ток однофазного замыкания при этом режиме заземления нейтрали существенно превышает 10А, а именно достигает десятков и сотен ампер, что требует действия защит от замыканий на землю на отключение без выдержки времени (или малой выдержкой).

Высокоомное резистивное заземление нейтрали может выполняться только в сетях с емкостным током I_C не более 5-7 А при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, должен быть больше емкостного тока сети:

$$I_C \leq I_R, I_C \leq 5 \div 7 \text{ А}$$

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали суммарный ток в месте повреждения складывается из емкостного тока сети и активного тока, создаваемого резистором заземления нейтрали.

Низкоомное заземление нейтрали может выполняться в сетях с любым емкостным током, при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, также должен быть больше емкостного тока сети. Как правило, активный ток, создаваемый резистором, превышает емкостный ток сети не менее чем в 2 раза.

Обычно, ток, создаваемый резистором при низкоомном резистивном заземлении нейтрали, лежит в пределах:

$$I_R = 20 \div 2000 \text{ A}$$

Выбор тока, создаваемого резистором, при низкоомном заземлении нейтрали является разумным компромиссом между двумя противоположными задачами: повышением чувствительности защит от замыканий на землю за счет увеличения тока однофазного замыкания и ограничением тока в месте повреждения (однофазного замыкания) для снижения объема разрушения оборудования.

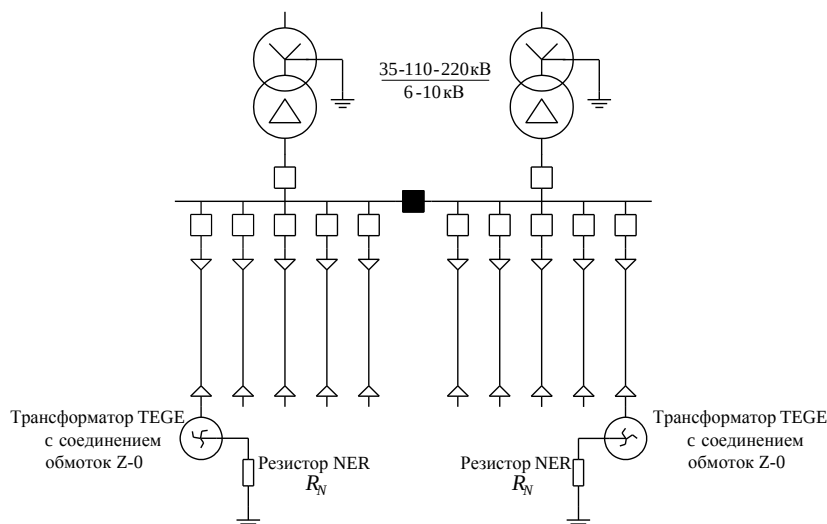


Рисунок 3 – Двухтрансформаторная подстанция с нейтралью на стороне 6-10 кВ заземленной через низкоомный резистор

Достоинствами резистивного заземления нейтрали являются:

- отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в сети;
- исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;
- уменьшение вероятности поражения персонала при однофазном замыкании и перехода однофазного замыкания в многофазное (только для низкоомного заземления и быстрого селективного отключения повреждения).

Недостатками резистивного заземления нейтрали являются:

- увеличение тока в месте повреждения;
- ограничение на развитие сети (только для высокоомного заземления);
- необходимость в отключении однофазных замыканий.

Отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях и возможность организации селективной релейной защиты являются преимуществами режима резистивного заземления нейтрали. Эти преимущества способствовали широкому распространению такого режима заземления нейтрали в разных странах.

Этот режим заземления в России используется редко, только в некоторых сетях собственных нужд блочных электростанций и в сетях газоперекачивающих компрессорных станций. В то же время, если оценивать мировую практику, то резистивное заземление нейтрали – это наиболее широко применяемый способ заземления нейтрали.

Глухое заземление нейтрали. В России, в соответствии с требованиями ПУЭ, глухое заземление нейтрали в сетях среднего напряжения не применяется. Однако, глухое заземления нейтрали широко используется в США, Австралии, Канаде, Латинской Америке [5].

Такой режим заземления нейтрали находит применение в четырехпроводных воздушных сетях среднего напряжения 4–25 кВ. Воздушные линии в таких сетях на всем своем протяжении и ответвлениях снабжены четвертым нулевым проводом. Ток однофазного замыкания на землю при таком режиме заземления нейтрали может достигать единиц-десятков кА, что является существенным недостатком.

Выводы:

1. Для различных режимов нейтрали необходимо очертить границы их применения.
2. Компенсация снижает перенапряжения при дуговых замыканиях на землю до безопасных для изоляции значений $2,2-2,4 U_{\phi}$;
3. В протяженных и труднодоступных для ремонта сетях, выполненных кабелями с бумажной пропитанной изоляцией, когда полноценное резервирование линий, питающих потребителей, затруднено, отсутствует или не эффективно АВР, целесообразно применение регулируемых дугогасящих реакторов в сочетании с надежно работающими автоматическими регуляторами их настройки.
4. В кабельных и воздушных сетях сравнительно небольшой протяженности, доступных для ремонта, при наличии устройств АВР, а также в сетях, выполненных кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, целесообразно применять заземление нейтрали сети 6(10) кВ через низкоомные резисторы с автоматическим отключением поврежденного фидера.

Библиографический список

1. Телегин А.В., Широковец А.И. Проблематика замыканий на землю и режим заземления нейтрали в сетях среднего напряжения стран Европы и Америки. Релейная защита и автоматизация №3(08), 2012. – С. 30-39.
2. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М., 2021
3. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7, 2022. С. 584.

4. Назарычев А., Пугачев А., Титенков С. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6-35 кВ // ЭЛЕКТРО-ЭНЕРГИЯ. Передача и Распределение. №3(36),2016. С. 40-46.

5. Normann Fischer, Daqing Hou. Methods for detecting ground faults in medium-voltage distribution power systems, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2006.

Егоров Н.О., обучающийся гр. ЭПб-19; Петрова А.Н., аспирант кафедры ЭиЭ, ассистент кафедры ТЭ; Бондаренко С.И., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.321

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Жигулина Э.И., Сердюкова Е.В.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН*
elvira.zhigulina.99@mail.ru, serdyukovaev@ex.istu.edu

Введение. Как и многие другие регионы России, Иркутская область столкнулась с проблемой нестабильности энергоснабжения. В связи с этим, в последние годы в регионе активно внедряются альтернативные источники энергии, в том числе солнечные электростанции. На сегодняшний день в Иркутской области уже работает несколько солнечно-дизельных электростанций. Одним из примеров успешной реализации такого проекта является электростанция, построенная на территории села Хомутово Усть-Кутского района. Эта электростанция состоит из солнечных панелей, дизельного генератора и системы управления. Солнечные панели позволяют значительно сократить расходы на топливо, а также снизить выбросы вредных веществ в атмосферу. Дизельный генератор используется только в случае нехватки энергии от солнечных панелей. Опыт внедрения этой электростанции показал, что такая система может быть очень эффективной и экономически выгодной. Более того, она может использоваться в качестве резервного источника энергии, что особенно важно для отдаленных населенных пунктов. Таким образом, внедрение солнечно-дизельных электростанций в Иркутской области является актуальной и перспективной задачей, которая может значительно улучшить качество жизни жителей региона и снизить нагрузку на окружающую среду.

Опыт внедрения ВИЭ в мире и в России. В настоящее время возобновляемая энергетика совместно с распределенной генерацией являются ведущими тенденциями развития энергетики в России и мире.

Среди объектов распределенной генерации наиболее пристальным вниманием пользуются объекты на возобновляемых источниках электроэнергии. В результате оценки действующих государственных планов стран Евросоюза по переходу на возобновляемую энергетику аналитики Wood

Maskenzie пришли к выводу, что больший объем вырабатываемой электроэнергии к 2030 г. будет приходиться на ВИЭ. На рисунке 1 показан существующий рост доли ВИЭ в энергетическом секторе по годам в период 2010-2018 г.г. и перспективный. Потребление энергии ветра возрастает с 12% в 2018 г. до 26% к 2030-му, а потребление солнечной энергии увеличивается практически в три раза с 4 до 11%. Биомасса почти удваивает свою долю с 6 до 11% при условии, что выработка гидроэлектроэнергии остаётся неизменной [1].

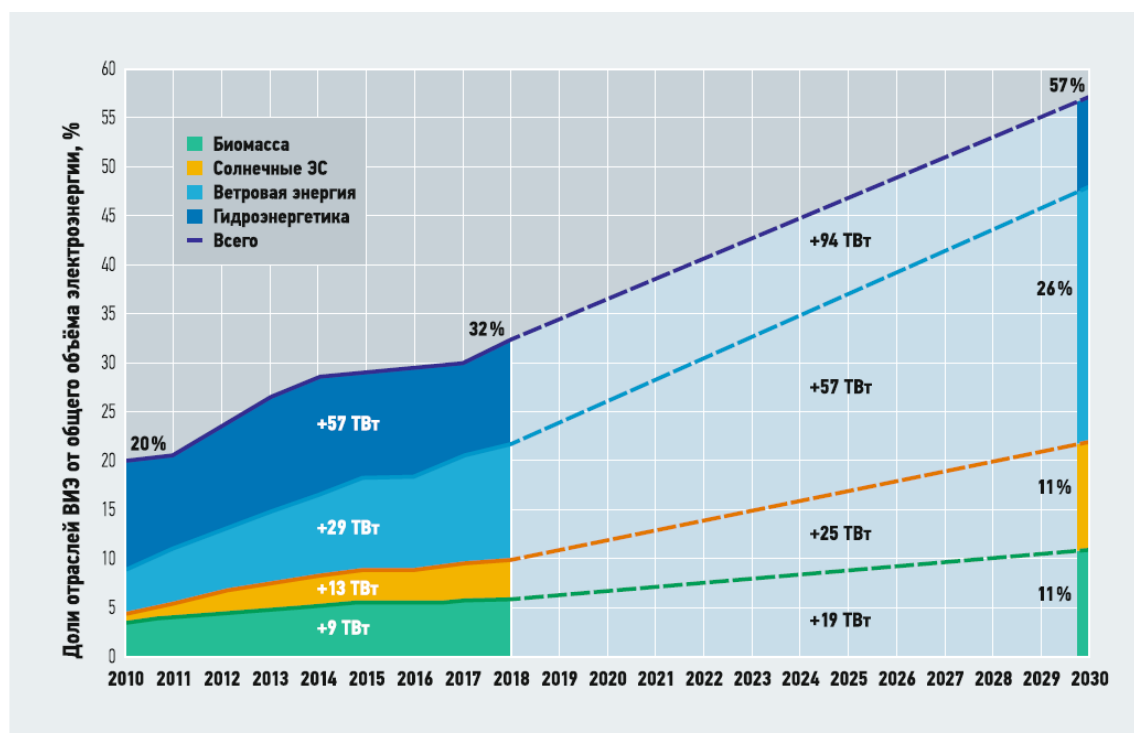


Рисунок 1 – Прогноз до 2030 года доли ВИЭ в долгосрочной стратегии Еврокомиссии

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии в России представлена в таблице 1 [2].

Таблица 1

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год, млн кВт·ч		
	2019	2020	2021
Гидроэлектростанции	190 295,4	207 416,3	209 519,8
Ветроэлектростанции	20,8	184,1	3 621,7
Солнечные электростанции	1 284,9	1 982,3	2 253,8

Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2021 г. составило 1 090 437,0 млн кВт·ч, что выше факта 2020 г. на 56 717,0 млн кВт·ч (+5,5%) (при сопоставимых температурных условиях прошлого года и с исключением влияния високосного года – рост оценивается 4,7 %). Относительно

фактического объема потребления электроэнергии в 2019 г. рост составляет 31 075,4 млн кВт·ч (+2,9%) [2].

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2021 г. в сравнении с 2020 и 2019 г.г. представлена на рисунке 2.

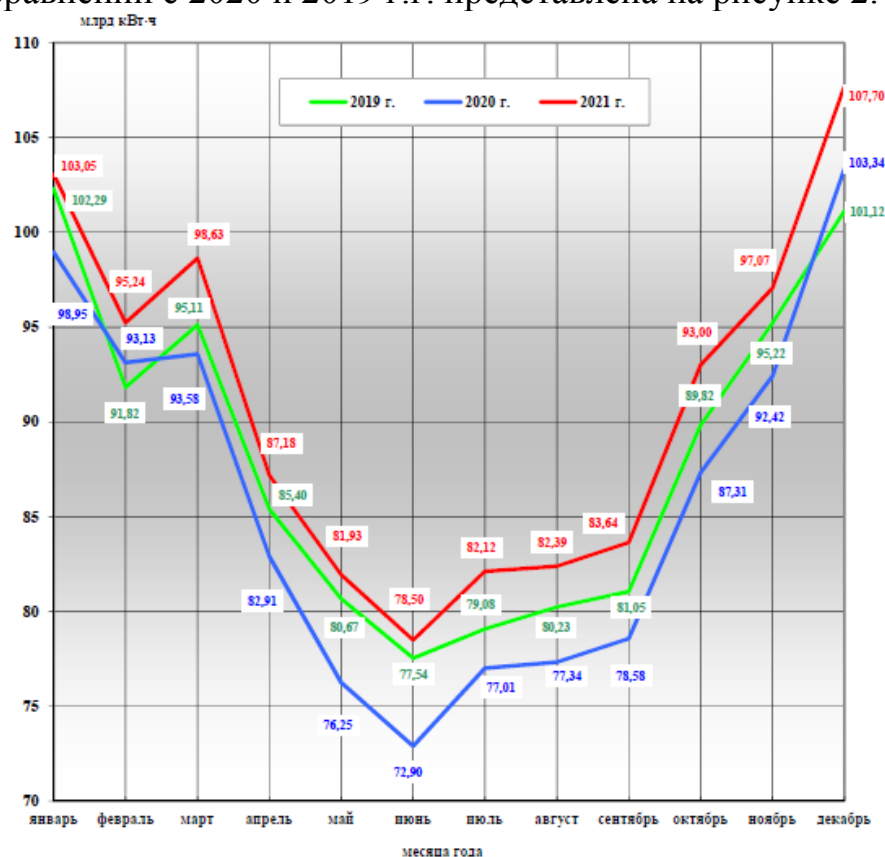


Рисунок 2 – Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2019-2021 г.г.

Важную роль распределенная генерация может сыграть в решении задачи повышения качества электроэнергии и надежности электроснабжения (бесперебойное питание, резервирование и т.д.). Это актуально для высокотехнологичных производств, где недопустимы перерывы в энергоснабжении, а также для сельских районов, где надежность поставок электроэнергии и ее качество объективно ниже из-за топологии и характеристик сельских электросетей.

Перспективы применения распределенной генерации и состав используемых технологий во многом определяются наличием в регионе энергетической инфраструктуры централизованного энергоснабжения. Важнейшими при этом являются большие электроэнергетические системы (Е) и трубопроводные газотранспортные системы (Г). Возможные варианты комбинации их приведены на рисунке 3 [3,4]. Регионы с наличием централизованного электроснабжения (группы 1 и 2) представляются наименее перспективными для применения распределенной генерации, а с его отсутствием (регионы 3 и 4) – наиболее перспективными. При этом наличие в

регионе трубопроводной газотранспортной системы (группа 3) будет благоприятствовать использованию технологий электрогенерации на основе природного газа, в том числе микротурбин и топливных элементов. Более 3/4 территории России не имеет централизованного газоснабжения. Регионы, где отсутствует природный газ, подходят для развития распределенной генерации на базе ВИЭ.

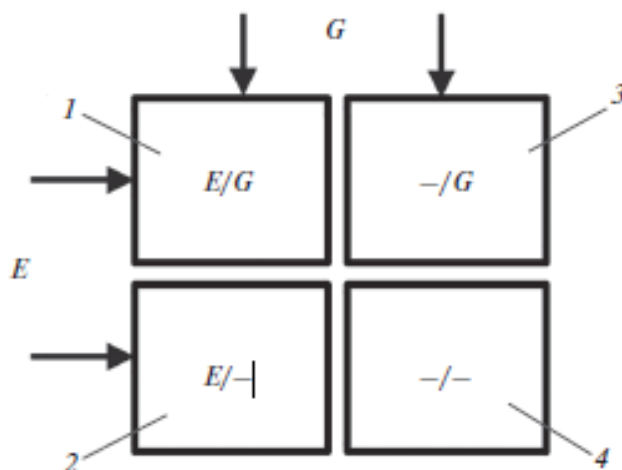


Рисунок 3 – Распределение регионов по условиям электро- и газоснабжения:
 Е и G – признак наличия в регионе инфраструктуры централизованного электро- и газоснабжения соответственно; 1-4 – группы регионов с различными условиями энергоснабжения

Самым сложным является обеспечение эффективного электроснабжения регионов с полным отсутствием энергетической инфраструктуры (группа 4). Здесь упор может быть сделан на использование местных энергоресурсов и привозное высококачественное топливо, преимущественно жидкое. Актуальной задачей становится выбор такого топлива, массовое производство которого налажено и сопровождается логистикой с приемлемыми затратами. Не менее важной является задача создания конкурентоспособных технологий использования местных видов топлива и ВИЭ.

Российская Федерация обладает огромным валовым ресурсом использования солнечной энергии. Энергия суммарного годового солнечного излучения, попадающего на горизонтальную поверхность территории нашей страны, составляет около 20,743·106 млрд. кВт·ч/год, что превышает потребность в энергии примерно в 20000 раз [5].

Объекты генерации на основе солнечных электростанций и дизельных генераторов в Иркутской области. Проблема нестабильности энергоснабжения является актуальной для многих регионов России, в том числе и для Иркутской области. В связи с этим, в последние годы в регионе активно внедряются альтернативные источники энергии, в том числе солнечные электростанции. В данной статье рассмотрим опыт внедрения солнечно-дизельных электростанций в Иркутской области [6].

В таблице 2 представлена информация о реализованных в Иркутской области объектах в Нижнеудинском и Казачинско-Ленском районах. В системах генерации совмещены дизельные генераторы и солнечные электростанции на основе фотоэлементов. На каждой из представленных станциях установлены аккумуляторы разных типов.

Таблица 2

Реализованные в Иркутской области объекты генерации на основе солнечных электростанций и дизельных генераторов

Территория	Мощность ФЭМ, кВт	Мощность ДГУ, кВт	Тип аккумуляторной батареи	Емкость аккумуляторной батареи, кВт·ч	Потребление, МВт·ч	Выработка	
						ФЭМ, МВт·ч	ДГУ, МВт·ч
д. Нерха, Нижнеудинский район	121,5	160	OPzV	864	336,2	143,22	192,98
п. Верхняя Гутара, Нижнеудинский район	202,5	250	OPzV	1152	561	189	469
д. Ермаки, Казачинско-Ленский район	42,9	30	LiFePO4	144	48,3	32,1	17,2
д. Карнаухова, Казачинско-Ленский район	40	30	Lead Carbon	144	29,6	23,3	14,5

Одним из главных преимуществ солнечно-дизельных электростанций является их экономическая выгода. За счет использования солнечной энергии можно значительно снизить расходы на топливо и обслуживание электростанции. Кроме того, солнечно-дизельные электростанции не требуют подключения к централизованной электросети, что позволяет использовать их в отдаленных населенных пунктах. Еще одним преимуществом солнечно-дизельных электростанций является их экологичность. Солнечная энергия является чистым источником энергии, который не загрязняет окружающую среду. Кроме того, использование солнечной энергии позволяет сократить выбросы вредных веществ в атмосферу. Существенным недостатком солнечно-дизельных электростанций является их зависимость от погодных условий. В периоды облачной погоды или ночью производство энергии от солнечных панелей может быть значительно снижено. В таких случаях необходимо использовать дополнительный источник энергии, например, дизельный генератор. Еще одним недостатком солнечно-дизельных электростанций является их высокая стоимость по сравнению с традиционными

источниками энергии. Однако, при правильном расчете экономической выгоды и учете долгосрочной перспективы использования таких систем, они могут оказаться более выгодными и экономически эффективными.

Заключение. Внедрение солнечно-дизельных электростанций в Иркутской области является актуальной и перспективной задачей, которая может значительно улучшить качество жизни жителей региона и снизить нагрузку на окружающую среду. Опыт внедрения таких систем уже показал их высокую эффективность и экономическую выгоду. Несмотря на некоторые недостатки, использование солнечно-дизельных электростанций является одним из наиболее перспективных направлений развития альтернативной энергетики в Иркутской области и других регионах России.

Библиографический список

1. С.О.К.[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.c-o-k.ru/articles/razvitie-raspredeleynoy-generacii-v-mire-i-v-rossii>
2. Отчеты о функционировании Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.soups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/>
3. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. – 2019. – №.12. – С. 4-17.
4. Силукова, Д.Д. Техничко-экономическое сравнение мини-ГАЭС и электрохимической системы накопления энергии в работе с солнечно-дизельной электростанцией / Д.Д. Силукова, Г.Б. Нестеренко // Энергоэксперт. – 2022. – № 1(81). – С. 64-67.
5. Титков, С.Б. Градостроительные аспекты использования возобновляемых источников энергии (отечественный и зарубежный опыт) / С.Б. Титков // Фундаментальные, поисковые и прикладные исследования РААСН по научному обеспечению развития архитектуры, градостроительства и строительной отрасли Российской Федерации в 2017 году Сборник научных трудов Российской академии архитектуры и строительных наук. Том 1. – Москва: Издательство АСВ, 2018. – С. 545-552.
6. Жилин, Е. В. Имитационное моделирование солнечно-дизельного комплекса в распределительных сетях / Е.В. Жилин // Наукоемкие технологии и инновации (XXIV-е научные чтения): Сборник докладов Международной научно-практической конференции, Белгород, 21–22 октября 2021 г. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2021. – С. 399-404.

Жигулина Э.И., обучающаяся группы ЭУм-21-1 ИРНТУ; Сердюкова Е.В., к.т.н., доцент ИРНТУ, инженер-исследователь ИСЭМ СО РАН

ВЛИЯНИЕ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ СНГ

Жилкина Ю.В.

ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

zhilkina.yulia@gmail.com

Цифровизацию следует рассматривать прежде всего, как появившуюся на определенном этапе развития науки и техники возможность выявить физические и технологические особенности функционирования энергосистем и оборудования, а также свойства материалов, которые ранее находились в «слепой зоне». Однако сведение цифровизацию в электроэнергетике к точечному внедрению той или иной цифровой технологии, а также к их совокупности, без учета особенностей целостности и взаимосвязанности, а также комплексности отрасли представляется некорректным.

Цифровизация как результат развития информационно-вычислительных технологий, вычислительной техники, алгоритмов, в том числе экспертных систем, а также каналов передачи информации, представляет собой одновременно не только расширенный инструментарий для мониторинга, сбора и анализа больших массивов данных, в том числе для сопоставления данных из различных отраслей, сфер деятельности и накопленной информации о характеристиках природных явлений, но и представляет дополнительные возможности для изучения, моделирования, прогнозирования, и как результат, влияния на все аспекты функционирования энергосистем. Особенно в контексте серьезных технологических и научных вызовов, связанных с изменением состава генерирующего оборудования, с увеличением доли сложно прогнозируемых и распределенных объектов генерации на основе энергии солнца и ветра, изменений климата, увеличения запроса на прозрачность, экономическую обоснованность, экологичность и социальное одобрение принимаемых решений.

Для разработки методик прогнозирования сценариев отказа оборудования в зависимости от изменения параметров данных мониторинга состояния соответствующего оборудования (что необходимо для перехода на ремонт по состоянию), с учетом длительных сроков эксплуатации оборудования, для накопления необходимых массивов данных в целях установления причинно-следственных связей между изменением контрольных параметров и сценариями отказов необходим анализ отказов в масштабах нескольких крупных энергосистем. Управление основными средствами в электроэнергетических сетях XXI-го столетия требует применения интеллектуальных методов и алгоритмов, способных обрабатывать быстрорастущие объемы доступных данных, поступающих от многочисленных датчиков, установленных на первичном силовом оборудовании и интеллектуальных ис-

полнительных устройств, которые появились на месте традиционных вторичных устройств. Для оптимизации выделяемых на обслуживание ресурсов и снижения инвестиций в максимально возможной степени требуются быстрые и надежные модели, и инструменты, которые способны производить оценку состояния всего парка оборудования [1-4].

Оптимизация управления активами на фоне усиления социальной функции электрификации и растущих требований по повышению доступности энергоснабжения, наряду с обеспечением необходимого уровня надежности, гибкости и устойчивости энергосистемы, а также технологического суверенитета становится одним из ключевых приоритетов в области управления и регулирования отрасли, как в государствах-участниках СНГ, так и в большинстве стран мира. Организация совместной работы по сбору, систематизации и анализу данных от энергетических компаний может стать основой для формирования единой методологической базы по прогнозированию сценариев отказов оборудования и/или определения наименее отказоустойчивых узлов и агрегатов, что даст дополнительные конкурентные преимущества экономикам, снизив тарифное давление через повышение качества управления активами, прогнозируемость аварийных ситуаций и управление сроком службы парка оборудования.

Формирование национальных и региональных центров кооперации в области сбора и анализа данных, могло бы стимулировать применение разработанных алгоритмов и рекомендаций к другим отраслям, в рамках которых используется электротехническое оборудование (железнодорожный транспорт, нефте- и газодобыча и др.), а также распространить успешный опыт на другие задачи развития.

В рамках международного научно-технического обмена выявляются «открытые» вопросы в области цифровизации электроэнергетики, поиск ответов на которые ведется в международном научном сообществе. Вклад специалистов из СНГ в отраслевой международный научно-технический обмен всегда носил передовой характер. Активизация международного научно-технического обмена в рамках СНГ позволит укрепить позиции отраслевой науки наших стран и принять активное участие в формировании глобального целевого видения энергосистемы будущего. [5]

Из сформулированного выше видения, с учетом действующей нормативно-правовой базы, вытекают задачи, для совместного решения государствами-участниками СНГ:

- в области технических характеристик, функционирования и управления энергосистемами наряду с традиционной задачей обеспечения необходимого уровня надежности, гибкости и устойчивости работы энергосистем:

- внедрение единой информационной модели (Common Information Model – CIM), как информационного ядра цифровой трансформации электроэнергетики;

- риск-ориентированное управление на основе анализа жизненного цикла;
- повышение доступности (физической и финансовой) и экологичности энергоснабжения, декарбонизация.
- в области управления активами и инжиниринга:
 - оценка надёжности и управление сроком службы оборудования с длительным сроком эксплуатации; – совершенствование требований к оборудованию при изменении сетевых условий и условий окружающей среды;
 - внедрение «умного оборудования» (например, управляемое переключение, самодиагностика); – применение методов унификации и функциональной интеграции во вторичных системах управления объектами;
 - новые и улучшенные методы испытаний, новые алгоритмы исполнительных устройств, новые архитектуры построения объектов с учетом новых технологических возможностей цифрового оборудования; в области диспетчерского управления:
 - повышение пропускной способности электрической сети без строительства новых энергообъектов;
 - сокращение продолжительности переключений и минимизация участия персонала энергообъектов в операциях по включению и отключению оборудования; – сокращение сроков выявления причин аварий и восстановления нормального режима работы электроэнергетической системы;
 - сглаживание неравномерности графика нагрузки и путем вовлечения потребителей в регулирование электроэнергетического режима;
 - унификация используемых информационных моделей за счет применения единых стандартов и обеспечения их бесшовной связности на базе общедоступной модели системообразующей сети.

В государствах-участниках СНГ цели цифровой трансформации (на государственном уровне) можно в обобщенном виде представить, как: [6-10].

- ✓ создание системы правового регулирования цифровой экономики;
- ✓ внедрение цифровых технологий и платформенных решений в сферах государственного управления и оказания государственных услуг, в том числе в интересах населения и субъектов малого и среднего предпринимательства, включая индивидуальных предпринимателей;
- ✓ преобразование приоритетных отраслей экономики и социальной сферы посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений;
- ✓ создание глобальной конкурентоспособной инфраструктуры передачи, обработки и хранения данных;
- ✓ обеспечение информационной безопасности на основе отечественных разработок при передаче, обработке и хранении данных, гарантирующей защиту интересов личности, бизнеса и государства;

- ✓ обеспечение подготовки квалифицированных кадров для цифровой экономики;
- ✓ создание «сквозных» цифровых технологий;
- ✓ создание комплексной системы финансирования проектов по разработке и внедрению цифровых технологий и платформенных решений. На отраслевом уровне цели цифровой трансформации в государствах – участниках СНГ можно в обобщенном виде представить, как:
- ✓ реализация основных принципов государственной политики в сфере цифровой энергетики;
- ✓ повышение устойчивости энергосистемы и создание возможности для развития распределенной генерации с сетями, содержащими многочисленные объекты генерации, в том числе на основе ВИЭ;
- ✓ обеспечение диверсифицированного и экологически чистого производства электроэнергии;
- ✓ достижение среднемировых стандартов эффективности и качества услуг;
- ✓ внедрение единой информационной модели (Common Information Model – CIM), как информационного ядра цифровой трансформации электроэнергетики;
- ✓ развитие современных и создание новых систем управления электроэнергетикой, проработка новых принципов информационного взаимодействия энергообъектов обеспечение их информационной безопасности;
- ✓ разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением, как отдельных активных потребителей, так и коллективные интеллектуальные микросети;
- ✓ внедрение системы управления ресурсами, автоматизации производственных и управленческих процессов (ERP), программно-аппаратного комплекса диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и системы контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ) для всех иерархических уровней управления электроэнергетики;
- ✓ повышение уровня технического состояния производственных фондов электроэнергетики;
- ✓ снижение аварийности на объектах электроэнергетики, связанной с техническим состоянием производственных фондов. В дополнение к указанным выше целям представляется целесообразным добавить:
- ✓ в рамках деятельности рабочих структур ЭЭС СНГ разработать и внедрить национальные и межгосударственные механизмы осуществления согласованной политики государств содружества при реализации планов в области цифровой трансформации электроэнергетики.

На корпоративном уровне цели цифровой трансформации в государствах-участниках СНГ можно в обобщенном виде представить, как:

- ✓ повышение экономической и операционной эффективности деятельности энергокомпаний за счет внедрения инновационных технических и управленческих решений, направленных на увеличение срока службы и производительности оборудования;
- ✓ развитие технологий повышения надёжности и экономичности эксплуатации оборудования; повышение качества диагностики оборудования и проактивное выявление и устранение производственных рисков; повышение производительности труда;
- ✓ создание ГИС–системы и автоматизированной системы диспетчеризации электроэнергетики распределительных сетей;
- ✓ реализация электронной торговли на оптовом рынке электроэнергии, стимулирование либерализации розничной торговли на рынке электроэнергии, разработка электронной торговой площадки межгосударственной оптовой торговли электроэнергией;
- ✓ создание единой информационной системы для удалённой передачи информации из систем учёта электроэнергии потребителей, подключённых к распределительной сети;
- ✓ повышение надёжности, качества, доступности услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, формирование инновационной инфраструктуры для максимально эффективной передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развития конкурентных рынков сопутствующих услуг;
- ✓ повышение эффективности функционирования энергокомпаний за счёт цифровизации энергосбытовой деятельности, трейдинга, ключевых бизнес-процессов в сфере управления производством и фондами, а также за счёт предложения новых цифровых сервисов;
- ✓ снижение зависимости от импортного оборудования, промышленная кооперация и укрепление технологического суверенитета;
- ✓ снижение негативного влияния на окружающую среду.

Для совместного решения всего комплекса задач, стоящих перед энергокомпаниями в области цифровизации целесообразно разработать Дорожную карту совместных действий ключевых энергокомпаний государств Содружества по созданию единого информационного пространства для внедрения унифицированной методики обмена информацией при параллельной работе энергосистем СНГ на основании общей информационной модели CIM.

Библиографический список

1. Г.Е. Марьин, Б.М. Осипов, А.В. Титов, А.Р. Ахметшин. Газовая турбина, работающая в составе тепловой электрической станции с водородным накопителем // Альтернативная энергетика и экология, №1 (406) ЯНВАРЬ, 2023. С. 53-67, doi: 10.15518/isjaee.2023.01.001.

2. Andrey Kryukov, Konstantin Suslov, Pavel Ilyushin, Azat Akhmetshin, Parameter identification of asynchronous load nodes // *Energies* 2023, 16(4), 1893; <https://doi.org/10.3390/en16041893> - Scopus
3. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140 - 2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968 - Scopus
4. Солюянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // *Электрические станции*. 2023. № 2 (1099). С. 22-28.
5. Ахметшин А.Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // *Промышленная энергетика*. – № 1, 2015. – с. 54-59.
6. Volkova I.O., Burda E.D., Gavrikova E.V., Suslov K.V., Kosygina A.V., Gorgisheli M.V. Transformation of electric power industry: trends, models, mechanisms and management practices: monograph. – Irkutsk, 2020. – 354 p.
7. Суслов, К.В. Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода / К.В. Суслов, И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. – 2018. – Т. № 1-2 – С.70-79.
8. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2017. – Т. 21. – № 5 (124). – С.131-142.
9. Yu. Zhilkina, D. Vodennikov Mechanism of business entities innovative development management (organizational and economic approaches), report in «IOP Conference Series: Materials Science and Engineering», issue «International Scientific Smart Energy Systems, SES-2019, 18-20 September 2019, Kazan, Russian Federation».

Жилкина Юлия Викторовна – канд. экон. наук, ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

УДК: 338; 658.58

ОПЫТ РЕФОРМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ

Жилкина Ю.В.

ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

zhilkina.yulia@gmail.com

Проведенный анализ показывает многообразие подходов к проведению реформ в электроэнергетике. Основные элементы реформ (разделение

компаний по видам деятельности, реструктуризация и введение конкуренции в генерации, создание независимого системного оператора) были схожи во многих странах. Однако практическая реализация этих элементов, их последовательность и сложившиеся в итоге организационные структуры отраслей значительно варьировались. По мнению авторов, не существует единственной эффективной схемы реформ, в каждой стране они имели свои особенности. Опыт показывает, что реформа электроэнергетики ни в одной стране никогда не заканчивается, поскольку технологические и социальные изменения требуют постоянного пересмотра принципов функционирования рынков электроэнергии и поиска более эффективных механизмов управления всеми сегментами отрасли.

На примере реструктуризации электроэнергетики в США обсуждается важное достоинство вертикальной интеграции, которая фактически представляет собой вариант долгосрочного контракта и позволяет компаниям, потребляющим или производящим долгосрочную продукцию, защищаться от риска, что цена или доступность этой продукции резко изменится. Если разделение вертикально интегрированной компании не сопровождается созданием других возможностей для хеджирования подобных рисков (например, через долгосрочные форвардные контракты), то долгосрочные инвестиции станут более рискованными, не выигрывая в доходности, и надежность всей системы будет нарушена из-за недоинвестирования.

Схожая точка зрения представлена в работе [1]. Подобное видение согласуется с теорией транзакционных издержек Коуза: при вертикальной интеграции часть таких издержек интернализируется [2]. Авторы [3] обращают внимание, что в результате реформы при разделении отрасли по видам деятельности возникает серьезное несовпадение горизонтов планирования и инвестиционных горизонтов между субъектами в генерации (долгосрочный горизонт планирования, высокие риски, серьезные невозвратные потери) и сбытовой части (краткосрочный горизонт планирования, высокая зависимость от спроса).

При реструктуризации электроэнергетики рынок производных ценных бумаг играет важную роль в обеспечении эффективного управления рисками, включая и инвестиции в мощности и сети. Правильный дизайн рынка отраслевых производных финансовых инструментов может существенно улучшить рыночный результат, получаемый от реформы электроэнергетики. В идеале должна наблюдаться стандартизация контрактов, поскольку это снизит транзакционные издержки и повысит ликвидность, которая нужна для эффективного управления риском. Однако авторы [4] в рамках анализа реформ в электроэнергетике Великобритании отмечают, что форвардные рынки обычно не выходят за пределы одного года, тогда как период возврата инвестиций более длителен для любой существующей на данный момент генерирующей технологии. Это означает, что для обеспече-

ния инвестиций в новую инфраструктуру могут потребоваться дополнительные гарантии. Данный аргумент относится к любым инфраструктурным отраслям с высокими начальными вложениями (производство электричества, газа, водоснабжение, железнодорожный транспорт). Может быть установление минимальной цены на несколько лет вперед с обязательством государства доплачивать до нее в случае низких рыночных цен. Вследствие несоответствия горизонтов планирования в ряде стран наблюдается слияние сбытовых компаний с компаниями сектора генерации (например, в Великобритании, Австралии, Новой Зеландии). Такие компании лучше защищены от ценовых рисков и имеют возможность согласовывать инвестиционную деятельность с прогнозом сбыта.

Исследование [5] показало, что злоупотреблений рыночной силой в случае такой интеграции не наблюдается. Таким образом, при выборе глубины разделения отрасли на сегменты по видам деятельности необходимо иметь в виду, что запрет компаниям, действующим в одном сегменте, владеть активами компаний другого сегмента может негативно сказаться на стимулах к инвестициям в генерацию. Однако даже наличие тенденции к интеграции не означает отсутствия необходимости дополнительного участия государства для обеспечения оптимального объема инвестиций в электроэнергетике [6]. Таким странам имеет смысл начать с реформы регулирования, а не с полной структурной реформы. По мере обострения проблемы привлечения инвестиций в генерацию в объеме, достаточном для надежного обеспечения потребителей электроэнергией, появлялись ее решения, основанные на введении механизмов вознаграждения за предоставленную мощность, в частности:

- платежи за мощность – административно устанавливаемая надбавка к цене, которую получают производители, удовлетворяющие определенным условиям (применяются в Италии, Чили, Аргентине, Перу, Польше, Испании);
- аукционы мощности – основаны на объемах необходимой мощности, как правило, проводятся системным оператором отдельно по разным временным горизонтам (применяются, например, в Великобритании, США (PJM), Западной Австралии, Бразилии);
- обязательства по мощности – децентрализованный механизм, в рамках которого либо поставщик электроэнергии обязуется обеспечить определенный объем мощности в определенных временных рамках, либо потребитель электроэнергии обязуется обеспечить загрузку определенного объема мощности в определенных временных рамках; фактически речь идет о двустороннем контракте между производителем и потребителем электроэнергии (применяется в США (Калифорнии), некоторое время применялся в Канаде);

- стратегические резервы – мощность, находящаяся либо во владении системного оператора, либо зарезервированная субъектами генерации для его нужд за отдельную плату; этот механизм позволяет обеспечить выполнение обязательств по поставке электроэнергии в случаях пиковых нагрузок и нештатных ситуациях (применяется в Бельгии, Швеции, Литве);
- опционы надежности – опционные контракты (коллопционы) на поставку или потребление мощности, заключаемые поставщиками или потребителями электроэнергии и системным оператором (используются в Ирландии, Колумбии, Италии). Следует отметить вариативность использованных механизмов привлечения инвестиций.

Ключевая роль системного оператора (СО) состоит в поддержании баланса на рынке в реальном времени на основе минимизации издержек. Существуют различные модели организации СО в зависимости от того, что входит в его компетенции. На практике выделяют следующие основные модели [7]:

- полностью независимый оператор системы передачи – полностью отделен от генерации и распределения электроэнергии, владеет и управляет активами по передаче (сетями) электроэнергии (National Grid в Великобритании);
- юридически отделенный оператор системы передачи электроэнергии – юридически независим от остальных частей системы, владеет и управляет сетями, однако права собственности на активы самого СО находятся у владельцев, генерирующих и/или сбытовых компаний (RTE во Франции);
- независимый системный оператор – не владеет активами по передаче электроэнергии, но независим от остальных частей системы (PJM Interconnection в США);
- гибридная модель, в рамках которой и системный оператор, и сети независимы от остальных частей системы, но также независимы друг от друга (Чили и Аргентина);
- вертикально интегрированная компания – вариант, от которого страны стараются уйти в результате реформ.

Согласно исследованию [8], нет убедительных эмпирических доказательств предпочтительности какой-либо модели организации системного оператора. Этот результат обусловлен среди прочего невозможностью установить причинно-следственные связи между выбранной моделью организации СО и эффективностью работы электроэнергетики, поскольку реформа влияет одновременно на разные аспекты функционирования отрасли. Однако изучение отдельных примеров показало, что в наиболее успешных случаях (Великобритания, скандинавские страны) отделение владения сетями от управления рынком электроэнергии играло значительную роль.

Важным аспектом функционирования СО является размер контролируемой территории. В некоторых странах существует единый СО (как в

странах ЕС), в других случаях в одной стране есть несколько СО, разделенных по территориальному признаку (как в США). Как правило, чем больше управляемая оператором территория, тем лучше система может быть оптимизирована для использования генерирующих мощностей с низкими издержками и экономии на поддержании резервных мощностей как в краткосрочном, так и в долгосрочном периодах.

На основе международного опыта можно выделить три основные системы администрирования и отбора электроэнергии, используемые СО. Отбор на основе издержек (*cost-based dispatch*) практикуется в странах Латинской Америки и Ирландии. При такой системе для поставки электроэнергии отбираются генерирующие мощности с наименьшими предельными издержками (вычисляемыми на основе известных операционных параметров). Подход является эффективным для ограничения рыночной власти на небольших рынках электроэнергии при наличии относительно крупных генерирующих компаний. Централизованный отбор на основе цен (*central price-based dispatch*) означает отбор электроэнергии на основе поданных ценовых заявок. Этот подход схож с подходом на основе издержек, но вместо параметров издержек используются заявки, поданные генерирующими компаниями на оптовом рынке (на день вперед). Это стандартный метод, используемый СО в США. Самостоятельное диспетчирование (*self-dispatch*) используется в Европейском союзе [9]. При этой системе генераторы электроэнергии и потребители заключают прямые контракты (по ценам, сформированным в результате взаимных переговоров, или на основе цены оптового рынка). Далее компании заявляют законтрактованные объемы системному оператору, который принимает и передает энергию с учетом существующих системных ограничений. В теории такая система более эффективна, чем централизованный отбор на основе цен, поскольку отражает более актуальную информацию об операционных условиях и спросе, с которыми сталкиваются генерирующие фирмы. На практике это приводит к возможности поставок электроэнергии менее эффективными генерирующими компаниями. Эмпирические результаты подтверждают, что такая система несколько менее эффективна, чем централизованный отбор на основе цен. Операционная независимость СО от генерирующих и сбытовых компаний, а также от властей различного уровня является важным моментом функционирования СО. Там, где сетевая монополия остается интегрированной с конкурентной генерирующей или сбытовой деятельностью, необходимо обеспечить отсутствие ценовой дискриминации на доступ к сетям. При этом важно снижать ограничения на пропускную способность сетей. Как отмечается в работе [10], ограничения на физическую возможность передачи электроэнергии актуальны как для развивающихся, так и для развитых стран.

При проведении реформы важно решить вопрос об организационной форме и роли СО в новой отраслевой структуре. Убедительных доказа-

тельств в пользу предпочтения конкретной организационной формы системного оператора нет. Однако опыт стран, реформы в которых считаются успешными, говорит в пользу отделения собственности на сети от управления рынком электроэнергии. Следует также выбрать наиболее подходящую модель администрирования рынка и отбора электроэнергии для использования системным оператором. Теоретически самостоятельное диспетчирование должно быть более эффективным, но на практике эта модель оказывается менее эффективной по сравнению с централизованным отбором на основе цен. Создание полноценного розничного рынка электроэнергии осуществляется обычно на более поздних этапах реформы, и не все страны выбирают этот путь. Большинство стран используют в той или иной степени регулируемые тарифы для розничных потребителей.

Библиографический список

1. O. Melnikova, Enhancement of the Technique for Calculation and Assessment of the Condition of Major Insulation of Power Transformers / O. Melnikova, A. Nazarychev, K. Suslov // *Energies*, 2022,15(4), 1572(Q1).
2. A.R. Akhmetshin, K.V. Suslov, V.A. Olentsevich, V.A. Gladkikh, A.I. Karlina, K.A. Baraboshkin The impact of the passage of long-distance trains on the required electrical capacity of the transport infrastructure facilities of the Eastern polygon of Railways // *Journal of Physics: Conference Series, International Conference "High-tech and Innovations in Research and Manufacturing" (HIRM 2021)* Volume 2176, art. no. 012038, DOI 10.1088/1742-6596/2176/1/012038 — Scopus.
3. Soluyanov Yu. I., Akhmetshin A.R., Soluyanov V.I. Application of Digital Technologies to Analyze the Actual Electrical Loads of Multi-Apartment Residential Buildings // 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2022, Publisher: IEEE, art. no 9787163, DOI: 10.1109/ICIEAM54945.2022.9787163 — Scopus
4. Nikolai Moskalenko, Azat Akhmetshin, Yana Safiullina, Ibragim Dodov, Maryana Khamidullina. Numerical Modeling of the Influence of the Atmospheric Meteorological State on the Efficiency of the Functioning of Solar Thermal and Power Plants // *SUSE 2021: Proceedings of the International Symposium on Sustainable Energy and Power Engineering 2021*, SPRINGER, pp. 289–304, DOI: 10.1007/978-981-16-9376-2_29 — Scopus.
5. Ю.И. Солюянов, А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин, В.И. Солюянов, А.Н. Горлов Анализ фактических электрических нагрузок многоквартирных жилых домов Московской области // *Промышленная энергетика* № 4, 2022, С. 20-28, DOI: 10.85848/EP.2022.17.63.007.
6. George Marin, Boris Osipov, Azat Akhmetshin, Pietro Zunino, Improving the Efficiency of Power Equipment When Burning Hydrogen Fuel // *Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Young Engineers of the Fuel and Energy Complex: Developing the Energy Agenda of the*

Future" (EAF 2021), Advances in Engineering Research, vol. 213, pp 21-26, DOI: 10.2991/aer.k.220308.004 – Web of Science.

7. Yu.I. Soluyanov, A.I. Fedotov, A.R. Akhmetshin, V.I. Soluyanov, Calculation of New Electrical Loads for Public Premises Included in Multi-Apartment Residential Buildings // 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2022, Publisher: IEEE, DOI: 10.1109/REEPE53907.2022.9731455 – Scopus.

8. Moskalenko N., Akhmetshin A., Marin G., Prospects for Improving the Environmental Safety of Heat and Electrical Energy Production // Proceedings - ICOECS 2021: 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems, 2021 pp. 545 – 548, DOI: 10.1109/ICOECS52783.2021.9657161 – Scopus.

9. Soluyanov, Y., Fedotov, A., Soluyanov, V., Akhmetshin, A., The Concept of Optimizing the Economics of Calculating the Electrical Loads of Public Premises of Residential Buildings // Proceedings - ICOECS 2021: 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems, 2021 pp. 176-179, DOI: 10.1109/ICOECS52783.2021.9657450 – Scopus.

10. Soluyanov, Y., Fedotov, A., Akhmetshin, A., Soluyanov, V. The Concept of Optimizing the Efficiency of the Calculation of the Electrical Loads of Kindergartens and Schools // Proceedings of the 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference, USSEC 2021, Novosibirsk, pp. 111-114, DOI: 10.1109/USSEC53120.2021.9655722 – Scopus.

Жилкина Юлия Викторовна – канд. экон. наук, ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

УДК: 338; 658.58

РЕМОНТНАЯ КАМПАНИЯ ПАО «РОССЕТИ» В УСЛОВИЯХ COVID-19

Жилкина Ю.В.

ПАО «Россети»

zhilkina.yulia@gmail.com

Основной задачей ПАО «Россети» является обеспечение надежной работы объектов Единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее ЕНЭС) Российской Федерации и бесперебойного электроснабжения потребителей. Мероприятия по повышению уровня надежности осуществляются в рамках текущей деятельности путем реализации ремонтной программы и в рамках инвестиционной деятельности путем реализации целевых программ и программ повышения надежности. Основные мероприятия, направленные на повышение уровня надежности Общества:

– расширение просек ВЛ до нормативного состояния;

- формирование программ технического обслуживания и ремонта (далее – ТО и Р) с учетом результатов оценки текущего технического состояния оборудования, в том числе выполненной на основании результатов диагностики электросетевого оборудования;
- контроль за качеством выполнения ТО и Р (в том числе выполняемым подрядными организациями);
- организация контроля выполнения мероприятий по результатам расследования технологических нарушений (аварий);
- реализация в запланированные сроки объектов реновации сети и целевых программ повышения надежности (исполнение ИПР) [1-3].

Ремонтная кампания ПАО «ФСК ЕЭС» направлена на осуществление ТО и Р энергообъектов с целью поддержания оборудования подстанций (далее – ПС) и высоковольтных линий электропередачи (далее – ЛЭП) в исправном техническом состоянии, без аварийного прохождения особых периодов и функционирования ЕНЭС в целом.

Проведение своевременного ремонта, а также достоверная оценка технического состояния основного оборудования техническими специалистами предприятий, осуществляющих эксплуатацию объектов ЕНЭС – залог обеспечения надежного качественного и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В условиях COVID-19 были определены основные принципы взаимодействия ПАО «Россети», в том числе филиалов ПАО «Россети», с подрядными организациями, поставщиками оборудования и материалов в условиях установления режима повышенной готовности, введения режима чрезвычайной ситуации с целью обеспечения бесперебойного функционирования электросетевого комплекса, сохранения жизни и здоровья сотрудников в условиях предпринимаемых мер по обеспечению санитарно-эпидемиологического благополучия населения на территории Российской Федерации [4-7].

Несмотря на установление режима повышенной готовности и введение режима чрезвычайной ситуации План по выполнению физических объемов работ на 2020 год по техническому обслуживанию и ремонту ПАО «Россети» по основной номенклатуре работ выполнен на 100%. Кроме основного плана выполнен ряд внеплановых работ в целях выполнения первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению ОЗП 2020-2021 г.г., а также неотложные работы в целях обеспечения надежной работы электросетевых объектов и предупреждения аварийных отключений.

Реализация программ повышения надежности, осуществляемых по инвестиционной деятельности, направлена на выполнение комплекса работ на энергообъектах по их переустройству в целях повышения надежности, технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и окружающей среды, включающих в том числе работы

по замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, с оптимизацией схем и компоновок, внедрением автоматизированных систем управления и контроля.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 05.11.2020 № 973 ПАО «ФСК ЕЭС» выдан паспорт готовности к работе в ОС 2020/2021 гг. с уровнем «готов». Проведены противоаварийные тренировки по вводу ГВО, совместные учения с участием территориальных органов МЧС России, подразделений АО «СО ЕЭС» и органов исполнительной власти [8-10].

В 2020 году была обеспечена безусловная готовность к ликвидации возможных аварийных ситуаций. Сформирован парк резервных источников электроснабжения. Аварийный резерв укомплектован в соответствии с действующими в ПАО «Россети» нормами на 100%.

Снижение аварийности в сетях 110 кВ и выше в сравнении с 2019 годом на 6% свидетельствует об эффективности указанных мероприятий.

Цели и задачи, поставленные перед ПАО «ФСК ЕЭС» по обеспечению надежной и бесперебойной работы объектов электросетевого хозяйства в 2020 году, выполнены.

Ремонтная программа ПАО «Россети» направлена на обеспечение бесперебойной работы электросетевого комплекса в условиях отопительного сезона (далее – ОС), пожароопасного, грозового и паводкового периодов, дополнительных превентивных мер, повышающих защищенность электросетевых объектов от воздействия стихийных явлений, а также дополнительных мероприятий, направленных на повышение надежности работы объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети» по итогам проверки готовности к ОС.

В рамках ремонтной программы ПАО «Россети» в 2020 году выполнены работы по техническому обслуживанию, ремонту оборудования линий электропередач, подстанций, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматизированной системы управления, телемеханики, систем связи, автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии, средств измерений, технологических и административных зданий и сооружений, транспортных средств, в соответствии с утвержденным планом ТО и Р ПАО «Россети».

Значительное влияние на проведение ремонтной кампании 2020 года оказали следующие факторы:

- необходимость завершения основных работ, влияющих на получение паспортов готовности к ОС до 01 октября 2020 года;
- введения режима самоизоляции и ограничений передвижений на территории РФ в связи с распространением коронавирусной инфекции (COVID-19).
- ликвидации последствий паводка в Дальневосточном федеральном округе;

- ликвидация последствий чрезвычайной ситуации в Приморском края, вызванной прохождением комплекса опасных метеорологических явлений.

Основные показатели ремонтной программы ПАО «Россети» 2020 года выполнены в полном объеме. Кроме основного плана выполнен комплекс мероприятий, направленных на повышение надежности электроснабжения объектов электроэнергетики.

Отчетность по выполнению программы ТО и Р по итогам 2020 года в формате сетевой отчетности приведена в таблице 1.

Таблица 1

Аналитическая информация по результатам производственно-хозяйственной деятельности в области ТО и Р, предложения и основные мероприятия, намечаемые в программе следующего года

Наименование работ	Ед. изм.	2018 факт	2019 факт	2020 план	2020 факт	2020%	2021 план
Расчистка трасс ВЛ	га	56 525	55 025	60 039	64 311	107%	63 928
Замена грозотроса	км	1 331	670	788	801	102%	542
Замена изоляторов	шт.	88 099	117 394	123 338	127 649	103%	113 751
Ремонт силовых трансформаторов	шт.	47	54	38	40	105%	43
Ремонт выключателей	шт.	1 774	1 683	1 702	1 708	100%	1 561
Ремонт ОД, КЗ, разъединителей	шт.	3 424	4 814	2 933	2 939	100%	2 710

На протяжении рассматриваемого периода структура затрат на ТО и Р без существенных изменений. Плановые затраты на ТО и Р 2021 года составляют 13 492 млн. рублей, - 1,2% от уровня утвержденных плановых затрат на ТО и Р 2020 года (13 654 млн. рублей).

На протяжении рассматриваемого периода структура затрат на ТО без существенных изменений. Доля затрат на выполнение ТО хозяйственным способом составляет 88-94%, что соответствует основным сценарным условиям планирования и выполнения ТО и Р [11].

Мероприятия по ТО и Р, запланированные в программе 2020 года выполнены в полном объеме. Структура затрат на ТО и Р в 2019-2020 годах не претерпела существенных изменений. В сравнении с 2019 годом затраты на ремонт хозяйственным способом в 2020 г. выросли на 290 млн. руб. (+4%), что обусловлено выполнением дополнительных превентивных мер в условиях подготовки к отопительному сезону, повышающих защищенность электросетевых объектов от воздействия стихийных явлений (пожар, гроза, паводок и т.д.), а также мероприятий, направленных на повышение надежности работы объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети» силами производственного персонала ПАО «Россети».

Учитывая предписания Роспотребнадзора, а также, методических рекомендаций по обеспечению защищенности критически важных объектов в условиях распространения новой коронавирусной инфекции COVID-19 ремонтная кампания выполнена успешно.

Библиографический список

1. Soluyanov Yu.I., Fedotov A.I., Akhmetshin A.R., Soluyanov V.I., Suslov K.V., Khalturin V.A. Results of a Comparative Analysis of the Actual Electrical Loads of Multi-Apartment Residential Buildings in Moscow // 2022 4th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), 2022, Publisher: IEEE, art. no 9974135, DOI: 10.1109/SUMMA57301.2022.9974135 – Scopus
2. Ахметшин А.Р., Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Солуянов В.И. Расчет удельных электрических нагрузок жилых зданий на основании фактических замеров // Вестник МГТУ. 2022. Т. 25, № 4. С. 313-323. DOI: 10.21443/1560-9278-2022-25-4-313-323
3. Marin, G., Osipov, B., Akhmetshin, A. Analysis of the Operation of a Gas Turbine Plant When Burning Hydrogen Fuel // Proceedings - 2022 International Russian Automation Conference, RusAutoCon 2022, 2022, pp. 961-965 doi: 10.1109/RusAutoCon54946.2022.9896214 - Scopus
4. G.E. Marin, B.M. Osipov A.V. Titov A.R.Akhmetshin Simulation of the operation of a gas turbine installation of a thermal power plant with a hydrogen fuel production system // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. pp. 146-158. doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.075 – Scopus
5. Kryukov A., Suslov K., Van Thao L., Hung T.D., Akhmetshin A. Power Flow Modeling of Multi- Circuit Transmission Lines // Energies, 2022, 15, 8249, doi: 10.3390/en15218249 – Scopus
6. Yuri Soluyanov, Azat Akhmetshin, Vladimir Soluyanov Updating the Electrical Loads of Residential Buildings by Introducing a Correction Factor // Publisher: IEEE, 2022, pp. 956 – 960 DOI: 10.1109/RusAutoCon54946.2022.9896332 – Scopus.
7. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. Расчет поправочного коэффициента к нормативным значениям удельных электрических нагрузок многоквартирных жилых домов г. Москвы и Московской области // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2022. №4(24), С. 142-153.
8. Ю.И. Солуянов, А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин, Н.В. Чернова, Анализ фактических электрических нагрузок многоквартирных жилых домов г. Москвы // Промышленная энергетика № 9, 2022, С. 12-19, DOI: 10.34831/EP.2022.82.36.002.
9. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Снижение стоимости подключения к электрическим сетям как фактор развития индивидуального жилищного строительства // Строительная Орбита. 2022. № 4 (222) С.56-58.

10. A.I. Karlina, A.R. Akhmetshin, K.V. Suslov, V.A. Olentsevich, A.V. Sivtsov, Yu.I. Karlina Justification of measures aimed at increasing the capacity of a section of a railway line, taking into account its required electrical capacities // Journal of Physics: Conference Series, , International Conference "High-tech and Innovations in Research and Manufacturing" (HIRM 2021) Volume 2176, art. no. 012041, DOI 10.1088/1742-6596/2176/1/012041 – Scopus.

11. A.R. Akhmetshin, K.V. Suslov, V.A. Olentsevich, V.A. Gladkikh, A.I. Karlina, K.A. Baraboshkin The impact of the passage of long-distance trains on the required electrical capacity of the transport infrastructure facilities of the Eastern polygon of Railways // Journal of Physics: Conference Series, International Conference "High-tech and Innovations in Research and Manufacturing" (HIRM 2021) Volume 2176, art. no. 012038, DOI 10.1088/1742-6596/2176/1/012038 – Scopus.

Жилкина Юлия Викторовна – канд. экон. наук, ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»

УДК 378.147

ДЕЛОВАЯ ИГРА «РОЗНИЧНЫЕ РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ»

Зацаринная Ю.Н., Исаева О.В.

Казанский государственный энергетический университет

waysubbota@gmail.com, isaeva.olga01@mail.ru

Наиболее актуальным вопросом для любого предприятия, будь то малый бизнес в сфере обслуживания или промышленный гигант машиностроения, на сегодняшний момент является уменьшение затрат на производство при тех же или увеличенных объеме и прибыли [1]. Среди ежемесячных трат оплата за потребленную электроэнергию составляет значительную часть. Она складывается из множества параметров. В курсе экономики электроэнергетики уже заложено объяснение ключевых моментов электроэнергетики: генерация, сети, сбыт, потребители и инфраструктурные организации. Опыт образовательных организаций показывает, что использование профессиональных тренажеров в играх с подходящим методическим обеспечением может свободно обучать студентов работе на энергетическом рынке. Это общедоступная программа развития игр-симуляторов как части учебных методов. Основной целью создания учебно-методического комплекса является обеспечение студента всеми материалами, позволяющими изучить работу рынка электроэнергии и мощности самостоятельно в формате игры. Для преобразования теоретического обучения в инновационно-практический формат необходимо использовать различные информационные технологии и моделировать деловые игры. Активизация познавательной деятельности студентов и развитие их творческого мышления и способностей являются эффективным способом обучения, для чего требуется предложить постоянно усложняющиеся проблемно-теоретические и практические задачи.

Необходимо дать студентам возможность свободных поисков и развития своих личностных и профессиональных навыков, которые могут помочь им достичь успеха в своей предстоящей карьере и в жизни в целом. Среди эффективных активных форм и методов обучения, способствующих формированию наиболее важных профессиональных компетенций будущих специалистов, можно отметить проектный метод, публичные выступления, дискуссии, обучение в сотрудничестве, решение проблемных ситуаций, использование профессионально ориентированных видеофильмов, мультимедиа. В России нет образовательной платформы для изучения работы рынков на практике. Однако, опираясь на опыт преподавателя и теоретическую базу, его можно использовать для создания комфортных игр, которые включены в программу подготовки студентов-электроэнергетиков.

Например, для тренировки диспетчеров предприятий электрических сетей и энергосистем применяются специализированные и многофункциональные компьютерные тренажеры

Мы предлагаем моделировать игры «Розничные рынки электроэнергии». В качестве игровой площадки рассматривается розничный рынок.

Большинство стран используют конкурентную рыночную систему как хороший инструмент для повышения энергоэффективности как производителей, так и потребителей. [2]. На оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) продавцами электрической энергии являются генерирующие компании (электростанции). На розничном рынке сбытовые компании могут являться уже и продавцами электроэнергии. Он представляет собой потребителей, покупающих электроэнергию в розницу, чаще всего, взаимодействующих с поставщиками, ставящие перед потребителями обязательства в поставке электроэнергии, или с энергосбытовыми и энергоснабжающими компаниями, сети, которые непосредственно участвуют в механизме оптового рынка, диспетчеров, ответственных за координацию всех процессов, а также поставщиков электроэнергии с небольшой мощностью, которые не участвуют в оптовом рынке. На этих рынках существует ценовая система, которая включает в себя различные виды цен. [3]. А именно: тарифы на электрическую энергию и мощность на оптовом рынке, в том числе, во-первых, тарифы на электрическую энергию и мощность, поставляемые на оптовый рынок субъектами этого рынка – поставщиками электрической энергии и мощности; во-вторых, тарифы на электрическую энергию и мощность для покупателей, действующие в регулируемом секторе оптового рынка; в-третьих, регулируемый предельный тариф, складывающийся в секторе свободной торговли оптового рынка; плата за услуги, например, за передачу электроэнергии, присоединение потребителей; тарифы на тепловую энергию; цена продажи производителями электрической энергии, не поставляемой на оптовый рынок; плата за услуги по организации функционирования и развития Единой энергетической системы Рос-

сии (ЕЭС РФ); тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую рынок потребителей (Рисунок 1). Существуют несколько вариантов тарифов на электроэнергию, которые выбираются в соответствии с ценовой категорией (ЦК). Потребитель сам выбирает, какую ценовую категорию использовать, и это существенно влияет на итоговую стоимость электроэнергии, которую платит потребитель. Ценовые категории – это варианты тарифа для потребителя, раньше их было всего два (одноставочный и двухставочный), однако в настоящее время они преобразованы шесть вариантов.



Рисунок 1 – Конечная цена для потребителя

Стоимость конечной цены зависит от того, в какой ценовой категории находится потребитель. В каждой категории разные факторы влияют на цену, включая стоимость электроэнергии и мощности, закупленных поставщиком на ОРЭМ, а также тариф на передачу. В категориях 5 и 6 потребителям может потребоваться планировать свое потребление электроэнергии на сутки вперед почасово, чтобы получить оптимальную цену.

Игра будет состоять из нескольких этапов. Студенты будут поделены на группы: потребители и регуляторы. Первый этап определение ценовой категории потребителя в зависимости от точки присоединения. Второй этап состоит из процесса смена категорий, в случае, если это выгодно потребителю, и последующего расчета тарифа.

Библиографический список

1. Цифровая трансформация как фактор устойчивого развития строительного комплекса, Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость, №4 (43), Кудрявцева В.А., Никишина О.В., 2022.
2. Рынок электроэнергии и мощности [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения 12.11.2022).
3. Оптовый рынок электроэнергии (мощности) региона: проблемы, риски и перспективы развития // Вестник МГТУ, том 14, №1, Кузнецова Е.С., Гафуров А.Р., Москва, 2011. - С.52-55

MICRO GRIDS И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ИЗМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

Зацаринная Ю.Н., Курилов С.С., Ковалев Г.С.

Казанский государственный энергетический университет

Казанский (приволжский) федеральный университет

zac_jul@mail.ru

MICRO GRIDS, являющиеся на сегодняшний день глобальным трендом, – один из возможных способов перехода от традиционной централизованной организации энергосистемы Российской Федерации к новым технологиям и практикам применения автономных индивидуальных электростанций.

Тенденция в мире такова, что на данный момент большинство развитых стран в последнее время активно начали развивать и переходить на децентрализованную модель энергетики, основанной, в основном, на распределенной генерации [1]. Данная модель подразумевает применение, как возобновляемых источников (солнце, ветер), так и традиционного вида топлива, природного газа (микротурбинные и малые газотурбинные, газопоршневые установки). Несомненно, данный тренд не оставит в стороне и России. При переходе на данную модель можно выделить три основных сценария, которые и определяют судьбу энергетической политики страны в будущем. Данные сценарии можно описать, как негативный, консервативный и позитивный.

Рассмотрим каждый из возможных сценариев и их последствия подробнее.

Негативный сценарий подразумевает, что распределенная генерация просто не найдет свое место в России. На сегодняшний день её доля составляет всего лишь 5-10%, что в 2-3 раза меньше, чем у развитых стран. И все это на фоне того, что сейчас наблюдается повышение интереса в строительстве данных объектов. Однако их мощности не найдут должного места в перспективном развитии энергетической системы страны. К тому же при внедрении данного метода в действующую систему могут возникнуть проблемы технического характера: нехватка оборудования, понижение качества электроэнергии, а также сложности, которые могут возникнуть у оперативно-диспетчерского персонала. Так же стоит отметить тот фактор, что модернизация действующих станций или строительство более крупных объектов будет приоритетнее в данном сценарии, нежели строительство проектов на основе распределенной генерации [2]. Отсутствие интересов у государства, нехватка инвестиций и субсидий, ориентированность на старые технологии и неприятие новых, отсутствие технического регулирования на законодательном уровне, совокупность всех вышеперечисленных факторов приведет

к тому, что распределенная генерация, как новый тренд, попросту не приживется в России.

Что же касается консервативного подхода, то здесь не все так однозначно. Данный сценарий предусматривает совокупность как развития централизованного электроснабжения, так и поддержку распределенной генерации. Данная модель наиболее реалистичная, поскольку рынок не готов к масштабной переделке. Для осуществления данного сценария необходимо интегрировать децентрализованные части в централизованную систему, обеспечивая надежное функционирование в едином целом. Данный подход выгоден, как для централизованных систем, за счёт резервирования мощностей за счёт распределенных источников, так и для предприятий, имеющих эти самые источники, так как последние смогут получать прибыль за продажу излишек. Данный сценарий привлечет инвестиции, направленные на увеличение установок по распределенной генерации, но все же основной вектор развития энергетической политики страны будет направлен на традиционные крупные электростанции.

Позитивный сценарий благоприятнее всех скажется на развитии распределенной генерации в России. Перед страной встанет вопрос – либо модернизировать и реконструировать действующие крупные станции, что сильно ударит по бюджету страны, либо взять курс на развитие распределенной генерации, снизив затраты на переделку действующих станций. Данный сценарий позволит снизить затраты, как на развитие сетевого комплекса, так и на действующие станции. Также распределенная энергетика поспособствует регулированию цен на электроэнергию, за счёт выбора поставщика, повышению энергоэффективности и в целом будет соответствовать «зеленой энергетике» за счёт использования станций, основанных на ВИЭ. Выбранный вектор развития по распределенной генерации позволит привлечь новый инвестиционный поток, что благотворно скажется на строительстве новых объектов генерации, а также электрифицировать удаленные объекты, к которым невозможно протянуть ЛЭП.

Таким образом, были проанализированы и описаны три сценария развития распределенной генерации в России. На данный момент курс развития энергетического комплекса представлен в докладе «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года», где внимание направлено на поэтапный переход на «зеленую энергетiku». Поэтому можно предположить, что Россия пойдет по консервативному или позитивному сценарию развития. На сегодняшний день развитие энергетического комплекса Российской Федерации определяется рядом действующих нормативно-правовых актов – это Федеральные законы №35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике» и № 190-ФЗ от 27 июля 2010 г. «О теплоснабжении», распоряжение Правительства РФ №1-р от 8 января 2009 г., постановление Правительства РФ № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнер-

гетики» от 17 октября 2009 г., а также генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и энергетическая стратегия России на период до 2030 г. и ряд других [3]. Несмотря на это для осуществления сценариев развития энергетического комплекса РФ, учитывающих применение объектов распределенной генерации в том числе и от ВИЭ, действующих на данный момент нормативно-правовых актов недостаточно. Возникает необходимость создания новых нормативно-правовых документов и принятие ряда мер, учитывающих особенности каждого из предложенных нами сценариев развития распределенной генерации.

Так, негативный сценарий развития предполагает незаинтересованность в объектах распределенной генерации, как крупных потребителей, так и государства в целом, из-за сложностей и барьеров, в том числе и технического характера, возникающих в процессе их реализации. В виду этого, необходимо на законодательном уровне предпринять ряд мер с целью увеличения привлекательности и доступности данных технологий для крупных потребителей. А именно:

- 1) Проводить сравнительный анализ проектов по модернизации и строительству объектов традиционной крупной энергетики с альтернативой в форме развития малых распределенных источников электроэнергии и интегрировать соответствующие проекты в механизмы оптового рынка электроэнергии и мощности, тем самым повысить информированность и заинтересованность потребителей в объектах РГ;

- 2) Уменьшить таможенные пошлины на зарубежное оборудование, необходимое для строительства новых объектов распределенной генерации;

- 3) Стимулировать инвестиции не только на создание рынка отечественных технологий распределенной генерации, но и в научные исследования и разработки в этой области. Для этого необходимо:

- 4) Изучить зарубежный опыт в области развития распределенной когенерации и разработать собственную стратегию развития данной области, соответствующую условиям РФ. Предпринять меры экономического стимулирования, направленные на развитие когенерации и тригенерации. Не финансировать проекты строительства котельных, направленных на получение только тепловой энергии путем прямого сжигания топлива. По возможности модернизировать старые котельные.

Проведение вышеперечисленных мер позволит осуществить политику развития инновационных технологий малой распределенной энергетики учитывая интересы в первую очередь отечественных производителей. Для дальнейшего развития распределенной генерации в условиях РФ при консервативном сценарии её развития необходимо принятие новых нормативно-правовых документов, определяющих единое скоординированное развитие централизованной и малой распределенной электроэнергетики России, а именно:

1) Ввести в основное законодательство РФ терминологию и определения малой распределенной энергетики;

2) Разработать и принять ряд соответствующих нормативно-правовых актов для присоединения объектов РГ к действующим сетям, снимающие существующие барьеры и ограничения, проявляющиеся при строительстве новых объектов РГ, путем упрощения процесса ввода в эксплуатацию потребителями собственной генерации [4]. Обеспечить её параллельную работу с централизованной сетью;

3) В части формирования механизмов ценообразования на услуги по выдаче и продаже излишков электроэнергии в централизованную сеть объектами РГ необходимо внести поправки в утвержденные Постановлением Правительства РФ № 109 от 26 февраля 2004 г. «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и утвержденные Постановлением Правительства РФ № 861 от 27 декабря 2004 г. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг»;

4) В части формирования условий снабжения газом объектов малой генерации потребуются изменения в Постановлении Правительства Российской Федерации № 1021 от 29 декабря 2000 года «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации», а так же в «Правила поставки газа в Российской Федерации», утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации № 162 от 5 февраля 1998 г., направленные на создание механизмов, обеспечивающих возможность для инвесторов заключать долгосрочные договоры на поставку газа для реализации проектов РГ.

Помимо разработки и утверждения вышеперечисленных нормативно-правовых документов, необходимо принять меры по техническому регулированию и экономическому стимулированию выдачи в сеть избыточной электроэнергии, вырабатываемой потребителями, имеющими собственные источники генерации в том числе на основе ВИЭ, вторичных энергоресурсов или ископаемого топлива в режиме когенерации и тригенерации, в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также стимулировать покупку энергосбытовыми компаниями этой электроэнергии по цене не ниже покупки потребителем из сети;

В случае развития распределенной генерации по позитивному сценарию в дополнение к вышеизложенным необходимо принять следующие меры:

1) Рассмотреть вопросы снятия препятствий и ограничений, затрудняющих развитие малой распределенной энергетики и когенерации. В особенности снять запрет на совмещение деятельности по передаче и производству электроэнергии на объектах РГ мощностью до 25 МВт, для энергоснабжения удаленных потребителей за счет строительства в непосредственной близости от них этих самых объектов;

2) Разрешить объектам малой генерации мощностью 25 МВт работать на розничном рынке электроэнергии, а также снять ограничения по обязательной работе на оптовом рынке электроэнергии генерирующих установок мощностью 25 МВт и выше, внесением поправок в п.5. статьи 36 ФЗ № 35 «Об электроэнергетике», тем самым предоставляя право самостоятельного выбора работы либо на оптовом, либо на розничном рынках;

3) Ввести понятие муниципальной схемы электроснабжения и установить на законодательном уровне обязательность их разработки с учетом развития распределенной и возобновляемой энергетики и когенерации, путем внесения поправок в постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Библиографический список

1. Бушуев В. В., Троицкий А.А. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года и реальная жизнь. Что дальше? // Теплоэнергетика. - 2007. – № 1. – С. 2-8.

2. Мониторинг глобальных технологических трендов: фундамент технологического Форсайта в России URL: https://issek.hse.ru/data/2017/05/17/1172176935/29_02_16%20presentationTASS.pdf (дата обращения: 15.03.2021).

3. Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. Россия на глобальном рынке // ВР URL: <http://oilgascom.com/prognoz-razvitiya-mirovoj-energetiki/> (дата обращения 11.03.2021).

4. Зацаринная Ю.Н. Применение динамических компенсаторов искажений напряжения для повышения надежности системы электроснабжения (научная статья) / Ю.Н. Зацаринная, С.М. Маргулис, Е.А. Федотов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10. №1(37). С. 55-63

5. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Гнатюк С.Л. Имитационное моделирование мультиэнергетических систем. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2022. С. 74-80.

Ковалев Г.С., обучающийся, гр 06-152 КФУ; Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭС КГЭУ; Курилов С.С., аспирант гр СЭма-1-22

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Ибатуллин Э.Э.

Казанский Государственный Энергетический Университетibatullinedick@yandex.ru

Электроснабжение потребителей на промышленных объектах в основном осуществляется через одно- и двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Удовлетворяют основным принципам построения рациональных схем электроснабжения двухтрансформаторные подстанции с двумя питающими линиями и с применением секционирования на вторичном напряжении. Параллельная работа трансформаторов является предпочтительной в экономическом плане. Но в большинстве случаев, трансформаторы работают раздельно. Так же на однитрансформаторных подстанциях используют резервирование электроснабжения при помощи перемычек между соседними трансформаторными подстанциями, выполненные шинопроводами, либо кабелем. [2]

На рисунке 1 изображены примеры основных схем электроснабжения с одно-, двухтрансформаторными подстанциями.

Передача электроэнергии неизбежно сопровождается потерями в трансформаторах и кабельных линиях. Данные потери необходимо перекрыть соответствующим увеличением мощности источников питания, что, повышает сумму капиталовложений на сооружение энергосистемы. Кроме того, потери мощности и энергии вызывают дополнительные затраты топлива на электростанциях, тем самым повышая стоимость единицы электроэнергии. Поэтому как при проектировании, так и в эксплуатации необходимо стремиться к снижению этих потерь во всех элементах электрической сети [3].

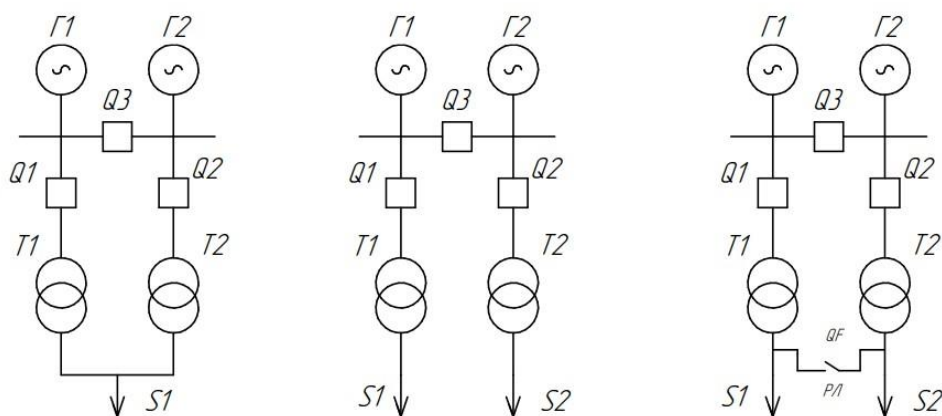


Рисунок 1 – Схемы электроснабжения подстанций

- а) параллельная работа трансформаторов; б) раздельная работа трансформаторов;
в) однитрансформаторная подстанции с резервной линией на вторичном напряжении

На промышленных объектах, работающих в одну или две смены, цеховые трансформаторы, зачастую, имеют низкий коэффициент загрузки, что влечет за собой увеличение потерь электроэнергии в самих трансформаторах. Важным мероприятием для снижения потерь электроэнергии, а также для повышения коэффициента мощности ($\cos\phi$), является оптимальное своевременное отключение трансформаторов при снижении их нагрузок и включении трансформаторов при росте нагрузок. Данное мероприятие позволит сократить потери электроэнергии на предприятии в такие моменты как: реконструкция производственных установок, уменьшение поставок сырья, трудности с реализацией продукции. [1]

На рисунке 2 представлена схема электроснабжения корпуса № 3 завода химического машиностроения.

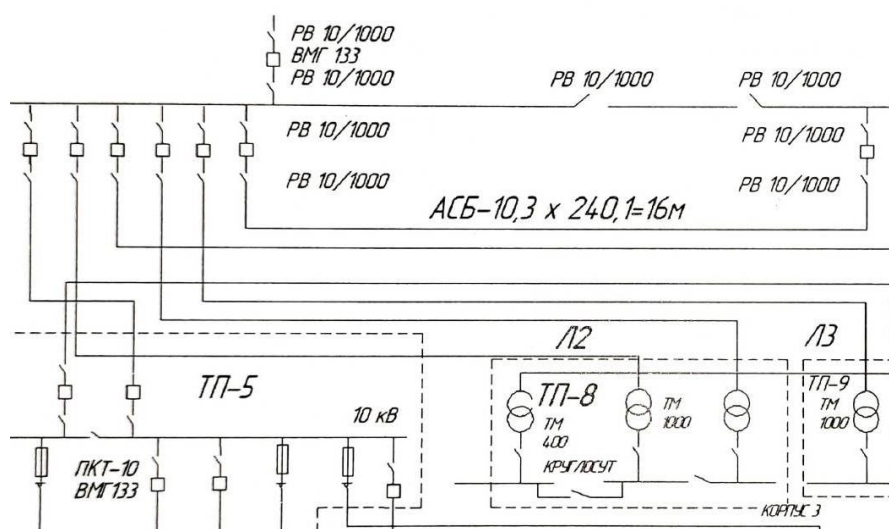


Рисунок 2 – Схема электроснабжения корпуса №3

Корпус №3 имеет 3 трансформатора ТМ1000 и один трансформатор ТМ400.

На рисунке 3 представлены кривые суммарных потерь мощности в трансформаторах для определения их экономически целесообразного режима работы для корпуса №3 завода химического машиностроения.

Приведенные потери мощности для построения этих кривых определяются по выражению (1):

$$\Delta P_{\text{сум}} = n \cdot (\Delta P_x + k_z \cdot Q_x) + \frac{1}{n} \cdot (\Delta P_{\text{кз}} + k_z \cdot Q_{\text{кз}}) \cdot k_{\text{нг}}. \quad (1)$$

Для построения кривых необходимы следующие каталожные и расчетные данные трансформаторов (на примере цеха №3 завода химического машиностроения):

Трансформатор ТМ-1000/10:

$$\Delta P_x = 2,45 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{кз}} = 11,6 \text{ кВт}, \Delta I_x = 1,4 \%, U_k = 5,5\%, Q_x = 14 \text{ кВар}, \Delta Q_{\text{кз}} = 55 \text{ кВар}.$$

Трансформатор ТМ-400/10:

$$\Delta P_x = 0,95 \text{ кВт}, \Delta P_{кз} = 5,9 \text{ кВт}, \Delta I_x = 2,1 \%, U_k = 4,5\%, Q_x = 8,4 \text{ кВар}, \Delta Q_{кз} = 18 \text{ кВар}.$$

Для построения кривых потерь имеет значение правильный выбор коэффициента нагрузки для каждого трансформатора. Порядок расчета кривых, следующий:

1) Складываются номинальные мощности трансформаторов $\sum S_H = 3 \cdot 1000 + 400 = 3400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

2) Задаются значения коэффициента нагрузки (0,1; 0,2; 0,3; 0,4 и т.д.). Для принятых $k_{нг}$ определяются соответствующие им нагрузки: $k_{нг} \cdot \sum S_H$ (0,1×3400=340 кВА, 0,2×3400=680 кВА и т.д.).

Полученные значения мощности делятся на номинальные мощности каждого трансформатора и находятся коэффициенты нагрузки, которые подставляются в уравнение приведенных потерь (1).

Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета мощности

Формулы для расчета	Результаты расчетов.				
400 кВ·А $k_{нг}$	0	0,26	0,52	0,77	1,03
S , кВ·А	0,4	104	208	308	412
$\Delta P_{сум}$ кВт	2,2	3,5	4,5	7,3	11,3
1000·3 $k_{нг}$	0	0,3	0,6	0,9	1,2
S кВ·А	42	900	1800	2700	3600
$\Delta P_{сум}$ кВт	13,6	19,0	35,0	61,9	99,4
1000·3 + 400 $k_{нг}$	0	0,1	0,2	0,5	0,8
S кВ·А	50	340	680	1700	2720
$\Delta P_{сум}$ кВт	15,9	16,5	18,6	32,9	59,2

По результатам расчета строятся кривые приведенных потерь мощности в зависимости от нагрузки (рис. 3).

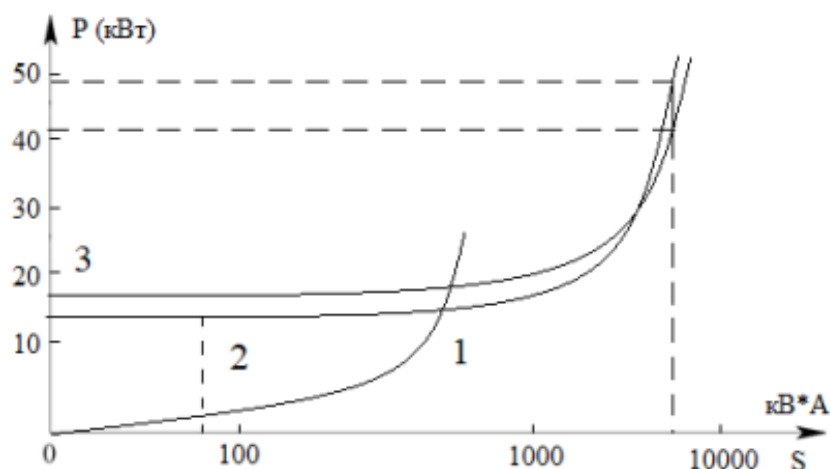


Рисунок 3 – Кривые приведенных потерь мощности:

- 1) для трансформатора 400 кВА; 2) для 3-х трансформаторов 1000кВА;
- 3) для трех трансформаторов 1000 кВА и одного 400 кВА

Из результатов расчетов и построенных графиков видно, что с точки зрения максимального сокращения потерь в трансформаторах целесообразно установить следующие экономичные режимы работы подстанций: при нагрузке от 0 до 3900 кВА в работу включается трансформатор 400 кВА; при нагрузке от 390 до 1100 кВА трансформатор 400 кВА выводится из работы и включается три трансформатора 1000 кВА; при увеличении нагрузки выше 1100 кВА целесообразна работа всех трех трансформаторов.

Таким образом, анализ этих кривых показывает, что при режимах работы цехов в одну или две смены, когда в нерабочий период суток происходит спад нагрузки, наиболее экономично отключать трансформаторы с маленьким коэффициентом загрузки. Данный метод позволяет сократить потери электроэнергии в системах электроснабжения промышленных объектов.

Библиографический список

1. Оптимизация схем электроснабжения промышленных предприятий, Монография. Грачева Е.И., Синюкова Т.В., Табачникова Т.В. 2022. - 165 с.
2. Выбор рациональных режимов работы силовых трансформаторов по условию минимума потерь активной мощности, Трушников А.Л., Радкевич В.Н. Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого: 2006. - 3 с.
3. Оптимальный режим работы цеховых трансформаторов, Грачева Е.И., Игнатьева С.Б., Вестник Казанского государственного энергетического университета: 2015. - 4 с.

Ибатуллин Эдуард Эльсович - аспирант Казанского Государственного Энергетического Университета

УКД 621.3.051.024

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ БАЛАНСА МОЩНОСТИ В МНОГОТЕРМИНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Ибрагим М., Пантелеев В.И.

Сибирский федеральный университет

ibrahimmaisam150@gmail.com

Преимущества многотерминальных систем передачи электроэнергии постоянного тока (далее – МППТ) состоят в более низких потерях при передаче, обеспечиваемой гибкости управления, возможности подключения асинхронных сетей и в простоте включения новых терминалов ПИН-ВППТ в уже существующую систему МППТ [1]. Стабилизация напряжения постоянного тока необходима для обеспечения надежной и стабильной работы

системы МППТ [2]. На рисунке 1,а показана схема управления стабилизацией напряжения постоянного тока, на рисунке 1,б показана характеристика $U(P)$.

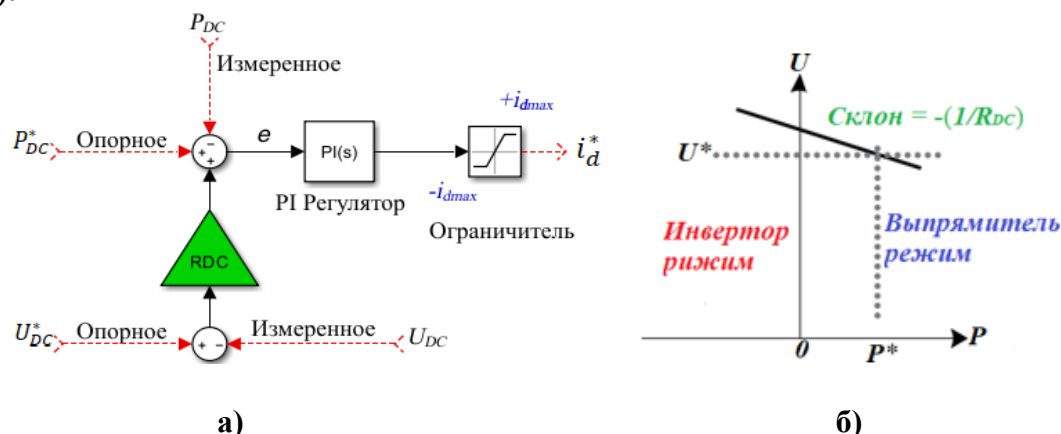


Рисунок 1 – а) Схема управления стабилизацией напряжения постоянного тока;
б) Характеристика $U(P)$

На рисунке 1,а сигнал ошибки в установившемся режиме определяется выражением:

$$e = (P_{DC}^* - P_{DC}) + R_{DC}(U_{DC}^* - U_{DC}) = 0,$$

где R_{DC} – коэффициент усиления напряжения постоянного тока и имеет единицу измерения МВт/кВ; P_{DC}^* – опорная мощность; U_{DC}^* – опорное напряжение; P_{DC} – измеренная мощность; U_{DC} – измеренное напряжение.

Сопротивление линии постоянного тока оказывает влияние на распределение баланса мощности в МППТ с управлением в режиме стабилизации напряжения [3]. Выбранные коэффициенты усиления напряжения постоянного тока R_{DC} также определяют степень влияния изменений напряжения на шине постоянного тока на распределение баланса мощности [4].

Целью данной работы является исследование влияния сопротивления линии постоянного тока на распределение баланса мощности в системе МППТ при стабилизации напряжения постоянного тока.

На рисунке 2 показана система МППТ, используемая при моделировании. Значения символов, используемых на рисунке 2: U_N – номинальное напряжение сети постоянного тока, кВ; P_N – номинальная мощность терминала i , МВт; l_{ij} – длина ЛЭП постоянного тока между терминалами i и j км; ρ_{DC} – константа снижения напряжения постоянного тока терминала i .

Константа снижения напряжения постоянного тока ρ_{DC} и коэффициент усиления напряжения постоянного тока R_{DC} связаны друг с другом соотношением:

$$R_{DC} = \frac{P_N}{U_N \rho_{DC}}.$$

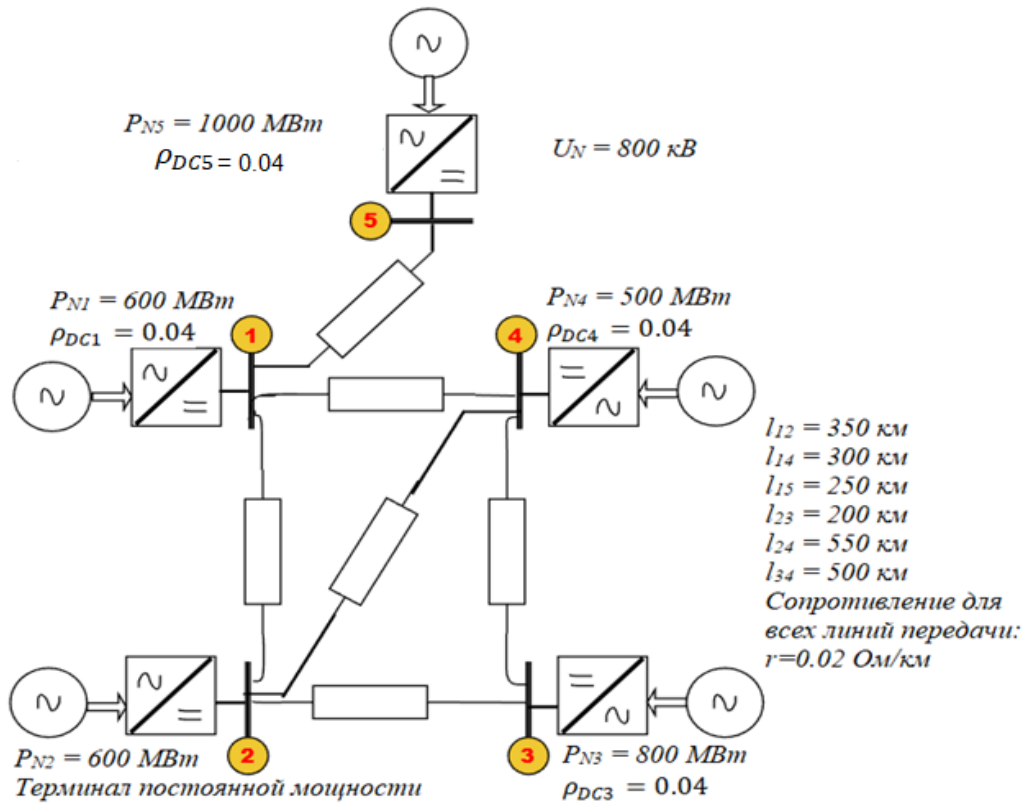


Рисунок 2 – Система МППТ, используемая при моделировании

Потоком мощности можно управлять через терминал постоянного тока либо путем изменения опорной мощности P_{DC}^* , либо путем изменения опорного напряжения постоянного тока U_{DC}^* . Оценим влияние изменения опорной мощности P_{DC}^* , предполагая, что опорное напряжение постоянного тока U_{DC}^* остается фиксированным. Когда опорная мощность одного терминала изменяется на ΔP_{DC}^* , поток мощности через каждый терминал в системе постоянного тока изменится на ΔP_{DC} .

Математическая модель для идеальной системы постоянного тока, которая определяет изменение мощности (распределение баланса мощности) на терминалах, задается в матричной форме следующим образом:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{DC,1} \\ \vdots \\ \Delta P_{DC,j} \\ \vdots \\ \Delta P_{DC,n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - \frac{R_{DC,1}}{R_{DC,итог}} & \dots & -\frac{R_{DC,1}}{R_{DC,итог}} & \dots & -\frac{R_{DC,1}}{R_{DC,итог}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\frac{R_{DC,j}}{R_{DC,итог}} & \dots & 1 - \frac{R_{DC,j}}{R_{DC,итог}} & \dots & -\frac{R_{DC,j}}{R_{DC,итог}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\frac{R_{DC,n}}{R_{DC,итог}} & \dots & -\frac{R_{DC,n}}{R_{DC,итог}} & \dots & 1 - \frac{R_{DC,n}}{R_{DC,итог}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{DC,1}^* \\ \vdots \\ \Delta P_{DC,j}^* \\ \vdots \\ \Delta P_{DC,n}^* \end{bmatrix},$$

где $\Delta P_{DC,j}$ – изменение мощности на терминале j ; $R_{DC,итог}$ – итоговый коэффициент усиления напряжения постоянного тока терминалах; $\Delta P_{DC,j}^*$ – изменение опорной мощности терминала j .

Изменение напряжения в этой модели определяется выражением:

$$\Delta U_{DC} = \Delta U_{DC,i} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{DC,i}^*}{\sum_{i=1}^n R_{DC,i}} = \frac{\sum_{i=0}^n \Delta P_{DC,i}^*}{R_{DC,итог}},$$

где n – количество терминалов; $\Delta P_{DC,i}^*$ – изменение опорной мощности терминала i ; $\Delta P_{DC,i}^*$ – изменение опорной мощности терминала i .

Математическая модель для неидеальной системы постоянного тока, которая определяет распределение баланса мощности на терминалах, задается следующим образом (жирная линия означает матрицу):

$$\Delta P_{DC} = J_{DC} [J_{DC} + \text{diag}(R_{DC})]^{-1} \Delta P_{DC}^*,$$

где ΔP_{DC} – матрица изменения мощности; $\text{diag}(R_{DC})$ – диагональная матрица коэффициентов усиления напряжения постоянного тока; J_{DC} – матрица Якобиан, определяется выражением:

$$J_{DC} = \frac{\partial P_{DC}}{\partial U_{DC}} = \text{diag}(U_{DC}) Y_{DC} + \text{diag}(Y_{DC} U_{DC}),$$

где P_{DC} – матрица потока мощности терминалов; U_{DC} – матрица узлового напряжения; Y_{DC} – матрица полной проводимости системы.

Изменения напряжения в этой модели определяется выражением:

$$\Delta U_{DC} = J_{DC}^{-1}.$$

Результаты моделирования представлены в табл. 1-6.

Таблица 1

Результаты моделирования системы МППТ (рисунок 2)

Терминал №	1	2	3	4	5
P_{DC} (МВт)	400,2	-400	514,4	300,4	-799,7
U_{DC} (кВ)	792,7	794,7	798,9	796,9	782

Таблица 2

Результаты моделирования для $\Delta P_{DC,2}^* = -50$ МВт

Терминал №	U_{DC} (кВ)	P_{DC} (МВт)	ΔU_{DC} (кВ)	ΔP_{DC} (МВт)	$P_{DC,N}$ (МВт)	$\Delta P_{DC}/P_{DC,N}$
1	792	410	-0,7	9,8	600	0,01634
2	793,9	-450	-0,8	-50	600	-0,08334
3	798,3	531,7	-0,6	17,3	800	0,021623
4	796,5	310,2	-0,4	9,8	500	0,01960
5	781,9	-786,9	-0,1	12,8	1000	0,01280

Таблица 3

Сравнение изменений в установившемся режиме по идеальной математической модели с результатами моделирования в Matlab/Simulink

Терминал №	Изменения по идеальной математической модели		Результаты моделирования в Matlab/Simulink		Ошибки оценки	
	$\Delta U_{DC}(кВ)$	$\Delta P_{DC}(МВт)$	$\Delta U_{DC}(кВ)$	$\Delta P_{DC}(МВт)$	$\Delta U_{DC}(\%)$	$\Delta P_{DC}(\%)$
1	-0,5517	10,345	-0,7	9,8	-21,18	5,56
2	-0,5517	-50,000	-0,8	-50	-31,03	0,00
3	-0,5517	13,790	-0,6	17,3	-8,05	-20,28
4	-0,5517	8,620	-0,4	9,8	37,92	-12,04
5	-0,5517	17,240	-0,1	12,8	451,7	34,68

Таблица 4

Сравнение изменений в установившемся режиме по неидеальной математической модели с результатами моделирования в Matlab/Simulink

Терминал №	Изменения по неидеальной математической модели		Результаты моделирования в Matlab/Simulink		Ошибки оценки	
	$\Delta U_{DC}(кВ)$	$\Delta P_{DC}(МВт)$	$\Delta U_{DC}(кВ)$	$\Delta P_{DC}(МВт)$	$\Delta U_{DC}(\%)$	$\Delta P_{DC}(\%)$
1	-0,5116	9,580	-0,7	9,8	-26,91	-2,24
2	-0,8640	-50,00	-0,8	-50	8,00	0,00
3	-0,6615	16,515	-0,6	17,3	10,25	-4,53
4	-0,5789	9,035	-0,4	9,7	44,72	-6,88
5	-0,3693	11,520	-0,1	12,8	269,3	-10

Таблица 5

Влияние коэффициента усиления напряжения постоянного тока R_{DC} на распределение баланса мощности для $\Delta P_{DC}^* = [0 \ 100 \ 0 \ 0 \ 0]$ МВт

Терминал №	$\Delta P_{DC}(МВт)$				
	Изменения по идеальной математической модели		Результаты моделирования в Matlab/Simulink		
	Для всех значений R_{DC}		$0.5R_{DC}$	$1R_{DC}$	$2R_{DC}$
1	-20,69		-19,8	-21,4	-22,4
2	100		100	100	100
3	-27,58		-31,1	-34,4	-38,9
4	-17,24		-17,3	-18,4	-20,2
5	-34,48		-30,8	-25	-17,8

Таблица 6

**Результаты моделирования по определению влияния длины ЛЭП,
 $\Delta P_{DC,2}^* = 100$ МВт**

Терминал №	ΔP_{DC} (МВт)			
	Изменения по идеальной математической модели	Результаты моделирования в Matlab/Simulink		
		$l_{15} = 50$ км	$l_{15} = 100$ км	$l_{15} = 250$ км
1	-20,69	35,10	20,00	-21,40
2	100,00	100,00	100,00	100,00
3	-27,58	14,90	1,700	-34,40
4	-17,24	17,20	7,100	-18,40
5	-34,48	-173,00	-132,40	-25,00

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

На распределение потока мощности после изменения опорной мощности терминала влияют:

- топология системы постоянного тока и сопротивления линий;
- значение коэффициента усиления напряжения постоянного тока терминалов, работающих в режиме стабилизации напряжения постоянного тока;
- место возникновения дефицита / избытка мощности.

Сравнение результатов, представленных в табл. 3–4, показывает, что неидеальная математическая модель распределения баланса мощности приводит к меньшему количеству ошибок по сравнению с идеальной математической моделью. Это было подтверждено сравнением результатов математических моделей с результатами моделирования в Matlab/Simulink.

Результаты, приведенные в табл. 5, показывают, что большие значения коэффициента усиления постоянного напряжения увеличивают влияние топологии системы постоянного тока на распределение баланса мощности.

Результаты, приведенные в табл. 6, показывают, что терминалы ПИН-ВППТ более сильно реагируют на требования баланса мощности, возникающие на более близких расстояниях.

Библиографический список

1. Сулова О.В. Тенденции развития и применения технологий передачи электроэнергии постоянным током: мировой и отечественный опыт. Энергоэксперт. – 2019. №4 (72). 32-42 с.
2. Power sharing control strategy of multiterminal VSC-HVDC transmission systems utilizing adaptive voltage droop, jornal IEEE Trans. Sustain. Energy, Abdelwahed M.A., El-Saadany E.F., 2017. №2 (8), 605-615 с.
3. Adaptive droop for control of multiterminal dc bus integrating energystorage, research article, jornal IEEE Trans. Power Del, Gavriluta C., Candela J.I., Rocabert J., Luna A., Rodriguez P., 2015. №1 (30). 16-24 с.
4. DC voltage droop control design for multiterminal HVDC systems considering AC and DC grid dynamics, research article, jornal IEEE Trans. Power

Del, Prieto-Araujo E., Egea-Alvarez A., Fekriasl S., Gomis-Bellmunt O., 2016. №2 (31). 575-585 с.

Ибрагим М., аспирант гр. А21-13_051402Д; Пантелеев В.И., д-р техн. наук, заведующий кафедрой электроэнергетики Сибирского федерального университета

УДК 621.321

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЯ
ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
(НА ПРИМЕРЕ ЕДИНОГО ЧАСОВОГО ПОЯСА КНР)**

Игнатьева Ю.С., Батоболотова Т.Б., Шушпанов И.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

yulia_ignatieva@mail.ru btuyana00@mail.ru

Фотоэлектрические преобразователи (далее – ФЭП) привлекают всё больше потребителей, так как являются доступным источником электрической энергии. Целесообразность использования ФЭП во многом зависит от региона установки, его климатических особенностей и графика нагрузок потребителя.

Как известно, в КНР действует единый часовой пояс, что характеризуется тем, что в то время, как на востоке население с рассветом отправляется на рабочую смену, жители западной части страны начинают свой день в сумраке. Это создаёт нам уникальную почву для анализа: график нагрузок во всех частях страны имеет общее время пика нагрузок, однако интенсивность солнечной радиации по всей стране отличается.

Выбраны три города с разными климатическими показателями и примерно одинаковым населением: Пекин, Синьцзян и Чэнду. Параметры рассматриваются для 15 января 2022 г, дня середины зимнего периода, и 20 июня 2022 г, дня с максимальными значениями летнего периода.

Параметры солнечной радиации взяты с сайта Национального управления по авиации и исследованию космического пространства (NASA) [1]. Температурные показатели рассматриваемых городов представлены в таблицах 1-2 [2].

Таблица 1

Параметры солнечной радиации рассматриваемых городов КНР

Место расположения	Дата	Солнечное излучение, Вт/м ²	Косинус зенитного угла
Пекин	15.01.2022	177,97	0,387
	20.06.2022	485,05	0,747
Синьцзян	15.01.2022	149,86	0,339
	20.06.2022	485,74	0,729
Чэнду	15.01.2022	242,38	0,491
	20.06.2022	477,52	0,774

Таблица 2

Температурные показатели рассматриваемых городов КНР

Пекин					
Дата	Время	Т а, °С	Т р, °С	ρ, %	V ш, м/с
15.01.2022	08:00	-7	-12	62	3,3
	12:00	-2	-2	17	6
	18:00	-1	-6	14	4,4
20.06.2022	08:00	24	25	83	1
	12:00	31	34	54	1,8
	18:00	35	37	39	3,1
Синьцзян					
Дата	Время	Т а, °С	Т р, °С	ρ, %	V ш, м/с
15.01.2022	08:00	-8	-16	54	5,5
	12:00	-5	-13	46	8
	18:00	-3	-10	51	7,4
20.06.2022	08:00	19	19	58	1,8
	12:00	25	25	28	2
	18:00	28	28	21	3
Чэнду					
Дата	Время	Т а, °С	Т р, °С	ρ, %	V ш, м/с
15.01.2022	08:00	-8	-16	54	5,5
	12:00	-5	-13	46	8
	18:00	-3	-10	51	7,4
20.06.2022	08:00	19	19	58	1,8
	12:00	25	25	28	2
	18:00	28	28	21	3

История замеров на ресурсе ведется с 1984 года и, по мнению независимых экспертов, является самой достоверной в мире. Результаты представлены в таблице 4.

В городах с высокой степенью запыленности поверхность солнечной панели нужно будет чистить чаще, что приведет к увеличению эксплуатационных расходов.

Коэффициент загрязнения солнечной панели в среднем составляет 0,95-0,97 о.е. Полностью чистая панель имеет коэффициент 1.

На степень запыленности воздуха влияют многие факторы: промышленные и транспортные выбросы, население, климатические факторы и др.

По данным Китайского национального центра мониторинга окружающей среды Главным загрязнителем воздуха в Китае является РМ_{2,5}. Твердые частицы (ТЧ) представляют собой смесь твердых и жидких частиц, взвешенных в воздухе. Они подразделяются на грубые, тонкие и ультратонкие. Крупные частицы имеют диаметр от 2,5 микрометров до 10 микрометров (примерно в 25-100 раз тоньше человеческого волоса), они относительно тяжелее и поэтому склонны к оседанию. Пыль, споры и пыльца являются некоторыми примерами. РМ_{2,5} относится к частицам диаметром менее 2,5 микрометров (более чем в 100 раз тоньше человеческого волоса) и дольше остаются во взвешенном состоянии [3, 4].

Таблица 5

Область	Коэффициент загрязнения фотоэлектрического преобразователя
Пекин	0,9
Синьцзян	0,97
Чэнду	0,97

Важнейшим параметром мощности солнечной батареи, влияющим на напряжение, является температура панели в момент работы. Панель нельзя перегревать или переохлаждать, так как кремниевые пластины теряют свою эффективность в критических погодных условиях [5].

$$T_{pv}(t) = T_a(t) + \frac{\bar{I}_A(t)}{k_o + k_1 \cdot V_W(t)}$$

куда $T_a(t)$ – температура окружающей среды, °C (табл. 2); $\bar{I}_A(t)$ – суммарная солнечная радиация, поступающая на поверхность панели, Вт/м² (таблица 5); k_o, k_1 – коэффициенты корреляции Келя, $k_o=30,02$, $k_1=6,28$; $V_W(t)$ – скорость ветра, м/с (табл. 2-4).

Расчет КПД солнечной панели в текущих условиях:

$$\eta(t) = \bar{\eta} \cdot [1 + \beta(T_{pv}(t) - 48)]$$

где 48 – рабочая температура фотоэлемента; β – температурный коэффициент для кремниевых фотоэлектрических преобразователей принят равным 0,005, так как он зависит от материала кремниевой основы, качества р-п перехода, стабильности контактных электродов и качества просветляющих покрытий [6]; $\bar{\eta}$ – КПД солнечной батареи.

Определяем уровень выходной мощности:

$$P_{pv}(t) = \bar{I}_A(t) \cdot \eta(t) \cdot A \cdot k_L$$

куда A – площадь панели $0,808 \cdot 1,580 \text{ м} = 1,28 \text{ м}^2$; k_L – коэффициент загрязнения солнечной панели.

С расчет фототока:

$$I_{pv}(t) = \frac{\bar{I}_A(t)}{1000} \cdot [I_{sc} + k_I \cdot (T_{pv}(t) - 25)]$$

куда I_{sc} – оптимальный рабочий ток солнечной батареи; k_I – температурный коэффициент.

Нахождение напряжения:

$$U_{pv} = \frac{P_{pv}(t)}{I_{pv}(t)}$$

Параметры солнечных панелей в рассматриваемых регионах приведены в таблице 6.

Таблица 6

	Параметр	Зима			Лето		
		08:00	12:00	18:00	08:00	12:00	18:00
Пекин	t панели, °C	-3,49	0,63	2,09	37,36	42,74	44,74
	Эффективность	0,11	0,11	0,12	0,14	0,15	0,15
	Мощность, Вт	22,84	23,47	23,69	79,36	81,61	82,48
	Ток, А	0,96	0,96	0,96	2,63	2,63	2,63
	Напряжение, В	23,72	24,37	24,60	30,16	31,00	31,33

Окончание табл. 6

	Параметр	Зима			Лето		
		08:00	12:00	18:00	08:00	12:00	18:00
Синьцзян	t панели, °C	-7	-4,2	-2,27	17,25	19,39	17,33
	Эффективность	0,11	0,11	0,11	0,13	0,13	0,13
	Мощность, Вт	20,24	20,63	20,89	76,56	77,52	76,59
	Ток, А	0,81	0,81	0,81	2,63	2,63	2,63
	Напряжение, В	24,97	25,45	25,77	29,10	29,46	29,11
	Параметр	Зима			Лето		
		08:00	12:00	18:00	08:00	12:00	18:00
Чэнду	t панели, °C	-4,25	-1,98	0,17	30,56	36,21	37,77
	Эффективность	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14
	Мощность, Вт	33,35	20,94	21,24	82,57	85,13	85,84
	Ток, А	1,31	1,31	1,31	2,59	2,59	2,59
	Напряжение, В	25,44	15,97	16,19	31,89	32,87	33,14

Исходя из анализа графика нагрузок следует, что наиболее благоприятные условия эксплуатации солнечных панелей расположены в центральной и восточной частях страны.

Летний период благоприятно влияет на уровень КПД и выдаваемой мощности ФЭП, что связано с повышенным уровнем солнечной радиации и относительно высокой температурой.

По мере нагревания эффективность солнечных панелей ухудшается. Производители солнечных станций тестируют свою продукцию при стандартных условиях 25°C с инсоляцией 1000 Вт/м². Такая инсоляция в широтах умеренного пояса невозможна. При нагреве панели свыше 25°C выдаваемая мощность уменьшается.

Переохлаждение не является риском снижения срока службы или уровня генерации кремниевой ФЭП. Несмотря на это, самые низкие показатели КПД и выдаваемой мощности во всех трёх локациях зимой. Это связано с низким уровнем инсоляции, присущему географическому положению рассматриваемых городов.

На параметры ФЭП в большей степени влияют солнечная инсоляция, температура окружающего воздуха и чистота панели. В районах, где на панели образуется наледь, регулярные пыльные бури, град необходимо ставить панели, рассмотрев все способы их защиты, так как обслуживание панелей в таких регионах требует больших затрат.

Библиографический список

1. Результаты измерения солнечной радиации НАСА [Электронный ресурс] URL: <https://data.giss.nasa.gov/>
2. Климатические параметры [Электронный ресурс] URL: <https://world-weather.ru/>
3. Коэффициент загрязнения солнечной панели [Электронный ресурс] URL: <https://www.iqair.com/ru/>

4. Коэффициент загрязнения солнечной панели [Электронный ресурс] URL: <https://waqi.info/ru/>
5. Д.Н. Карамов Математическое моделирование автономной системы электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии / Вестник ИРГТУ. №9. 2015. – с. 133-140.
6. Алиев Р., Зийойтдинов Дж., Гулямов Дж., Абдувохидов М., Урманов Б. Влияние температуры на фотоэлектрические процессы в кремниевых солнечных элементах / Андижанский государственный университет / Научный Бюллетень. Физико-математические исследования / Том 3. Вып. 2. 2021. – с. 18-24.

Игнатьева Ю.С., обучающийся, гр. ВЭАм-21-1; Батоболотова Т.Б., обучающийся, гр. ВЭАм-21-1; Шушпанов И.Н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.331

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Игэдзу Мискабэ Ассефа, Батоболотова Т.В., Иванов Н.А., Малых А.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@ex.istu.edu

Создание микрогридов во всем мире становится все более эффективным и востребованным решением по энергоснабжению потребителей и все более весомой альтернативой традиционному подходу к развитию энергосистем, основанному на строительстве крупной централизованной генерации и электрических сетей. В противовес этому подходу, строительство микрогридов предполагает размещение источников энергии и энергетической гибкости как можно ближе к конечному потребителю, а также использование ресурсов гибкости на стороне самих потребителей для достижения оптимального по стоимости, автономности, экологичности или другим целевым параметрам энергоснабжения.

Активный энергетический комплекс – это совокупность объектов по производству электроэнергии и энергопринимающих устройств, соединенных между собой собственными объектами электросетевого хозяйства, присоединенных к распределительным сетям электросетевой компании через точку присоединения с контролируемыми (управляемыми) параметрами и принадлежащих субъектам электроэнергетики или потребителям электроэнергии, которые подписали соглашение о создании АЭК [1]. Активный энергетический комплекс (АЭК) – один из видов микрогрида, используемый преимущественно группами промышленных предприятий и коммерческих потребителей, в котором объединены различные субъекты (производители и потребители электрической энергии и мощности), вступающие в экономические отношения по поводу производства и потребления электроэнергии и

мощности, как внутри микрогрида, так и из внешней по отношению к АЭК сети.

В настоящее время в России начата реализация пилотного проекта по созданию активных энергетических комплексов (АЭК). Идея создания АЭК разработана АО «СО ЕЭС» и АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)». Постановлением Правительства РФ [2] утверждены условия создания, функционирования и развития АЭК.

Задача заключается в формировании основы для развития промышленных кластеров через разработку эффективного механизма интеграции объектов распределенной генерации в энергосистемы при сохранении заданного уровня надежности и безопасности ее работы. Для реализации пилотного проекта в России планируется создать АЭК суммарной установленной мощностью до 250 МВт.

В этих условиях многие промышленные потребители рассматривают вопрос строительства собственных объектов распределенной генерации с целью полного или частичного ухода от централизованного электроснабжения [3, 4]. Выбор собственных объектов распределенной генерации необходимо проводить с учетом фактических нагрузок потребителей [5], включая периоды беспрецедентных ситуаций [6].

Функции оператора АЭК очень похожи на те, которые осуществляет коммерческий диспетчер – управление локальным комплексом энергообъектов по производству и потреблению электроэнергии, связанных собственными электрическими сетями, присоединенными к энергосистеме (внешним распределительным сетям) в одной точке посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, называемого управляемым интеллектуальным соединением (УИС) [7,8].

Таким образом АЭК – это особый случай микрогрида, имеющий ограниченный переток из энергосистемы. Постепенный рост числа таких микрогридов в энергосистемах разных стран, например, как меру повышения надежности электроснабжения критических важных объектов инфраструктуры или функционирующих в неблагоприятных условиях внешней среды (лесные пожары и др.) [9, 10].

В сценарии принимают участие следующие заинтересованные стороны:

- владельцы объектов распределенной генерации в качестве владельцев энергопринимающих устройств с регулируемой нагрузкой и владельцев объекта по производству электрической энергии;
- электросетевые компании;
- операторы энергоснабжения в качестве субъекта оперативно-технологического управления и оператора АЭК;
- операторы торговых площадок в качестве гарантирующего поставщика.

Сценарии взаимодействия участников АЭК

Приведем сценарии взаимодействия участников АЭК:

- долгосрочное планирование;
- среднесрочное планирование;
- краткосрочное планирование;
- оперативное планирование.

Рассмотрим подробнее каждый из сценариев.

Долгосрочное планирование

- оператор АЭК анализирует достаточность технических средств на объектах, необходимых для первичного регулирования частоты для случая автономной работы АЭК; первичного регулирования напряжения в сети АЭК для случаев автономной и параллельной работы с энергосистемой; вторичного регулирования частоты и мощности, инициирует, при необходимости, ввод новых или модернизацию действующих технических средств;
- оператор АЭК анализирует достаточность функционала и технических средств УИС в части соответствия текущим требованиям; инициирует, при необходимости, дооснащение УИС [11];
- оператор АЭК определяет и, по мере необходимости, уточняет параметры (объемы и настройки) автоматических регуляторов активного энергетического оборудования;
- оператор АЭК уточняет технические условия, при которых он будет: осуществлять отделение АЭК на автономную работу; синхронизировать АЭК с энергосистемой для осуществления параллельной работы; переносить точки секционирования электрической сети.

Среднесрочное планирование

- по расписанию оператор АЭК запрашивает у владельцев объектов по производству электрической энергии параметры, необходимые для участия в отборе субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности [12,13];
- оператор АЭК участвует в процедуре отбора участников рынков системных услуг и услуг по управлению спросом;
- оператор АЭК задает и контролирует настройку условно-постоянных параметров общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ) на активном оборудовании АЭК, в том числе, отобранном СО ЕЭС для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ);
- оператор АЭК задает и контролирует настройку условно-постоянных параметров автоматического вторичного регулирования частоты и мощности (АВРЧМ) на активном оборудовании АЭК;
- оператор АЭК задает и контролирует настройку условно-постоянных параметров первичного регулирования напряжения на активном оборудовании, отобранном для участия в регулировании напряжения;
- оператор АЭК по представлению субъектов АЭК определяет единицы генерирующего оборудования, в отношении которых он на стадиях

краткосрочного и оперативного планирования будет производить централизованный выбор состава включенного генерирующего оборудования;

- оператор АЭК уточняет параметры настройки технических средств УИС и организует плановую эксплуатацию УИС (составляет планы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования).

Краткосрочное планирование

- Субъекты АЭК сообщают оператору АЭК актуальные параметры генерирующего оборудования, прогноз профилей собственного потребления на сутки X , готовность к участию в ценозависимом снижении потребления, НПРЧ, АВРЧМ и регулированию напряжения.

- Оператор АЭК, используя прогнозы, предоставленные субъектами АЭК, и исторические (ретроспективные) данные о фактическом электропотреблении, производит прогноз профиля потребления АЭК на сутки X .

- Оператор АЭК производит прогноз часа пиковой нагрузки энергосистемы (ЧПН) на сутки X .

- Оператор АЭК уточняет состояние (топологию) электрической сети на сутки X .

- Оператор АЭК проводит два варианта оптимизационных расчетов плана генерации и потребления на сутки X (при наличии и отсутствии команды на снижение потребления при управлении спросом), обеспечивающих:

- выбор состава включенного генерирующего оборудования;
- резервирование активной и реактивной мощностей, необходимых для выполнения обязательств по оказанию системных услуг НПРЧ, АВРЧМ и регулирования напряжения;

- определение профилей оптимальной нагрузки активного энергетического оборудования и уровней заряда систем накопления электроэнергии (СНЭЭ).

- Оператор АЭК в назначенный час суток $X-1$ получает/не получает от СО ЕЭС сообщение о необходимости реализовать событие по управлению спросом, отбирает для реализации соответствующий оптимальный план на сутки X , и транслирует его субъектам АЭК для реализации в сутки X .

- Оператор АЭК осуществляет плановую эксплуатацию УИС.

Оперативное планирование

- Оператор АЭК в течение суток X , основываясь на уточненных прогнозах потребления и генерации, изменениях состава активного энергетического оборудования и состояния элементов сети АЭК, производит оперативное планирование на оставшиеся часы суток X , обеспечивающее:

- достаточность/избыточность состава включенного генерирующего оборудования;

- поддержание резервов активной и реактивной мощностей, необходимых для выполнения обязательств по оказанию системных услуг;
- уточнение профилей оптимальной нагрузки активного энергетического оборудования и уровней заряда СНЭЭ.

- Контролирует текущее функционирование УИС.

Реализация оптимального плана в темпе реального времени

▪ Оператор направляет команды/сигналы на изменение состава включенного генерирующего оборудования, на поддержание текущей мощности активного оборудования в соответствии с результатами оперативного планирования, преобразует (декомпозирует) для каждой единицы активного энергетического оборудования агрегированные управляющие воздействия СО ЕЭС на реализацию АВРЧМ, увеличивает генерацию источников и/или ограничивает мощность потребления АЭК в случае превышения текущей общей нагрузки АЭК над разрешенной мощностью, фиксирует ППУ для определения объемов поставленной/потребленной электроэнергии и мощности, а также предоставленных услуг по обеспечению системной надежности.

- УИС АЭК в автоматическом режиме:
 - регулирует потоки активной мощности по связям АЭК и ТСО путем воздействия на активное энергетическое оборудование;
 - производит отключение нагрузки АЭК в соответствии с установленными приоритетами при наступлении заданных критических условий (по уровню перетока активной мощности и времени);
 - производит отделение АЭК на автономную работу или отключение АЭК от сети РСК/ТСО (в зависимости от технического решения, принятого на стадии проектирования);
 - обеспечивает поддержание балансов активной и реактивной мощности в процессе регулирования частоты и напряжения в автономном режиме АЭК;
 - обеспечивает синхронизацию АЭК с энергосистемой при восстановлении параметров нормального режима в энергосистеме и внутри АЭК;
- Оператор АЭК регулирует напряжение во внутренней сети АЭК.
 - оператор АЭК подводит итоги расчетного периода по объемам оказанных услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям РСК/ТСО и передает информацию в РСК/ТСО;
 - оператор АЭК подводит итоги расчетного периода по объемам оказанной системной услуги и передает информацию в СО ЕЭС;
 - оператор АЭК подводит итоги расчетного периода по участию в оптимальном управлении энергетическим режимом для целей снижения стоимости потребленной электроэнергии для субъектов АЭК;
 - СО ЕЭС оплачивает оператору АЭК стоимость оказанных системных услуг;

- оператор АЭК распределяет полученные от СО ЕЭС средства между субъектами АЭК в соответствии с договорным механизмом;
- оператор АЭК получает от субъектов АЭК вознаграждение за снижение стоимости потребленной электроэнергии за счет оптимального планирования и оперативного управления в соответствии с договором.

Активные энергетические комплексы являются перспективным средством обеспечения надежного электроснабжения потребителей в промышленных кластерах, где отсутствует возможность увеличения мощности электропотребления от распределительных сетей.

Реализация пилотных проектов создания АЭК позволит выявить проблемные организационные и технические вопросы и довести разработку технических решений до промышленного применения.

Масштабное строительство АЭК позволит существенно снизить затраты промышленных потребителей на электрическую и тепловую энергию, что приведет к повышению конкурентоспособности производимой продукции.

Библиографический список

1. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
2. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 (ред. от 28.12.2021) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
3. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 10 (69). С. 240-245.
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. и др. Исследование электрических нагрузок многоквартирных жилых комплексов в период распространения новой коронавирусной инфекции // Вопросы электротехнологии. 2021. № 2(31). С. 57-67.
5. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Актуализация удельных электрических нагрузок помещений общественного назначения, встроенных в жилые здания // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3. С. 47-57. –
6. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.
7. Воропай Н.И., Стычински З.А., Шушпанов И.Н., Фам Ч.Ш., Суслов К.В. Модель режимной надежности "активных" распределительных электрических сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.

8. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.

9. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.

10. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.

11. Suslov K., Shushpanov I., Buryanina N., Ilyushin P. Flexible power distribution networks: new opportunities and applications // Proceedings of the 9th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems. 2020. С. 57-64.

12. Akhmetshin A., Mendelev D., Marin G. Improvement of electricity quality indicators in electric networks with voltage of 0.4-10 kV // Proceedings - 2020 International Russian Automation Conference, RusAutoCon 2020. 2020. С. 454-458.

13. Илюшин П.В., Березовский П.К. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме // Энергетик. 2019. № 3. С. 12-18.

Игэдзу Мискабэ Ассефа, обучающийся гр. ВЭАм-21-1; Батоболотова Т.В, обучающийся гр. ВЭАм-21-1; Иванов Н.А., обучающийся гр. ИЭм-21-1; Малых А.В., обучающийся гр. ЦЭм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА КАБЕЛЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА НА НАПРЯЖЕНИЕ 110 кВ И ВЫШЕ

Ильин Д.В., Педранова Ю.И., Чепига Е.К.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

В настоящее время кабельные линии из сшитого полиэтилена (СПЭ) 110-220-500 кВ широко используются в энергетике. Возникла необходимость внедрению в практику эксплуатации новейших разработок по анализу их физического состояния. Получили развитие инструменты и методы, позволяющие прогнозировать аварии и безопасно эксплуатировать электрооборудование. Тем не менее, абсолютное большинство вновь вводимых кабельных линий 110-220-500 кВ проверяются лишь их включением под номинальное напряжение без нагрузки на 24 часа. После подобных «испытаний» кабельные линии иногда выходят из строя. У многих организаций возникают сложности в испытании кабельные линии из сшитого полиэтилена от 110 кВ [1, с. 170].

Российский опыт реализации мониторинга кабельных линий из сшитого полиэтилена в подавляющем большинстве ограничен напряжением до 35 кВ, так как для данного оборудования существует стандарт испытания, основными методами которого являются: визуальный осмотр, испытание изоляции переменным напряжением частотой 0,1 Гц и испытание оболочки кабеля постоянным напряжением. В настоящее время отсутствуют методы испытания и испытательное оборудование для кабелей СПЭ на напряжение 110-220-500 кВ, поэтому, единственным вариантом для их контроля является выявление частичных разрядов.

Диагностика кабельных линий на наличие частичных разрядов позволяет выявить места разрушения изоляции до наступления пробоя изоляции и, как следствие, провести ремонтно-восстановительные работы избегая аварийных режимов работы электросетей. Данный метод измерения обладает рядом неоспоримых преимуществ, позволяющих повысить надежность электроснабжения потребителя. Данный метод соответствует требованиям стандартов ГОСТ Р МЭК 60840 и ГОСТ Р МЭК 60067. На рисунке 1 показано формирование пробоя

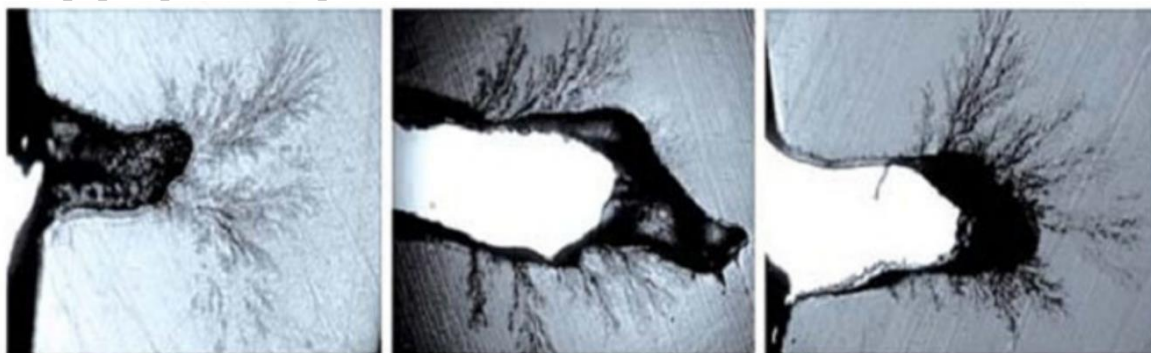


Рисунок 1 – Формирование пробоя в канале водяного дерева

а) начальная стадия; б) стадия развития; в) сформированный пробой

Практика испытаний показывает, что до 20% кабельных линий содержат места концентрации частичных разрядов. Зарубежный опыт проведения диагностических испытаний и отечественные исследования говорят, что в первую очередь это связано с нарушением технологического процесса при прокладке и последующем монтаже кабельной арматуры. Поэтому необходимы испытания и контроль качества электромонтажных работ.

Сложность диагностики с помощью выявления частичных разрядов состоит в том, что помимо простой локализации необходимо исключить из рассмотрения все импульсы помех, отфильтровать шумы и выявить дефектные сигналы. Наилучшим методом определения частичных разрядов, является технология ТФ-карт. Система ТФ-карт регистрирует все сигналы, и выводит их в виде диаграммы разрешенных по фазе частичных разрядов (PRPD) [2].

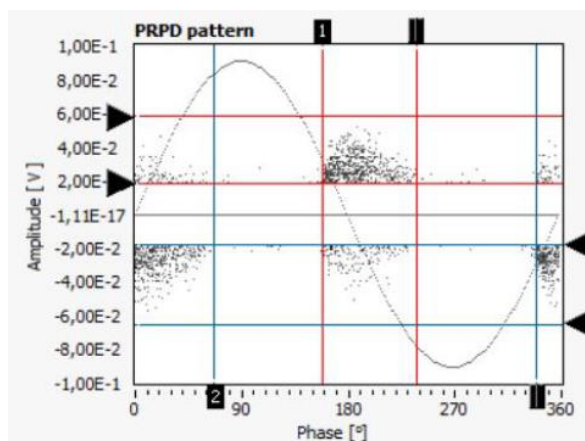


Рисунок 2 – PRPD диаграмма без обработки

Далее программное обеспечение разбивает все виды полученных сигналов на кластеры и присваивает каждому цвет.

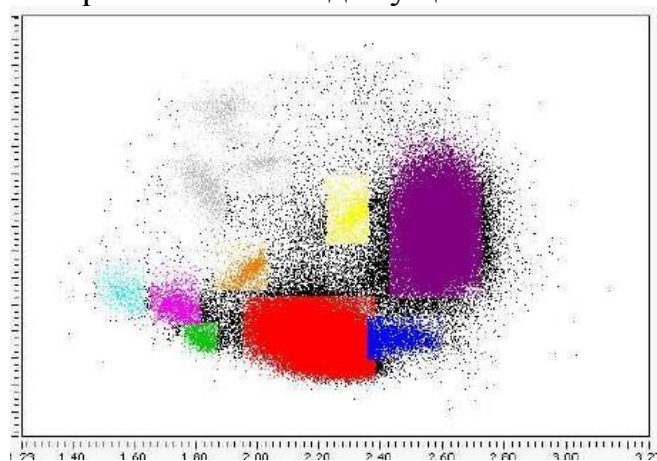


Рисунок 3 – Разделение сигналов на кластеры

Далее, после разбивки, интересующий нас кластер отдельно выводится на диаграмму.

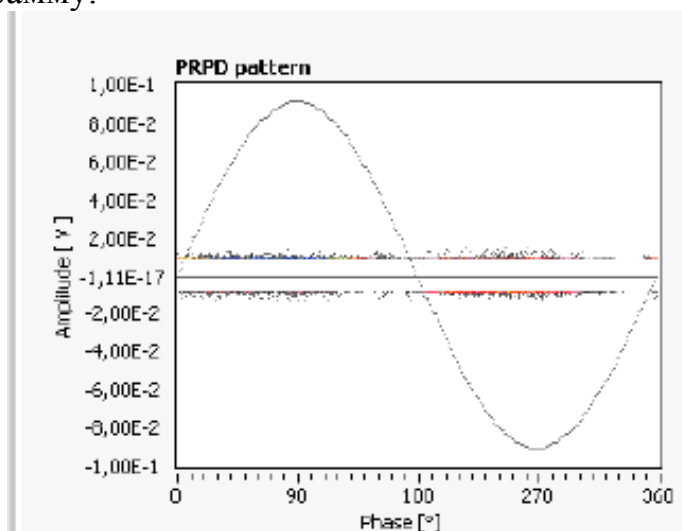


Рисунок 4 – Конечная диаграмма, после фильтрации шумов и помех

Таким образом, данная система позволяет отфильтровать лишние шумы и анализировать только те сигналы, которые нас интересуют.

Данный способ мониторинга позволит отследить тренд развития дефекта и произвести ремонт или замену узла до возникновения аварийной ситуации, либо подготовиться и минимизировать ее последствия.

Экономический эффект применения подобных системы подтверждается мировой практикой. Применение технологии картографирования ТF-карты позволит в наблюдательном режиме проводить периодический мониторинг.

В качестве дополнительного контроля СПЭ предлагается температурный контроль кабельных линий по всей длине с использованием распределенного датчика температуры (DTS) на базе Романовского рассеяния [3]. Данная технология позволяет использовать стандартный волоконно-оптический кабель длиной до 40 км в качестве распределенного датчика температуры.

Принцип действия датчика таков: блок управления системой посылает в кабель лазерные импульсы, затем идет анализ отраженного лазерного излучения: отфильтровываются Стоксовская и Антистоксовская компоненты Рамановского рассеяния. Далее система вычисляет температуру, основываясь на соотношении между интенсивностями линий Рамановского рассеяния, вычисляет расстояние на базе оптического рефлектометра (OTDR).

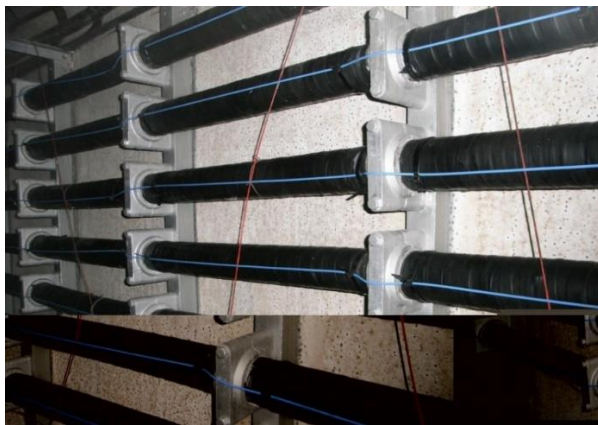


Рисунок 5 – Волоконно-оптический кабель, установленный поверх кабеля СПЭ

Существуют кабели СПЭ со встроенными оптоволоконными проводниками, они имеют высокую стоимость по сравнению с обычными кабелями СПЭ. Поэтому целесообразнее установить дополнительный оптоволоконный кабель по специальной методике с соответствующим программным обеспечением.

Заключение. В настоящее время общая нормативная база по испытаниям кабелей СПЭ отсутствует. В связи с этим обычной проблемой для мно-

гих предприятий, впервые сталкивающихся с данным типом кабеля, является вопрос их обслуживания. Вопросам испытаний и мониторинга состояния кабелей уделяется довольно много внимания. Связано это прежде всего с особенностями конструкции самого кабеля и материалом изоляции, поэтому в данной статье был рассмотрен ключевой метод контроля: выявление частичных разрядов, с помощью технологии ТГ-карт. Также был предложен температурный контроль СПЭ по всей длине, используя волоконно-оптический кабель, в качестве дополнительного метода.

Предлагаемые методы позволят отследить направление развития дефекта и произвести своевременный ремонт или замену до возникновения аварийной ситуации, либо подготовиться и минимизировать ее последствия.

Библиографический список

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования. СТО 34.01-23.1-0010-2017. М.: ПАО «РОССЕТИ», 2017
2. ГОСТ IEC/TS 60034-27-2-2015
3. Удд Э. Волоконно-оптические датчики. – М.: Техносфера, 2008. – 520 с.
4. Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов. ГОСТ. Р 55191-2012. М.: ПАО Росстандарт, 2014.

Ильин Д.В., ведущий инженер службы диагностики электрооборудования ООО «ИЦ «ЕвроСибЭнерго»;
Педранова Ю.И., обучающийся, гр. УЭСм-22-1; Чепига Е.К., обучающийся, гр. ЭСб-19-1 ИРНИТУ

УДК 621.321

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Кизян Е.А, Суслов А.К.

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

antonsuslov05@yandex.ru

Последние годы в России и в мире укрепляется тренд на развитие возобновляемых источников энергии. Так, доля выработки «солнечной» электроэнергии в 2021 г. в России составила 3,7%, тогда как в 2015 г. она составляла лишь 1,2% [1,2]. Увеличение доли в 3 раза за 6 лет является знаком того, что солнечная электроэнергетика одна из самых быстроразвивающихся в мире.

Если говорить об общемировых тенденциях, то в мире процент выработки электроэнергии с помощью солнца и ветра вырос с 1% в 2000 г. до 22% в 2022 г., и, согласно прогнозам экспертов, будет только расти [2].

На рис.1 представлены данные по соотношению использования различных источников энергии для производства электроэнергии в странах Европейского союза.

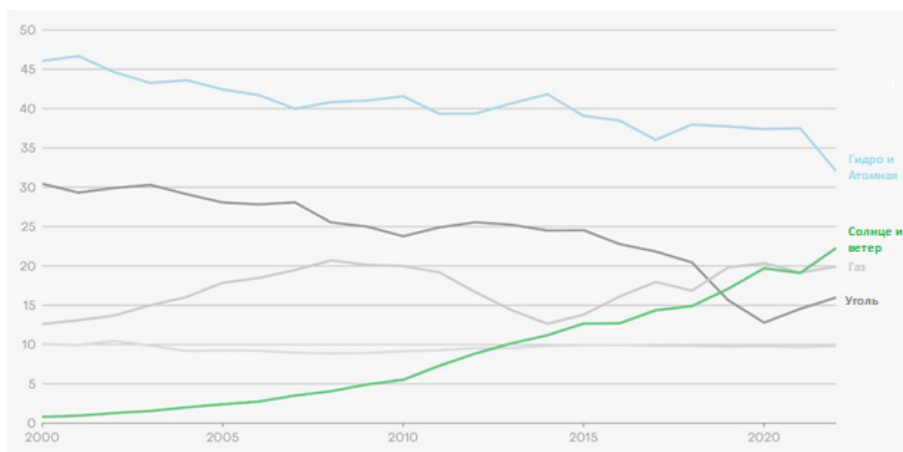


Рисунок 1 – Соотношение электрогенерации в странах Евросоюза

Рост производства солнечной энергии происходит не только благодаря введению в эксплуатацию новых мощных электростанций, но и благодаря усовершенствованию технологий, в том числе и за счет роста КПД солнечных панелей.

В последние годы в мире наблюдается взрывной рост солнечной энергетики. На рис.2. показан чистый прирост мощностей электроэнергетики в мире в 2020 и 2021 годах (ГВт) [3].

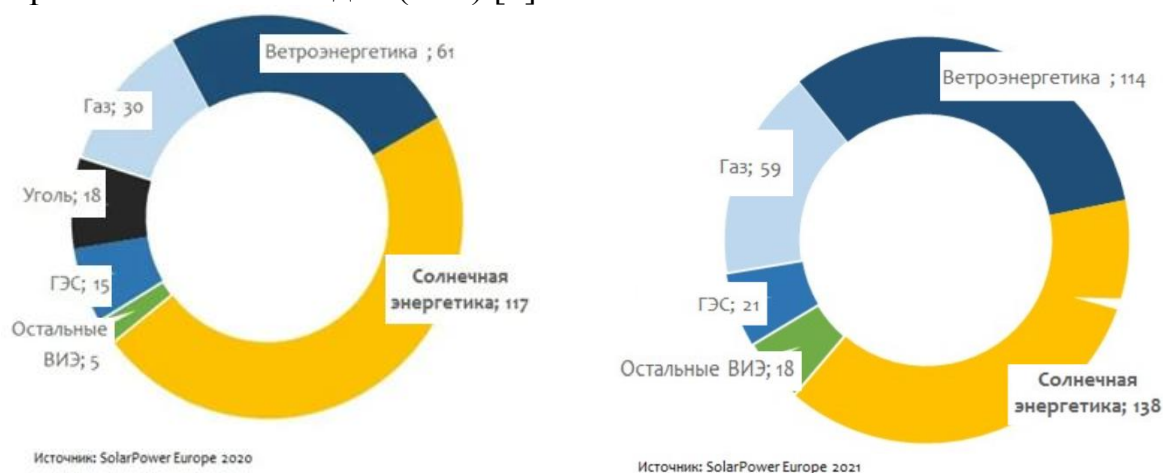


Рисунок 2 – Чистый прирост мощностей электроэнергетики в мире в 2020 и 2021 г.г., (ГВт)

Основной причиной такого развития генерации является снижение стоимости электроэнергии, производимой на базе ВИЭ. На рис.3. представлены ценовые показатели для различных типов генерации [4]. Анализ данных показывает, что стоимость генерации при помощи ВИЭ практически сравнялась с генерацией с использованием ископаемого топлива.

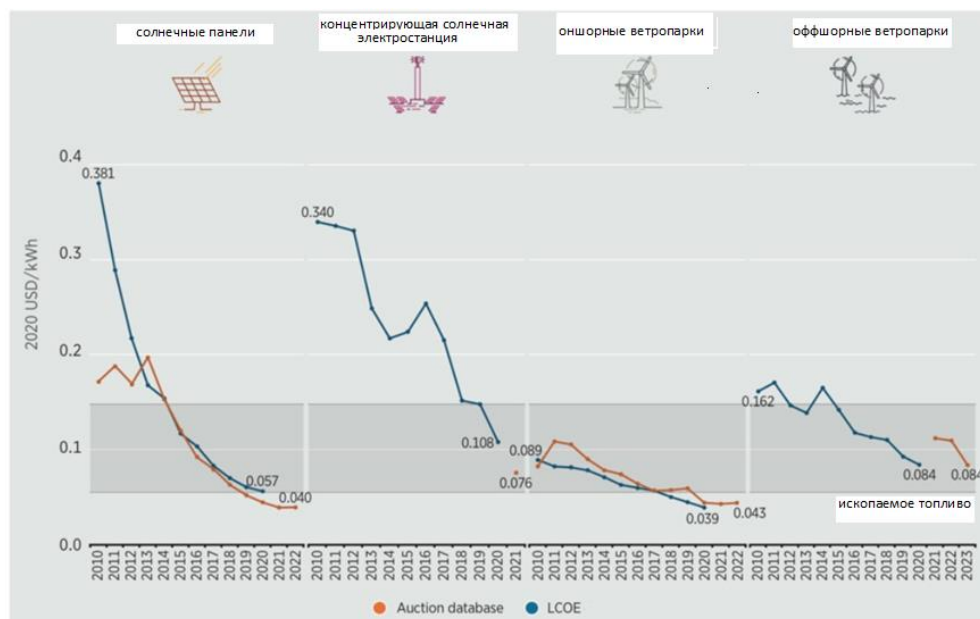


Рисунок 3 – Экономика возобновляемой энергетики

Если говорить о российских тенденциях в области развития солнечной энергетики, то стоит отметить следующее. Теоретический потенциал солнечной энергетики в России оценивается более чем в 2300 млрд тонн условного топлива. На рис.4 представлены данные по среднедневным суммам солнечной радиации в России. Однако в России на данный момент всего 101 солнечная электростанция мощностью 2241 МВт.

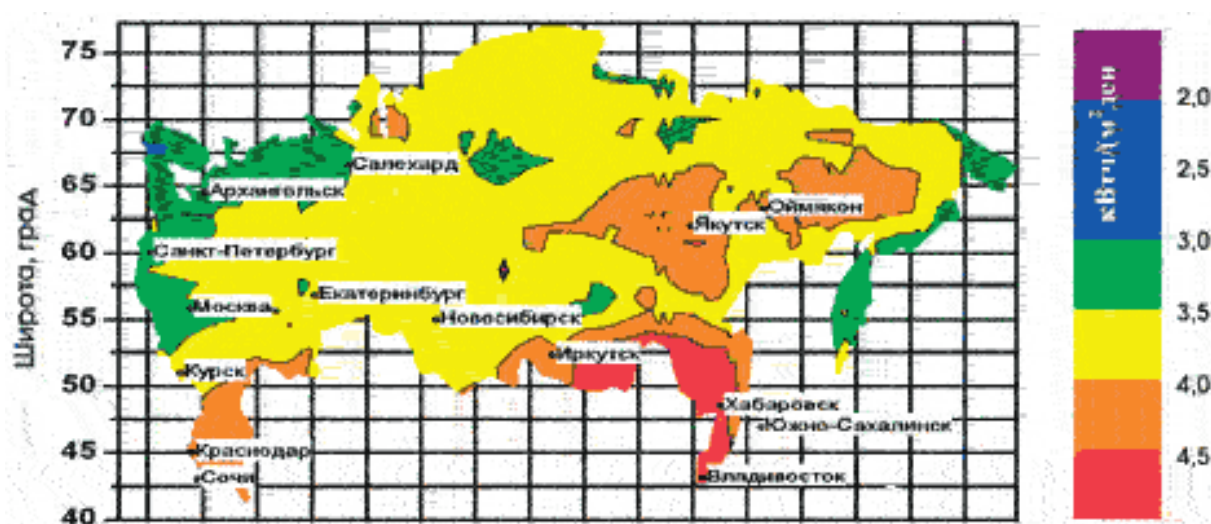


Рисунок 4 – Среднедневные суммы солнечной радиации за год в России

В России находится множество регионов с большим солнечным излучением и большими территориями, перспективными для установки солнечных панелей. Среди таких территорий: Алтайский край, Приморье, Республика Бурятия, Забайкальский край, Иркутская область. Также целесообразным является развитие солнечной энергетики в следующих областях:

Калмыкия, Ставропольский и Краснодарский края, Ростовская, Волгоградская, Астраханская области [5].

У солнечной электроэнергетики большое будущее в рамках снабжения электроэнергией изолированных от единой энергосистемы регионов. Уже сейчас реализуются гибридные энергокомплексы на базе возобновляемых источников энергии. Позитивным примером внедрения таких комплексов могут служить 4 комплекса, введенных в эксплуатацию 6 сентября 2022 г. в сёлах на территории республики Саха (Якутия) Кулун-Елбют, Хонуу, Чумпу-Кытыл и Сасыр. Общая мощность комплексов 7,2 МВт. Автоматизированные гибридные энергокомплексы включают в себя СЭС, высокоэффективную ДЭС, накопитель и общую автоматизированную систему управления. Такие энергокомплексы хорошо себя проявили в тяжёлых погодных условиях и в условиях отдаленности от крупных населённых пунктов, и позволили стабильно снабжать электроэнергией изолированные поселения, которых в нашей стране огромное множество, тем самым повышая уровень жизни населения.

Основным сдерживающим фактором развития возобновляемой энергетики является финансирование строительства. В данный момент правительство финансирует развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [6] в рамках двух программ поддержки развития ВИЭ: с 2017 г. по 2024 г. и с 2025 г. по 2035 г.

Согласно первой программе с 2014 по 2024 г.г. в России планируется ввести 5,4 ГВт новых мощностей на базе ВИЭ, из них 1,600 ГВт приходится на электроэнергию, вырабатываемую солнечными панелями.

Вторая программа поддержки ВИЭ с 2025 по 2035 г.г. предполагает срок возврата инвестиций к 2050 г. и финансирование в размере 725 млрд рублей, из которых 37,5% приходится на солнечную электрогенерацию.

Таким образом, финансовая поддержка государства играет не последнюю роль в развитии электроэнергетики, и в России эта поддержка достаточно весома, что позволяет инвесторам гарантировать возврат вложенных средств и дает больше свободы в области подбора мест установки солнечных электростанций.

В связи с этим, можно утверждать, что солнечная электроэнергетика в России будет активно развиваться.

Библиографический список

1. Karamov D.N., Ilyushin P.V., Suslov K.V. Electrification of rural remote areas using renewable energy sources: literature review // Energies. 2022. Т. 15. № 16. С. 5881.
2. [https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Солнечная энергетика \(мировой рынок\)](https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Солнечная_энергетика_(мировой_рынок))

3. Karamov D.N., Suslov K.V. Storage battery operation in autonomous photovoltaic systems in Siberia and the Russian Far East. Practical operating experience // Energy Reports. 2022. Т. 8. № Suppl. 1. С. 649-655.

4. <https://renen.ru/aktualnye-dannye-po-ekonomike-vie/>

5. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.

6. Карамов Д.Н., Мальцев И.А., Илюшин П.В., Суслов К.В., Скутельник В.В., Емельянова Е.П. Анализ мирового опыта стимулирования развития возобновляемой энергетики и возможностей его применения в России // Энергетик. 2022. № 9. С. 39-49.

УДК 621.331

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ SCADA В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ким Е.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
k.lenochka-98@mail.ru

В современном цифровом мире [1] всегда ведутся поиски новых возможностей для автоматизации и ускорения производственных процессов, в том числе и в пищевой промышленности. С момента своего создания в 1980-х годах SCADA изменила облик промышленных операций. Фактически, производители продуктов питания, которые внедрили SCADA-систему, обнаружили, что она повышает эффективность и рентабельность.

В условиях современного нестабильного рынка и жесткой конкуренции для производителей продуктов питания крайне важно автоматизировать свои процессы и управление оборудованием для достижения оптимальных результатов.

Многие производственные цеха пищевой промышленности, удаленные объекты и промышленные предприятия полагались ранее на персонал для мониторинга оборудования и ручного управления, с помощью механических кнопок и аналоговых циферблатов. Поскольку спрос на надежный процесс производства вырос еще больше, а затраты на оплату труда стали составлять значительную часть затрат на обеспечение бесперебойного производства, были разработаны такие технологии, как SCADA, которые позволяют осуществлять удаленный мониторинг и управление ключевыми параметрами системы [2].

Первое поколение устройств SCADA было основано на больших автономных миникомпьютерах, работающих в изолированной среде. Не было концепции сети SCADA. Таким образом, каждая система функционировала независимо.

Со вторым поколением систем на основе SCADA впервые была представлена концепция распределенной сети станций SCADA в форме локальной сети (Local Area Network). Это связало все станции друг с другом и сделало возможным обмен данными между ними. Однако это открыло новые возможности для уязвимостей в системе безопасности, поскольку не были установлены стандартные протоколы связи.

Между вторым и третьим поколениями было всего несколько различий. Например, третье поколение перешло от проприетарных к открытым системам, использующим стандартные протоколы связи. Это позволило подключать к системе периферийные устройства сторонних производителей, такие как принтеры и дисководы. В настоящее время выпускается последняя версия систем на базе SCADA, то есть четвертого поколения.

Обычно системы SCADA используются, когда возникает необходимость автоматизировать сложные процессы, где управление человеком невозможно. В частности, в системах электроснабжения пищевой промышленности, это те случаи, когда [3]:

1. Система нуждается в бесперебойном источнике питания и защищенной среде,
2. Требуется знать состояние сложной энергосистемы в режиме реального времени,
3. Требуется система мониторинга и управления пищевой промышленности, расположенная в отдаленных районах.

Многие компании пищевой промышленности зависят от ручного труда для выполнения задач распределения, таких как прерывание подачи питания на нагрузки, ежечасная проверка ключевых показателей, диагностика неисправностей и т.д. Внедрение SCADA в систему пищевой промышленности не только снижает затраты на ручной труд и его стоимость, но и облегчает бесперебойные процессы за счет уменьшения сбоев [4].

Выделенные функции SCADA в пищевой промышленности [5] включают:

- непрерывный мониторинг производственных процессов;
- географический мониторинг процессов пищевой промышленности;
- планирование операций по производству продукции;
- планирование нагрузки;
- обработка статистических данных всех параметров производства;
- контроль состояния автоматических выключателей и другого оборудования безопасности;
- монитор работоспособности силового оборудования;
- запись последовательности событий.

Существует несколько аппаратных компонентов, которые абсолютно необходимы для успешного внедрения SCADA. Рассмотрим, как работают эти компоненты.

1. Удаленный Терминальный Блок (RTU).

Множество RTU, установленных в различных частях всего предприятия, собирают данные (как в аналоговом, так и в цифровом форматах) с оборудования с помощью датчиков. Они передают эти данные в главную SCADA-систему по сети. Если требуется какое-либо действие, главная станция может отправить необходимые данные обратно в RTU, которые затем будут переданы исполнительным механизмам, например, переключателям, насосам и предохранительным клапанам, для выполнения требуемого действия.

2. Программируемый Логический Контроллер (ПЛК).

ПЛК работают так же, как и RTU. ПЛК собирает данные с оборудования с помощью датчиков и передает их по сети. Таким образом, данные с удаленных объектов могут передаваться на большие расстояния. Если он получит какие-либо дополнительные инструкции на основе записанных выходных данных, он также может внести коррективы в свои настройки.

Эти устройства являются программируемыми [6]. В случае неисправности или проблемы ПЛК будет следовать заранее определенной логике или правилам и предпримет соответствующие действия, например, подаст сигнал тревоги.

Из-за этих особенностей люди иногда называют ПЛК «интеллектуальными» устройствами. Они являются более совершенными, чем RTU.

3. Человеко-Машинный Интерфейс (HMI).

HMI выступает в качестве платформы – экрана, который позволяет пользователям просматривать данные SCADA, собранные с нескольких ПЛК и RTU в центральном месте в организованном порядке или формате. Если требуются какие-либо изменения, они могут запускать необходимые команды или программы через HMI.

4. Программное Обеспечение SCADA.

Сама система SCADA – это просто часть программного обеспечения, которое устанавливается поверх оборудования. Схематично система SCADA представлена на рис. 1.

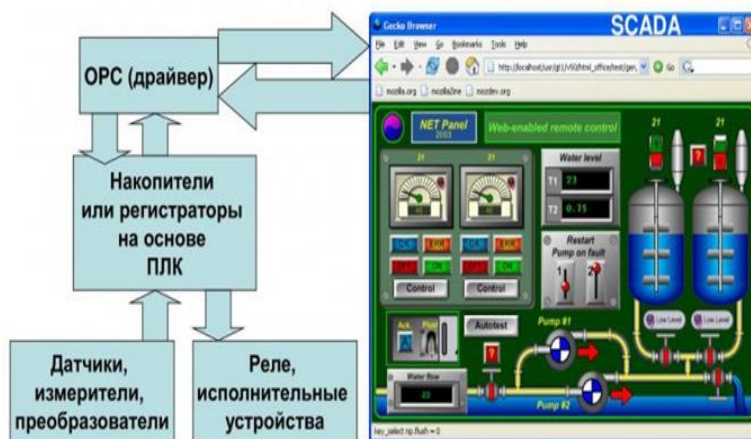


Рисунок 1 – Система SCADA

Поверх программного обеспечения SCADA также может быть установлено программное обеспечение автоматизированной системы управления техническим обслуживанием (CMMS) для анализа собранных данных и их более эффективного использования.

CMMS помогает генерировать рабочие задания на корректирующее обслуживание (CM) в случае, если центральная система получает какие-либо тревожные показания.

5. Сеть SCADA.

Станции SCADA в значительной степени зависят от связи между RTU и ПЛК и централизованным мейнфреймом. Могут существовать различные типы каналов, по которым происходит обмен данными между компонентами. С развитием стандартизированных протоколов связи даже компоненты, приобретенные у разных поставщиков, теперь могут оставаться на связи. Последние достижения даже позволили получить доступ к данным, собранным централизованной главной станцией, через веб-клиенты из любой точки мира. Однако эти достижения также привели к увеличению рисков для безопасности. Пример работы системы безопасности представлен на рис. 2.

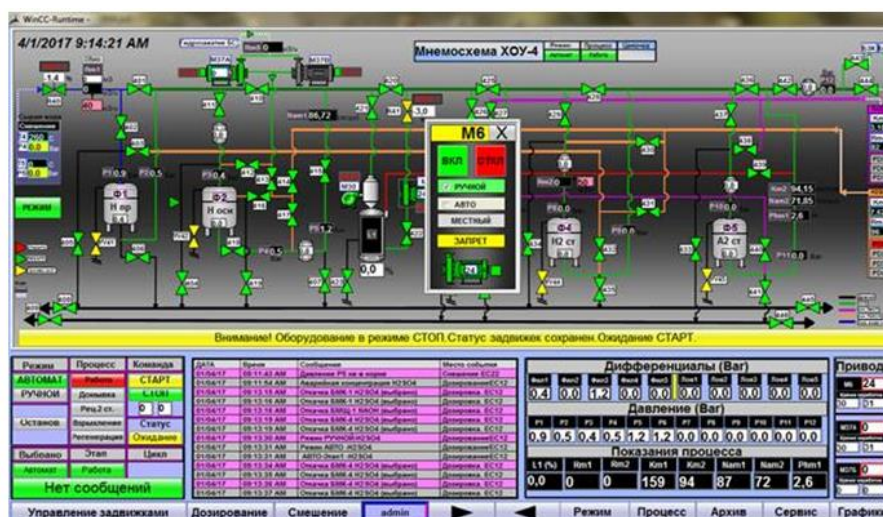


Рисунок 2 – Работа системы безопасности SCADA

SCADA в системах электроснабжения предприятий пищевой промышленности используется для мониторинга [7-8] и управления всеми этапами производства, контроля точного сочетания ингредиентов, контроля времени и температуры, необходимых для обработки (производства) продуктов питания и напитков. SCADA также помогает документировать данные, подтверждающие соответствие производственного процесса отраслевым стандартам и государственным нормативам. Срок службы оборудования и требования к техническому обслуживанию могут быть точно определены, что предотвращает ненужное вмешательство человека. Возможности человеческой ошибки также устранены.

Подытоживая вышесказанное, отметим, что автоматизация SCADA полностью изменила облик промышленных процессов. Степень автоматизации, которую обеспечивают эти системы, нереальна. До этого уровня промышленной автоматизации людям приходилось рисковать своей жизнью, оставаясь на промышленных предприятиях в отдаленных местах, работая в крайне опасных условиях. Теперь оборудование и другие активы можно контролировать и управлять на расстоянии, передавая данные по защищенным беспроводным каналам связи, что доказывает высокую эффективность данной системы [9-10].

Библиографический список

1. Пузина Е.Ю. Сравнительный анализ оборудования уровня процесса для цифровой тяговой подстанции // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2021. №32 (70). С. 92-104.
2. Румянцев А.Н. Энергосберегающая технология термообработки колбасных изделий. III Балтийский морской форум. Международ. научн. конференция. Прогрессивные технологии, машины и механизмы в машиностроении и строительстве: тезисы докладов. V том. Калининград: Изд-во БГАРФ, 2015. с. 48-50.
3. Богушева, В. И. Технология приготовления пищи / В.И. Богушева. М.: Феникс, 2016. 384 с.
4. Долгий Н.А. Автоматизированная система контроля герметичности консервов/Н.А. Долгий, С.П. Сердобинцев//Автоматизация и современные технологии. Ежемесячный межотраслевой научно-технический журнал. Москва, Изд. Машиностроение. №1. 2011. С.14 – 16.
5. Иванова, В. Н. Пищевая промышленность России. Современное состояние, проблемы, ориентиры будущего развития. Учебное пособие / В.Н. Иванова, С.Н. Серегин. М.: Финансы и статистика, 2013. 568 с.
6. Данилов Н.И. Основы энергосбережения : учебник / Н.И. Данилов, Я.М. Щёлоков. Екатеринбург : УПИ, 2006. 564 с.
7. Пузина Е.Ю. Оценка остаточного ресурса тяговых трансформаторов Северного хода ВСЖД. Транспорт-2013: Труды международной научно-практической конференции.- Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2013.-С. 173-175.
8. Жоглик И.В., Пузина Е.Ю. Автоматизированная интеллектуальная система непрерывного компьютерного контроля и диагностики силового оборудования. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2015. С.104-109.
9. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А., Кашковский В.В. Анализ надежности электроснабжения транспортных систем в зависимости от состояния устройств релейной защиты и автоматики. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 3 (63). С. 127-135.

10. Боброва Ю.М., Пузина Е.Ю. Необходимость активизации энергосбережения в России. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016.-Т.2.- С.142-147.

Ким Е.А., магистрант гр. ЭУМ-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ

Ковальчук Д.В., Глазунова А.М.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
dar.amosova@mail.ru, glazunova@isem.irk.ru

Введение. Активный энергетический комплекс (Commercial and Industrial Microgrid) – это микрогрид, который имеет свое генерирующее оборудование, сетевую инфраструктуру, управляемую нагрузку, а также электротехнические средства регулирования перетоков мощности из ЭЭС. Такой комплекс создается для консолидации и обмена данными и мощностями в целях оптимизации своих затрат на электроснабжение [1].

Проблема управления электрическими режимами активных энергетических комплексов (АЭК) с учетом выполнения условия по поддержанию перетока активной мощности из электроэнергетической системы (ЭЭС) становится особенно актуальной при наличии в АЭК электрических станций, работающих на возобновляемых источниках энергии. В этом случае большая роль в сохранении баланса мощности отводится активным потребителям и системам накопления энергии, которые должны быть введены в цикл управления. В данной работе рассматривается один из возможных вариантов математического моделирования элементов активного энергетического комплекса для решения задачи управления.

Моделирование элементов АЭК

1.1. Солнечная электрическая станция

При расчете установившегося режима солнечной электрической станции необходимо учитывать ее стохастическую выработку электрической мощности. Вырабатываемая мощность солнечной электрической станции рассчитывается по заданной формуле:

$$P_{solar} = S_f \cdot N_{PV} \cdot C_f \cdot I_f, \quad (1)$$

где P_{solar} - вырабатываемая мощность электрической станции; S_f - площадь поверхности одной панели; N_{PV} - количество панелей; C_f - коэффициент мощности панели; I_f - суммарная солнечная радиация, падающая на наклонную плоскость солнечной панели, [2,3].

1.2. Ветровая электрическая станция

Ветровая электростанция, как и СЭС, вырабатывает электрическую энергию по стохастической характеристике. К основным техническим параметрам, влияющим на выбор ветряного генератора, относятся: номинальная мощность ветрогенератора, номинальная скорость ветра, рабочий диапазон скорости, диаметр рабочего колеса турбины и высота опорной колонны. Вырабатываемая мощность ветровой электрической станции вычисляется:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p, \quad (2)$$

где ρ – плотность воздуха (кг/м^3), v – скорость ветра (м/с), A – площадь ротора (м^2), c_p – коэффициент мощности [4,5].

1.3. Управляемая нагрузка

В качестве потребителей электрической мощности в активных энергетических комплексах выступают коммерческие и промышленные потребители. Для моделирования установившегося режима задается плановый (прогнозный) график потребляемой активной мощности.

Реактивная мощность задается путем пересчета активной мощности на коэффициент мощности. Для нагрузки уровня напряжения 10 кВ, данный коэффициент равен 0,4 [6]. Так как генерирующая мощность в данной работе представлена асинхронными генераторами, станции не вырабатывают реактивную мощность. Для балансирования потребляемой реактивной мощности потребителей введем коэффициенты мощности для имитирования работы компенсаторов реактивной мощности. Исходя из всех вышеперечисленных условий, вектор реактивных мощностей будет иметь следующий вид:

$$Q = [P_1 \cdot \tan \varphi_1, P_2 \cdot \tan \varphi_2, -P_3 \cdot \tan \varphi_3, -P_4 \cdot \tan \varphi_4, P_5 \cdot \tan \varphi_5, P_6]. \quad (3)$$

1.4. Система накопителей энергии

Режим работы системы накопителей энергии зависит от уровня заряженности аккумуляторных батарей (АКБ), от величины нагрузки и вырабатываемой мощности генерирующими станциями. Уровень заряженности батареи (state of charge (SOC)) вычисляется по формуле:

$$SOC(t + \Delta t) = (1 - v_c) SOC(t) - \frac{\eta_{Bat}}{E_{nom}} P_B(t) \Delta t, \quad (4)$$

где v_c – скорость саморазряда; η_{Bat} – эффективность заряда/разряда батареи; E_{nom} – емкость АКБ, $P_B(t)$ – мощность АКБ в момент времени t ; Δt – интервал времени, в течение которого АКБ выдает или потребляет максимальную мощность.

1.5. Архив электрических режимов

Формирование архива установившихся режимов выполняется посредством заполнения массива данных размерностью $[n \times h \times 1]$, где n – количество параметров режима, h – количество точек в сутки. К исследуемым параметрам режима относятся:

– напряжение в узле;

- угол напряжения;
- активная мощность в узлах;
- реактивная мощность в узлах.

Массивы данных для активной и реактивной мощностей формируется из условия, что вся генерируемая мощность задается с положительным знаком, а потребляемая нагрузка – с отрицательным.

Пример математического моделирования АЭЖ

Для наглядного представления предложенного метода математического моделирования, воспользуемся тестовой схемой АЭЖ (рис.1). Схема состоит из 5 линий и 6 узлов:

- 1 – ветровая электрическая станция,
- 2 – солнечная электрическая станция,
- 3, 4 – управляемая нагрузка,
- 5 – система накопителей электрической энергии.

Узел 6 является смежным с электроэнергетической системой и назначается балансирующим узлом с заданными пределами контролируемых параметров.

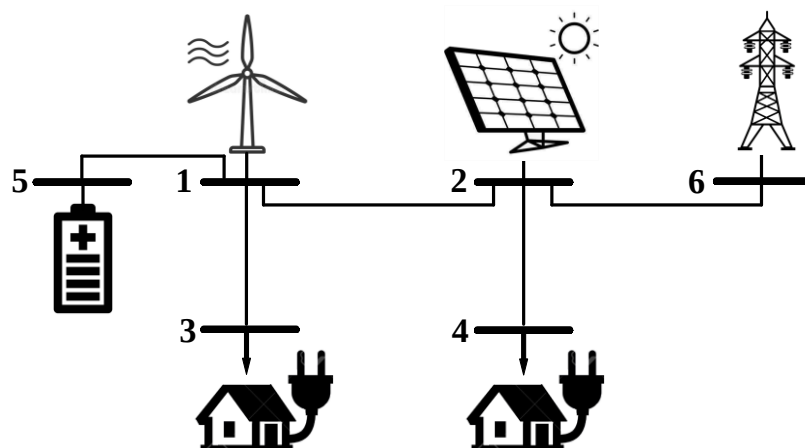


Рисунок 1 – Тестовая схема АЭЖ

Для данной тестовой схемы формируется архив данных в соответствии с полученными результатами расчета генерирующих мощностей (формулы (1) и (2)) и заданными графиками нагрузок потребителей:

$$P=[P_1,P_2,-P_3,-P_4,P_5,P_6], \quad (5)$$

$$Q=[Q_1,Q_2,-Q_3,-Q_4,Q_5,Q_6]. \quad (6)$$

Исходные значения мощностей в узлах 5 и 6 задаются условно и корректируются в процессе расчета баланса мощностей.

На рис.2 показаны графики активных мощностей во всех узлах. Размерность сформированного архива равна $[12 \times 24]$, $n=12$, $h=24$. На рис.3 показан график уровня заряда аккумуляторной батареи.

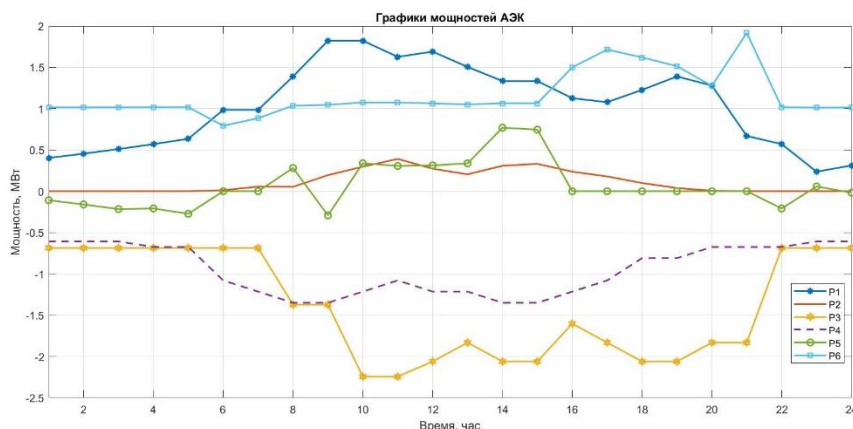


Рисунок 2 – Графики полученных мощностей в узлах

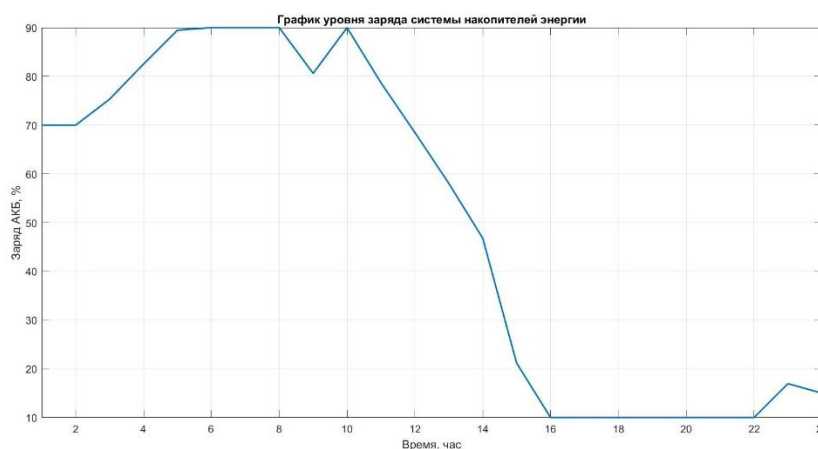


Рисунок 3 – График уровня заряда аккумуляторных батарей

Выводы. В данной статье был рассмотрен пример математического моделирования элементов АЭК. Данные модели являются универсальными и могут быть использованы для моделирования АЭК, расположенных в разных регионах и временных интервалах. Полученные результаты могут в дальнейшем быть использованы для выбора оптимальной стратегии управления спросом, учитывающей соблюдение пределов перетока активной мощности из ЭЭС.

Библиографический список

1. Активные энергетические комплексы - первый шаг к промышленным микрогридам // Энергоэксперт. – 2020. – № 4(76). – С. 4.
2. Лукутин Б.В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 128 с.;
3. Виссарионов В.И. Солнечная энергетика: учебное пособие для вузов / Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К. // Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.;

4. Николаев, В. Г. Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Ю.И. Кудряшов; Научно-информационный центр "Атмограф", Центральный аэрогидродинамический институт им. проф. Н.Е. Жуковского и ОАО РАО «ЕЭС России». – Москва: Атмограф, 2008. – 581 с.

5. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России. М.: Изд-во «Атмограф», 2011, 501 с.

6. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии: приказ Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. № 380 [Электронный ресурс]. – 2015. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/> (дата обращения 20.03.2023).

УДК 621.314.58

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОСТИ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Кожемякин В.Е., Кожемякина Д.А.

Сибирский федеральный университет

vek.group@mail.ru

Современные электроэнергетические системы характеризуются все увеличивающимся количеством электростанций, работающих на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Наиболее распространенные электростанции на базе ВИЭ – это ветроэлектростанции и солнечные электростанции. В энергетических системах с высокой долей замещения традиционных источников, проявляются негативные эффекты, обусловленные конструкцией и принципом действия источников энергии на базе ВИЭ.

Согласно классификации, приведенной в [1] Сегодня в России наибольшее распространение получили ветроэнергетические установки (ВЭУ) 3-го типа. Наиболее перспективными же, получающими все более широкое распространение в России являются ВЭУ 4-го типа. В мире доля ВЭУ 4-го типа сегодня составляет более 35% [2]. Схема ВЭУ 4-го типа представлена на рисунке 1.

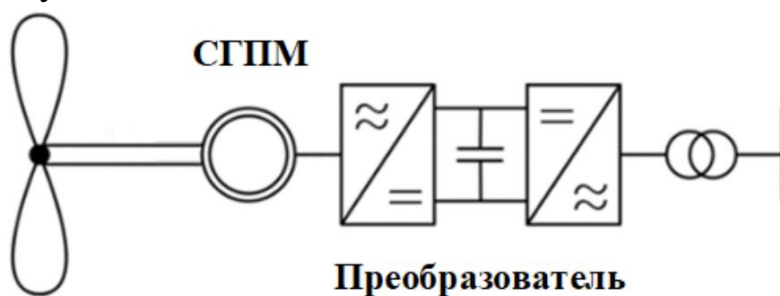


Рисунок 1 – ВЭУ 4-го типа с синхронным генератором на постоянных магнитах

Такая схема присоединения ветрогенератора к электроэнергетической системе (ЭЭС) приводит к полному развязыванию механической части генератора и ЭЭС. Следствием этого является исключение влияния момента инерции ротора на процессы, протекающие в ЭЭС. Помимо этого, для защиты силовых полупроводниковых компонентов сетевых преобразователей при снижении напряжения в сети, в их устройствах управления реализуется функция поддержания генераторного режима при провале напряжения сети (англ. low voltage ride through, LVRT). Данная функция характеризуется графиком вольт-секундной характеристики (ВСХ) преобразователя, связывающей между собой величину провала напряжения и его длительность. Примеры ВСХ для ВЭУ, производимых в различных странах, приведены на рисунке 2.

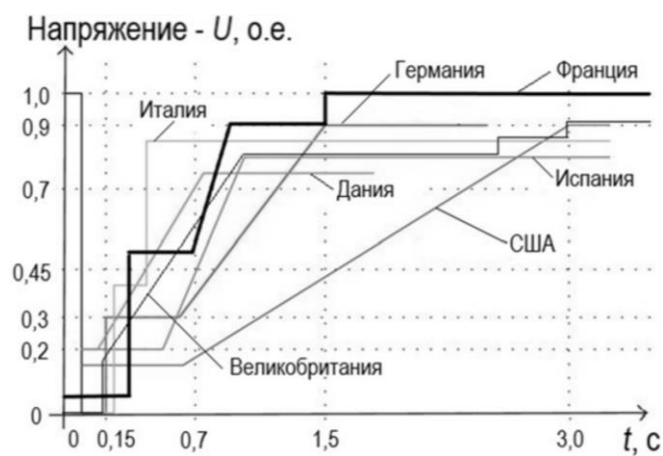


Рисунок 2 – Примеры вольт-секундных характеристик для ВЭУ в различных странах

В России действуют требования, отличные от таковых в европейских странах. Требования, предъявляемые к генерирующим установкам, при возникновении нормативных возмущений в ЭЭС можно так же представить в виде ВСХ. Наложение ВСХ при нормативных возмущениях на LVRT характеристики существующих ВЭУ представлено на рисунке 3.

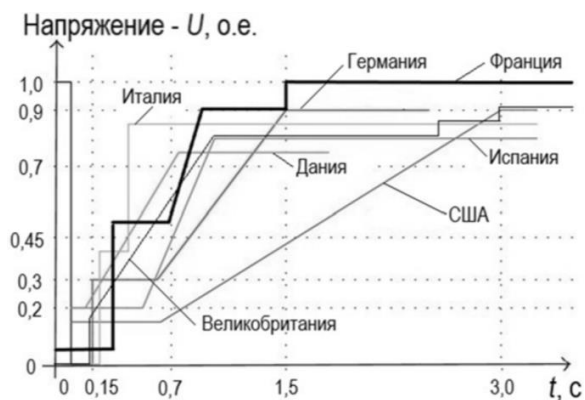


Рисунок 3 – График наложения результатов расчетов остаточного напряжения на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях на LVRT-кривые ВЭУ заводов-изготовителей различных стран

Из рисунка 3 видно, что ни одна ВЭУ, изготовленная европейскими заводами-изготовителями, не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к генерирующим установкам при возникновении нормативных возмущений. Из вышесказанного следует, что при возникновении повреждений в сети, система управления будет отключать ВЭУ от сети, что создаст ещё больший дефицит активной мощности в энергосистеме и может привести к каскадному развитию аварии.

Помимо снижения динамической устойчивости в ЭЭС с большой долей замещения ВИЭ имеет место проблема, связанная с невозможностью выполнять регулирование частоты и активной мощности в ЭЭС при помощи ВИЭ. Например, в сетевых кодексах Швейцарии и Дании сегодня появились требования, по демпфированию колебаний частоты в энергосистеме [3].

В Российской Федерации на уровне законодательства пока не закреплены требования по участию ВЭС в регулировании частоты и активной мощности (ОПРЧ, НПРЧ, вторичное и третичное регулирование). Несмотря на это, уже сегодня в России складывается ситуация, когда значительная установленная мощность электростанций на основе ВИЭ концентрируется в одном регионе. Так, к примеру, по состоянию на 01.05.2021 г. к сетям филиала ПАО «Россети Юг»-«Калмэнерго» подключено 5 объектов ВИЭ суммарной мощностью 335,1 МВт, из которых ~ 65% (216,6 МВт) приходится на мощность ВЭС. При этом собственное потребление республики в часы вечернего максимума 16.12.2020 составило 124 МВт. Очевидно, что мощности ЭС на базе ВИЭ покрывают более 100% потребности в электроэнергии республики.

Одним из возможных путей решения, обозначенных выше проблем, можно считать разработку алгоритмов управления сетевыми преобразователями ВЭУ, входящих в состав ветропарка. Алгоритм призван реализовать возможность участия ВЭУ в регулировании частоты и активной мощности в ЭЭС, а также обеспечить возможность работы преобразователей в зоне остаточного линейного напряжения на выходе инвертора при возникновении нормативных возмущений в сети. Перспективными в данном направлении исследования могут считаться алгоритмы управления, позволяющие моделировать инерционный отклик сетевого преобразователя, аналогичный таковому у синхронных электрических машин с массивным ротором.

В работе [4] авторы говорят об обширных возможностях УСВИ, в том числе упоминают возможность применения данных устройств для решения задач управления ЭЭС. Стоит отметить, что вопрос применения УСВИ с целью получения сигналов для работы систем управления ветрогенераторами 4-го типа, синтезированных с применением алгоритмов виртуальной инерции в отечественной литературе и научных работах не представлен и требует дальнейшего изучения.

В рамках развития данной темы исследования планируется: разработка функциональных компьютерных моделей ветропарков, в состав которых входят ВЭУ 3-го и 4-го типов; разработка системы управления, реализованной на базе виртуального контроллера с возможностью задания алгоритмов управления; создание компьютерной модели энергосистемы и элемента, моделирующего нормативные возмущения в ЭЭС; разработка законов управления для ветропарков с ВЭУ 3-го и 4-го типов, с использованием алгоритмов виртуальной инерции.

Решение задач, обозначенных выше позволит синтезировать систему управления групповым регулятором мощности ВЭС для повышения их динамической устойчивости при возникновении нормативных возмущений; обеспечить возможность участия ВЭС в регулировании частоты и активной мощности (ОПРЧ, НПРЧ, вторичное и третичное регулирование).

Библиографический список

1. IEC 61400-27-1:2020 Wind energy generation systems. – Part 27–1: Electrical simulation models – Generic models, 2020, Switzerland.
2. Serrano González J., Lacal Arántegui R. Technological evolution of onshore wind turbines—a market- based analysis // Wind Energy. – 2016. – Vol. 19, no. 12. – P. 2171–2187.
3. L. Petersen, P. H. Nielsen, G. C. Tarnowski and T. Lund. Addressing power oscillations damping requirements for wind power plants. 20th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW 2021), Hybrid Conference, Germany, 2021, pp. 403-413.
4. Помазков, М.С. Разработка и сборка устройства phasor measurement unit / М.С. Помазков, А.Д. Цебровский // Актуальные вопросы энергетики: Материалы IV Всероссийской научной конференции обучающихся с международным участием, посвященной к профессиональному празднику "День энергетика" и 65-летию Дальневосточного ГАУ, Благовещенск, 18 декабря 2015 г. / Ответственный редактор О.А. Пустовая. – Благовещенск: Дальневосточный государственный аграрный университет, 2016. – С. 44-52.

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ
ПОПЛАВКОВОЙ ВОЛНОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Кралин Ал.А., Крюков Е.В., Петухов Я.И., Кралин Ан.А.
*Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева*
yaroslav.2000@mail.ru

В последние годы все большее внимание уделяется альтернативным источникам энергии, которые экологически безопаснее и эффективнее традиционных. Одним из таких источников является кинетическая энергия морских волн, которая может быть преобразована в электрическую энергию, например, с помощью поплавковой волновой электростанции (ПВЭС).

На данный момент известны разнообразные структуры конвертеров волновой энергии. Сущность изобретения [1] состоит в вертикально расположенном корпусе электростанции, внутри которой находится линейный генератор. В работе [2] установка использует кинетическую энергию волны для производства сжатого воздуха, с целью дальнейшего преобразования этой энергии в электрическую с помощью турбины с генератором.

Авторами предложен конвертер для ПВЭС, представляющий собой корпус цилиндрической формы, внутри которого расположен преобразователь поступательного движения поплавка во вращательное движение вала синхронного генератора на постоянных магнитах СГПМ. Приведенная плотность конструкции меньше плотности воды, благодаря чему установка находится под водой лишь частично.

При разработке и проектировании энергетических комплексов разной структуры целесообразным является применение имитационного моделирования. Компьютерное моделирование позволяет определить оптимальную структуру системы управления, исследовать электромагнитные процессы устройства и позволяет определить электромагнитную совместимость нагрузки и основных узлов установки. Имитационное моделирование ПВЭС проводилось в среде *Matlab Simulink*.

Для разработки модели использован метод структурного моделирования [3]. Данный подход к моделированию позволяет наглядно иллюстрировать связи между переменными, описывающими электромагнитные процессы, а также отслеживать последовательность преобразования соответствующих сигналов. На рисунке 1 приведена структура ПВЭС, а на рисунке 2 имитационная модель ПВЭС в *Simulink*.

Выходной сигнал $\omega(t)$ представляет зависимость угловой частоты вращения вала от характера волны. Параметры волны получены в САПР *SolidWorks*.

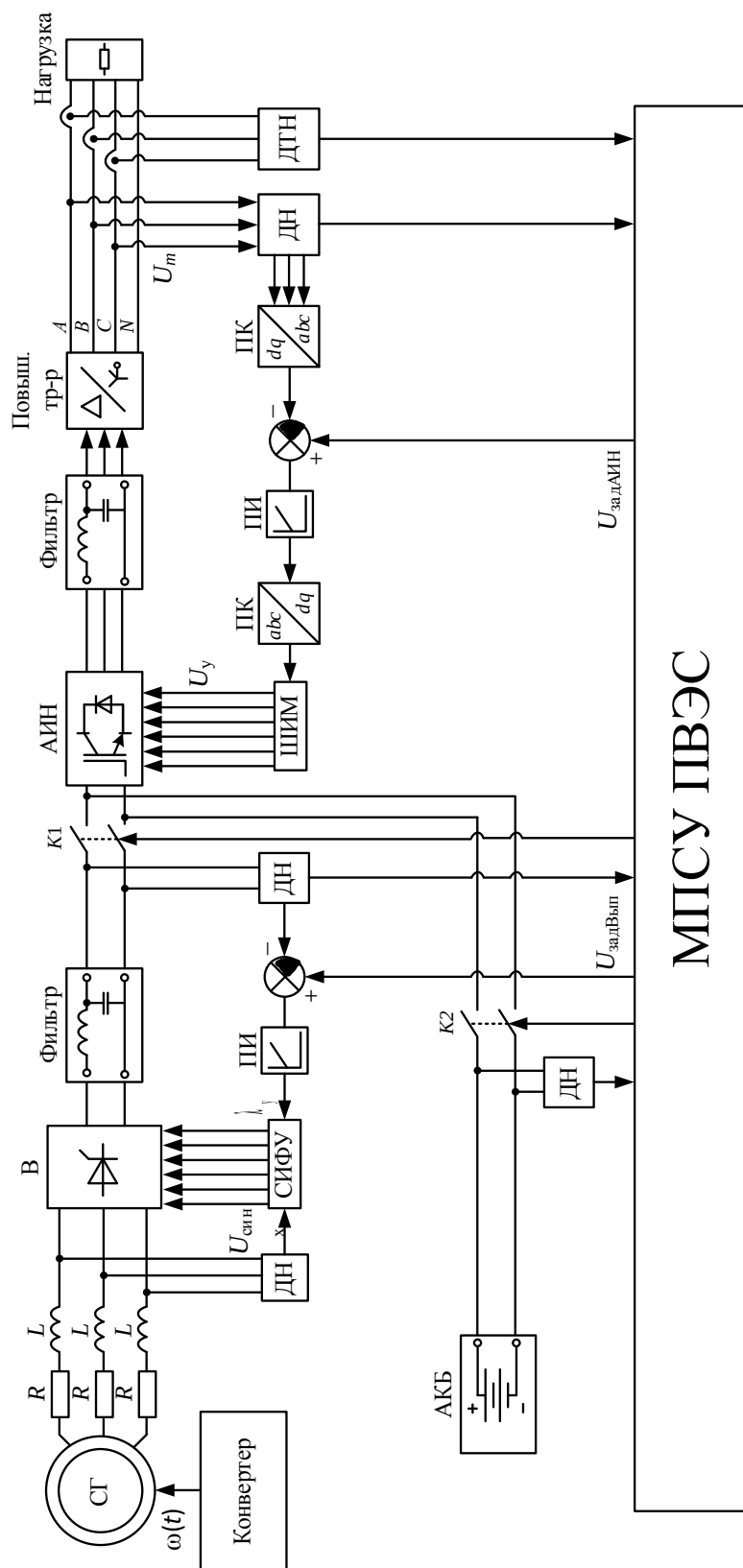


Рисунок 1 – Структурная схема полупроводниковой волновой электростанции:

СТ – синхронный генератор, В – выпрямитель, АИН – автономный инвертор напряжения, ДН – датчик напряжения, СИФУ – система импульсно-фазового управления, ПИ – ПИ-регулятор, ПК – преобразователь координат, ДТН – датчик тока нагрузки, МПСУ ПВЭС – микропроцессорная система управления ПВЭС

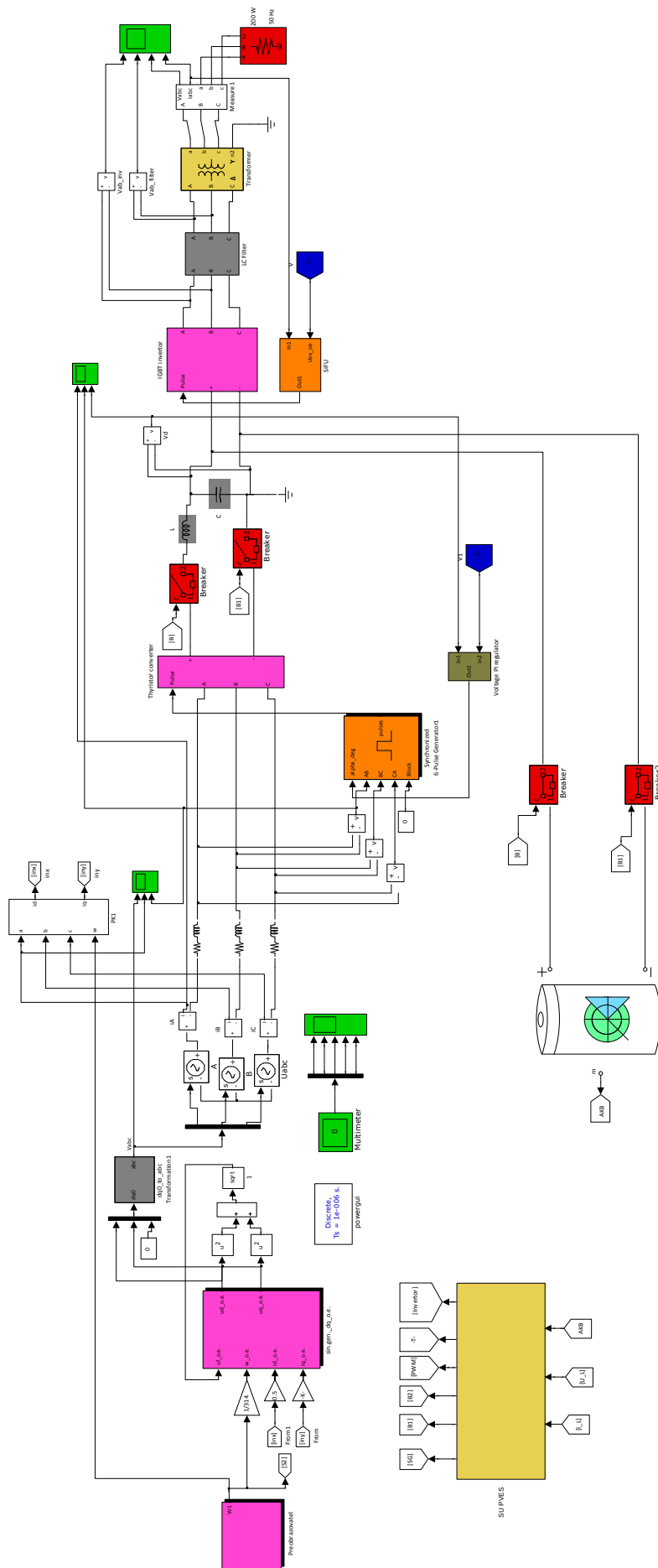


Рисунок 2 – Имитационная модель полупроводниковой волновой электростанции

Сигнал $\omega(t)$ подается на вход блока синхронного генератора. Модель СГПМ составлена по уравнениям Парка-Горева в системе $d-q$ координат в относительных единицах [4].

Модель мостового тиристорного выпрямителя (МТВ) выполнена с использованием стандартных элементов *SimPowerSystems*. Система управления содержит в своем составе ПИ-регулятор напряжения и формирует импульсы управления шестью тиристорами выпрямительного моста. Для сглаживания пульсаций выходного напряжения МТВ используется LC -фильтр.

В качестве силовой части трехфазного инвертора использован блок библиотеки *SimPowerSystems Universal bridge* с *IGBT*. За счет применения ШИМ осуществляется регулирование напряжения на выходе АИН и приближение его формы к синусоидальной. Система управления автономным инвертором напряжения содержит в своем составе дискретный ПИ-регулятор. Для сглаживания ШИМ сигнала на выходе автономного инвертора напряжения используется LC -фильтр.

На рисунке 3 изображены осциллограммы линейного напряжения на выходе АИН, напряжение после фильтра, мгновенное и действующее значение напряжения на нагрузке.

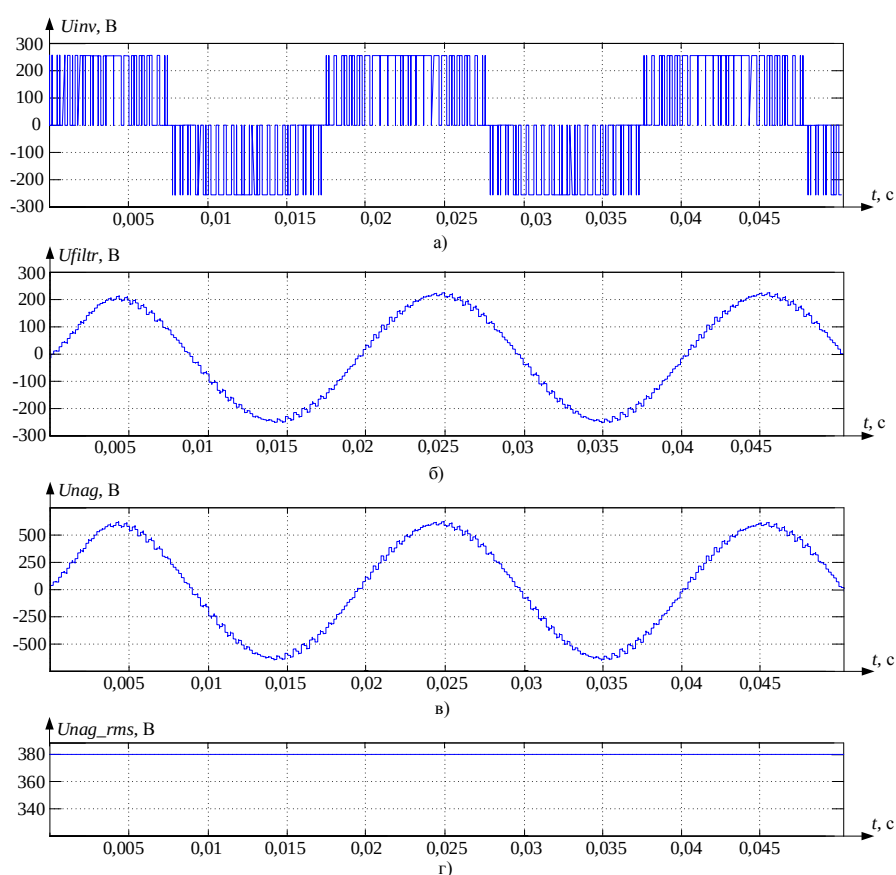


Рисунок 3 – Осциллограммы напряжений:

а – на выходе АИН; б – после фильтра; в – мгновенное на нагрузке;
г – действующее на нагрузке

Для оценки качества электрической энергии был произведен спектральный анализ напряжения на нагрузке. На рисунке 4а показан спектральный состав и значение коэффициента нелинейных искажений линейного напряжения до повышающего трансформатора, а на рисунке 4б – на нагрузке.

Следует отметить, что в структуре ПВЭС предусмотрен накопитель энергии – аккумуляторная батарея (АКБ). АКБ служит для компенсации дефицита электроэнергии в случае роста нагрузки.

В процессе моделирования установлено, что в диапазоне изменения мощности нагрузки от 10% до 100% коэффициент нелинейных искажений напряжения до повышающего трансформатора $k_{\text{ни}} \leq 4,18\%$. При этом на нагрузке $k_{\text{ни}} \leq 3,82\%$. Таким образом, за счет использования повышающего трансформатора происходит некоторое улучшение гармонического состава выходного напряжения.

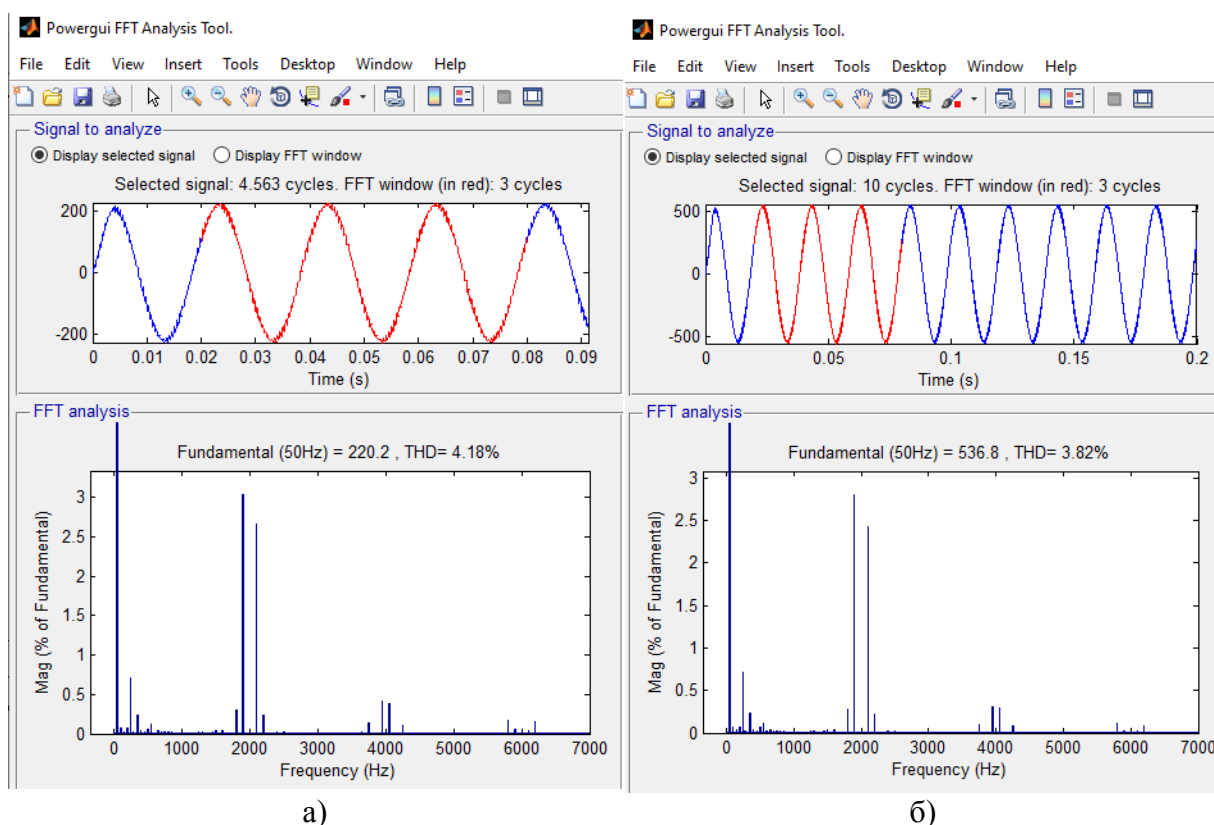


Рисунок 4 – Спектральный состав напряжения на нагрузке:
а – до повышающего трансформатора; б – на нагрузке

Системы управления полупроводниковыми преобразователями, входящими в структуру ПВЭС позволяют стабилизировать напряжение на нагрузке на уровне $U_{\text{л}}=380 \text{ В} \pm 2\%$.

Можно сделать вывод, что качество напряжения на нагрузке соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 для сетей 0,4 кВ в диапазоне изменения нагрузки от 10% до 100%.

Библиографический список

1. Патент № 2037642 С1 Российская Федерация, МПК F03В 13/16. поплачковая волновая электростанция: № 93043446/29: заявл. 31.08.1993: опубл. 19.06.1995 / А.А. Темеев.
2. Патент № 2579284 С1 Российская Федерация, МПК F03В 13/24. поплачковая волновая электростанция: № 2015108732/06 : заявл. 12.03.2015: опубл. 10.04.2016 / Е.Н. Беллендир, В.В. Петрашкевич, А.В. Петрашкевич [и др.]; заявитель Акционерное общество "Всероссийский научно-исследовательский институт гидротехники имени Б.Е. Веденеева" (АО "ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева").
3. Кудинов, Ю.И. Теория автоматического управления (с использованием MATLAB SIMULINK): учебное пособие / Ю.И. Кудинов, Ф.Ф. Пашенко — 3-е изд., стер. — Санкт-Петербург: Лань, 2019.
4. Моделирование элементов электромеханических систем // С.Я. Дунаевский, О.А. Крылов, Л.В. Мазия. — М.: Энергия, 1966.
5. Преобразование энергии морских волн // С.Д. Чижиумов [и др] — Комсомольск на Амуре: ФГБОУ ВПО «КнАГТУ», 2014.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2022-0005).

Кралин Ал.А., заведующий кафедрой ТОЭ НГТУ; Крюков Е.В., доцент кафедры ЭССЭ НГТУ; Петухов Я.И., магистрант гр. М22-ЭС; Кралин Ан.А., студент гр. 21-Э-1

УДК 621.311, 621.331

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ШЕСТИПУЛЬСОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

Крюков А.В., Нгуен Куок Хиеу

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Иркутский государственный университет путей сообщения

[and kryukov@mail.ru](mailto:kryukov@mail.ru), hieu12829@mail.ru

Введение. Суммарная протяженность железных дорог России, электрифицированных на постоянном токе составляет почти 19 тыс. км. В современных условиях, характеризующихся масштабной цифровизацией транспортной электроэнергетики, для повышения эффективности функционирования сложных систем тягового электроснабжения постоянного тока (СТЭ ПТ) требуется разработка методов и средств цифрового моделирования режимов их работы.

Вопросы, связанные с моделированием режимов таких СТЭ, рассматриваются в большом числе работ. Так, например, в статье [1] описана методика расчета СТЭ ПТ, оснащенной устройствами регулирования напряжения. Результаты решения задачи математического моделирования магнитного влияния контактной сети постоянного тока на линии связи

приведены в статье [2]. Вопросам моделирования СТЭ ПТ с накопителями энергии посвящена работа [3]. Необходимость корректного учета проводимости земли при моделировании тяговой сети (ТС) постоянного тока подчеркнута в статье [4].

Следует отметить, что СТЭ постоянного тока неразрывно связана с питающими электрическими сетями переменного тока. Поэтому наиболее обоснованный подход к моделированию таких объектов должен обеспечивать корректный учет питающей электроэнергетической системы (ЭЭС). Такой подход может быть реализован на основе методов и алгоритмов совместного моделирования подсистем переменного и постоянного тока, описанный в работе [5]. Данный подход реализован на основе технологий моделирования режимов ЭЭС и СТЭ в фазных координатах [6].

Ниже представлены результаты исследований, направленных на анализ качества электроэнергии в системе электроснабжения железной дороги постоянного тока.

Методика моделирования. Для получения уравнений режима СТЭ ПТ совместно с внешним электроснабжением реализована концепция декомпозиции на подсистемы постоянного и переменного тока. Записанные в фазных координатах уравнения взаимосвязи напряжений и токов шестипульсового преобразователя позволили реализовать алгоритм расчета режима питающей ЭЭС переменного тока совместно с ТС постоянного тока при несимметрии питающих напряжений. Он позволяет проводить расчеты на основной частоте 50 Гц и частотах высших гармоник.

Модель преобразователя со стороны питающей ЭЭС представлена тремя источниками тока, соединенными звездой, а со стороны СТЭ постоянного тока – источником ЭДС с внутренним сопротивлением. На расчетной схеме ветвей, связывающих источники тока и ЭДС, нет; все взаимосвязи определяются системой уравнений для модели преобразователя.

Результаты моделирования. Рассматривалась система электро-

снабжения участка железной дороги постоянного тока, включающей следующие элементы (рисунок 1): три линии 110 кВ, три тяговых подстанции (ТП) с шестипульсовыми преобразователями и две межподстанционных зоны, протяженностью по 20 км.

Осуществлялось моделирование режимов при движении четырех поездов массами 3884 тонны: два поезда двигались в четном направлении и два – в нечетном (рисунок 2). Токо-

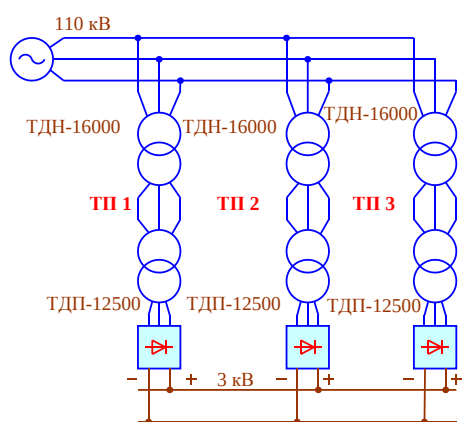


Рисунок 1 – Схема моделируемой системы

вые профили поездов, т. е. зависимости потребляемых токов от пикетов, представлены на рисунке 3.

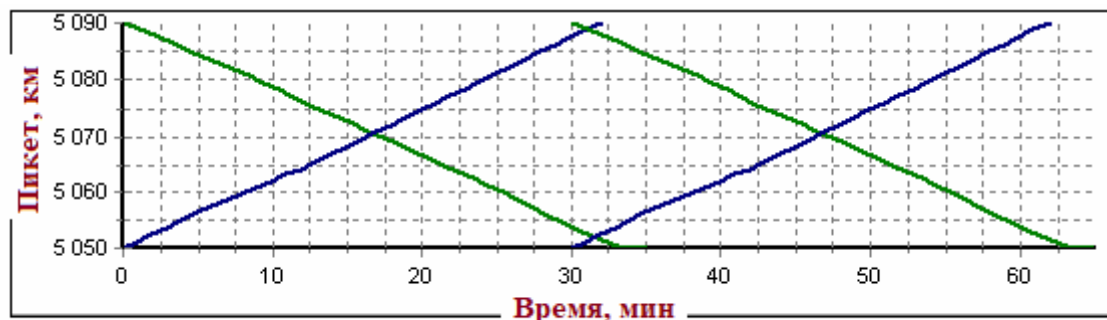


Рисунок 2 – График движения

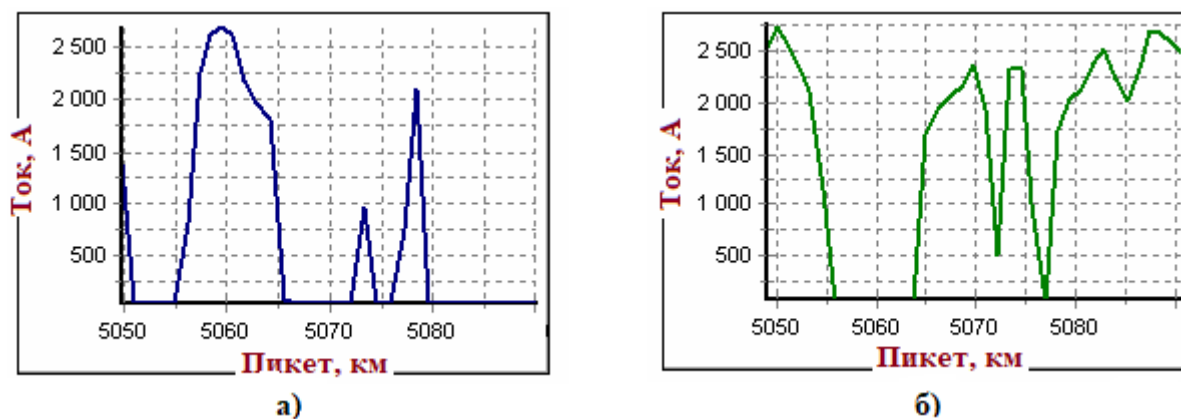


Рисунок 3 – Токовые профили: а – четное направление; б – нечетное

Для моделирования использовался программный комплекс «Fazonord» [6]. Полученные результаты иллюстрируются на рисунках 4-8. На рисунке 4 показаны зависимости напряжений на токоприемниках от времени, из которых видно, что уровни напряжений лежат в допустимых пределах 2,7...4 кВ.

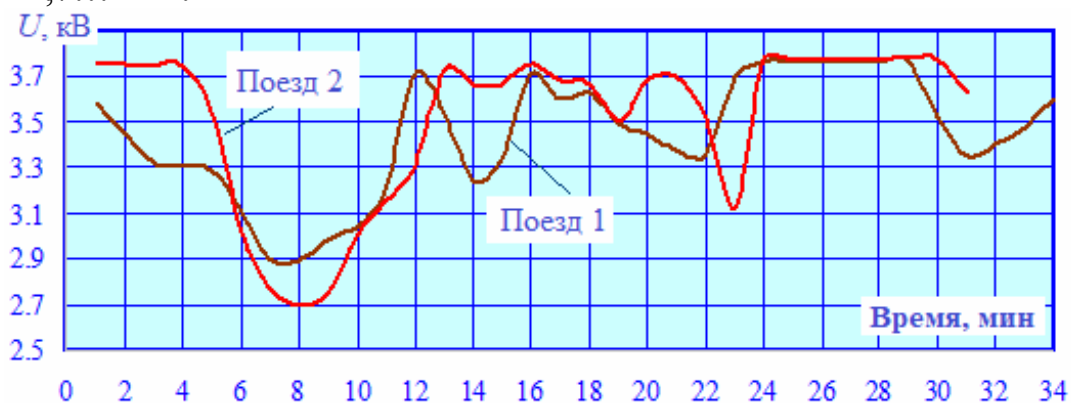


Рисунок 4 – Напряжения на токоприемниках электровозов

На рисунке 5 приведены аналогичные зависимости для фазных напряжений на шинах 110 кВ ТП 1, из которых видно, что максимальные отклонения напряжений не превышают 3 %.

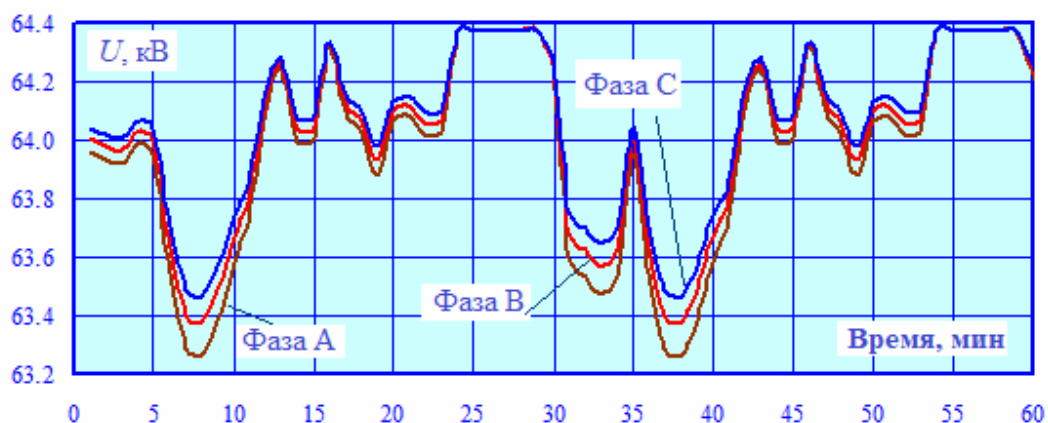


Рисунок 5 – Напряжения на шинах 110 кВ ТП-1

На рисунке 6 представлены графики изменений коэффициентов несимметрии по обратной последовательности на шинах 110 кВ тяговых подстанций. Из него видно, что уровни несимметрии лежат в допустимых пределах.

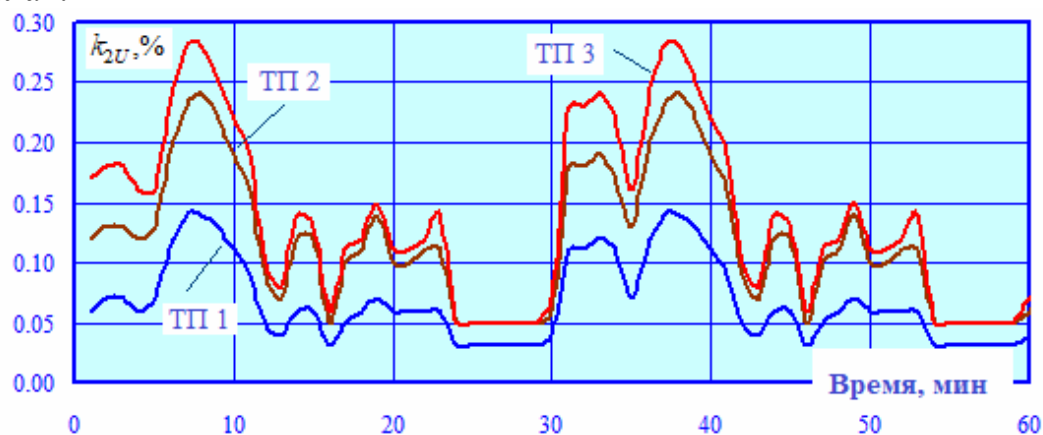


Рисунок 6 – Коэффициенты несимметрии по обратной последовательности

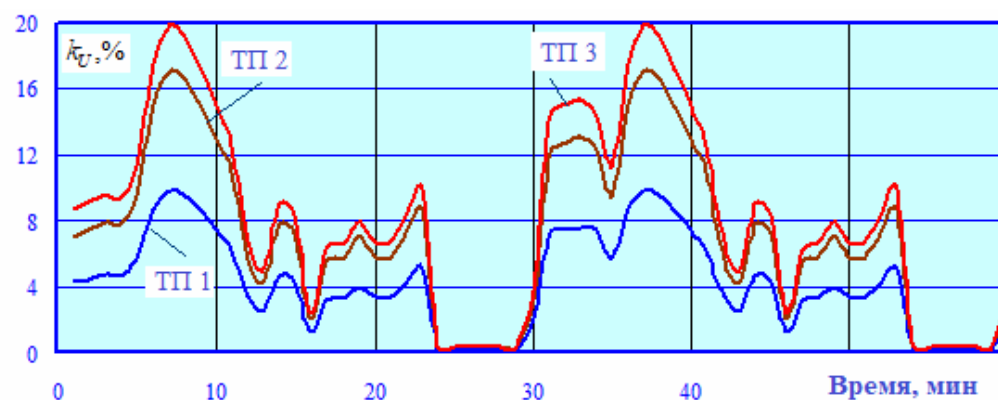


Рисунок 7 – Суммарные коэффициенты гармоник

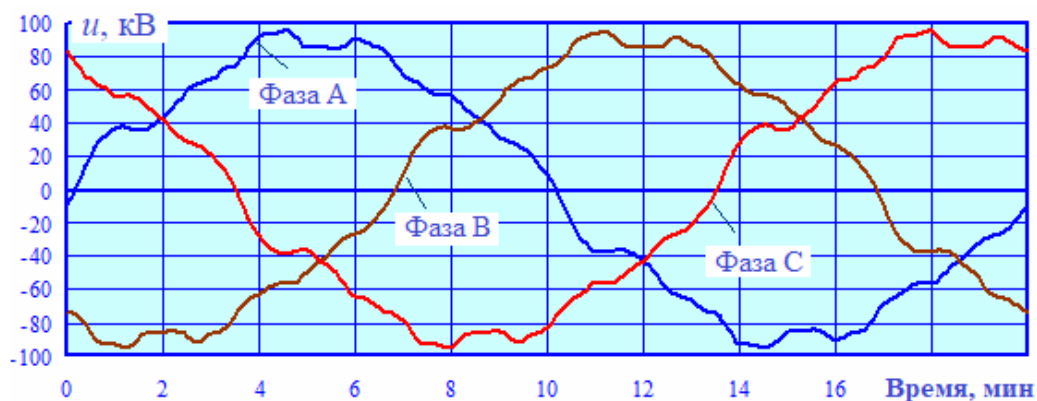


Рисунок 8 – Формы кривых напряжений на шинах 110 кВ ТП-3 на четырнадцатой минуте моделирования

На рисунке 7 представлена динамика изменений суммарных коэффициентов гармоник на вводах 110 кВ ТП, отвечающих фазе А. Из него видно, что уровни гармонических искажений далеко выходят за допустимый предел в 3 %, установленный ГОСТ–32144-2013. Поэтому требуется применение средств снижения несинусоидальности (рисунок 8), например, пассивных или активных фильтров.

Заключение. Методика совместного моделирования подсистем переменного и постоянного тока, предложенная в работе [5], может эффективно применяться для расчета режимов СТЭ железных дорог постоянного тока. На ее основе могут определяться режимы на основной частоте и частотах высших гармоник с вычислением показателей качества электроэнергии по отклонениям напряжений, несимметрии и несинусоидальности.

Методика является универсальной и позволяет проводить моделирование СТЭ ПТ различного конструктивного исполнения, в том числе и перспективных систем повышенного напряжения. Наряду с нормальными эксплуатационными режимами могут рассчитываться режимы коротких замыканий и плавки гололеда. На базе полученных результатов могут быть определены электромагнитные поля тяговых сетей.

Библиографический список

1. Баева И.А. Методика расчета системы тягового электроснабжения постоянного тока 3,0 кВ при введении устройств регулирования напряжения // Известия Петербургского университета путей сообщения. Т. 16. № 1. 2019. – С. 51-58.
2. Математическое моделирование магнитного влияния контактной сети постоянного тока напряжением 3 и 24 кВ на смежные коммуникации связи / Е.С. Мушков, А.Н. Марикин, М.А. Иванов [и др.] // Транспорт Урала. № 2(69). 2021. С. 97-100.

3. Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А. Моделирование работы системы тягового электроснабжения постоянного тока с накопителем энергии / А.Л. Быкадоров, // Вестник транспорта Поволжья. № 5(77). 2019. С. 7-13.
4. Лесников Д.В. Моделирование тяговой сети постоянного тока с учетом проводимости земли // Транспорт Урала. № 2(65). 2020. С. 75-79.
5. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование систем тягового электроснабжения постоянного тока, Иркутск: ИрГУПС, 2022. 184 с.
6. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Иркутский государственный университет, 2005. 273 с.

Крюков А. В., профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ; Нгуен Куок Хиеу, аспирант ИРНИТУ

УДК 621.311, 621.331

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ НА ТРУБОПРОВОДЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ПРОВОДИМОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Крюков А.Е.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
appleforevor@mail.ru

На некоторых участках трасс магистральные железные дороги, электрифицированные на переменном токе, могут сближаться с протяженными металлическими конструкциями, типичным примером которых являются трубопроводы наземной и подземной прокладки. При этом в результате электромагнитных влияний [1, 2] тяговых сетей (ТС) на трубопроводе могут наводиться напряжения, превышающие установленный нормативным документом [3] уровень в 60 В.

В статье представлены результаты исследований, направленных на разработку методики моделирования напряжений, наведенных тяговыми сетями 25 кВ на трубопроводе наземной прокладки, при различных значениях проводимости изоляции и ширине сближения с ТС, равной 50 м.

Моделирование выполнено в программном комплексе Fazonord [4] применительно к схеме ТС 25 кВ для трёх значений проводимости трубопровод-земля [1]:

- проводимость 0,0026 См/км, характерная для нормальной изоляции трубопровода;
- проводимость 0,0013 См/км, отвечающая усиленной изоляции;
- проводимость 0,0007 См/км, характерная для весьма усиленной изоляции трубопровода;

На рисунке 1 показан фрагмент схемы расчётной модели в ПК Fazonord, на рисунке 2 показана схема сближения тяговой сети 25 кВ и трубопровода.

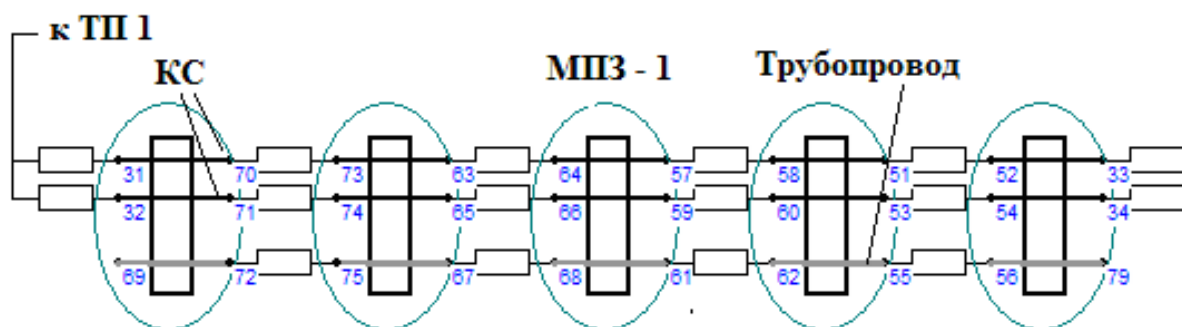


Рисунок 1 – Фрагмент схемы расчётной модели

Для определения напряжений по длине трубопровода, ТС была разбита на 5 участков, длиной по 10 км.

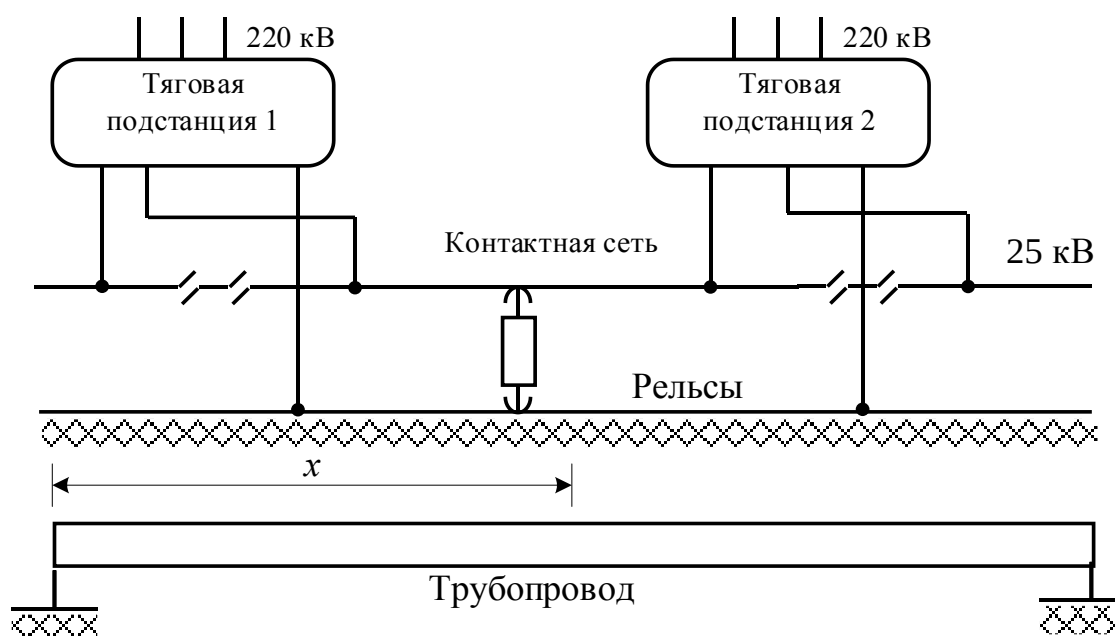


Рисунок 2 – Схема сближения тяговой сети и трубопровода

Результаты моделирования. На рисунке 3 показаны графики средних и максимальных значений наведенных напряжений в зависимости от проводимости изоляции, цифрами обозначены составляющие наведенных напряжений: 1 – результирующие наведенные напряжения U_{Σ} с учетом высших гармоник (ВГ), 2 – напряжения основной частоты U_1 ; 3 – эффективные напряжения ВГ U_{hg} .

Эти параметры рассчитывались по формулам:

$$U_{hg} = \frac{U_1 k_U}{100}; U_{\Sigma} = U_1 \sqrt{1 + \left(\frac{k_U}{100} \right)^2},$$

где k_U – суммарный коэффициент гармоник.

При моделировании электромагнитных влияний корректно учитывались ближняя, промежуточная и дальняя зоны интеграла Карсона [5].

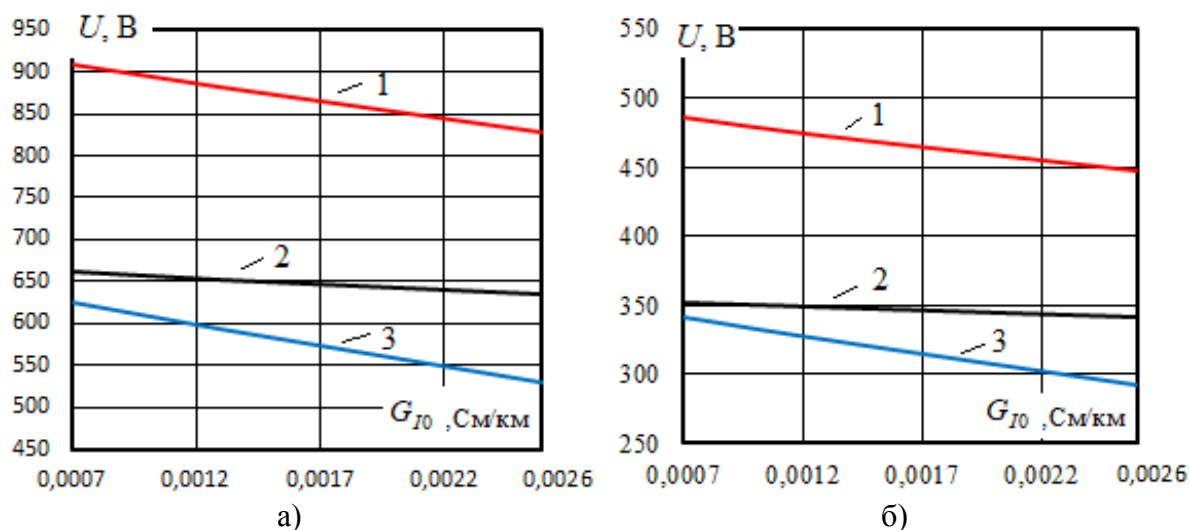


Рисунок 3 – Зависимости наведенных от проводимости G_{I0} :

а – максимальные значения, б – средние значения

На рисунке 4 представлены аналогичные рисунку 3 зависимости средних и максимальных значений токов от проводимости изоляции.

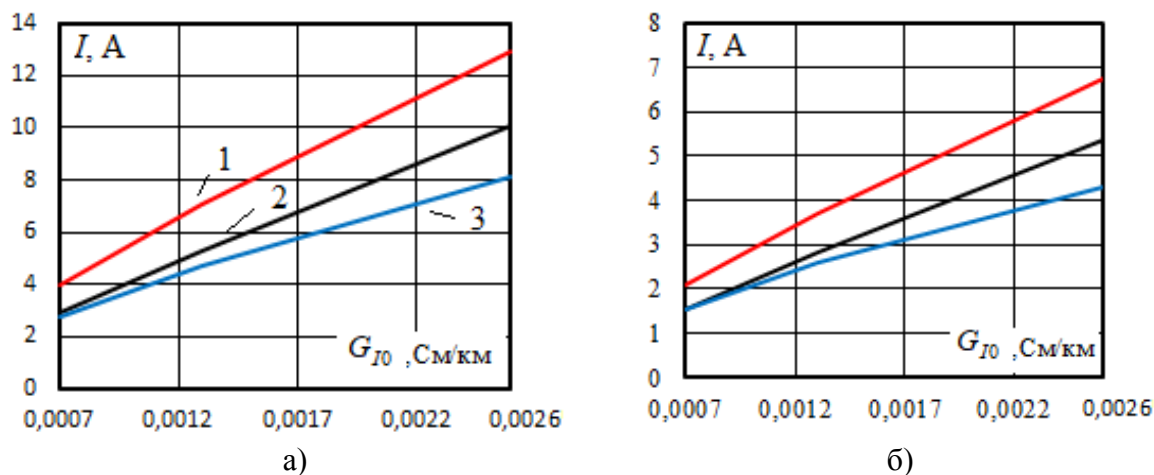
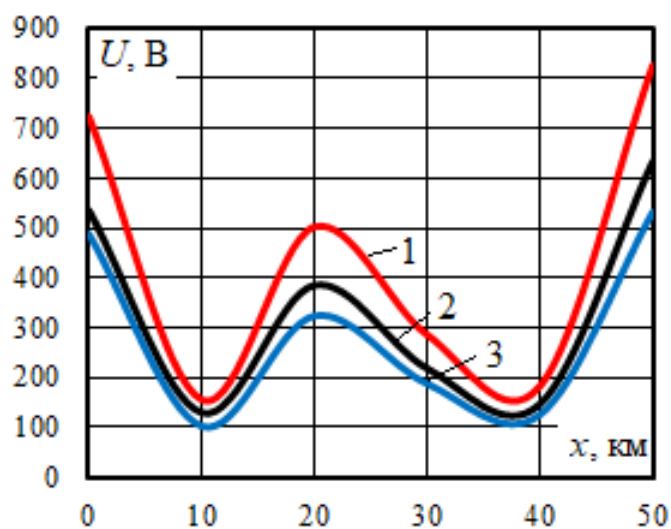


Рисунок 4 – Зависимости токов, протекающих по трубе от проводимости G_{I0} :

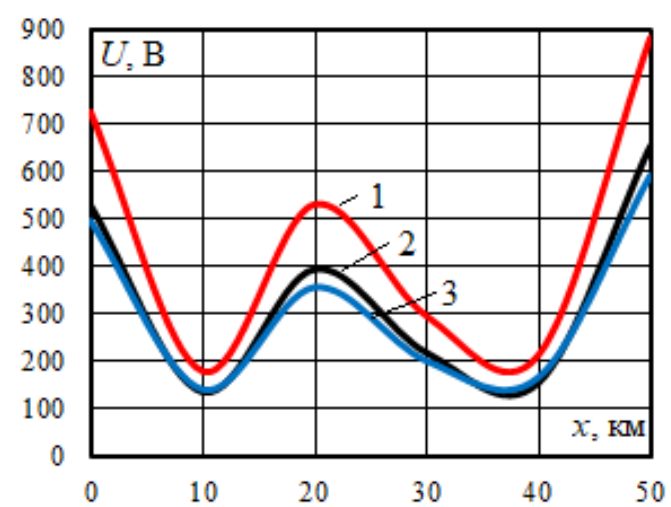
а – максимальные значения, б – средние значения

На рисунке 5 показаны графики зависимостей от координаты x наведенных напряжений, цифрами обозначены их составляющие.

а)



б)



в)

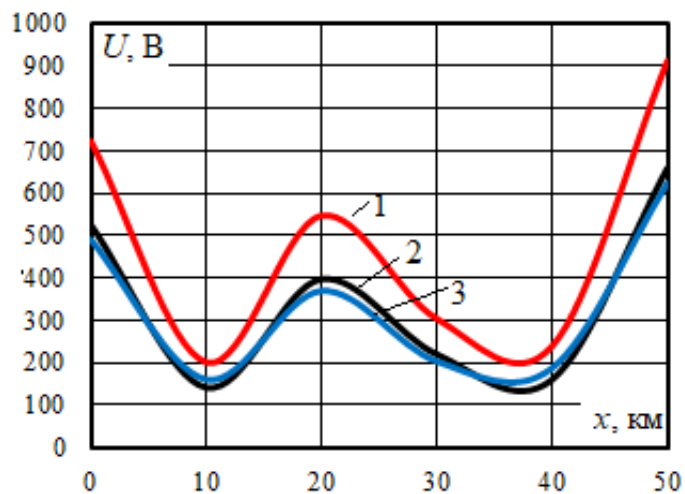


Рисунок 5 – Зависимости наведенных напряжений от координаты x при:
 а - проводимости $0,0026 \text{ SM/KM}$; б - проводимости $0,0013 \text{ SM/KM}$;
 в - проводимости $0,0007 \text{ SM/KM}$

Рисунок 6 иллюстрирует аналогичные графики для токов, протекающих по трубе.

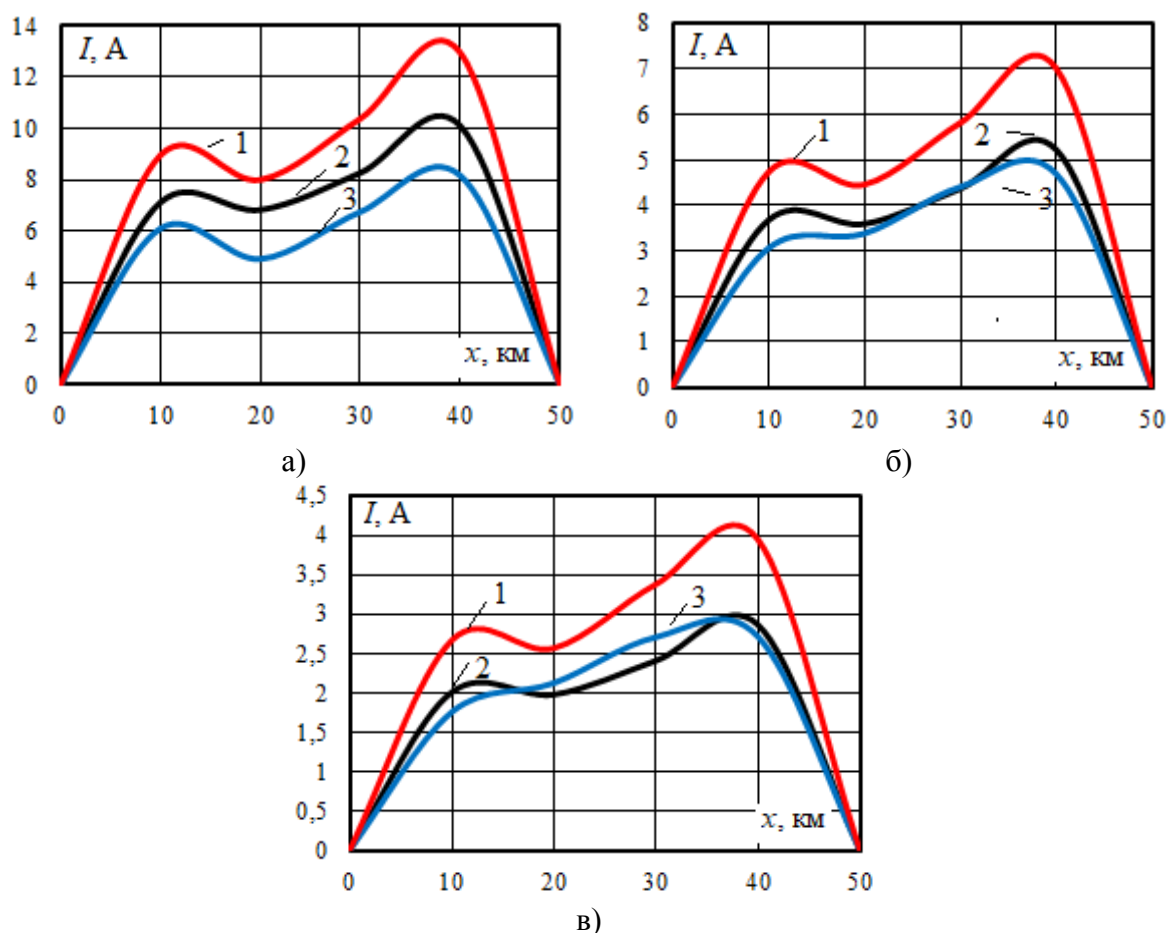


Рисунок 6 – Зависимости токов, протекающих по трубе от координаты x при:
 а - проводимости 0,0026 См/км; б - проводимости 0,0013 См/км;
 в - проводимости 0,0007 См/км

Полученные при моделировании результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. При вариации проводимости в указанных выше диапазонах значения наведенных напряжений и токов, протекающих по трубе, заметно меняется, что видно по кривым, изображённым на рисунках 3-4, различие напряжений при проводимости равной 0,0026 См/км и 0,0007 См/км, составляет 9%, различие токов составляет 70%.

2. Уровни наведенных на металлических деталях сооружения напряжений значительно превышают нормативный предел 60 В; по рисунку 5 б видно, что максимальное значение достигается при проводимости 0,0007 См/км и превышает значение 900 В.

3. При увеличении проводимости, наблюдается снижение сопротивления распределенного заземления, что приводит к росту наведенных напряжений и снижению токов, протекающих по трубе.

Заключение. Разработанные модели могут применяться на практике для обоснованного выбора мероприятий по повышению электробезопасности персонала, обслуживающего сооружение и работающего в зонах элек-

ромагнитных влияний тяговой сети. К числу таких мероприятий можно отнести установку дополнительных заземлений по краям сооружения или увеличение ширины сближения тяговой сети и трубопровода. Также предложенные цифровые модели могут применяться при разработке методов и средств защиты трубопровода от электрической коррозии; при этом соединение трубы с дополнительными заземлителями может осуществляться через емкостные фильтры.

Методика позволяет проводить определение электромагнитных влияний при сложных траекториях сближения, включающих непараллельные участки, а также пересечения ТС и трубопровода.

Библиографический список

1. Ратнер М. П. Индуктивное влияние электрифицированных железных дорог на электрические сети и трубопроводы. М: Транспорт, 1966. 164 с.
2. Котельников А.В., Косарев А.Б. Электромагнитное влияние тяговых сетей переменного тока на металлические конструкции // Электричество. 1992. № 9. С. 26-34.
3. Technische Richtlinien-71 (TRL-71). EMR-Technic Kathodischer Korrosionsschutz für Erdgasfernleitungen. P. 80.
4. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та. 2005. 273 с.
5. Carson I. R. Wave propagation in overhead wires with ground return // Bell System Techn. J. 1926. V. 5. P. 539-554.

Исследования выполнены в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Разработка методов, алгоритмов и программного обеспечения для моделирования режимов систем тягового электроснабжения железных дорог постоянного тока и электромагнитных полей на тяговых подстанциях железных дорог переменного тока».

Крюков А. Е., аспирант, ассистент кафедры электрических станций, сетей и систем

УДК 621.3:656.56

ЭФФЕКТИВНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА

Крюков О.В., Ипполитов В.А., Романов Л.Р.

ООО «ТСН-электро», г. Нижний Новгород

o.v.kryukov@mail.ru

Перспективы освоения территорий и богатейших ресурсов Сибири и Крайнего Севера РФ неразрывно связано с надежным и энергоэффективным электроснабжением производственных и социальных объектов инфраструктуры [3; 9]. В России накоплен положительный опыт комплексного проектирования и строительства «под ключ» трансформаторных подстанций

КТП-10/0,4 кВ в блочно-модульном исполнении полной заводской готовности для объектов Арктики (рис. 1) [2; 6]. При этом трансформаторные подстанции КТП-10/0,4 кВ представляют собой блочно-модульные здания отечественного производства, состоящие не более чем из 3-х модулей. Все технические решения, принятые при проектировании и изготовлении блочных зданий, электрооборудования и систем АСУЭ соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей его эксплуатацию при соблюдении нормативно-технической документации (НТД) [5; 7; 10].



Рисунок 1 – Общий вид комплектной трансформаторной подстанции проекта «Арктик СПГ 2» с функциями цифровой подстанции

Уникальные климатические условия арктических территорий размещения КТП характеризуются как очень суровые со значительным диапазоном температур воздуха и высокой среднегодовой влажности. Большое влияние имеет многолетняя мерзлота, обилие болот и рек, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69- ХЛ1.

В связи со сложными инженерно-геологическими и климатическими условиями, недостаточно развитой инфраструктуры региона строительства, блочно-модульные КТП-10/0,4 кВ поставляются на объект установки максимально комплектными для минимизации объема строительно-монтажных (СМР) и пуско-наладочных работ (ПНР) и с максимальным спектром функциональных возможностей превентивного прогнозирования состояния [4; 11; 12] на уровне цифровых подстанций в соответствии с принципами малолюдных технологий [1; 8]. В блочно-модульных КТП полностью установлено современное оборудование для освещения, отопления, вентиляции и систем сигнализации. Категория надежности электроснабжения по ПУЭ-1, электропитание САУ обеспечивается по 1 категории особой группы электроснабжения.

Кроме типового унифицированного электрооборудования в КТП арктического исполнения устанавливаются специализированные системы автоматизации и мониторинга в каждом модуле:

- распределительное устройство низкого напряжения (РУНН-0,4 кВ) с приборами учета электроэнергии для передачи в систему АСТУЭ;
- шкаф собственных нужд низкого напряжения с ИБП для питания потребителей и независимыми расцепителями для отключения при пожаре УК-ВК/04;
- установки компенсации реактивной мощности (УКРМ) с конденсаторными установками и антирезонансными фильтрами гармоник для стабилизации коэффициента мощности на уровне 0,95, обеспечивающие микропроцессорное регулирование мощности и цифровой интерфейс RS-485 с выходом в АСУЭ.

Архитектура построения АСУЭ в составе шкафа РУНН, шкафа гарантированного электропитания и щитов станций управления КРУ базируется на централизованном устройстве сбора данных – *Концентраторе данных* РУНН, который контролирует работу АВР, расцепителей, счетчиков, УКРМ, модулей ввода-вывода. Подключение УВН выполнено по протоколу Ethernet 100 BASE TX / МЭК 61850.

Блок управления автоматическим вводом резерва (АВР) выполнен на базе программируемого контроллера и сенсорной панели оператора. Контроллер предназначен для автоматического ввода резерва, реализации функции возврата к нормальному режиму работы, контроля выполнения команд управления, контроля контактной группы силовых выключателей, автоматической блокировки подачи напряжения на аварийную секцию шин. Дополнительно контроллер выполняет функции сбора и передачи информации на верхний уровень по цифровому протоколу обмена в соответствии с концепцией цифровой КТП.

Сенсорная панель оператора выполняет функции отображения динамической мнемосхемы РУ, просмотра журнала событий и списка не квитированных неисправностей, а также для отображения и изменения настроек режимов работы блока АВР. Причем основные настройки указываются соответствующими переключателями на панели шкафа управления, а доступ к расширенным настройкам осуществляется через экран панели оператора после авторизации пользователя.

Основные функции управления АВР следующие:

- АВР разрешает управление силовыми выключателями с помощью ключей управления (кнопок), расположенных на панели управления;
- АВР обеспечивает автоматическое включение резерва, если переключатель режима работы установлен в положение «автоматический»;
- АВР управляет силовыми выключателями по командам ДУ;
- программно-технический комплекс (ПТК) может изменять параметры электроустановки (выдержки времени и режимы АВР);

- все действия оперативного персонала по управлению фиксируются в журнале событий с указанием метки времени;
- предусмотрено разграничение доступа пользователей настройкам;
- отсутствие подтверждения управляющих команд регистрируется в журнале событий и сопровождается соответствующей сигнализацией.

На рис. 2 представлен интерфейс панели оператора в режиме «Мнемосхема».

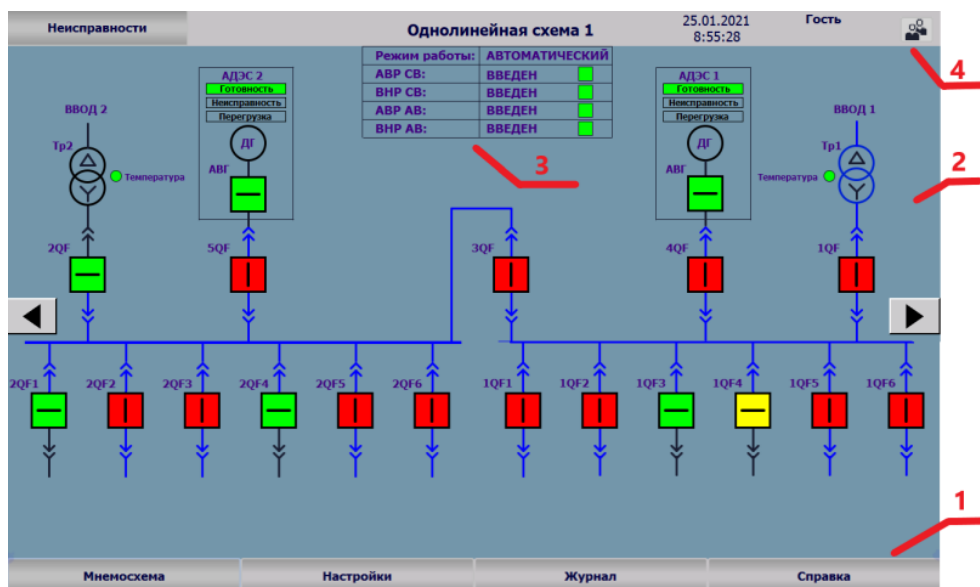


Рисунок 2 – Интерфейс панели оператора

Рамками выделены основные элементы интерфейса: функциональные кнопки (1), область видеокadra (2), поле отображения режимов АВР (3), заголовков окна (4). Функциональные кнопки используются для перехода между основными экранами. Назначение функциональных кнопок показано надписями на экране. Назначение функциональных кнопок одинаковое на всех экранных формах.

С помощью поля отображения режимов АВР отображаются режимы работы РУНН и режимы работы АВР. Режимы АВР СВ, АВР АВ устанавливаются с помощью переключателей на панели управления РУНН, а ВНР СВ, ВНР АВ устанавливаются с помощью программных переключателей на экранах «Выдержки времени, режимы АВР АВ».

Входными переменными для логики АВР являются дискретные сигналы о состоянии силовых выключателей, дискретные сигналы от реле контроля напряжения на вводах и секциях шин, дискретные сигналы из схемы, значения программных уставок режимов и таймеров.

Логика функционирования АВР и дистанционное управление по Modbus блокируются в случаях: обнаружения недостоверных сигналов о состоянии силового выключателя или отключения оперативных цепей силового выключателя или сигнализации (24VDC).

Автоматический ввод резерва происходит при выполнении следующих условий:

- установлен режим работы «автоматический»;
- неисправный ввод отключен;
- секция шин, на которую подается питание, без напряжения и не заблокирована;
- переключатель АВР СВ в положении введен.

Ввод считается неисправным, если:

- отсутствует сигнал о наличии исправного напряжения на вводе в течение времени, превышающего выдержку на запуск АВР;
- выключатель ввода не выполнил команду на включение;
- обнаружена неисправность силовых контактов выключателя ввода (в уставках панели оператора в пункте «контроль контактной группы» указано «отключение неисправного выключателя» или «блокировка секции шин»);
- неисправен силовой трансформатор (авария по температуре или давлению масла и т.д.) или сработала защита от ОЗЗ (однофазного замыкания на землю).

Для правильной работы функции контроля контактной группы выключателя необходимо, чтобы уставка минимального напряжения реле на секции шин была ниже, чем уставка минимального напряжения реле на вводе. Если есть контроль повышенного напряжения, то уставка повышенного напряжения реле на секции шин должна быть выше, чем уставка максимального напряжения реле на вводе.

Выводы. Длительная энергоэффективная и безаварийная работа всех систем цифровых КТП в арктическом исполнении подтвердила корректность реализации заложенных при проектировании принципов малолюдных технологий и алгоритмов АСУЭ с полным набором всех основных функций мониторинга позволяет говорить о перспективности дальнейшего совершенствования электрооборудования КРУ «Каскад» и IT-технологий КТП для арктических объектов нефтегазового сектора.

Библиографический список

1. Электроснабжение и электрооборудование линейных потребителей магистральных газопроводов, Воронков В.И., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Газовая промышленность. 2010. № 3 (643). С. 32-37.
2. Экологические направления электроснабжения при реконструкции объектов ПАО "Газпром", Крюков О.В., Серебряков А.В. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2015. № 8. С. 23-33.
3. Энергетический комплекс, Васенин А.Б., Крюков О.В., Серебряков А.В. Патент на полезную модель RU 113085 U1, 27.01.2012. Заявка № 2011140276/07 от 04.10.2011.

4. Расширение функциональных возможностей автоматизации и мониторинга распределительных устройств КТП «Каскад», Кононенко А.Б., Косоротов А.А., Крюков О.В. Автоматизация и ИТ в энергетике. 2020. № 12. С. 26-31.
5. Оценка эксплуатационных факторов энергообъектов по нормативным требованиям мониторинга, Крюков О.В. Контроль. Диагностика. 2018. № 10. С. 50-57.
6. Методологический подход к прогнозированию технического состояния трансформаторов распределительных устройств, Груздев В.В., Волков А.С., Крюков О.В. Автоматизация и ИТ в энергетике. 2021. № 1 (138). С. 14-19.
7. Интеллектуальные энергетические установки для автономных систем электроснабжения, Серебряков А.В., Крюков О.В. Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2014. – 135 с.
8. АСУ систем электроснабжения на принципах SMART GRID для объектов магистральных газопроводов. Васенин А.Б., Крюков О.В., Серебряков А.В. Автоматизация в промышленности. 2012. № 4. С. 36-38.
9. Принципы малолюдных технологий в организации работы СЭС электроприводных компрессорных станций, Крюков О.В. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. № 4. С. 10-13.

Крюков О.В., зам. директора по науке ООО «ТСН-электро»; Ипполитов В.А., руководитель Инженерного центра ООО «ТСН-электро»; Романов Л.Р., инженер ООО «ТСН-электро»

УДК 004.056.5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КИБЕРАТАК И КИБЕРУГРОЗ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Кудакаев А.Р.

Казанский государственный энергетический университет

kudakaev.123@gmail.com

Современный мир становится все более автоматизированным, и кибербезопасность становится одной из самых важных проблем. Она особенно актуальна в энергетической отрасли, где любая атака на системы управления может привести к катастрофическим последствиям. В последние годы мы стали свидетелями роста числа кибератак на системы электроэнергетики, и это стало серьезной угрозой для надёжности и безопасности этих систем [1]. Использование кибербезопасности для защиты от кибератак и киберугроз в электроэнергетике становится всё более важным, чтобы защитить критические системы и предотвратить нарушения в работе энергосистем.

Электроэнергетические системы представляют собой сложные технологические комплексы, которые включают в себя не только физические, но и кибернетические компоненты [2]. Кибербезопасность – это комплекс мер

и технологий, направленных на защиту информационных систем от несанкционированного доступа, разрушения или изменения данных, а также от других угроз, связанных с использованием компьютеров и сетей. Кибербезопасность в электроэнергетике включает в себя различные меры защиты информационных технологий и киберфизических систем, которые используются для управления и контроля над производственными процессами.

Системы управления электроэнергетикой включают в себя множество компьютеров, сетей и программного обеспечения, которые могут стать объектом атак со стороны хакеров и других злоумышленников. Основные типы атак на системы электроэнергетики:

- фишинг – это атака, при которой злоумышленник пытается получить доступ к системе путём получения логина и пароля от пользователя.

- вирусы и троянские программы – это программы, которые могут заражать компьютеры и сети, вызывая несанкционированный доступ к системе.

- DDoS-атаки – это атаки, при которых злоумышленник пытается перегрузить сеть или сервер, что приводит к отказу в обслуживании.

- атаки на протоколы связи – это атаки, при которых злоумышленник пытается изменить или подделать данные, передаваемые по сети.

Важно отметить, что безопасность электроэнергетических систем должна рассматриваться в контексте целостной системы, и эффективная защита может быть обеспечена только в случае комплексного подхода к проблеме [3].

Кибератаки на системы электроэнергетики могут привести к серьёзным последствиям, таким как нарушение нормального функционирования системы, потерю данных, кражу конфиденциальной информации, нарушение устойчивости и надёжности энергосистемы. Эти последствия могут привести к значительным экономическим потерям и угрожать безопасности общества в целом [4].

Одним из ключевых аспектов кибербезопасности в электроэнергетике является мониторинг и обнаружение угроз. Системы мониторинга должны быть настроены для раннего обнаружения угроз и быстрой реакции на них. Это включает в себя использование инструментов для мониторинга активности в сети и обнаружения аномальных действий, а также системы детектирования вторжений.

Другим важным аспектом кибербезопасности в электроэнергетике является обеспечение безопасности данных и защиты конфиденциальной информации. Для этого необходимо использовать шифрование данных и другие методы защиты, такие как аутентификация пользователей и систем. Важно также убедиться, что вся конфиденциальная информация хранится в безопасном месте и доступна только авторизованным пользователям.

Наконец, важно обеспечить безопасность персонала, работающего в энергосистемах. Это включает обучение персонала по правилам безопасности, использование сильных паролей и других методов защиты, а также принятие мер для предотвращения утечки информации и других угроз, связанных с человеческим фактором [5].

Государство и бизнес имеют важную роль в обеспечении кибербезопасности в электроэнергетике. Основные меры, которые они могут принимать для защиты систем электроэнергетики:

1. Разработка и внедрение законодательных и нормативных актов, которые обязывают предприятия электроэнергетики использовать современные системы защиты информации и проходить регулярные аудиты на предмет уязвимостей [6].

2. Финансирование и поддержка научных исследований в области кибербезопасности, чтобы разрабатывать новые технологии и методы защиты.

3. Сотрудничество между государством, бизнесом и научными организациями для обмена опытом и знаниями в области кибербезопасности [7].

4. Обучение персонала, работающего в электроэнергетике, правилам безопасности и профилактике кибератак.

5. Разработка планов действий в случае кибератаки и проведение учений для проверки готовности к таким ситуациям.

Для защиты систем электроэнергетики от кибератак необходимо использовать комплекс мер и технологий. Основные методы защиты систем электроэнергетики:

1. Использование современных систем защиты информации, таких как антивирусы, брандмауэры и системы обнаружения вторжений.

2. Регулярное обновление программного обеспечения и операционных систем, для устранения уязвимостей и ошибок.

3. Обучение персонала, работающего с системами управления электроэнергетикой, правилам безопасности и профилактике кибератак.

4. Использование средств шифрования данных и сетевых соединений для защиты от несанкционированного доступа.

Кибербезопасность в электроэнергетике является одной из самых важных задач, которая требует комплексного подхода и использования современных технологий и методов защиты. Использование кибербезопасности является неотъемлемой частью защиты систем электроэнергетики, которая позволит обеспечить надёжность и безопасность этих систем и предотвратить нарушения в их работе. В связи с увеличивающимся числом кибератак на электроэнергетические системы, кибербезопасность должна быть приоритетной задачей для всех участников этой отрасли [7]. Государство и бизнес имеют важную роль в обеспечении кибербезопасности в электроэнергетике, и только их совместные усилия могут обеспечить надёжную защиту систем электроэнергетики от кибератак.

Библиографический список

1. Актуальные киберугрозы: III квартал 2022 года [Электронный ресурс] URL: <https://www.ptsecurity.com/ru-ru/research/analytics/cybersecurity-threatscape-2022-q3/#id6>
2. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем // Энергетическая политика. №5. 2018. С.53-61.
3. Проблемы обеспечения защищённости и импортозамещения для объектов промышленности, нефтегазового сектора и ТЭК [Электронный ресурс] URL: <https://www.tbforum.ru/blog/problemi-obespechenia-zashishennostiimportozamesheniya-dlya-objectov-promishlennosti>
4. Потери от киберпреступности [Электронный ресурс] URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Потери_от_киберпреступности
5. Человеческий фактор остаётся главной проблемой безопасности [Электронный ресурс] URL: <https://www.securitylab.ru/news/532637.php>
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.07.2022 г. № 1272 [Электронный ресурс] URL: <http://government.ru/docs/all/142224/>
7. Межвузовский центр противодействия киберугрозам готов к запуску [Электронный ресурс] URL: <https://www.tatar-inform.ru/news/zaverseno-texniceskoe-osnashhenie-mezvuzovskogo-centra-protivodeistviya-kiberugrozam-5900437>
8. Кибербезопасность в энергетике: почему это важно [Электронный ресурс] URL: https://forbes.kz/process/technologies/kiberbezopasnost_v_energetike_pochemu_eto_vajno/

УДК 621.311

ПЛАТФОРМЕННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

Кузнецов Р.В., Потапов В.В., Ким Е.А., Шауркин М.О.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@istu.edu

Трансформация энергосистем на базе принципа децентрализации генерирующих мощностей приводит к появлению большого количества распределенных энергоресурсов. Распределенные энергоресурсы (РЭР) интегрируются в распределительные сети низкого или среднего напряжения, в зависимости от их мощности [1-4]. Большое количество РЭР требует реализации платформенного подхода для управления ими, как наиболее подходящей основы для управления ими. В электроэнергетике платформенный подход к управлению РЭР не имеет альтернатив с точки зрения экономической целесообразности, так как позволяет существенно удешевить процесс создания систем автоматического управления (САУ) РЭР, а также обеспечить

надежное электроснабжение потребителей, особенно в изолированных энергосистемах и энергорайонах [5]. На базе цифровой платформы возможно организовать типовой процесс управления согласованным функционированием физической либо виртуальной группой РЭР, обеспечивающий максимально возможную эффективность по сравнению с индивидуальным управлением отдельными РЭР.

Особенности разработки и применения цифровых платформ. Цифровой платформой называется объект технико-экономической инфраструктуры, направленный на создание ценности путем обеспечения прямого взаимодействия и осуществления транзакций между несколькими группами РЭР. Платформенный подход к автоматизации позволяет, в условиях обмена большого количества разнородных субъектов различными ресурсами (материальными, информационными, энергетическими, финансовыми и др.), минимизировать издержки на поиск и выбор наиболее подходящих контрагентов, коммуникации с ними, верификацию взаимных обязательств, обеспечение конфиденциальности.

Платформенный подход предоставляет субъектам для многостороннего взаимодействия единую открытую защищенную информационную среду, гарантирующую совместимость форматов и одинаковость интерпретации данных на каждой стороне. Передаваемые данные накапливаются в хранилищах платформы, создавая мощную базу для применения технологий статистической обработки, таких как поиск скрытых закономерностей и предпочтений, оценка достоверности математических моделей и машинное обучение.

Широко известны цифровые платформы в сфере виртуальных коммуникаций между людьми (Google, Facebook, WhatsApp и др.), с легкостью нивелирующие пространственные, временные, языковые, когнитивные и иные барьеры, затрудняющие общение. В последнее время цифровые платформы развиваются и в различных секторах промышленности, где они способны повысить эффективность взаимодействия не только между субъектами, но и цифровыми приборами (датчиками, исполнительными механизмами, контроллерами) на базе технологий промышленного интернета вещей.

Платформенный подход предлагает новые возможности и эффекты не только субъектам-участникам автоматизируемой деятельности, но и разработчикам аппаратного и программного обеспечения. С точки зрения разработчика, цифровую платформу целесообразно организовать как программный конструктор, приспособленный для быстрой компоновки широкого набора приложений для отдельных процессов и/или субъектов.

Если цифровая платформа имеет значительную функциональную мощность, то приложения «под ключ» создаются очень быстро. Однако, во многих прикладных программах требуется реализовать компоненты, специализированные до такой степени, что включать их в цифровую платформу

нерационально: это могут быть драйверы взаимодействия с редко встречающимися устройствами, адаптеры интеграции со смежными автоматизированными системами, модули сбора и обработки специфических данных, математические модели, программные агенты, видеокадры пользовательского интерфейса, шаблоны электронных документов и др. [6].

Технологический подход к созданию САУ позволяет оператору цифровой платформы сформировать инфраструктуру ее развития нового типа – экосистему, состоящую из разработчиков программных продуктов, изготовителей оборудования, организаций науки и образования [7]. Важную роль в выстраивании взаимовыгодных отношений между субъектами платформы и участниками экосистемы играют так называемые граничные ресурсы – портал, средства поддержки и т.д. Они поддерживают технико-экономические модели использования платформы, которые делятся на три крупные категории:

1. Облачные сервисы, разворачиваемые оператором цифровой платформы для предоставления доступа субъектам. Сервисы не имеют прямого доступа к частной инфраструктуре субъектов. Некоторые сервисы предназначены для обработки данных, получаемых от субъектов: хранение, аналитика, прогнозирование, оптимизация и т.д. Существуют информационно-аналитические сервисы общего назначения: аналитика рынка, ведение нормативно-методической и нормативно-справочной информации и др.

2. Приложения на базе цифровой платформы, предназначенные для поставки субъектам. Эти приложения разворачиваются в инфраструктуре субъектов, в том числе подключаясь непосредственно к имеющимся у субъекта датчикам и контроллерам и/или к объектовой САУ сторонних производителей. Приложения различаются по видам субъектов-пользователей, функциональным возможностям, значениям технико-экономических показателей и др.

3. Лицензии на использование разработчиком компонентов цифровой платформы. В целях стимулирования рынка, оператор платформы может предоставлять ее разработчику приложения бесплатно до момента, когда разработчик подготавливает начальную версию приложения и начинает заключать коммерческие контракты с субъектами на ее поставку.

Основными признаками цифровых платформ являются:

- поддержка взаимодействия больших групп разноплановых РЭР с разноречивыми интересами;
- возможность создания приложений силами экосистемы разработчиков;
- наличие единой открытой среды взаимодействия субъектов;
- наличие средств решения широкого класса типовых базовых прикладных задач в различных контекстах;
- обеспечение снижения транзакционных издержек при взаимодействии субъектов и формирования новых моделей рынка.

Применение платформенного подхода к управлению РЭР. Преимущества платформенного подхода эффективно для управления РЭР на территориях, функционирующих как в составе энергосистем, так и изолированных энергорайонов. Основными факторами, обуславливающими необходимость применения платформенного подхода, являются:

- неумение владельцев и операторов РЭР настраивать оборудование и управлять им;
- угрозы устойчивости энергосистем и изолированных энергорайонов;
- различные форматы представления данных на разных сторонах информационного обмена;
- несовершенство институциональной среды;
- уязвимость перед кибератаками и мошенничеством [8].

Указанные проблемы можно решить за счет централизованного управления, однако сложно организовать управление РЭР по аналогии с традиционными энергосистемами. Децентрализация обеспечивает координацию управления РЭР на добровольных началах. Платформенный подход позволяет упростить разработку и эксплуатацию САУ РЭР за счет универсальной реализации типовых архитектурных решений, бизнес-моделей, алгоритмов, баз данных и др.

Объектами управления на базе платформы выступает оборудование, находящееся на энергообъектах (здания, производственные помещения, подстанции, станции заряда электротранспорта и др.), которыми владеют и пользуются различные собственники. Объекты управления могут объединяться в виртуальные группы в целях согласованного оптимального управления. Типовыми уровнями цифровой платформы являются:

- EDGE для развертывания на энергообъектах;
- STANDALONE для развертывания в логических центрах управления;
- CLOUD для развертывания в облаке.

Платформа предоставляет инструменты для автоматизации широкого спектра бизнес-функций управления РЭР, в том числе:

- управление спросом (ценозависимое снижение потребления);
- управление виртуальной электростанцией;
- управление распределенной системой накопителей электроэнергии;
- коммерческая диспетчеризация потребителей;
- диспетчеризация парка станций заряда электротранспорта;
- управление активными энергетическими комплексами;
- диспетчеризация участков и районов активной распределительной электроэнергетической сети;
- управление микрогридами и микрорынками [9].

Возможно использовать платформу для автоматизации других задач на различных стадиях жизненного цикла РЭР, включая инвестиционное планирование, проектирование, эксплуатацию, обучение персонала, информационно-аналитическую поддержку. Имеются развитые средства поддержки деятельности по цифровому моделированию объектов управления, внедрению и сопровождению приложений на базе платформы [10,11].

Типовые для цифровых платформ функции проведения транзакций востребованы при децентрализованном управлении, когда владельцы отдельных РЭР самостоятельно находят друг друга для обмена энергией и оказания/получения услуг, в том числе посредством рыночных механизмов аукционного типа, фиксируют обязательства по согласованному управлению своими объектами в смарт-контрактах и исполняют их путем прямых энергетических транзакций (peer-to-peer, P2P).

Выводы. Массовое развитие распределенных энергоресурсов требует создания САУ для обеспечения их надежного функционирования, а также бесперебойного электроснабжения потребителей, в том числе и в изолированных энергорайонах.

Наиболее перспективным направлением в создании САУ для управления распределенными энергоресурсами, как с технической, так и экономической точки зрения, является платформенный подход.

Цифровые платформы для управления распределенными энергоресурсами имеют существенные преимущества перед индивидуальными САУ и будут получать все большее распространение.

Библиографический список

1. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
2. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet a real way to improve supply network voltage waveform // Proceedings - International Symposium: Modern Electric Power Systems, MEPS'10. 2010.
3. Воропай Н.И., Стычински З.А., Шушпанов И.Н., Фам Ч.Ш., Суслов К.В. Модель режимной надежности "активных" распределительных электрических сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.
4. Suslov K., Shushpanov I., Buryanina N., Ilyushin P. Flexible power distribution networks: new opportunities and applications // Proceedings of the 9th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems SMART-GREENS 2020. 2020. С. 57-64.

5. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.
6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
7. Илюшин П.В., Музалев С.Г. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3 (24). С. 39-45.
8. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.
9. Непша Ф.С., Андриевский А.А., Красильников М.И. Онтология как основа для создания цифровых двойников объектов управления интеллектуальной распределенной энергетики // Автоматизация в промышленности. 2021. №1. С. 27–33.
10. Солонина Н.Н., Степанов В.С., Суслов К.В., Солонина З.В. Средства измерений для интеллектуальных систем электроснабжения - Иркутск, 2012.
11. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.

Потапов В.В., доцент кафедры ЭиЭ, к.т.н. ИРНИТУ; Кузнецов Р.В., обучающийся гр. ЭУмз-22 ИРНИТУ; Ким Е.А., обучающийся гр. ЭУм-21-1 ИРНИТУ; Шауркин М.О., обучающийся гр. ЦЭм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВНЕДРЕНИЯ ВОДОРОДА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ РОССИИ

Латыпова А.А., Маслов И.Н.

Казанский государственный энергетический университет

azaliya.latypova2021@mail.ru

На данный момент вопрос об экологической безопасности России стоит очень остро. Так, проводились и до сих пор проводится множество конференций, посвященных данной теме. Например, в 2015 году в Париже проводилась конференция ООН по изменению климата, по результатам которой приняли решение по сокращению выбросов углекислого газа, а также по выработке стратегии производства электроэнергии, обладающей низким уровнем выбросов углерода, вплоть до 2050 года каждой из стран участников.

В поисках альтернативы уже имеющимся углеводородным источникам энергии, являющимся ограниченными и наносящим вред своим выбросами окружающей среде, многие исследователи сходятся к водородной энергии [1-3]. Все больше государств, организаций и людей стали проявлять интерес к ней, а также заниматься ее исследованием. На сегодня активно функционирует международная организация «Международное партнерство по водороду и топливным элементам в экономике» (IPHE), главной целью которой является ускорение и оптимизация перехода к эффективным и экологически чистым системам энергии в странах, а также обеспечение использования в различных областях экономики технологии топливных и водородных элементов. Данная организация ориентирована на международное развитие сотрудничества по проведению исследований в области топливных и водородных элементов, разработку стандартов и обмен информации по поводу развития водородной системы. В состав этой международной организации входят 20 стран, учитывая Россию [4-6].

Водород является самым легким и распространенным элементом, что уменьшает в разы риски истощения данного ресурса, что позволяет ему стать универсальным сырьем. Он содержится в ископаемом топливе, в воде, живых организмах, а самое главное не содержит атомов углерода, следовательно, при горении не выделяет углекислый газ [7, 8]. Также следует отметить, что водород хоть и представляет собой двухатомную молекулу (H_2), но при этом обладает относительно высокой теплотой сгорания – 120-140 МДж/кг, что выше теплоты сгорания метана и природного газа. Топливные элементы, работающие на водороде, при производстве электроэнергии имеют КПД 50-60%, а при переработке отработанного тепла – 80-90%. Данный аспект доказывает, что водород – эффективный источник энергии, так как КПД двигателей внутреннего сгорания составляет всего лишь 20-30%. Водород поддается легкому хранению и транспортировке в резервуарах высокого давления, так как при температуре 10 К водород сжимается, и его объем уменьшается до 0,125% от исходного [3].

Водородная тепловая и электрическая энергия добывается при сжигании топлива, водорода, который приходится извлекать из других веществ. По экологичности способа добычи водород делят на:

- **серый**, который является побочным элементом при переработке ископаемого топлива. Данный способ добычи является самым распространенным и дешевым, однако при добыче серого водорода происходит выделение большого количества углекислого газа, что негативно сказывается на экологии. Несмотря на данный фактор около 90% водорода – серый водород.

- **желтый**, который извлекается при электролизе воды при помощи атомной энергии. В данном способе отсутствуют выбросы углекислого газа, но он является самым дорогостоящим.

– **голубой**, получаемый путем паровой конверсии метана с улавливанием отработанного углерода. Данный способ, хоть и хорош, но труднореализуем при добыче в промышленных масштабах, так как, во-первых, необходимо огромное хранилище для уловленного углерода, во-вторых, для улавливания углерода используют метан, который нагревает атмосферу в разы сильнее.

– **зеленый**, который получают также путем электролиза, однако энергия получается из возобновляемых источников энергии. Данный способ является самым желанным, так как увеличивает добычу безотходного водорода при помощи источников альтернативной энергии [4].

Итак, огромный вклад России в создание и развитие водородной структуры будет проявляться в лидерстве по поставке серого и голубого водорода с первоначальным покрытием собственных нужд в зеленом водороде. На развитие добычи зеленого водорода нужно обострить внимание, так как в будущем это может принести огромную выгоду, а также возможность быть перспективным поставщиком зеленого водорода на мировом рынке, в том числе внедрение транспорта, работающего на водороде, например, автобусов, рефрижераторов, автомобилей, повысит экологический статус страны [5]. Данные факторы позволят экономике России стать конкурентоспособной с другими странами.

Библиографический список

1. О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков, К.В. Романов, Р.В. Тетеревлев. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. 2021 №3. С.6-19.
2. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р., Горлов А.Н. Влияние водородного топлива на работу газотурбинной установки при работе на оптовом рынке электрической энергии и мощности // Международный технико-экономический журнал. 2022. № 1. С. 17-26. DOI 10.34286/1995-4646-2022-82-1-17-26. EDN CMYRKA.
3. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р., Савина М.В. Добавление водорода к топливному газу для повышения энергетических характеристик газотурбинных установок // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. № 3(158). С. 342-355. DOI 10.21285/1814-3520-2021-3-342-355. EDN RCIJEG.
4. Goldmeer J. Hydrogen for power generation. Experience, requirements, and implications for use in gas turbines / J. Goldmeer, J.Catillaz // GE, 2021 [Электронный ресурс] URL: <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy>
5. Марьин Г.Е., Сопина Ю.В. Перспективы применения водорода в энергетике // Международная научно-техническая конференция молодых ученых БГТУ им. В.Г. Шухова: Материалы конференции, Белгород, 30 апреля – 2021 года. Белгород: Белгородский государственный

технологический университет им. В.Г. Шухова, 2021. С. 4160-4163. EDN DFRRQF.

6. Марьин Г.Е., Осипов Б.М., Ахметшин А.Р. Исследование применения водорода в качестве топлива для улучшения энергетических и экологических показателей работы газотурбинных установок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 2. С. 84-92. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-84-92. EDN SJMVUR.

7. Ишалин А.В., Файзуллина Г.И., Марьин Г.Е. Перспективные направления получения водорода // Тинчуринские чтения – 2021 "Энергетика и цифровая трансформация": Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3-х томах, Казань, 28-30 апреля 2021 года / Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова. Том 2. Казань: Общество с ограниченной ответственностью Полиграфическая компания "Астор и Я". 2021. С. 182-185. EDN VNSJQF.

8. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5(124). С. 131-142. DOI 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142. EDN YPLMUN.

Латыпова А.А., обучающийся, гр. ЭУЭ-1-21 КГЭУ; Маслов И.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭМС КГЭУ

УДК 621.31

**ЗНАЧИМОСТЬ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ
АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ,
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ПРОЕКТЫ**

Лопухов А. С., Шушпанов И. Н.,
Иркутский национальный исследовательский технический университет
alexanderlopuchov@mail.ru, ilis83@mail.ru

На сегодняшний день тренд на уменьшение количества выбросов парниковых газов охватывает практически все страны нашего континента, активно разрабатываются и внедряются новые проекты и мощности сферы ВИЭ призванные заместить традиционные источники энергии.

Однако, даже самые передовые в технологическом плане страны Европы, где доля ВИЭ в выработке электроэнергии составляет порядка 40% не способны в полной мере прямо или косвенно отказаться от генерации на основе ископаемого топлива, а по оценкам экспертов понадобится не один десяток лет чтобы прийти к минимально возможным значениям потребления ископаемого топлива [1].

В это же время в России и Китае не наблюдается существенных изменений в сторону наращивания доли ВИЭ генерации в общей выработке электроэнергии. Так, в 2022 году китайские власти резко нарастили и одобрили строительство новых угольных электростанций общей мощностью 106 ГВт,

что более чем в четыре раза превышает уровень 2021 года, а доля ВИЭ в энергобалансе Китая составляет всего 12% [2]. Что касается России, по заявлениям Минэнерго, увеличить долю ВИЭ в энергобалансе страны до 10% планируется к 2040 году, в большей степени за счет сокращения доли угольной генерации с 15% до 7% [3].

В текущей ситуации, ускорить сегодняшний тренд перехода к «зеленой» энергетике и предложить альтернативу ВИЭ может атомная энергетика, а в частности выработка электроэнергии на АЭС. Для России это может быть лучшим решением с учетом того, что в российской атомной отрасли к настоящему моменту времени накоплен колоссальный опыт эксплуатации и строительства АЭС, а также имеется огромная база научно-практических исследований.

Современное состояние атомной энергетики России. В России атомную отрасль в основном представляет единственная государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» – это специализирующееся по нескольким направлениям объединение, в энергетике, машиностроении и строительстве. В данный момент его стратегия выстроена на развитии низкоуглеродной генерации, включая ветроэнергетику.

Росатом – единственная в мире компания, которая обладает компетенциями во всей технологической цепочке ядерного топливного цикла, от добычи природного урана до завершающей стадии жизненного цикла атомных объектов.

На рисунке 1 представлены ключевые показатели корпорации на мировом рынке.

Госкорпорация «Росатом» сегодня



Рисунок 1 – Ключевые показатели корпорации на мировом рынке

В России атомную генерацию представляют 11 АЭС на которых эксплуатируются 37 энергоблоков суммарной установленной мощностью свыше 29,5 ГВт, включая:

- 22 энергоблока с реакторами типа ВВЭР;
- 11 энергоблоков с канальными реакторами (8 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 3 энергоблока с реакторами типа ЭГП-6);
- 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (БН-600 и БН-800);
- 2 реакторные установки типа КЛТ-40С в составе плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС).

Доля выработки электроэнергии атомными станциями в России составляет около 20% от всего производимого электричества [4].

Госкорпорация «Росатом» осуществляет масштабную программу сооружения АЭС как в России, так и за рубежом. В настоящее время Росатом сооружает в России 3 новых энергоблока. Также на различных стадиях реализации осуществляются зарубежные заказы, 36 энергоблоков на начало 2023 год.

Перспективные направления развития и проекты

Ядерный реактор БРЕСТ-ОД-300. На сегодняшний день это один из главных мировых проектов в ядерной энергетике, предусматривает создание ядерных энергетических технологий нового поколения на базе замкнутого топливного цикла с использованием реакторов на быстрых нейтронах.

На площадке Сибирского химического комбината идёт строительство опытно-демонстрационного комплекса в составе энергоблока с реактором БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем и замыкающих ядерный цикл производств по фабрикации и переработке топлива. На рисунке 2 представлена опытная модель реактора БРЕСТ-ОД-300.

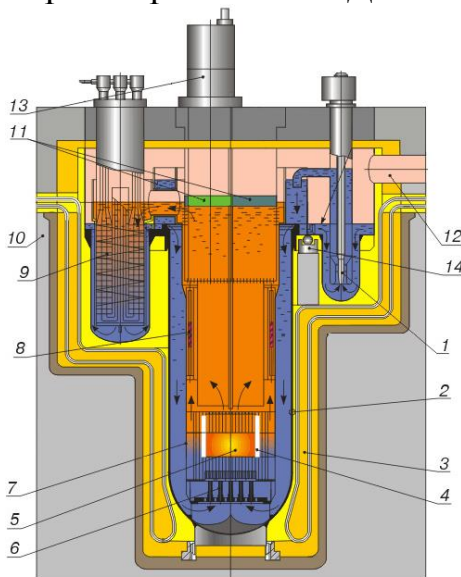


Рисунок 2 – Опытная модель реактора БРЕСТ-ОД-300:

1 – насос; 2 – корпус; 3 – теплоизоляция; 4 – СУЗ; 5 – активная зона; 6 – опорные стойки; 7 – разделительная стенка; 8 – хранилище ТВС; 9 – парогенератор; 10 – бетонная шахта; 11 – поворотные пробки; 12 – аварийный сброс паровой смеси; 13 – перегрузочная машина; 14 – опоры

Свинец как теплоноситель в ядерных реакторах до сих пор не использовался, ранее созданные реакторы на быстрых нейтронах используют в качестве теплоносителя натрий. Но выбор свинца неслучаен и обусловлен целым рядом технических достоинств: малой замедляющей способностью свинца, что обеспечивает эффективную циркуляцию на всех режимах работы; инертностью взаимодействия при контакте с окружающими средами – воздухом и водой, что исключает пожары и взрывы; высокой температурой кипения свинца (1745°C), что исключает аварии с кризисом теплообмена и быстрым разрушением тепловыделяющих элементов. Пуск реактора БРЕСТ-ОД-300 запланирован на 2026 год [5].

Атомные станции малой мощности (АСММ). Атомные станции малой мощности – ещё одно из перспективных направлений деятельности госкорпорации «Росатом».

АСММ предназначены для удаленных районов с неразвитой сетевой инфраструктурой, в которых нецелесообразно сооружение более мощных АЭС. Станции малой мощности имеют целый ряд очевидных преимуществ, связанных непосредственно с энергетической составляющей: обеспечение энергонезависимости труднодоступных территорий, а также экологически чистое производство энергии. Также АСММ обладает возможностью производства тепловой энергии, что важно для районов с холодным климатом.

На рисунке 3 представлен пример АСММ на базе плавучего энергоблока «Академик Ломоносов».



Рисунок 3 – Пример АСММ на базе плавучего энергоблока «Академик Ломоносов»

Также госкорпорация «Росатом» совместно с компанией Еп+ реализует проект сооружения первой в мире наземной АСММ на базе реактора СВБР-100 в Усть-Янском районе Якутии. Для этого есть экономическое обоснование:

- завоз топлива на север Якутии сильно осложнен тяжелыми условиями Арктики;
- развитие промышленности и перспективы освоения месторождений полезных ископаемых, расположенных в районе, требуют стабильного и чистого источника энергии.

СВБР-100 – свинцово-висмутовый быстрый реактор мощностью 100 МВт, это инновационный модульный реактор малой мощности для многоцелевого применения, обладающий свойствами естественной безопасности [6].

В России ещё в далеком 2006 году была поставлена цель нарастить долю атомной энергетики в энергобалансе страны к 2020 году до 25%. К настоящему времени задача не была достигнута прежде всего потому, что фактические темпы роста потребления электроэнергии в стране оказались значительно ниже, чем прогнозировалось в 2006 году. Новые атомные блоки просто не были востребованы. Однако в наши дни картина мира кардинально меняется и поставленная Минэнерго цель нарастить долю атомной энергетики в энергобалансе с нынешних 20% до 25% к 2045 году становится актуальной не только из-за оптимистичных прогнозов роста энергопотребления, но и благодаря «зеленой повестке» и планах перехода страны на углеродно-нейтральную энергетику.

Для этого необходимо ввести в работу ещё 24 энергоблока к уже существующим, а также к выбывающим из энергобаланса в ближайшие годы по причине заканчивающегося срока эксплуатации.

В свою очередь успешная реализация перспективных проектов позволит эффективнее использовать энергоресурсы, а главное сократить рост ядерных отходов.

Библиографический список

1. Возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]. URL: <https://energy.hse.ru/Wiie>
2. Энергетика в Китае [Электронный ресурс]. URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Энергетика_в_Китае
3. Минэнерго РФ. Доля ВИЭ в энергобалансе России [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/754124-minenergo-rf-izmenit-dolyu-vie-v-energobalanse-rossii-k-2050-g>
4. Госкорпорация «Росатом» [Электронный ресурс]. URL: <https://rosatom.ru/about/>
5. Российский проект «Прорыв» [Электронный ресурс]. URL: <https://proryv2020.ru/o-proekte/>
6. Атомные станции малой мощности [Электронный ресурс]. URL: <https://rosatom.ru/production/atomnye-stantsii-maloy-moshchnosti/>

УДК 621.321

РАЗРАБОТКА КИБЕРФИЗИЧЕСКОГО СТЕНДА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРЕДАТТЕСТАЦИОННЫХ ПОЛУНАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Лоскутов А.А., Петров И.А.

Нижегородский Государственный Технический Университет

им. Р.Е. Алексеева

ggosda@yandex.ru

В настоящее время разрабатываются и вводятся в эксплуатацию современные микропроцессорные интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) релейной защиты и автоматики (РЗА), как с традиционными алгоритмами работы, так и с перспективными. Данные терминалы РЗА должны строго соответствовать требованиям, предъявляемым в СТО 56947007-29.120.70.241-2017 [1]. Соответствие данным требованиям является обязательным условием при аттестации устройств РЗА перед установкой на электросетевые объекты.

Последнее десятилетие наблюдается повышенный интерес к децентрализации генерирующих мощностей и интеграции в магистральные и распределительные сети объектов распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии. В основном источники распределенной генерации (ИРГ) подключаются непосредственно к распределительной сети 6-10 кВ или к шинам низкого напряжения трансформаторов центров питания. Подключение данных объектов генерации может происходить отпайками, что усложняет конфигурацию сети. Наличие в сети источников распределенной генерации (ИРГ) вызывает большое количество схемно-режимных ситуаций, связанных с изменением потоков мощности, быстромениющимися режимами генерации и электропотребления в узлах нагрузки. Это в свою очередь оказывает значительное влияние на устройства релейной защиты и автоматики, находящиеся в эксплуатации [2]. Наблюдаются случаи не корректной работы устройств РЗА, а также излишнее их срабатывание. Из-за некорректной работы устройств автоматики (автоматического повторного включения и автоматического включения резерва) появляется риск возникновения несинхронных режимов. Также следует упомянуть о недостаточной чувствительности ненаправленных токовых защит.

Основной целью исследования является разработка киберфизического стенда для проведения полунатурных испытаний современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики с поддержкой стандарта МЭК 61850 для распределительных сетей с ИРГ.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

– разработана имитационная модель сети 220/10 кВ в программном обеспечении *RSCAD FX*;

– выполнено параметрирование цифровых плат *GTNETx2* и *GTFPGA* по стандарту МЭК 61850 для программно-аппаратного комплекса *RTDS NovaCor*;

– выполнено параметрирование по стандарту МЭК 61850 микропроцессорных терминалов РЗА;

– проведено апробирования разработанной имитационной модели на примере микропроцессорных терминалов TOP 300 ДЗЛ 732, TOP 300 ДЗТ и TOP 200 производства ООО «Релематика» с применением программно-аппаратного комплекса *RTDS NovaCor*;

– сформированы рекомендации по использованию современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики в распределительных сетях с источниками распределенной генерацией.

Создание имитационной модели осуществлялось в программном обеспечении (ПО) *RSCAD FX*. Данное программное обеспечение, а также сам программно-аппаратный комплекс (ПАК) *RTDS NovaCor* позволяют производить полунатурные испытания с поддержкой обратной связи между реальными физическими устройствами и имитационной моделью за счет стандарта МЭК 61850.

Также следует отметить, что применение представленного выше симулятора реального времени позволяет отойти от традиционной системы проверки устройств РЗА (рисунок 1.а) и перейти к более современным испытаниям, позволяющим осуществлять комплексные проверки в режиме реального времени (рисунок 1.б).

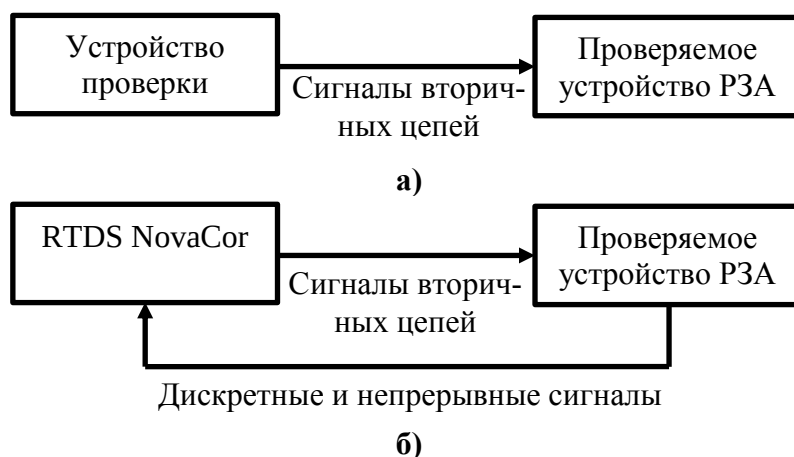


Рисунок 1 – Структурные схемы проведения проверки устройств РЗА:
а) традиционная; б) с применением ПАК *RTDS NovaCor*

Моделируемая система электроснабжения представлена на рисунке 2. Рассмотрим структуру испытательного стенда (рисунок 3) на базе *RTDS NovaCor*. В его состав входят ЭВМ с программным обеспечением *RSCAD FX*, сам вычислительный модуль *RTDS NovaCor*, а также различные платы вводы/вывода, позволяющие производить полунатурные испытания как по

цепям тока/напряжения (*GTAO* и *GTFPI*), так и по *Ethernet* интерфейсам (*GTNETx2* и *GTFPGA*).

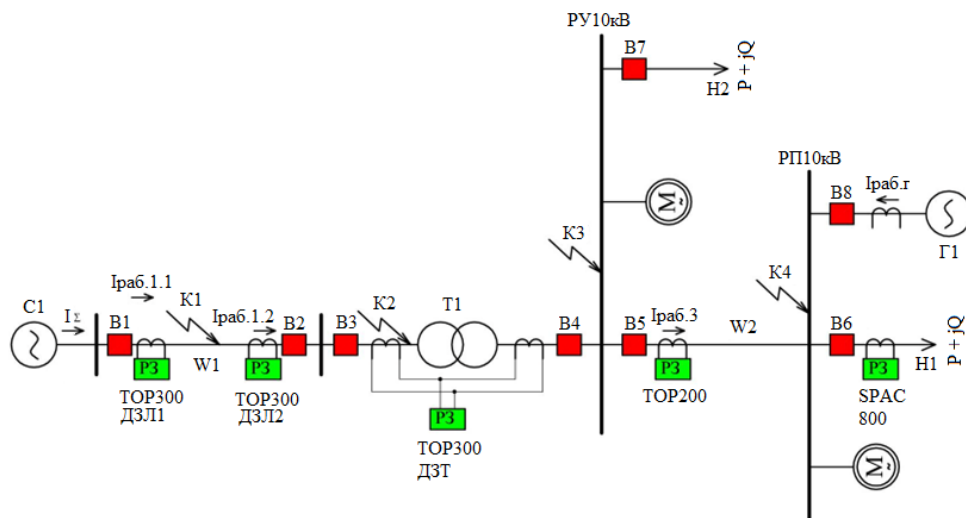


Рисунок 2 – Моделируемая система электроснабжения

ЭВМ с ПО *RSCAD FX* передает параметры исследуемой сети в вычислительный модуль *RTDS*, где производятся необходимые для моделирования вычисления.

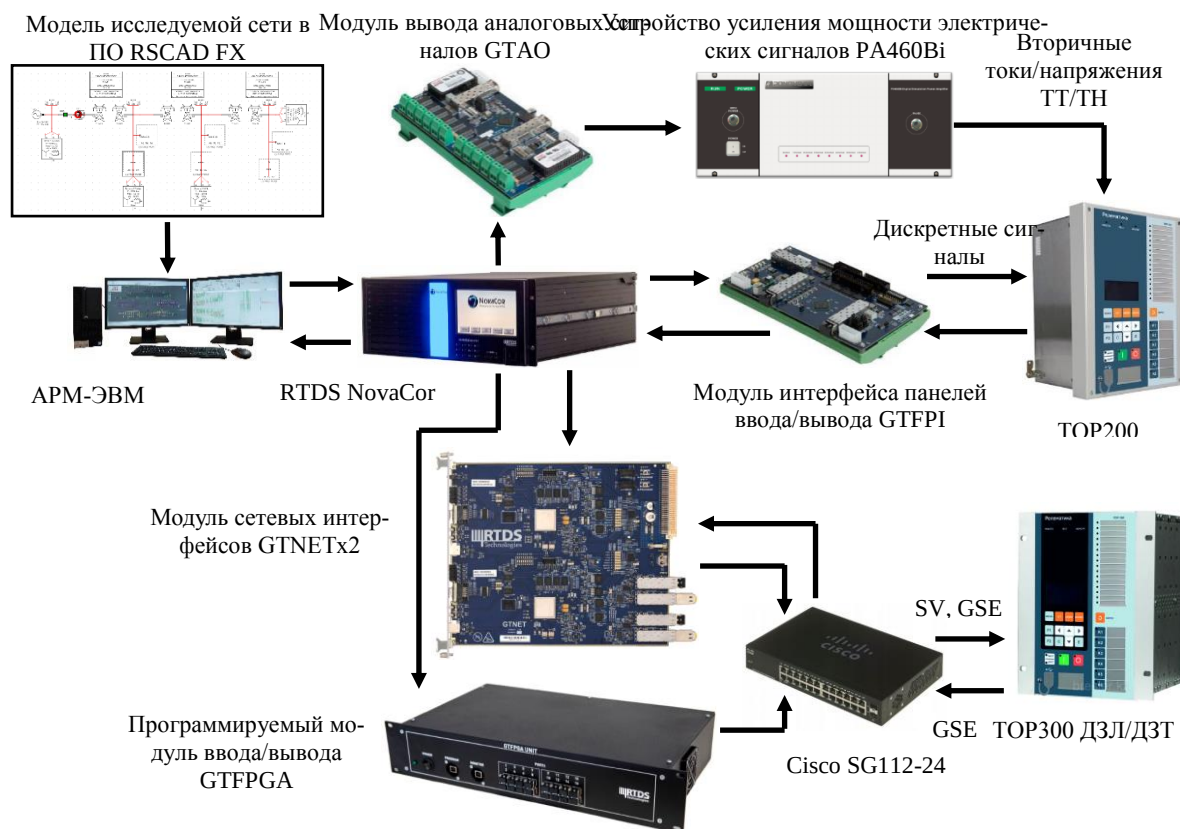


Рисунок 3 – Структура испытательного стенда

Для микропроцессорных терминалов, не поддерживающих стандарт МЭК 61850, сигналы подаются на токовые входы и цепи управления с помощью модулей *GTAO* и *GTFPI*. Устройства РЗА с поддержкой МЭК 61850 получают значения тока/напряжения посредством *SV*-потоков с помощью платы *GTFPGA*, а дискретные сигналы управления, положения коммутационного оборудования в виде *GOOSE*-сообщений с помощью платы *GTNETx2*. Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики реагирует на внешнее воздействие и выдает соответствующие выходные дискретные сигналы или *GOOSE*-сообщения. Посредством модуля *GTFPI* и панели ввода, а также модуля *GTNETx2* сигналы передаются в вычислительный модуль *RTDS*, где происходит их обработка и дальнейшая передача на ЭВМ.

За счет обеспечения постоянной обратной связи между устройством РЗА и имитационной моделью возможно наблюдение за полной картиной взаимодействий системы релейной защиты и автоматики и ЭЭС. Результатами испытаний является «срабатывание/несрабатывание» защит микропроцессорного терминала, на основании которых формируется вывод о корректности работы того или иного устройства [3].

Следует отметить одну из особенностей данного испытательного стенда, а также имитационной модели – гибкость. Это качество позволяет с малыми трудозатратами включить любое интересующее устройство РЗА в состав киберфизического стенда.

Для управления имитационной моделью используется разработанный виртуальный стенд *RunTime*, представленный на рисунке 4.

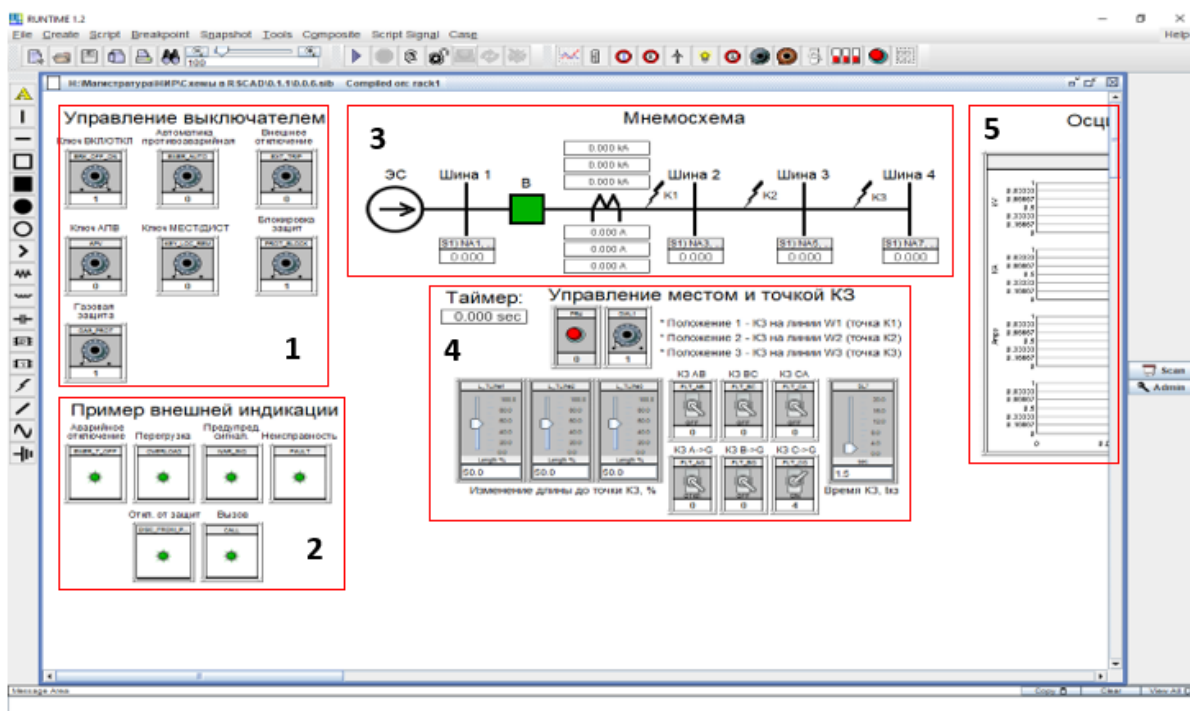


Рисунок 4 – Виртуальный стенд *RunTime*

Для управления выключателем, а также самим терминалом используется блок под номером один. Для вывода необходимой внешней индикации используется блок под номером два. Блок под номером три содержит мнемосхему, а также отображает различные параметры энергосистемы. Данная часть виртуально стенда необходима для визуализации взаимодействий между физическим устройством (микропроцессорный терминал релейной защиты и автоматики) и имитационной моделью. Для управления местом и типом повреждения используется блок под номером четыре. Он содержит элементы, позволяющие задавать необходимые для испытаний параметры повреждения. Для анализа аварийного режима, а также оценки правильности срабатывания защит предусмотрен вывод осциллограмм на поле виртуального стенда – блок под номером пять.

Разработанный киберфизический стенд позволяет наблюдать за алгоритмами работы тех или иных функций нескольких устройств, а также производить оценку координации данных устройств в рамках одной системы электроснабжения.

В перспективе развития киберфизического стенда рассматривается возможность создания файла-сценария, позволяющего проводить испытания в автоматическом режиме. Это позволит ограничить вмешательство персонала в процесс, и тем самым минимизировать влияние человеческого фактора, а также набрать необходимую статистическую базу параметров режима (комплексы токов, напряжений, сопротивлений, фазовые углы) и аварийных осциллограмм в различных схемно-режимных ситуациях.

Библиографический список

1. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА. – Установлен Федеральным законом от 2002-12-27 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
2. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем. Илюшин П.В. – 10 с.
3. Проведение функциональных испытаний терминала токовой защиты *SPAC 801* с применением программно-аппаратного комплекса *RTDS Novacor*. В книге: Будущее технической науки. сборник материалов XXI Всероссийской молодежной научно-технической конференции. Лоскутов А.А., Петров И.А. 2022.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2022-0005).

Петров И.А., магистрант, гр. М21-ЭЭС НГТУ им. Р.Е. Алексеева; Лоскутов А.А., к.т.н., доцент кафедры ЭССЭ НГТУ им. Р.Е. Алексеева.

ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ АРХИТЕКТУРЫ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

Мальцев Д.П., Чеботнягин Л.М., Бывальцева Н.И., Москалева Т.Е.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep2@istu.edu

Введение. Применение для управления распределенными энергоресурсами (РЭР) цифровых платформ позволяет сократить затраты на создания систем автоматического управления (САУ) единичных РЭР, минимизировать время, необходимое на развертывание САУ, а также реализовать скоординированное управление РЭР для обеспечения надежного электроснабжения потребителей в сетях с РЭР и максимизации прибыли от их функционирования [1-3].

Построение цифровой платформы для управления РЭР должно производиться в соответствии с требованиями национального стандарта ГОСТ Р 57100-2016/ISO/IEC/IEEE 42010:2011 [4]. Рассмотрим основные компоненты архитектуры цифровой платформы для управления РЭР и их назначение.

Функциональная архитектура. По своему функциональному назначению компоненты цифровой платформы сгруппированы в следующие семь подсистем:

- подсистема интернета вещей (ПИВ) предназначена для реализации двустороннего взаимодействия, в т.ч. в реальном времени, между прикладными системами цифровой платформы и внешними датчиками, контроллерами, автоматизированными информационными, информационно-измерительными и управляющими системами, установленными на энергообъектах;
- подсистема формирования и актуализации онтологических моделей, информационных моделей и цифровых двойников (ПЦД) предназначена для полного, актуального и непротиворечивого структурного описания объектов управления и рыночных условий;
- подсистема интеллектуального управления (ПИУ) предназначена для решения предиктивно-аналитических задач обеспечения экономической эффективности электроснабжения потребителей и работы субъектов распределенной энергетики при соблюдении заданного уровня надежности [5];
- подсистема проведения энергетических транзакций (ПЭТ) предназначена для обеспечения реализации финансовых функций цифровой платформы при энергетических транзакциях с использованием распределенного реестра и смарт-контрактов в близком к реальному времени режиме;

- подсистема управления электронными документами (ПЭД) предназначена для создания и хранения электронных документов, их пересылки между внешним окружением, пользователями и подсистемами платформы;
- подсистема мониторинга состояния и диагностики компонентов платформы и приложений (ПМД) предназначена для контроля работоспособности программных компонентов платформы и приложений, ведения журналов функционирования платформы, управления перезапуском компонентов платформы, оперативного предоставления информации о сбоях в её работе обслуживающему персоналу;
- подсистема информационной безопасности (ПИБ) предназначена для защиты от несанкционированного доступа к информации, выявления и обработки событий и инцидентов информационной безопасности: формирования программных модулей для реализации организационных и технических мер защиты информации платформы, направленных на обработку рисков, связанных с утратой конфиденциальности, целостности и доступности.

При функционировании цифровой платформы между компонентами различных подсистем и с внешними автоматизированными системами поддерживаются типовые потоки данных. Архитектура цифровой платформы позволяет использовать потоки данных: телеизмерений и телесигнализации; уставки и команды управления оборудованием; данные по профилям, режимам оборудования, ценам; нормативно-справочная информация; мастер-данные; электронные документы; данные энергетических транзакций и смарт-контрактов; журналы мониторинга состояния платформы и приложений; данные для идентификации, авторизации и аутентификации; онтологическая модель [6,7].

Информационная архитектура. Для хранения содержимого различных потоков данных используются различные СУБД и средства, соответствующие потребностям потоков по скорости, интенсивности, структуре и др.

Структура хранилищ данных задается онтологической моделью под которой понимается представление множества понятий в рамках некоторой области, а также отношения между этими понятиями. Она дает возможность обеспечить однозначность и корректность именования и интерпретации понятий всеми участниками при применении САУ. Это позволяет автоматически генерировать структуру базы мастер-данных, наполнять справочники нормативно-справочной информацией, задавать структуру протоколов взаимодействия, документов и отчетов, видеокадров пользовательского интерфейса, моделей качества сервисов и обучающих материалов.

Высокий уровень автоматизации требуется для работы с электронными документами. Многие сценарии использования цифровой платформы в значительной степени сводятся к многостороннему обмену документами

со строгим соблюдением установленных требований к формату, содержанию и регламенту. Важнейшим источником нормативно-справочной информации и мастер-данных ПЦД является документация заводов-изготовителей. Посредством ПЭД документы снабжаются широким набором метаданных (автор, название, язык, дата и время создания и др.) и сохраняются в иерархически организованном файловом хранилище.

Документооборот также традиционно применяется как средство информационной поддержки экономических взаимоотношений участников сценариев. Однако в цифровой платформе реализованы и более высокотехнологичные методы автоматизации экономических взаимоотношений, основанные на цифровых финансовых активах и смарт-контрактах. Посредством ПЭТ поддерживается полный жизненный цикл смарт-контрактов – от принятия условий на их заключение до закрытия и хранения. В смарт-контракте указываются правила проведения финансовых взаиморасчетов в зависимости от значений учетных данных, характеризующих степень выполнения/невыполнения обязательств [8]. Учетными данными являются показатели количества и качества произведенной / переданной / сохраненной / потребленной электроэнергии и оказанных системных услуг. Для обеспечения достоверности их хранение осуществляется в распределенном реестре.

Данные смарт-контрактов характеризуются большим объемом и высоким темпом поступления, которые накапливаются в следующих массивах данных:

- временные ряды результатов измерений физических величин, характеризующих функционирование РЭР;
- журналы событий, в том числе телесигналов;
- маршрутные журналы передвижных единиц объекта (например, электромобилей);
- потоки аудиовизуальной информации о РЭР;
- массивы значений экономических показателей функционирования объекта и рыночных условий;
- результаты оперативных расчетов, прогнозирования и оптимизации.

Каждый элемент оперативных данных снабжается метаданными, такими как тип, время возникновения, идентификаторы источника и процесса, в ходе которого возник элемент. Наиболее высококачественными, в том числе в роли учетных, считаются единицы оперативной информации, сформированные либо посредством ПИВ путем полностью автоматического сбора с аттестованных средств измерений с нормированной погрешностью, либо посредством ПИУ расчетным путем посредством аттестованных алгоритмов. Для оценки состояния объекта применяются и менее достоверные данные, такие как результаты технического учета электроэнергии и приближенного прогнозирования [9].

Кроме «предметных» оперативных данных, характеризующих состояние РЭР, непрерывно формируются служебные данные о функционировании программного и аппаратного обеспечения цифровой платформы и приложений, накапливаемые в журналах ПМД и обрабатываемые сопровождающей стороной. К служебным также относятся данные, применяемые в ПИБ для идентификации, авторизации и аутентификации пользователей и программных компонентов [10].

Программная и техническая архитектура. Цифровая платформа реализуется как программный конструктор, состоящий из микросервисов – небольших, слабо связанных и легко изменяемых компонентов (модулей) с открытым прикладным программным интерфейсом (API), взаимодействующих в единой информационной среде с использованием экономичных коммуникационных протоколов в стиле REST. В цифровой платформе также реализуются более крупные типовые единицы прикладной функциональности, собранные из микросервисов и доступные по тем же протоколам. Интерфейс доступа к компонентам платформы публикуется через шлюз API для вызовов из приложений. По умолчанию в платформе реализуется полный набор микросервисов, минимально достаточный для реализации базовых сценариев ее использования. К настоящему времени микросервисная архитектура стала достаточно зрелым подходом, пригодным для создания сложных программных систем промышленного уровня готовности [11].

Для обеспечения функционирования всех микросервисов цифровой платформы и организации типовых механизмов взаимодействия между ними и с приложениями, в состав платформы включены базовые программные компоненты (БПК), выполняющие следующие функции:

- единое управление конфигурациями программных модулей;
- управление работой модулей;
- обновление программных модулей;
- организация хранилищ для данных различного типа;
- организация общей среды обмена данными между программными модулями;
- предоставление инструментов для отображения информации;
- обеспечение единого времени;
- обеспечение базовых механизмов обработки и преобразования информации;
- предоставление единой точки обращения к API цифровой платформы.

Микросервисы, хранилища данных и другие компоненты платформы рассчитаны на развертывание согласно своему функциональному назначению на следующих видах технического обеспечения приложений:

- облачные вычислительные ресурсы для размещения сервисов и баз данных;

- серверные платформы для размещения серверного программного обеспечения и баз данных уровня логического центра управления;
- автоматизированные рабочие места пользователей;
- оборудование шлюзов интернета вещей;
- коммуникационное оборудование.

Техническая архитектура предполагает возможность размещать приложения и фрагменты цифровой платформы, часто вызываемых каким-либо участником, на его вычислительных мощностях (включая контроллеры отдельных энергообъектов, принадлежащие владельцу РЭР), по принципу «туманных вычислений» [12]. В тоже время интеллектуальные функции моделирования и анализа, охватывающие энергетическую инфраструктуру в целом, и другие сервисы следует централизовать в облачной среде.

Выводы. Цифровые платформы для управления распределенными энергоресурсами, в соответствии с требованиями, имеют в своем составе функциональную, информационную, программную и техническую архитектуры.

Компоненты цифровой платформы по функциональному назначению собраны в семь подсистем, взаимодействующих между собой и с внешними автоматизированными системами, поддерживая типовые потоки данных.

Реализация скоординированного управления РЭР на базе цифровой платформы позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей в сетях с РЭР и содействовать максимизации прибыли от их функционирования.

Библиографический список

1. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
2. Воропай Н.И., Стычински З.А., Шушпанов И.Н., Фам Ч.Ш., Суслов К.В. Модель режимной надежности "активных" распределительных электрических сетей // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2013. № 6. С. 70-79.
3. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2-6.
4. ГОСТ Р 57100-2016/ISO/IEC/IEEE 42010:2011 «Системная и программная инженерия. Описание архитектуры». Дата введения 01.09.2017 г.
5. Илюшин П.В., Тыквинский А.М. Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 1 (41). С. 39-50.

6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурсами на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. № 8. С. 1-116.
7. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Distributed power quality monitoring // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. 2014. С. 517-520.
8. Осмоловская А.С. Смарт-контракты: функции и применение // Бизнес-образование в экономике знаний. 2018. № 2 (10). С. 54–56.
9. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации // Электричество. 2019. № 5. С. 4-11.
10. Suslov K., Solonina N., Stepanov V. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks // International symposium on smart electric distribution systems and technologies EDST 2015. С. 260-264.
11. Ковалёв С.П., Небера А.А., Губко М.В. Цифровая платформа для реализации автоматизированных систем управления распределенными энергоресурсами // Проблемы управления. 2020. № 6. С. 57–70.
12. Efimov D.N., Voropai N.I., Suslov K.V. Virtual power plants for isolated and jointly operating electric power supply systems - perspectives and challenges for Russia // IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011. С. 6039164.

Мальцев Д.П., обучающийся, гр. ЭУмз-22; Чеботнягин Л.М., доцент кафедры ЭиЭ; Бывальцева Н.И., обучающийся, гр. ЭУм-21-1; Москалева Т.Е., обучающийся, гр. ПРЭм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПЕРСПЕКТИВНУЮ СТРУКТУРУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Марченко О.В., Соломин С.В.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
marchenko@isem.irk.ru, solomin@isem.irk.ru

Введение. На основе анализа имеющейся научной информации с высокой долей вероятности установлено, что в климатической системе Земли происходит потепление [1]. Оно обусловлено антропогенными выбросами парниковых газов и приводит к изменениям во всех компонентах климатической системы, в том числе к повышению уровня Мирового океана, изменению частоты и интенсивности ряда экстремальных климатических явлений (засух, наводнений, ураганов, смерчей). Изменение климата окажут негативное влияние на природные экосистемы, здоровье людей и экономику (особенно, сельское хозяйство). В последние годы сформировалось мнение, что действия по борьбе с изменением климата являются неотложными, так

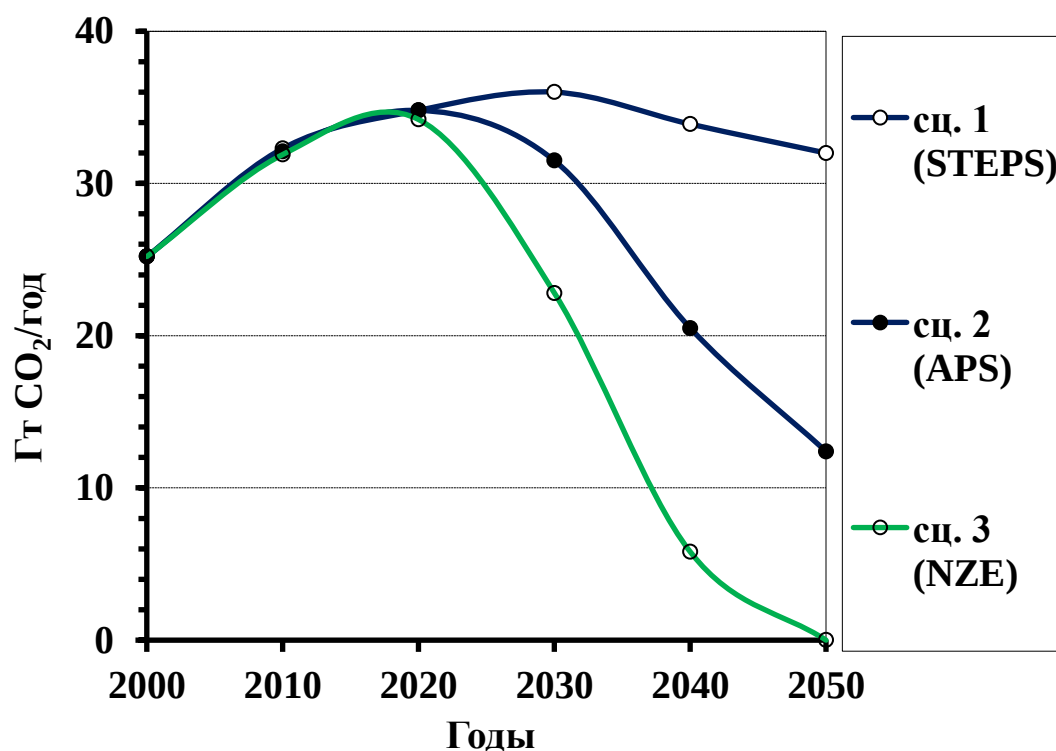
как последствия такого изменения могут оказаться даже хуже, чем ожидалось ранее [1, 2].

Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2021-2022 г.г. разработало 3 сценария изменения эмиссии CO_2 в энергетическом секторе в период до 2050 г. Соответствующие данные для мира в целом представлены в табл. 1 и на рис. 1. В сценарии 1 (STEPS, или Stated Policies Scenario) эмиссия остается почти постоянной: незначительно возрастает к 2030 г., а затем незначительно снижается к 2050 г. В сценарии 2 (APS, или Announced Pledges Scenario) эмиссия плавно снижается до 32 Гт/год к 2030 г. и существенно снижается до 12 Гт/год к 2050 г. В сценарии 3 (NZE, или Net Zero Emissions) к 2050 г. энергетика полностью прекращает выбросы диоксида углерода [3]. Сценарий 3 представляется маловероятным и в дальнейшем не рассматривается.

Таблица 1

**Современная и прогнозная эмиссия диоксида углерода
для мира в целом, Гт CO_2 /год**

Сценарии	Годы			
	2020	2030	2040	2050
Сц. 1	34,8	36,2	33,9	32,0
Сц. 2	34,8	31,5	20,5	12,4
Сц. 3	34,8	22,8	5,8	0



**Рисунок 1 – Сценарии МЭА эмиссии диоксида углерода
(Гт CO_2 /год) [3]**

Постановка задачи и описание метода. Цель настоящей работы – оценка влияния глобальных ограничений эмиссии диоксида углерода на развитие электроэнергетики России на фоне мировой энергетики в период до 2050 г.

Рассматриваются два сценария ограничений МЭА (STEPS и APS); выполняются расчёты структуры энергетики с помощью модели мировой энергетической системы GEM (Global Energy Model), разработанной в ИСЭМ СО РАН; результаты сопоставляются с прогнозами МЭА.

Оптимизационная модель GEM находит минимум целевой функции – суммарных дисконтированных затрат по всем регионам и энергетическим технологиям. Мир разделен на 12 регионов, в том числе Россия представлена Европейской и Азиатской частями [4, 5].

Результаты расчётов и их анализ. Результаты расчётов на модели GEM и их сравнение с прогнозами МЭА представлены на рис.2 и в табл. 2.

Среди электростанций, работающих без выбросов диоксида углерода, минимальную стоимость вырабатываемой электроэнергии обеспечивают СЭС (солнечные электростанции) и ВЭС (ветроэлектрические станции) (до 2–5 цент/кВт·ч). АЭС (атомные электростанции) и ГЭС (гидроэлектростанции) примерно равноэкономичны (от 6 цент/кВт·ч) [5]. Согласно результатам расчётов, в сценарии с более жёсткими ограничениями на эмиссию диоксида углерода (сценарий 2), вновь строящиеся электростанции на угле и природном газе должны применять технологии улавливания, хранения и утилизации CO₂, что приводит к их удорожанию и снижению конкурентоспособности. Поэтому для обеспечения заданных глобальных ограничений на выбросы диоксида углерода электроэнергетика России должна развиваться в направлении увеличения доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и атомных электростанций.

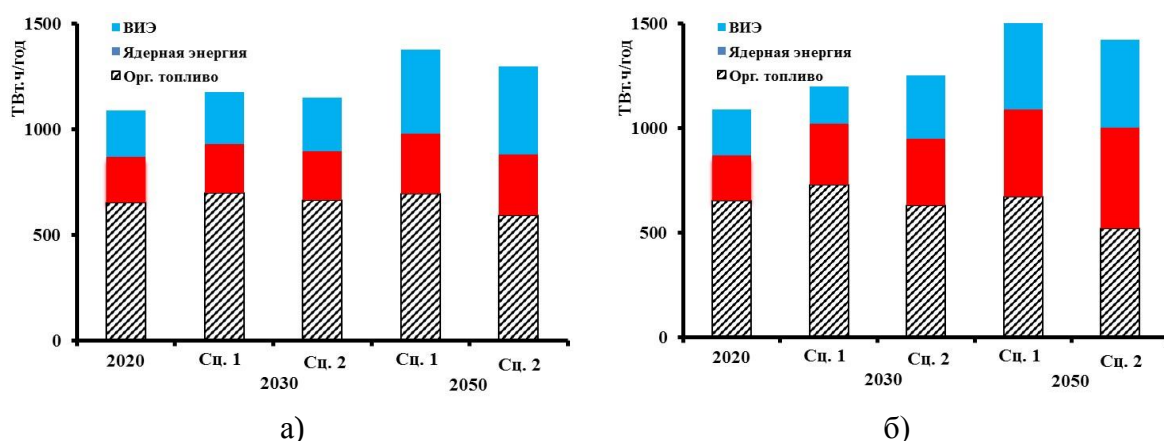


Рисунок 2 – Выработка электроэнергии в России, ТВт·ч/год:
а – прогнозы МЭА (2022), б – расчёты авторов (2023)

Таблица 2

Структура выработки электроэнергии в России, %

Энергоисточники	2020	2030		2050	
		Сц. 1	Сц. 2	Сц. 1	Сц. 2
Прогнозы МЭА (2022)					
Орг. топливо	60,0	59,3	57,9	50,4	45,6
Ядерная энергия	19,9	19,5	20,2	20,6	22,3
ВИЭ	20,1	21,2	21,9	29,0	32,1
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Расчёты авторов (2023)					
Орг. топливо	60,0	56,2	50,4	44,7	36,6
Ядерная энергия	19,9	22,3	25,6	28,0	33,8
ВИЭ	20,1	21,5	24,0	27,3	29,6
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Развитие ВИЭ в России имеет хорошие перспективы [2, 6-9]. Однако дальнейшее увеличение их доли в энергобалансе требует создания наряду с генерирующими также и аккумулирующих мощностей, и оптимизации потоков электроэнергии между регионами. Сравнение прогнозов МЭА и расчётов на модели GEM показывает их удовлетворительное согласие. Некоторое различие (более высокая доля ядерной энергии и меньшая – ВИЭ) обусловлена менее оптимистичными оценками перспектив повышения эффективности ВИЭ и учетом возможностей отечественной атомной промышленности [10] (подробнее – см. [5]).

Выводы:

1. Систематизированы данные прогнозов Международного энергетического агентства развития электроэнергетики России в условиях ограничения эмиссии диоксида углерода в период до 2050 г.
2. Проведено сравнение прогнозов МЭА с результатами оптимизационных расчётов на модели мировой энергетической системы GEM.
3. Согласно результатам расчётов, в структуре выработки электроэнергии увеличивается доля ядерной энергии и возобновляемых энергоресурсов, причем доля ядерной энергии оказалась выше, чем в прогнозах МЭА.

Библиографический список

1. Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. IPCC, 2019. – 616 p.
2. Hansen K., Breyer C., Lund H. Status and perspectives on 100% renewable energy systems // Energy. 2019. Vol. 175. P. 471-480.
3. World Energy Outlook. IEA: Paris, 2022. – 523 p.

4. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию / Беляев Л.С., Марченко О.В., Филиппов С.П. и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 р.
5. Марченко О.В., Соломин С.В. Варианты развития ядерной энергетики при ограничениях эмиссии диоксида углерода // Изв. вузов. Ядерная энергетика. 2022. № 2. С. 5-14.
6. Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование долгосрочных перспектив использования возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – 62 с.
7. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ экономической эффективности возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения // Альтернативная энергетика и экология. 2009. № 5. С. 78-84.
8. Marchenko O.V., Podkovalnikov S.V., Solomin S.V. Comparison of Competitiveness of Renewable and Non-Renewable Energy Sources in Russia and in East Asian Countries // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 1–4 October 2019. Art. no. 8934359.
9. Gielen D., Boshell F., Saygin D., Bazilian M., Wagner N., Gorini R. The role of renewable energy in the global energy transformation // Energy Strategy Reviews. 2019. Vol. 24. P. 38-54.
10. Концептуальные положения стратегии развития ядерной энергетики России в перспективе до 2100 г. / Адамов Е.О., Джалавян А.В., Лопаткин А.В. и др. // Атомная энергия. 2013. Т. 112. Вып. 6. С. 319-330.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 г.

Марченко О.В., к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН; Соломин С.В., к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 621.3

СТРУКТУРА МОДЕЛИ УРЗА С ГИБКОЙ ЛОГИКОЙ В РАМКАХ СИМУЛЯТОРА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Мигунова Л.Г., Строчков А.В.

Самарский государственный технический университет

wormslabs@yandex.ru

Ключевой особенностью многих современных устройств РЗА (далее – УРЗА) является возможность конфигурирования так называемой «гибкой логики». Гибкая логика представляет собой редактируемые алгоритмы в виде цепочек логических элементов и функциональных блоков, которые могут быть сформированы при помощи специализированного программного

обеспечения. Это позволяет адаптировать устройство под конкретные требования или оперативно устранить выявленные недостатки конфигурации устройства без необходимости его демонтажа и замены.

На эту особенность современных микропроцессорных УРЗА следует обратить особое внимание в контексте их моделирования. Несмотря на то, что существует большое количество программ, осуществляющих моделирование энергосистем или их отдельных элементов для расчёта параметров (например, «АРМ СРЗА») [1], гораздо менее распространены программы, осуществляющие совместное моделирование модели энергосистемы и УРЗА, в особенности включающих в себя гибкую логику. Недостаточно внимания вопросу моделирования УРЗА с гибкой логикой уделяется и в профильной научной литературе.

В силу вышесказанного, в данной работе мы рассмотрим основные принципы построения модели УРЗА с гибкой логикой, являющейся частью разрабатываемого учебного симулятора релейной защиты.

Данный симулятор представляет собой совмещенную модель сети и модель УРЗА, которые выполняются одновременно с некоторой дискретностью по времени. Могут одновременно моделироваться несколько виртуальных УРЗА.

В разрабатываемом симуляторе реализована следующая модель УРЗА с гибкой логикой. Каждый экземпляр виртуального УРЗА представляет собой отдельное устройство с набором входных аналоговых (представленных в виде численных значений для каждого конкретного момента времени) и дискретных сигналов, количество которых не ограничено. Выходные сигналы представлены двумя обобщёнными сигналами: сигналом пуска и сигналом срабатывания (рисунок 1).

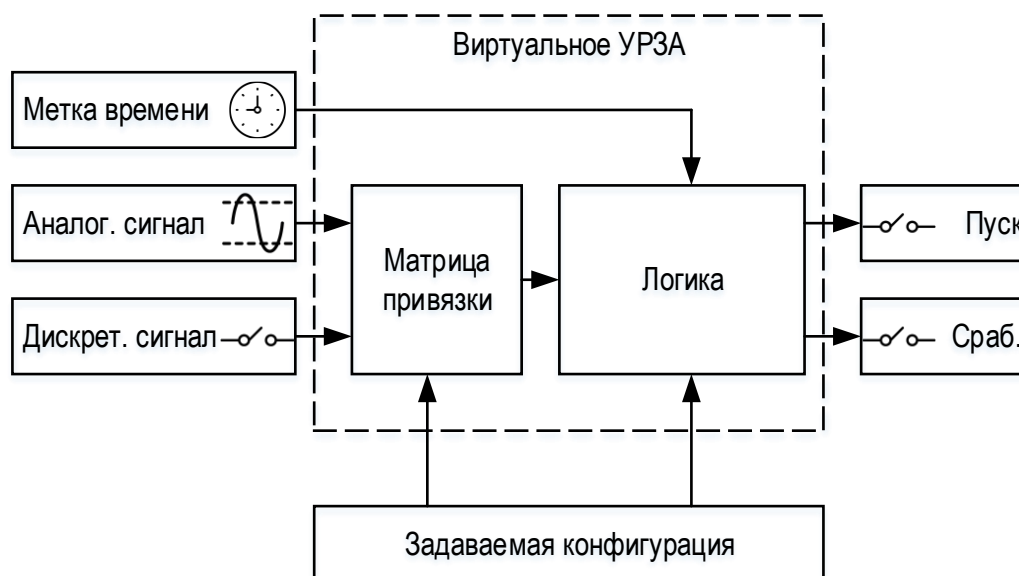


Рисунок 1 – Модель виртуального УРЗА с гибкой логикой

Ядром виртуального УРЗА является логическая цепочка, формируемая из набора стандартных элементов. В текущей реализации они включают в себя элементы логических операций («И», «ИЛИ», инверсия), блоки математических операций для аналоговых сигналов (сложение, вычитание, умножение, деление, вычисление модуля и т.д.), блок выдержки времени на срабатывание или возврат и блока-компаратор, осуществляющий сравнение двух сигналов между собой или с заданной уставкой. Также предусмотрены блоки – буферы для аналоговых и дискретных сигналов, осуществляющие связь этих сигналов с логикой.

Каждый из логических блоков, аналогично виртуальному УРЗА в целом, представляет собой независимый экземпляр абстрактного универсального логического устройства, имеющего весь набор функций и свойств, присущих всем реализованным логическим блокам. Такой подход позволяет сохранять информацию о предшествующем состоянии каждого отдельного логического блока прямо внутри этого блока. Это необходимо для корректной работы, например, элементов выдержки времени: в них на каждом цикле работы программы отслеживается текущее состояние сигнала на входе, и при его изменении с логического «нуля» до логической «единицы» (для выдержки времени на срабатывание), это изменение фиксируется внутри логического блока, что позволяет начать отсчет выдержки времени. При обратном изменении значения на входе с «единицы» до «нуля» до того, как была набрана выдержка времени, это изменение также фиксируется и отсчет выдержки времени сбрасывается.

Важным вопросом с точки зрения совмещения модели сети, рассчитываемой дискретно во времени, и виртуальных УРЗА является синхронизация их между собой: каждое виртуальное УРЗА должно фиксировать наступление нового цикла работы программы. Для этого в них передаётся значение текущего шага времени (например, 1 мс, 2 мс, 3 мс и т.д.), которое играет роль аналога сигнала синхронизации часов. Дополнительно это позволяет синхронизировать фиксируемые выходные сигналы с разных виртуальных УРЗА, несмотря на то, что в пределах одного цикла состояние их выходов просчитывается последовательно (сначала для первого устройства, затем для второго и т.д.).

Входные сигналы, заводимые в виртуальное УРЗА, привязываются к соответствующим элементам гибкой логики при помощи специальных объектов, содержащих информацию о номере сигнала и наименовании логического блока – иначе говоря, эти объекты играют роль матрицы привязки сигналов. Дискретные сигналы на выходе логики привязываются к обобщенным сигналам пуска и срабатывания, представляющим собой эквивалент выходных реле реального УРЗА.

Формирование логических цепочек осуществляется на основе задаваемых пользователем строк кода определенного синтаксиса (строк гибкой логики), в котором каждая строка обозначает конкретный элемент логики

(рисунок 2). Подобный принцип конфигурирования гибкой логики используется в некоторых современных УРЗА, например, в устройствах производства “General Electric” серии Multilin (GE Multilin C60) [2].

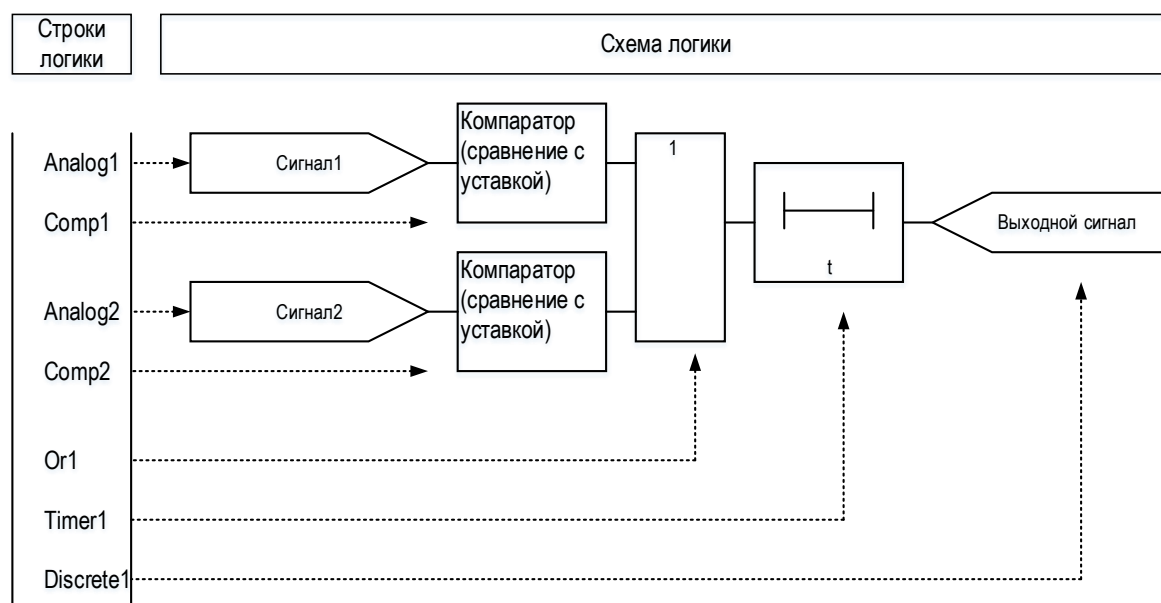


Рисунок 2 – Пример формирования логики на основании вводимых данных

Перед запуском модели, строки гибкой логики считываются и на их основе формируется набор логических элементов. При каждом цикле работы симуляции последовательно собираются связи между элементами с учетом их последовательности и соответствия типа сигнала и входа соответствующего логического элемента. Текущее состояние входов и выходов фиксируется в каждом логическом элементе, как это было описано выше. Таким образом, просчитывается значение сигнала на выходе каждого элемента. При этом возможно осуществить связь между несколькими виртуальными УРЗА, например, привязать выходной сигнал одного устройства к другому в качестве одного из входных сигналов.

Как видно из вышесказанного, реализованная модель во многом повторяет структуру реального современного УРЗА. При этом модель является полностью универсальной, и каждое виртуальное УРЗА способно взаимодействовать с другими устройствами и с моделью сети.

Библиографический список

1. АРМ СРЗА [Электронный ресурс] URL: <https://pk-briz.ru>
2. GE Multilin C60 UR series Instruction Manual [Электронный ресурс] URL: <https://all-guidesbox.com/manual/1431319/ge-multilin-c60-ur-series-instruction-manual-544.html>

РАЗРАБОТКА СИМУЛЯТОРА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ: ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ЦЕЛИ, ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Мигунова Л.Г., Строчков А.В., Кожухова А.А.

Самарский государственный технический университет

wormslabs@yandex.ru

Введение. Несмотря на то, что алгоритмы отдельных устройств релейной защиты и автоматики уже отработаны и подробно изучены, в реальных энергосистемах нередко возникают сложности при анализе их работы. Это обусловлено тем, что в энергосистемах происходит взаимодействие множества устройств, установленных на различных объектах энергосистемы. При определенном нарушении происходят пуски и срабатывания определенных устройств релейной защиты и автоматики (далее – устройств РЗА), взаимодействующих друг с другом и осуществляющих воздействия на коммутационные аппараты. Это в свою очередь производит изменение топологии схемы и изменение параметров режима. Отсюда следует очевидный вывод о том, что развитие аварии в энергосистеме подчас принимает сложный характер с последовательной работой нескольких устройств РЗ или автоматики и возможностью последовательного отключения и повторного включения нескольких элементов первичной схемы.

Учитывая вышесказанное, вполне обоснованной выглядит необходимость создания программы-симулятора, обеспечивающего моделирование некоторой сети или части сети и работу устройств РЗ и автоматики при различных повреждениях в этой сети. При достаточной степени проработки модели, подобная система станет максимально приближенной к реальной и сможет моделировать сложные виды аварий. Такой подход позволит оценить работоспособность любого алгоритма РЗ или автоматики и упростить анализ их работы, в том числе в тех случаях, когда необходимо оценить правильность работы реального устройства.

Также подобный симулятор может оказаться чрезвычайно полезным для обучения будущих специалистов в сфере энергетики, так как позволит демонстрировать работу устройств и их взаимодействие на примере виртуальной модели.

Основные принципы симулятора. В симуляторе следует выделить два основных уровня, непосредственно взаимодействующих между собой.

Первым и основным уровнем является модель энергосистемы. Основной задачей модели является расчет параметров режима, определяемых набором оборудования и топологией сети. Задача определения установившихся параметров режима (будь то аварийного, нормального или послеаварийного) не представляет большой сложности. Также для корректной ра-

боты потребуется расчет переходных процессов – в первую очередь электромеханических и электромагнитных. Волновыми переходными процессами можно пренебречь в силу их скоротечности: скорость изменения параметров для волновых процессов лежит в диапазоне 103 -108 Гц [1, с. 5].

Вторым уровнем является модель устройств релейной защиты или автоматики. В общем случае на вход модели поступают параметры режима в месте установки устройства и сигналы от других устройств, на выходе модели имеем дискретные сигналы, осуществляющие воздействия на коммутационные аппараты или другие устройства РЗ.

При рассмотрении этой структуры становятся очевидными две ключевые взаимосвязанные проблемы, требующие решения.

Первая из них – реализация протекания процессов в симуляторе во времени. Как известно, реальные процессы имеют непрерывный во времени характер. Реализовать это в программной симуляции не представляется возможным, но достаточной аппроксимацией является пересчет параметров с некоторой дискретностью по времени. Это касается как энергосистемы, так и алгоритмов релейной защиты или автоматики, так как они по принципу своего действия, как правило, не выдают управляющие воздействия мгновенно.

Второй задачей является реализация взаимодействия модели устройств релейной защиты или автоматики с моделью сети, что характеризуется изменением топологии сети или участка сети при срабатывании защиты или автоматики и последующим пересчетом параметров режима.

Некоторые аспекты реализации. Рассмотрим возможную реализацию программного симулятора. В первую очередь, следует определиться с архитектурой программного построения симулятора. В данном случае возможен выбор одного из двух вариантов: структурного или объектно-ориентированного подходов. Остановиться следует именно на последнем варианте, так как он обладает рядом преимуществ. Объектно-ориентированный подход позволяет отойти от жестко заданных алгоритмов и использовать абстрактные образы – модели. Предлагается сформировать обобщенный абстрактный программный класс функции защиты, являющийся основой для более узкоспециализированных функций. Модель устройства РЗА в данном случае будет формироваться набором классов – функций. При этом каждая функция должна иметь как минимум один входной параметр (в общем случае – группу параметров) и два выходных сигнала: сигнал пуска и сигнал срабатывания функции.

Отдельной важной задачей является реализация выполняемого в реальном времени алгоритма функции РЗА. Для простых функций (например, токовых защит) эта задача не имеет никакой сложности, ведь достаточно лишь произвести сравнение входной величины с заданным значением уставки срабатывания. Однако для более сложных алгоритмов, представ-

ленных в современных микропроцессорных устройствах, такой подход неприменим, т.к. эти алгоритмы могут иметь триггеры, обратные связи и несколько выдержек времени на срабатывание и/или на возврат. Для корректного моделирования такого алгоритма наиболее адекватным решением представляется формирование модели функции РЗА из отдельных микромоделей логических элементов. При этом следует ввести в модель функции дополнительный входной сигнал, передающий текущую метку времени симуляции. Во-первых, это необходимо для правильной работы логики во времени. Во-вторых, этот сигнал, являющийся общим для всех функций, позволит синхронизировать их работу во времени для корректной работы симуляции.

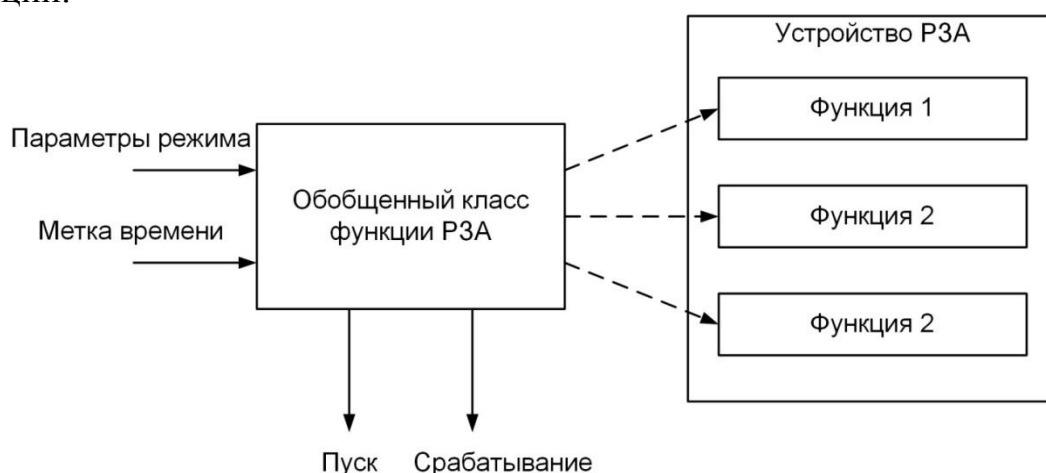


Рисунок 1 – Структура моделирования устройства РЗА

Не менее важен и вопрос взаимодействия двух частей симулятора: модели устройства РЗА и модели сети. Здесь, как подробно описано, например, в [2], можно выделить два ключевых подхода: одновременный и последовательный. В первом случае модели работают взаимосвязано и осуществляют постоянный обмен информацией. В этом случае с некоторой дискретностью по времени выполняется постоянный пересчет параметров режима, которые поступают в модель устройства РЗА, работающую в пределах одного временного окна (шага симуляции) с моделью сети. Во втором случае, параметры предаварийного, аварийного и послеаварийного режимов рассчитываются предварительно и затем используются в качестве входных данных для моделируемых устройств РЗА. В данном случае количество необходимых вычислений значительно сокращается по сравнению с одновременным подходом. Однако уже из самого принципа работы вполне очевидны серьезные недостатки последовательного подхода, главным из которых является необходимость «предугадать» воздействия на коммутационные аппараты. Также возникнут определенные сложности при моделировании устройств РЗА со сложной логикой (например, имеющей обратные связи) и моделиро-

вании взаимодействия нескольких устройств. В силу вышесказанного, несмотря на более высокую сложность реализации, следует применить одновременный подход.

Выводы. Исходя из всего вышесказанного, можно выделить следующие основные требования к цифровому симулятору релейной защиты. Симулятор должен состоять из двух взаимосвязанных моделей – модели сети и модели устройств РЗА, работающих одновременно в пределах одного шага симуляции. При создании модели устройства РЗА должен применяться объектно-ориентированный подход, устройство при этом состоит из нескольких классов-функций. Функция при этом состоит из набора логических элементов и помимо параметров режима имеет в качестве особого входного параметра метку времени симуляции для корректной работы.

Библиографический список

1. Окуловская Т.Я. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебное пособие / Т.Я. Окуловская, Т.Ю. Паниковская, В.А. Смирнов. 4-е изд., перераб. и доп. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. 85 с.
2. Garrett, B. W. Digital simulation of power system protection under transient conditions, 1987. P. 302.

Мигунова Людмила Геннадьевна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции» Самарского государственного технического университета (СамГТУ); Строчков Алексей Владимирович – магистрант кафедры «Электрические станции» Самарского государственного технического университета (СамГТУ)

УДК 621.311.1

ВЛИЯНИЕ МЕХАНИЗМА DEMAND RESPONSE НА НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Миронов А. А., Крупенёв Д. С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
artiom.mir2017@gmail.com

Актуальность. Сегодня в условиях жесткой рыночной конкуренции производителям энергии необходимо изучать отношение потребителей к предоставляемой услуге.

Проблема надежности в современном мире является ключевой, определяющей безопасные условия существования человечества. Особо следует выделить проблему надежности систем электроэнергетики, как один из главных аспектов обеспечения энергетической безопасности в мире.

Обеспечение высокой надежности электроэнергетических объектов и систем является основным требованием, предъявляемым к ним. В отдельных энергетических системах число аварий достигает нескольких десятков

в год, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий – миллиарды кВт·ч. Суммарная мощность одновременно простаивающих в аварийном ремонте генераторов составляет десятки миллионов кВт. Простой по вине отказов электроэнергетических систем приводит к огромным экономическим потерям и тяжелым отрицательным воздействиям на окружающую среду, что подтверждается результатами аварий, общий ущерб которых исчисляется миллиардами долларов. Примеры таких аварий – авария на подстанции Чагино в Московской области, в результате которой был перерыв электроснабжения всей центральной части России, Нью-Йоркская авария в США, приостановившая жизнедеятельность около 30 млн. человек, авария на СаяноШушенской ГЭС, приведшая к разрушению станции, авария на атомной электростанции Фукусима 1 в Японии, негативные последствия которой еще придется оценить человечеству[1]. При такой высокой аварийности энергосистем оценка надежности отдельных видов оборудования, установок, сетей и систем в целом, а также поиск возможных путей повышения надежности, как в ходе эксплуатации, так и при проектировании становятся первоочередными задачами. Образование крупных энергообъединений приводит к относительному увеличению доли системных аварий, при которых отказ одного элемента является причиной цепочечного развития аварий, приводящих к отказу либо значительной части объединения, либо всего объединения в целом.

С учётом рыночных отношений механизм Demand Response уже не может иметь командно-административный характер, построенный на принуждении потребителей к изменению режима своей работы. Он должен уметь стимулировать потребителей самим менять режим электропотребления для оптимизации работы всей энергосистемы. Таким механизмом может быть управление спросом, которое служит важным инструментом для поддержания и регулирования баланса выработки и потребления электроэнергии. Управление спросом позволяет за счёт снижения цен на электроэнергию для потребителей и оптимизацию загрузки генерирующих и электросетевых мощностей влиять на работу всей энергосистемы.

Мировая практика показывает, что система управления спросом позволяет привлечь к своим целям от 5 до 10 % пиковой нагрузки потребителей, а в перспективе эта величина может быть увеличена до 15 %. Она дает возможность потребителю подстраивать свои технологии под определенные режимы энергопотребления. Система позволяет обеспечить контроль потоков и многозонного учёта электропотребления. При этом система обладает возможностью экономического поощрения потребителей за работу в «активном» режиме через многозональные тарифы на электроэнергию, а также накладывает штрафы за невыполнение своих обязательств.

Demand Response (или управление спросом на электроэнергию) – достаточно новый инструмент в российской электроэнергетике, работающий в пилотном режиме с середины 2019 года и предназначенный для снижения

максимальных цен на рынке на сутки вперед за счет снятия пиковых значений потребления электроэнергии, мотивируя потребителей на снижение потребления электрической энергии, готовых снизить или перераспределить свою нагрузку[2,3].

Управление спросом является эффективным инструментом снижения цен на рынке электроэнергии в пиковые часы, когда для покрытия спроса на электроэнергию привлекаются менее эффективные генерирующие объекты. При этом относительно небольшое снижение потребления может привести к существенному снижению цены на электроэнергию и увеличению резерва мощности.

Управление спросом может снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, приводит к снижению цен на розничном рынке. Управление спросом получило широкое признание как средство обеспечения надёжности энергоснабжения, интеграции возобновляемых источников энергии, повышения конкуренции на рынке электроэнергии и расширения возможностей потребителей.

Регуляторы многих национальных или региональных энергорынков в данный момент решают задачу поиска оптимальных характеристик программ Demand Response. Ключевыми параметрами их интеграции в конкретный конкурентный или регулируемый сегмент рынка являются:

1. справедливая и мотивирующая величина вознаграждения для потребителей;
2. порядок подтверждения использования ресурса DR в заданный момент времени.

Основной нормативный документ, определяющий порядок работы розничного рынка электроэнергии и мощности – это «Основные положения функционирования розничных рынков электроэнергии», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442.

Механизм ценозависимого снижения потребления действует в России с 2017 г. Возможность экономить на цене электроэнергии за счет готовности снизить нагрузку доступна была только потребителям оптового рынка в основном это крупная промышленность.

В 2019 году в соответствии с дорожной картой «Энерджинет» Национальной технологической инициативы возможность участия в данном механизме была распространена также на участников розничных рынков электрической энергии (не имеющих прямого выхода на оптовый рынок). Данная возможность обеспечена посредством введения механизма агрегаторов управления спросом.

Экспериментальные исследования: В качестве производящей функции используется бином Ньютона. В качестве примера систему электроснабжения, структура которой приведена на рис.1.

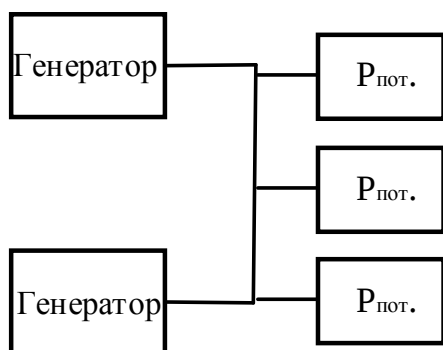


Рисунок 1 – Схема снабжения потребителя

Вероятность работоспособного состояния $p = 0,98$; вероятность неработоспособного состояния элемента $q = 0,02$; производительность (мощность) – $P = 50$ МВт каждого генератора. Нормативный показатель надежности установки принят $\rho_y^{\text{норм}} = 0,996$.

$$S = (p_1[50] + q_1[0])(p_2[50] + q_2[0]) = p_1 p_2[50+50] + p_1 q_2[50+0] + p_2 q_1[50+0] + q_1 q_2[0+0] = 0,9604[100] + 0,0196[50] + 0,0196[50] + 0,0004[0] = 1$$

Полученная функция S позволяет построить зависимость показателя надежности объекта от уровня нагрузки:

- при нагрузке выше 0 и до 50 $\rho_{50} = 0,9996$;
- при нагрузке от 50 до 100 $\rho_{50} = \rho_{100} = 0,9604$;
- при нагрузке выше 100 $\rho_{100} = 0$

При увеличении нагрузки до 50 МВт и более, надёжность объектов электроснабжения резко снижается за допустимые пределы ($\rho_y^{\text{норм}} = 0,996$) Можно построить дополнительные генерирующие станции, но это требует огромных финансовых затрат, что в свою очередь может не окупиться и соответственно это нецелесообразно. Применяя механизм Demand Response мы без существенных затрат можем уменьшить пиковые значения мощности и также разгрузить систему электроснабжения, что в свою очередь ведет к увеличению надежности. Потребитель для уменьшения потребляемой мощности может перераспределить свой график нагрузки, отключить менее важные цеха или агрегаты, за такую разгрузку потребитель может получать финансовую выгоду.

Библиографический список

1. Авария на подстанции Чагино (<https://www.so-ups.ru/memorial-day/history-event/news/9879/>).
2. Реакция на запрос – Demand response (https://wiki5.ru/wiki/Demand_response).
3. Исследования VYGON CONSULTING, Demand Response на русском рынке: барьеры и преспективы (https://www.soups.ru/uploads/media/vygon_consulting_dr_v0.3.1_2018.pdf).
4. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики – М.: Наука, 1986. – 256 с.
5. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1991. – 208 с.

6. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В. Управление спросом на энергию в регионе // Экономика региона. 2013. № 2(34). С. 71-84.

7. Ковалев Г.Ф. Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы // Электронное моделирование, 1987, №5. – С. 65-72.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Миронов А. А. обучающийся, гр. СЭм-21-1 ИРНИТУ; Крупенёв Д. С. старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В ЗАПАДНОЙ И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Мольков В. А, Суслов К. В.

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Иркутский национальный исследовательский технический университет

vel.a.m@yandex.ru

Энергетические ветровые зоны в нашей стране расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги и Каспийского моря, на побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей.

Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале. Максимальная средняя скорость ветра в этих районах приходится на осенне-зимний период – период наибольшей потребности в электроэнергии и тепле. Около 30% экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, 14% – в Северном экономическом районе, около 16% – в Западной и Восточной Сибири. [1]

Среди возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ветроэнергетика является одной из наиболее экономичных, заметных и развитых технологий. Фактически, с 2001 года глобальная совокупная установленная мощность ветра продемонстрировала экспоненциальный рост, как видно на рисунке 1. Из общей мощности ветра 23 ГВт были получены от морских установок в 2018 году по сравнению с 1 ГВт в 2007 году, согласно рисунку 2. Несмотря на то, что оффшорная ветроэнергетика появилась в 1990-х годах, ее популярность началась около десяти лет назад. Это увеличение связано с текущим интересом ветроэнергетической отрасли к оффшорной ветроэнергетике. Например, инвестиции в оффшорную ветроэнергетику превзошли инвестиции на суше в Европе в 2016 году. Более того, ожидается, что в 2030 году почти 40% от общей мощности ветра в Европе будет приходиться на морскую ветроэнергетику. [2]

В области ВИЭ, участвующих в работе на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), занимается Некоммерческое партнерство «Совет рынка». В период с 2013 по 2015 г.г. в законодательство по поддержке ВИЭ по просьбе участников рынка, в частности в области ветроэнергетики, были внесены изменения, которые способствовали старту рынка. Ежегодно НП «Совет рынка» проводит конкурсные отборы мощностей ВЭС на четыре года вперед.

Государственная поддержка на ОРЭМ в настоящее время организована в виде заключения договора на поставку мощности (ДПМ). ДПМ представляет собой контракт на 15 лет, согласно которому инвестор гарантированно получает прибыль от объекта ВИЭ в объеме компенсации затрат на сооружение ВЭС. Согласно ДПМ для эксплуатируемой ВЭС, должно быть обеспечено значение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) не ниже 27%. При выполнении данного показателя в пределах 75-100% (то есть КИУМ составляет 20-27 %) инвестор не штрафуются, при 50-75 % (КИУМ составляет 14-20 %) накладывается штраф, а при КИУМ ниже 50 % – невыплата за мощность. Выполнение ДПМ гарантирует возврат капитала. Кроме того, инвестор получает прибыль от продажи электроэнергии. [3]

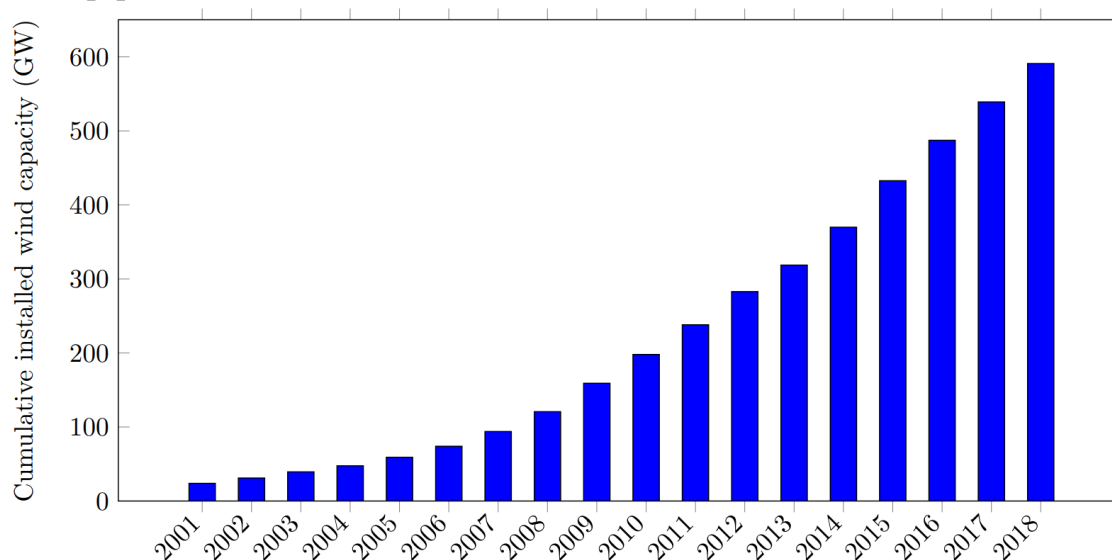


Рисунок 1 – Рост мощностей ВЭС с 2001 по 2018 г.г.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности – сфера обращения особых товаров (электрической энергии и мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации. Правовые основы функционирования оптового рынка устанавливаются Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172) и иными нормативными правовыми актами, предусмотренными правилами оптового рынка.

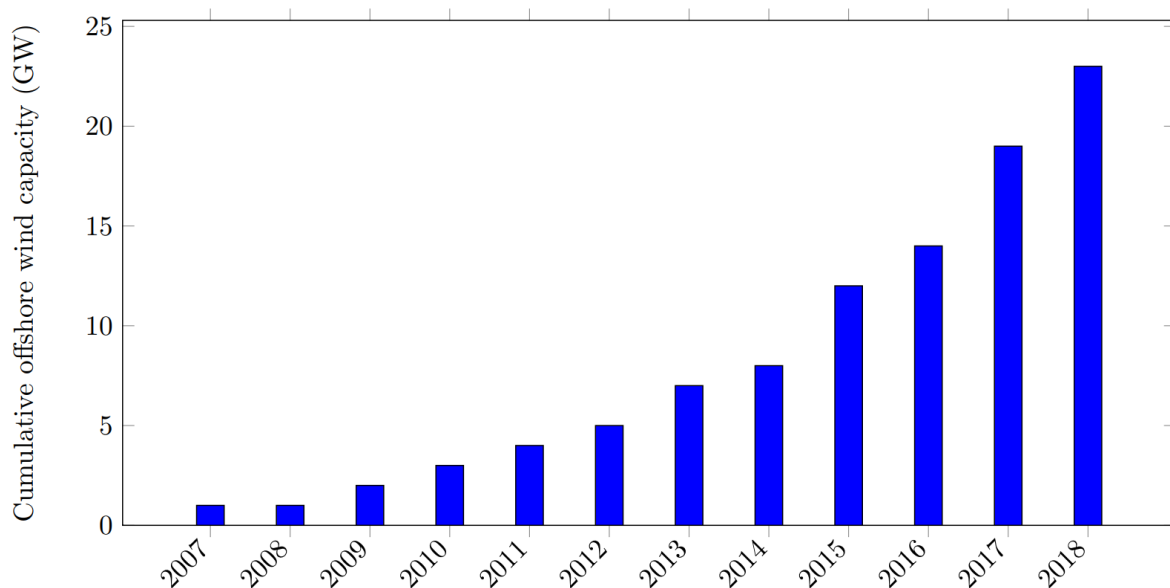


Рисунок 2 – Рост мощностей ОВЭС с 2001 по 2018 г.г.

Электрическая энергия в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности может продаваться по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров и по конкурентным (нерегулируемым) ценам на рынке на сутки вперед, на балансирующем рынке, в рамках свободных договоров [4].

Объемная структура торговли электроэнергией на ОРЭМ представлена на рисунке 3.

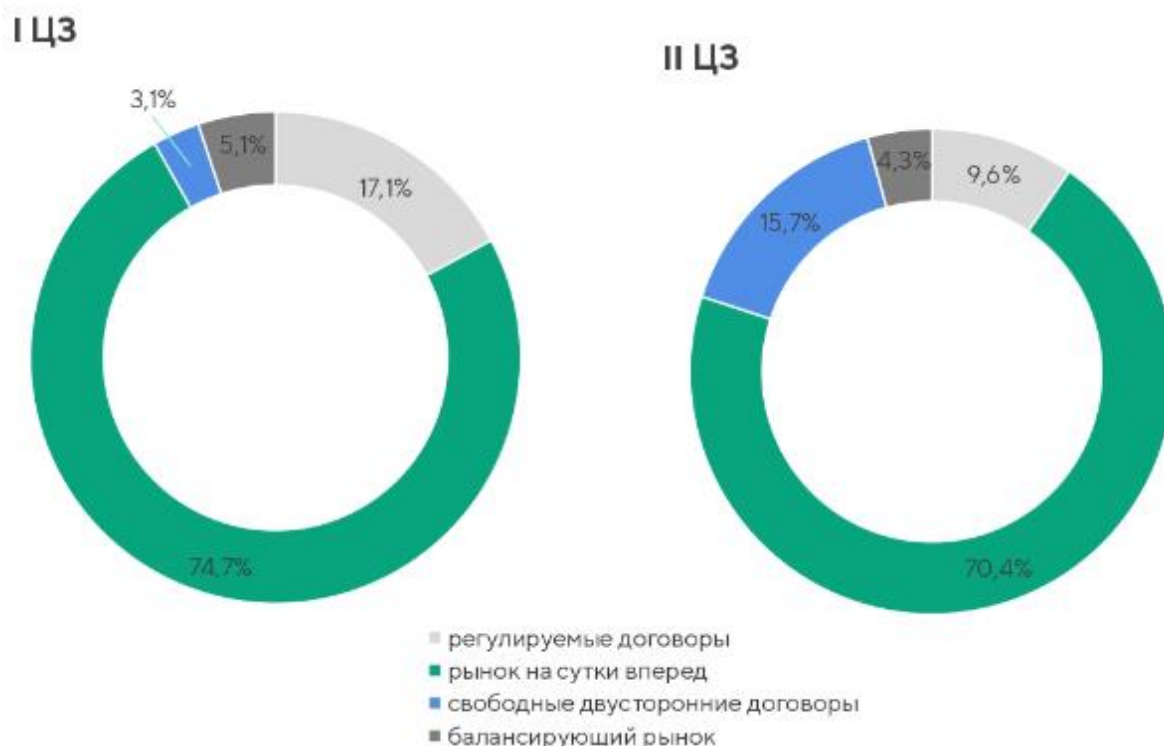


Рисунок 3 – Объемная структура торговли электроэнергией на ОРЭМ

Рынок на сутки вперед (РСВ) представляет собой конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Конкурентный отбор проводится коммерческим оператором (АО «АТС»). На РСВ осуществляется маржинальное ценообразование, т.е. цена определяется на основании баланса спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. Цена РСВ определяется для каждого из более, чем 10000 узлов обеих ценовых зон. При этом, в первую очередь, в объемы планового производства включаются объемы электроэнергии, в отношении которых поданы заявки с предложением наиболее низких цен, а в объемы планового потребления – объемы, которые покупатели готовы купить по наиболее высокой цене или включенные в ценопринимающие заявки (отражает готовность покупателя купить объем электроэнергии по любой цене, сложившейся на РСВ).

Индексы цен и объемы торговли на РСВ ежедневно публикуются на сайте АО «АТС».

РСВ за сутки до поставки определяет плановые объемы производства и потребления, однако фактическое потребление неизбежно отличается от планового. Торговля отклонениями фактических объемов производства/потребления от плановых осуществляется в режиме реального времени на балансирующем рынке. За каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом уточненного прогнозного потребления в энергосистеме, экономической эффективности изменения загрузки станций и требований системной надежности [5].

Концептуально технологии прогнозирования скорости ветра можно разделить на два типа. Одним из них является подход, основанный на физической модели, то есть использование численного прогнозирования погоды (NWP). Второй подход основан на статистическом моделировании, то есть работы с данными. Поскольку NWP основано на физических моделях, оно, с одной стороны, позволяет прогнозировать на относительно более длительный временной горизонт, от нескольких часов до нескольких дней вперед. С другой стороны, интенсивные вычисления, необходимые для решения сложных моделей погоды, ограничивают временные и пространственные разрешения для NWP, из-за чего для краткосрочного прогноза обязательно использование статистических моделей.

Прогнозирование выработки ветряной электростанции является более сложной задачей, чем прогнозирование скорости ветра. Однако учет дополнительных факторов в моделировании кривой мощности ветрогенератора, позволяет снизить ошибку прогноза, поэтому планы по выработке ВЭС эффективнее строить на основе прогноза не только скорости ветра, но и других параметров. Так для снижения ошибки краткосрочного прогноза выработки ВЭС наиболее эффективно использовать следующий инструментарий:

1. Данные, полученные из численных моделей прогнозирования и SCADA.

2. Моделирование ветрового потока с помощью моделей вычислительной гидродинамики.

3. Современные модели нейронных сетей (Temporal Fusion Transformer, N-BEATS (ElementAI)). [5]

Таким образом, можно сделать вывод, что при развитии методов краткосрочного прогнозирования выработки ветроэлектрических станций можно значительным образом повысить их эффективность при работе на ОПЭМ на рынке на сутки вперёд и на балансирующем рынке. В таком случае, с учётом наличия отдельных ветроэнергетических зон в Западной и Восточной Сибири, ветроэнергетика в данном регионе является перспективной отраслью, а её развитие в том числе должно иметь не только экономический эффект, но и оказать положительное влияние на надежность ОЭС Сибири.

Библиографический список

1. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие [Электронный ресурс] / В. А. Агеев, А. А. Костригин. – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2018.

2. Ana Fernández-Guillamón, Kaushik Das, Nicolaos A. Cutululis, Ángel Molina-García. Offshore Wind Power Integration into Future Power Systems: Overview and Trends // Journal of Marine Science and Engineering

3. Р. С. Денисов, В. В. Елистратов, Ш. Гзенгер. Ветроэнергетика в России: возможности, барьеры, и перспективы развития // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. Т. 23. № 2.

4. Оптовый рынок электроэнергии и мощности [Электронный ресурс]: Ассоциация «НП Совет рынка» – URL: <https://www.npsr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения: 16.03.2023)

5. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды. модели, механизмы и практики управления – Иркутск: ИРНИТУ, 2020.

6. В. Зубакин. Краткосрочное прогнозирование выработки ветровой электростанции // Научный, общественно-деловой журнал "Энергетическая политика" – № 8 – 2022

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 6)
ПОГРЕШНОСТЬ ВЫЧИСЛЕНИЙ. СЛУЧАЙНАЯ
СОСТАВЛЯЮЩАЯ**

Муссонов Г.П., Алижонов З., Мурадалиев Б., Махмуджонов А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Вычисленные или измеренные значения параметров электромагнитного сигнала всегда содержат некоторую погрешность, которая может быть представлена в абсолютной (в единицах измерения сигнала) и/или в относительной форме (в процентах). Известных причин появления погрешности несколько.

Первая причина – это исходная информация, которая очень редко является точной, независимо от того, были исходные величины измерены человеком или же получены от автоматического измерительного комплекса с применением аналогово-цифрового преобразователя (АЦП), то есть при цифровой обработке сигналов.

Вторая причина – это округление результатов измерений, что требуется в случае необходимости представлять число в виде конечной последовательности цифр. Процедуру округления осуществляет или человек, или измерительный комплекс при представлении или передаче промежуточных или окончательных данных.

Третья причина – это ошибки представления данных в вычислительной среде (в вычислительном устройстве). Например, двоичная система счисления, в которой работают все вычислительные устройства, число $1/10 = 0,1$, то есть одну десятую, представляет в виде бесконечной дроби $0,000110011001100\dots$. То есть так же, как в нашей десятичной системе счисления отношение $1/3$ представляется в виде бесконечной дроби $0,33333\dots$

Наконец, четвёртая причина – это ошибки ограничения, которые возникают при ограничении бесконечного математического процесса конечным числом вычислительных операций.

Ошибки в исходной информации возникают в результате неточности измерений, случайных грубых просчётов или из-за невозможности представить необходимую величину конечной дробью. Ошибки, которые содержатся в исходной информации, определяют точность результата вычислений независимо от того, каким методом эти вычисления проводятся.

Всякое измерение параметров передаваемой энергии, в нашем случае измерение напряжения, частоты, угла сдвига фаз или интервала времени и т.п., выполненное вручную или измерительной системой, не может быть абсолютно точным. Если, например, указано, что величина напряжения в работающей цепи составляет 220,694856379 вольт, то можно с уверенностью

утверждать, что, по меньшей мере, несколько младших значащих цифр недостоверны. Это потому, что невозможно изменяющийся энергетический процесс, одним из параметров которого является напряжение, измерить с высокой точностью. Такой результат может быть получен в результате расчёта, и это будет мгновенным значением напряжения, а правильное его представление – это таблица мгновенных значений.

Другой аналогичный пример. Экспериментальный результат измерения напряжения в цепи равен ровно 220 вольт. В этом случае можно быть абсолютно уверенным в том, что эта величина приведена с ошибкой потому, что вероятность такого события равна или близка к нулю. Лишь случайно в какое-то мгновение значение напряжения может быть в точности ровно 220 вольт. Правильный экспериментальный результат измерения в этом случае должен содержать некоторые границы, внутри которых этот результат находится, например, 220 ± 1 вольт или 220 ± 10 вольт.

Обычно полагается, что если для результата эксперимента не указаны его возможные границы, то результат имеет точность половины единицы младшего разряда. Поэтому, если написано, что ток в цепи равен 3,43 кА, то это следует понимать так, что значение тока не меньше 3,425 и не больше 3,435 кА. Однако для определённости, когда точность результата важна, то следует границы указать в явном виде, например, $3,43 \pm 0,005$ кА.

Методы цифровой обработки сигналов вносят свои особенности, которые нужно учитывать, чтобы не потерять точность определения параметров процессов, протекающих в электроэнергетической системе. Например, погрешность квантования значений аналогового сигнала, погрешность синхронизации АЦП при коммутации входных аналоговых сигналов, погрешность определения величины несовпадения точки дискретизации с начала периода сигнала и др.

Стоимость АЦП с хорошими параметрами обычно довольно велика, поэтому для преобразования в цифровые коды сразу нескольких аналоговых сигналов удобнее использовать единственный преобразователь, но в совокупности с аналоговым мультиплексором.

Мультиплексор состоит из аналоговых переключателей, каждый из которых может присоединять свой вход к общему для всех переключателей выходу. Выбор того или иного входного канала для подсоединения к выходу производится включением соответствующего аналогового переключателя путем выдачи бинарного кода с его адресом. В качестве аналоговых переключателей чаще всего используются полевые транзисторы, и если последующие каскады схемы переключателя имеют высокое входное сопротивление, то эти транзисторы присоединяются к ним непосредственно.

Быстродействие при этом падает, но падает также и цена АЦП. Появляется погрешность, связанная с синхронизацией моментов времени преобразования.

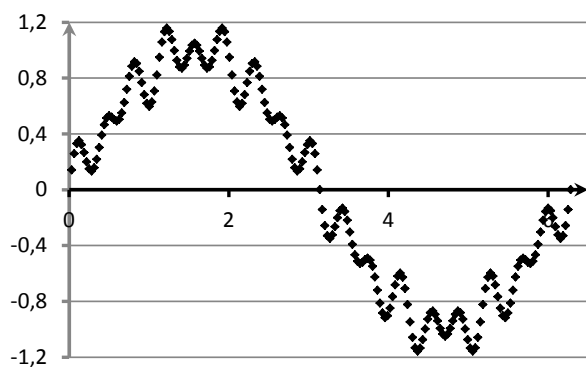


Рисунок 1 - Общий случай поведения сигнала

Информация, потерянная из-за недостатка разрядов АЦП практически невозстановима [2], и существуют лишь оценки возникающей погрешности «округления» отсчётов, например, через мощность шума, порождаемого ошибкой в последнем разряде АЦП.

Зависимость погрешности квантования от значения ступени квантования λ приведена в [2] в

таблице 1. В расчётах погрешности квантования считают, что мгновенное значение сигнала с равной вероятностью может находиться в любой точке ступени квантования λ . Поэтому случайная величина погрешности квантования имеет равномерное распределение с математическим ожиданием $\lambda / 2$ и дисперсией $\lambda^2 / 12$.

Независимо от количества значащих цифр в результате измерения некоторого параметра энергии, в нём может содержаться грубая ошибка или промах. Грубые ошибки могут возникнуть от неправильной записи результата измерения или от наличия опечаток при вводе результата в компьютер, от ошибочного отсчета показаний прибора и др. Тяжело исправляются ошибки, возникновение которых связано с некорректной постановкой задачи или с неправильным, или с неполным пониманием физических процессов или законов, действующих в процессе эксперимента.

Ошибки в округлении чисел в вычислительном устройстве возникают по причине его конечной разрядности (несколько байтов). При выполнении вычислений появляется и накапливается погрешность из-за округления чисел в вычислительном устройстве. Например, фундаментальные физические, математические и др. константы вообще нельзя представить ограниченным числом значащих цифр. Наиболее распространёнными из них являются число π – отношение длины окружности к её диаметру, число e – основание натуральных логарифмов и большое количество других.

Ошибки ограничения – определяются численными методами, которые были использованы для решения задач, связанных с вычислением сумм с бесконечным количеством членов или интегралов с бесконечными пределами интегрирования. Например, анализ гармонического состава несинусоидальных электромагнитных сигналов с помощью ряда Фурье.

Конечно, невозможно использовать все члены ряда для вычислений, так как ряд бесконечен; вычисления ограничиваются конечным числом членов. Отброшенные члены ряда (а их число бесконечно) вносят некоторую ошибку в результат вычислений. Эта ошибка называется ошибкой ограничения, так как она возникает в результате ограничения бесконечного математического процесса.

Очень многие процессы, используемые при вычислениях, являются бесконечными, так что учёт ошибок ограничения очень важен.

Увеличение погрешности вычислений за счёт распространения ошибок вычисления, является серьёзным основанием для поиска ошибок в алгоритме вычисления. Распространение ошибок при выполнении последующих математических операций (сложение/вычитание, умножение/деление, корень/степень и др.) изучается в метрологии, прикладной математике и др.

Случайная составляющая также является функцией, которая зависит от постоянных переходных процессов, обусловленных коммутацией огромного количества потребителей с небольшой номинальной мощностью. Случайная составляющая зависит от солнечной активности, погодных условий (температуры, влажности, ветра, осадков и др.), которые изменяют текущие значения магнитной и диэлектрической проницаемости окружающей среды, а от них зависят и активное сопротивление, и распределённая ёмкость, и распределённая индуктивность протяжённых линий электропередачи.

На рис. 1 приведён один абстрактный период общего случая поведения сигнала. По оси абсцисс отложены радианы, по оси ординат – значения сигнала в относительных единицах.

Увеличению точности определения параметров способствует большое число измерений, осуществляющихся в течение периода.

Из теории вероятностей и математической статистики известно, что для уменьшения влияния случайной составляющей типа белого шума нужно вычислить среднее значение из всех вычисленных значений некоторого параметра, которые получены по всем m измерениям сигнала.

При наличии случайной составляющей в сигнале вычисление средней величины Π_{cp} значения некоторого параметра Π , по всем m измерениям позволит уменьшить влияние случайной составляющей

$$\Pi_{cp} = \sum \Pi_i / m, \quad (1)$$

где Π_{cp} – среднее значение некоторого параметра; Π_i – значение некоторого параметра, вычисленное по i -у измерению, $i = 1, 2, \dots, m$.

Суммирование ведётся по всем m измерениям в течение периода. Разброс значений средней значения величины некоторого параметра Π_{cp} в m раз меньше, чем разброс значений некоторого параметра Π , вычисленных по его формуле.

Пример повышения точности определения параметра Π , в качестве которого является амплитуда A_m следующего сигнала:

$$a_j(\Delta_{pad} i) = A_m \cdot \sin(i \Delta_{pad}), \quad (2)$$

Из выражения (2) сразу можно получить математическое выражение для определения амплитудного значения, то есть из выражения (2) имеем:

$$A_m = a(\Delta_{\text{рад } i}) / \sin(i \cdot \Delta_{\text{рад}}). \quad (3)$$

Результаты трёх измерений сигнала в трёх точках и результаты вычислений амплитудного значения сигнала по формуле (3) приведены в табл. 1.

По трём значениям сигнала вычисляем три значения амплитуды сигнала, а в течение одного периода, то есть за 0,02 секунды, амплитудное значение сигнала можно определять k раз, где k число измерений в течение одного периода.

Результаты вычисления значений амплитуды, приведённые в пятой строке табл. 1, немного отличаются от истинного значения амплитуды, равного двум. Это происходит из-за округления значений исходного сигнала $a(\Delta_{\text{рад}})$ до шести знаков после запятой. Округлённые значения исходного сигнала приведены во второй строке таблицы 1.

В последней строке таблицы 1 приведены значения амплитуды вычисленные по точным значениям сигнала $a(\Delta_{\text{рад } i})$. Точные значения сигнала $a(\Delta_{\text{рад } i})$ без округления приведены в третьей строке таблицы 1.

Таблица 1

Результаты вычислений амплитудного значения

Номер измерения, i	1	2	3
Округлённые значения сигнала $a(\Delta_{\text{рад } i})$	0,765367	1,414214	1,847759
Точные значения сигнала $a(\Delta_{\text{рад } i})$	0,76536686	1,414213562	1,847759065
Формула (3) для вычисления амплитуды	$A_m = a(\Delta_{\text{рад } 1}) / \sin(1 \cdot \Delta_{\text{рад}})$	$A_m = a(\Delta_{\text{рад } 2}) / \sin(2 \cdot \Delta_{\text{рад}})$	$A_m = a(\Delta_{\text{рад } 3}) / \sin(3 \cdot \Delta_{\text{рад}})$
Результат вычисления по округлённым данным	2,00000035	1,99706754	1,99999993
Относительная погрешность вычисления амплитуды по округлённым данным, %	1,76739E-05	0,146623002	3,519E-06
Результат вычисления амплитуды по точным данным	2	2	2

При наличии случайной составляющей вычисление средней величины амплитудного значения $A_{m \text{ ср}}$, по всем k измерениям позволит уменьшить ее влияние.

Разброс значений средней величины амплитудного значения $A_{m \text{ ср}}$, то есть её дисперсия в k раз меньше, чем разброс амплитудных значений A_m вычисленных по формуле (3.3).

Вычисление среднего значения из вычисленных амплитуд позволяет уменьшить погрешность ограничения разрядности представления чисел в компьютере.

Для нашего примера по неточным данным найдём среднее значение из вычисленных амплитуд:

$$A_{m \text{ ср}} = (2,000000353 + 1,99706754 + 1,99999993) / 3 = 1,999022608$$

Относительная погрешность вычисления среднего значения амплитуды по округлённым данным составит:

$$100\% \cdot (2 - 1,999022608) / 2 = 0,048869616 \%$$

Средняя относительная погрешность вычисления амплитуды определённая по данным, приведённым в предпоследней строке таблицы 1, равна 0,048881398. Сравнивая эти погрешности, видим, что погрешность среднего значения амплитуды меньше.

Библиографический список

1. Мак-Кракен Д., Дорн У. Численные методы и программирование на Фортране. М: «Мир», 1977.
2. Головня И.И., Гришкин М.Е., Кособрюхов А.И., Муссонов Г.П., Соколов Д.А., Цыбиков Д.З. Определение значений параметров сигнала (часть 5). Погрешность квантования. Определение амплитудных значений сигналов из их суммы. В этом сборнике.

Алижонов З., обучающиеся, гр. ЭАПб-20-1; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭСС и С; Мурадалиев Б., Махмуджонов А., обучающиеся, гр. ЭСб-19-2 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ДАТЧИКОВ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Новобрицкий В.А., Федосов Д.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
novobritsky.va@gmail.com, fedosov_ds@istu.edu

Устройства релейной защиты (РЗ), предназначенные для выявления и ликвидации аварийных режимов, являются неотъемлемой частью электроэнергетического комплекса. Под выявлением понимается способность РЗ не только отличать повреждение от нормального режима работы, но и определять, на каком элементе – защищаемом или смежном – произошло повреждение. В отличие от задачи определения места повреждения (ОМП), где требуется точно определить расположение места короткого замыкания (КЗ), к РЗ предъявляются более мягкие требования. Под аварийными режимами подразумевается три вида повреждений: КЗ, обрывы токоведущих частей и отказы выключателей. В соответствии с [1] для каждого из этих типов повреждения применяются свои устройства РЗ: основные и резервные РЗ оборудования, защита от неполнофазного режима, устройство резервирования при отказе выключателя. Ко всем устройствам РЗ также применяются требования, регламентированные [2], такие как быстродействие РЗ, селективное отключение только поврежденного оборудования, а также требуемая чувствительность при всех видах КЗ в защищаемой зоне при различных схемно-режимных ситуациях.

В данной работе рассматривается требование чувствительности для всех устройств РЗ, определяемое коэффициентом чувствительности, который представляет собой отношение минимального тока КЗ к величине уставки ($K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ.мин}}/I_{\text{уст.}}$). В настоящий момент требования к чувствительности РЗ регламентируются приказом Минэнерго [3]. Недостатком указанных требований является то, что они утверждают требования к $K_{\text{ч}}$ только для действующих значений тока при КЗ, при этом $K_{\text{ч}}$ для основных защит составляет 2 по току, для ступенчатых защит 1,5 по току в пределах всего защищаемого элемента. В приказе отсутствуют требования для органов по приращению действующих значений токов прямой DI_1 и обратной DI_2 последовательностей, используемых, например в качестве пусковых и отключающих органов для дифференциально-фазной защиты (ДФЗ). Следовательно, требования чувствительности для данных органов устанавливаются заводами-изготовителями и являются уникальными для каждого устройства. Например, в [4] приращение тока в общем виде определяется микропроцессорным терминалом защит как $DI = I_{T(n+1)} - I_{T(n)}$, где n – номер периода промышленной частоты. При этом выбор уставки осуществляется по системе условий:

$$\begin{cases} DI_{2\text{бл уст}} = k_{\text{отс1}} I_{2\text{бл уст}}; \\ DI_{2\text{от уст}} = k_{\text{отс2}} DI_{2\text{бл уст}}; \\ DI_{1\text{бл уст}} = k_{\text{отс3}} DI_{2\text{бл уст}}; \\ DI_{1\text{от уст}} = k_{\text{отс3}} DI_{2\text{от уст}}, \end{cases} \quad (1)$$

где $I_{2(1)\text{бл(от) уст}}$ – уставка блокирующего (отключающего) токового органа с пуском по I_2 (по I_1); $k_{\text{отс1}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 0,7; $k_{\text{отс2}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 2; $k_{\text{отс3}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 4. При этом согласно данным методическим указаниям (МУ), органы по приращению в ДФЗ терминалов НПП «ЭКРА» не требуют проверки чувствительности.

В МУ для терминалов GE Multilin (L60) [5], напротив, минимальный $K_{\text{ч}}$ принимается равным 3, и выражение для определения параметров для органов приращения определяется по системе (2):

$$\begin{cases} DI_{2\text{бл уст}} = k_{\text{отс1}} I_{2\text{бл уст}}; \\ DI_{2\text{от уст}} = k_{\text{отс2}} DI_{2\text{бл уст}}; \\ DI_{1\text{бл уст}} = I_{1\text{min}}/K_{\text{ч}}; \\ DI_{1\text{от уст}} = k_{\text{отс5}} DI_{2\text{от уст}}, \end{cases} \quad (2)$$

где $I_{2(1)\text{бл(от) уст}}$ – уставка блокирующего (отключающего) токового органа с пуском по I_2 (по I_1); $k_{\text{отс1}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 0,7; $k_{\text{отс2}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 2; $k_{\text{отс5}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 0,5. Однако следует заметить, что даже при использовании $K_{\text{ч}}$ применяется он только для параметра

по приращению прямой последовательности, при этом параметр по приращению тока обратной последовательности всё также остаётся выбранным только по условию отстройки.

Если рассматривать устройства РЗ, функционирующие без трансформаторов тока (ТТ), примером которого является устройство РЗ на герконах [6, 7], то их уставки выбираются аналогично токовой отсечке (ТО) по формуле:

$$I_{\text{с.р.мфто}} = k_{\text{отс то}} k_{\text{сх}} I_{\text{кз вн макс}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{отс то}}$ – коэффициент отстройки равный 1,3; $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы; $I_{\text{кз вн макс}}$ – максимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой линии.

При построении ТО на разработанном реле необходимо отстраиваться от тока $I_{\text{кз вн макс}}$, но без учета коэффициента схемы $k_{\text{сх}}$, так как ТТ отсутствует. Кроме того, надо учитывать, что на значение индукции магнитного поля, действующей вдоль продольной оси МО геркона (рисунок 1) в точке М его установки оказывают влияния токи в фазах A_1, B_1, C_1 защищаемого присоединения и A_2, B_2, C_2 соседнего присоединения, а также корпуса ячеек, оболочки кабелей и иные металлоконструкции (при наличии).

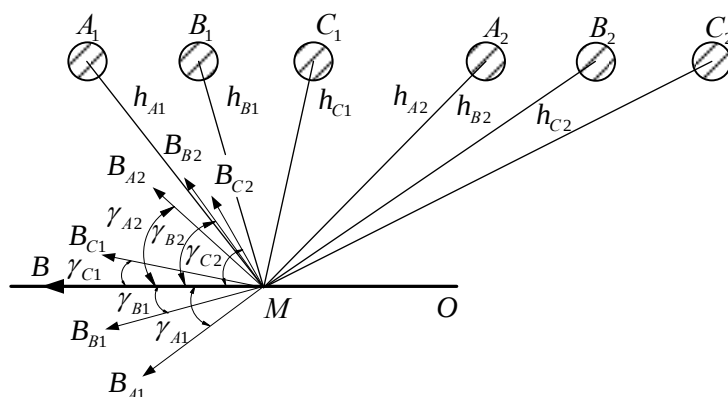


Рисунок 1 – Индукции магнитных полей, действующие вдоль оси геркона

Для расчета индукций магнитных полей B_{A1}, B_{B1}, B_{C1} и B_{A2}, B_{B2}, B_{C2} от этих токов используется закон Био-Савара-Лапласа. Однако исследования показали, что для этого в формулу нужно вводить коэффициент k_1 , учитывающий геометрические размеры шины с током, наличие магнитных материалов вблизи геркона, например, металлических частей конструкции корпуса электроустановки (ЭУ), а также то, что ток переменный; коэффициенты k_2 и k_3 , которые учитывают экранирующее действие оболочек ЭУ. При этом коэффициенты необходимо определять экспериментально для каждого типа ЭУ. Исходя из изложенного, выражения для расчета индукций, например, B_{A1} и B_{A2} от токов I_{A1} и I_{A2} в фазах А защищаемой и соседней ЭУ, а также $B_{\text{уст}}$ будут определяться в соответствии с системой (4) по условию отстройки от $B_{\text{отс}}$:

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{A1} = \frac{\mu_0 I_{A1} \cos \gamma_{A1}}{2\pi h_{A1} k_1}; \\ B_{A2} = \frac{\mu_0 I_{A2} k_2 k_3 \cos \gamma_{A2}}{2\pi h_{A2} k_1}; \\ \dots \\ B_{уст} \geq B_{отс} = k_{отс\ то} (B_{A1} + B_{B1} + B_{C1} + B_{A2} + B_{B2} + B_{C2}), \end{array} \right. \quad (4)$$

где h_{A1} и h_{A2} – расстояния от осей шин фаз А защищаемой и соседней ЭУ до точки М; γ_{A1} и γ_{A2} – углы между осью МО и векторами индукций B_{A1} и B_{A2} ; μ_0 – магнитная постоянная.

Уставка для реле на герконах определена только исходя из условий отстройки, хотя п. 20 требований [3] регламентирует для токовых защит (ступеней защит) без выдержки времени (которой и является ТО) наименьший $K_{ч\ то}$ при КЗ в месте установки защит в нормальной схеме энергосистемы должен приниматься равным 1,2 по току.

Следовательно, условие выбора уставки необходимо дополнить требованием чувствительности при КЗ в месте установки защиты и выразить его параметром $B_{чувс}$. При этом необходимо рассмотреть различные виды КЗ помимо трёхфазного. Наиболее неблагоприятным режимом в плане обеспечения чувствительности будет однофазное КЗ в наиболее удалённой фазе от размещаемого устройства, без учёта воздействия изменения поля от соседнего присоединения. При этом если принять, что токоведущая часть будет представлена проводником в виде провода марки АС, то и геометрическими размерами проводника также можно пренебречь. Следовательно, систему уравнений (4) можно преобразовать в систему (5) и определить уставку, удовлетворяющую условию чувствительности:

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{A1} = \frac{\mu_0 I_{A1} \cos \gamma_{A1}}{2\pi h_{A1}} \\ B_{уст} \leq B_{чувс} = B_{A1} / K_{ч\ то} \end{array} \right. \quad (5)$$

В данном случае принято, что самой удалённой фазой от места установки защиты является фаза А.

Помимо герконов на параметры изменения магнитного поля также могут реагировать и датчики магнитного поля (ДМП). ДМП – это устройство, которое используется для измерения вектора магнитной индукции B_i в определенной области пространства. ДМП могут быть различных типов, включая гироскопические, гибридные, электромагнитные, гальванометрические и другие. Каждый тип датчика использует разные методы измерения магнитного поля и имеет свои преимущества и ограничения [8]. Датчики магнитного поля находят широкое применение в различных областях, в том числе в качестве измерительного блока устройства РЗ для выявления КЗ без использования измерительных ТТ [9]. Один из наиболее распространенных типов ДМП – это датчики Холла. Они основаны на эффекте Холла, который заключается в том, что при прохождении электрического тока через про-

водник в магнитном поле в проводнике появляется поперечное напряжение, которое пропорционально магнитному полю. Интересной особенностью обладают ДМП с трехкомпонентным дифференциальным магнитометром, которые позволяют помимо измерения самой величины поля также измерять приращение индукции магнитного поля [10].

Для ДМП предлагается алгоритм, комбинирующий три основных подхода для выявления факта наличия КЗ. Первым является измерение приращения магнитного поля DB по аналогии с алгоритмом приращения тока DI . Вторым аспектом является отказ от применения универсального $K_{\text{ч}}$, не всегда применимого в каждом конкретном случае. Третьей особенностью является оценка магнитного поля в соответствии с первой частью системы условий (5), когда на чувствительность РЗ оказывает влияние как сама величина тока КЗ, так и расстояние установки ДМП от токоведущих частей.

Для повышения чувствительности к приращению поля предлагается модификация ДМП, связанная не с измерением действующей величины, а с запоминанием и обновлением во времени амплитудного значения индукции магнитного поля. При этом предлагается добавить демпферный эффект («эффект храповика») в виде замедления на снижение регистрируемого сигнала для временного запоминания максимального значения предыдущих замеров (рисунок 2).

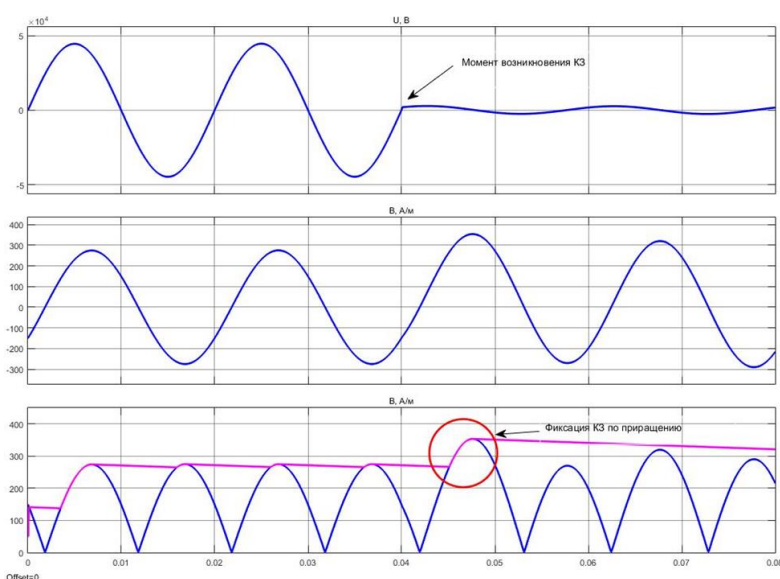


Рисунок 2 – Фиксация КЗ по приращению пиковых значений магнитной индукции поля: осциллограммы изменения напряжения при КЗ (верхний график), тока при КЗ (средний график), модуля магнитной индукции с графиком изменения запоминаемых амплитудных значений (нижний график)

Предварительные исследования показали, что даже при токах КЗ, близких к токам нагрузочного режима, для выявления режима КЗ достаточно задать уставку приращения в пределах 10-15% от предыдущего максимума нагрузки.

Заключение

Таким образом, в работе представлен анализ чувствительности существующих устройств РЗ к величине и приращению контролируемого сигнала. Рассмотрены особенности выбора уставки и обеспечения чувствительности защит, реагирующих на изменение магнитного поля. Предложено для повышения чувствительности использовать реагирующий орган, обеспечивающий запоминание амплитудных значений магнитной индукции и срабатывание при приращении данной амплитуды на 10-15%. Селективность при этом должна быть обеспечена иными способами.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 59909-2021. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация. – М.: Российский институт стандартизации, 2021. – 6 с.
2. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 г. № 937
3. Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы: утв. приказом Минэнерго России от 10.07.2020 г. № 546.
4. СТО 56947007-29.120.70.032–2009. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства НПП «ЭКРА». – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 85 с.
5. СТО 56947007-29.120.70.031-2009. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной защиты производства GE Multilin (L60). – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 36 с.
6. Клецель М.Я., Машрапов Б.Е., Исабеков Д.Д., Амренова Д.Т. Релейная защита на герконах без трансформаторов тока // Электротехника. – 2022. – № 4. – С. 39-45. – DOI 10.53891/00135860_2022_4_39.
7. Barukin A., Kaltayev A., Lenkov Y. Majority voting schemes of differential protections without current transformers with functional diagnostics for converting units and electric motors // 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Sochi, 2020. – Pp. 1-5. – DOI: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9112078.
8. Анизотропные магниторезистивные датчики магнитного поля и тока / С.И. Касаткин, А.М. Муравьев, Н.В. Плотникова [и др.] // Автоматика и телемеханика. – 2009. – № 6. – С. 141-152.
9. Патент № 2194286 С1 РФ, МПК G01R 33/02. Устройство для измерения напряженности магнитного поля: № 2001117403/09: заявл. 20.06.2001: опубл. 10.12.2002 / М.В. Ланкин, Н.И. Горбатенко, П.С. Вольт, К.Ю. Соломенцев; заявитель ЮРГПУ (НПИ).

10. Патент № 2313801 С1 РФ, МПК G01R 33/02. Способ измерения приращения индукции магнитного поля трехкомпонентным дифференциальным магнитометром: № 2006116349/28: заявл. 04.05.2006: опубл. 27.12.2007 / Ю.М. Иванов, О.В. Малышев, В.Я. Матисов, В.Г. Семенов; заявитель ЗАО «МЕРА».

Новобрицкий В.А., аспирант гр. аЭЭС-21-1; Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС, к.т.н., доцент

УДК 621.311.22

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Овчинников Д.А., Солонина З.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Термин «качество электроэнергии» применяется к широкому спектру электромагнитных явлений в энергосистемах. Под понятием качества электроэнергии в общем случае подразумевают совокупность характеристик, при соблюдении которых электроприемники без нарушений выполняют требуемые функции. К технико-экономическим показателям качества электроэнергии относятся:

- технологический ущерб
- электромагнитный ущерб.

Большое внимание к проблемам качества электрической энергии в последние годы было обусловлено увеличением высокотехнологического оборудования и усложнением технологического процесса на производстве, которые предъявляют высокие требования к качеству поставляемой электроэнергии и распределенной генерации. Кроме того, электроэнергия, как предмет рыночных отношений имеет коммерческую стоимость.

Несинусоидальные режимы электроснабжения. В электроэнергетическом бизнесе для взаимных расчетов учитывается количество измеренной отпущенной энергии. В России они ведутся только с учетом активной энергии. В некоторых зарубежных электроэнергетических компаниях измеряют активную, реактивную и дополнительно полную энергию. Это позволяет оценить необходимые мощности энергосистемы, обеспечивающие все нагрузки потребителей. В настоящее время в связи с глобальным дефицитом энергоносителей на первое место выдвигается задача более эффективного использования существующих источников мощности и линий электропередач. При этом имеет место известное противоречие.

Основными причинами являются увеличение доли современного оборудования, а именно [1]: современная промышленная электроника: выпря-

мители, преобразователи частоты, инверторы т.д. и усложнение технологических процессов на производстве, которые предъявляют весьма высокие требования к качеству поставляемой электроэнергии.

При этом эффективность работы технологических установок повышается, но вместе с тем в питающем напряжении увеличивается уровень гармонических составляющих (гармоник) в сети. В связи с этим для сетевых компаний актуально, с одной стороны, внедрение современных автоматизированных систем, которые обеспечивают непрерывный мониторинг параметров качества электроэнергии, с другой стороны, необходим анализ получаемых данных. Очевидно, что для решения вопросов, связанных с обеспечением качества электроэнергии конечных потребителей, необходим сбор статистики по нарушениям показателей качества электроэнергии и анализ динамики изменений.

Качество поставляемой электроэнергии, как и надежность является обязательным требованием, предъявляемым к системам электроснабжения. В прошлом большинство нагрузок были линейными (асинхронные двигатели, нагреватели, лампы накаливания), это означает, что ток этих устройств при подключении к синусоидальному напряжению будет синусоидальным. Как известно, нелинейная нагрузка генерирует высшие гармоники, что вызывает высокий уровень искажений в низковольтных распределительных сетях, изменению характеристик доставляемой мощности и требует увеличения мощности системы на величину, затрачиваемую на эти искажения.

В процессе работы эти устройства потребляют энергию основной частоты, которая расходуется не только для совершения полезной работы, но еще на образование потока гармоник, которые проникают в питающую сеть. Согласно данным [1] доля гармоник в общем спектре, вызванная нелинейной нагрузкой достигает до 20%. Дополнительным фактором [2], способствующим ухудшению качества электроэнергии, является широкое использование возобновляемых источников энергии, накопителей энергии и преобразователей к ним, распространение многочисленных распределенных нелинейных нагрузок малой мощности.

Примеры некоторых нелинейных нагрузок приведены на рис. 1 и 2.

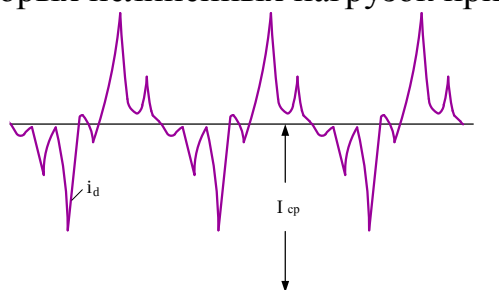


Рисунок 1 – Осциллограмма выпрямленного тока кремниевого выпрямительного агрегата

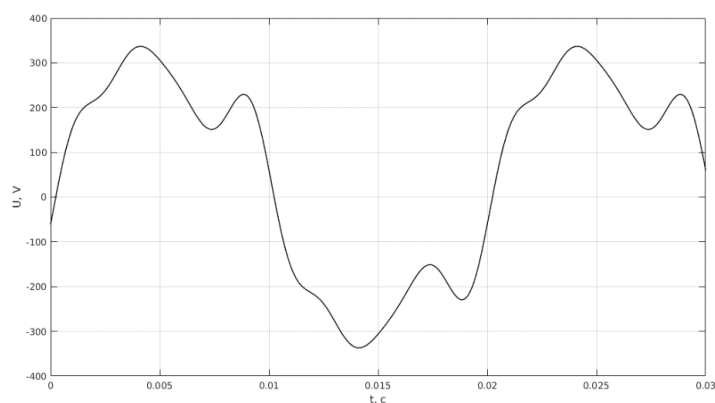


Рисунок 2 - Кривая несинусоидального напряжения, приближенная к кривым напряжения реальных потребителей

В соответствии с установленными требованиями к качеству электрической энергии [1] предусматривается два показателя, касающиеся высших гармоник питающей сети: коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U и коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U_{(n)}}$.

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения K_U определяется как отношение действующего значения суммы гармонических составляющих напряжения от n -ой до последней гармоники порядка N к номинальному значению междуфазного напряжения U_{nv} , %

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{nv}} \cdot 100.$$

Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U_{(n)}}$ определяется как отношение действующего значения n -ой гармонической составляющей напряжения $U_{(n)}$ к номинальному значению междуфазного напряжения U_{nv} , %

$$K_{U_{(n)}} = \frac{U_{(n)}}{U_{nv}} \cdot 100.$$

При синусоидальном напряжении полная мощность определяется согласно известной формуле:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где S – полная мощность, P – активная мощность, Q – реактивная мощность.

Наличие гармоник в питающем напряжении увеличивает потери полной мощности S на величину мощности искажений D . Тогда, согласно известной формуле полная мощность S определяется по формуле:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}$$

где D – мощность искажений

Мощность искажений возникает за счет наличия гармоник тока и напряжения с разными номерами. Следовательно, при отсутствии гармоник мощность искажений равна нулю.

Возможные проблемы, которые могут быть вызваны значительным содержанием гармоник в питающем напряжении в системе электроснабжения, были известны давно, и для ограничения их присутствия в системах электроснабжения внедрялись соответствующие технологии и стандарты.

Результаты экспериментальных исследований в России показывают, что ВГ присутствуют в сетях всех напряжений, от низкого напряжения до сверхвысокого (рис.3). Гармоники, вызванные нелинейной нагрузкой, приводят ко многим негативным последствиям. В сетях низких напряжений ВГ генерируются нелинейной нагрузкой и распространяются в сети высокого напряжения, и наоборот генерируются в сетях высокого напряжения и проникают в сети низкого напряжения. В информационных и управляющих сетях, расположенных вблизи силовых сетей, по которым протекают высшие гармоники, могут наводиться помехи и искажения информационного сигнала. Гармоники напряжения и тока оказывают негативное влияние на элементы систем электроснабжения и линии связи.

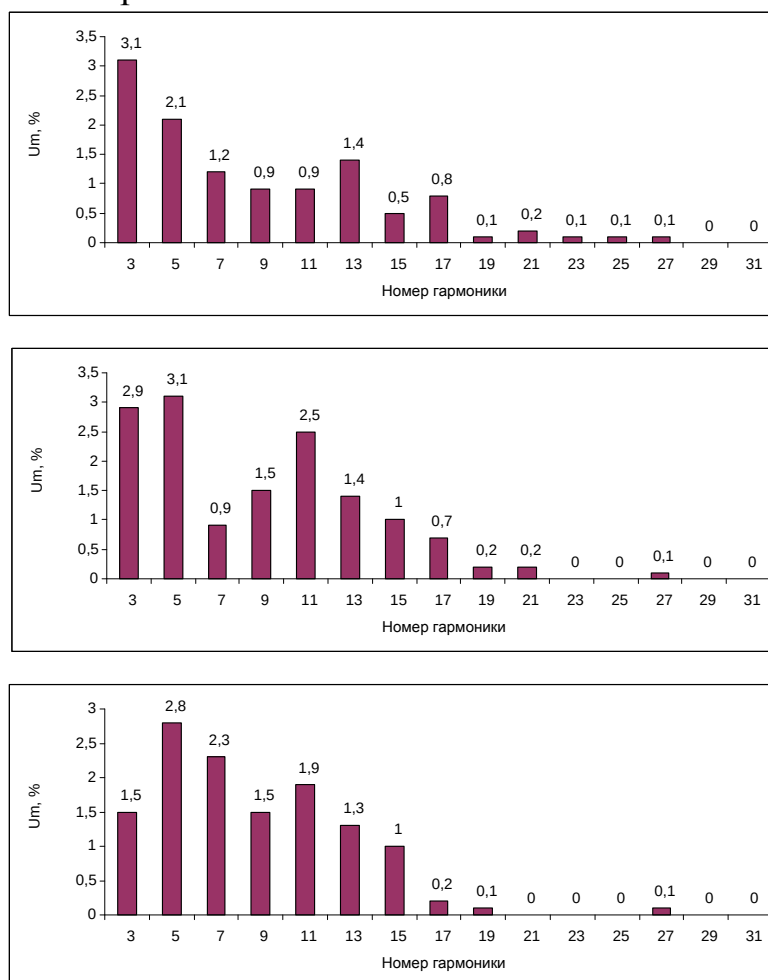


Рисунок 3 – Спектральный состав гармонических составляющих

Измерительные устройства обычно калибруются при чисто синусоидальном напряжении, при наличии в сети высших гармоник погрешность измерения возрастает. При этом важно отметить, что величина и направление гармоник являются важными факторами, поскольку знак погрешности определяется направлением движения гармоник.

Погрешности измерения, вызываемые гармониками, в большой степени зависят от типа измерительной аппаратуры. Счетчики, как правило, завышают показания (до 4%) при наличии у потребителя источника гармоник. Такие потребители оказываются автоматически наказанными за внесение искажений в сеть, поэтому в их собственных интересах установить соответствующие средства для подавления высших гармоник.

Количественных данных о влиянии гармоник на точность измерения максимума нагрузки нет. Влияние гармоник на точность измерения максимума нагрузки предположительно такое же, как и на точность измерения энергии.

Одним из резервов снижения содержания гармоник является приближение формы напряжения питающей сети к синусоидальной.

В настоящее время известны следующие способы снижения гармоник и их негативного воздействия на элементы систем электроснабжения:

- увеличение числа фаз в выпрямительных устройствах;
- применение пассивных и активных фильтров;
- соединение обмотки в зигзаг, группирование соединения обмоток силовых трансформаторов;
- раздельное питание мощных нелинейных нагрузок;
- подключение нагрузки к системе с большей мощностью;
- использование источников реактивной мощности (ИРМ));
- использование оборудования, имеющего пониженный уровень генерации высших гармоник.

Однако каждый из перечисленных способов, имеющий определенные достоинства и недостатки, решает только частные задачи и не позволяет полностью решить вопрос компенсации гармоник.

Выпрямительные устройства сами являются источником гармоник и путем усложнения схемы не могут полностью исключить генерацию гармоник.

Недостаток пассивных фильтров заключается в том, что любой из них применим только для гармоник той частоты, для которой он был спроектирован. Поэтому для других частот, создающих проблемы, будут требоваться индивидуальные фильтры. При изменении состава гармоник, пассивные фильтры необходимо дополнить или заменить полностью.

Трансформаторы с зигзагообразным соединением и трансформаторы с дельта-намотанной изоляцией эффективны при наличии в сети только гармоник третьего порядка. Однако на другие гармоники они никак не влияют.

Эффективность активных фильтров зависит от состава отдельных элементов, подбор которых определяется нагрузками, которые должны быть скомпенсированы.

Выводы. Таким образом, высшие гармоники (ВГ) в питающей сети существенно снижают качество и эффективность использования электрической энергии потребителями. В свою очередь, ухудшение качества энергии ведет к ее перерасходу. Поэтому, проблема снижения ВГ в электрических сетях является актуальной.

Библиографический список

1. К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, В.С. Степанов. Повышение качества электроэнергии в сетях электроснабжения // Оперативное управление в электроэнергетике – 2016, №3.
2. К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, З.В. Солонина, А.С. Смирнов. Распределенный мониторинг качества электрической энергии в интеллектуальных электрических сетях // Международная конференция «Управление качеством электрической энергии» Москва, Россия, 26-28 ноября 2014.

Овчинников Д.А., обучающийся, гр. ИЭМ-21-1 ИРНИТУ; Солонина З.В., к.э.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311.22

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Овчинников Д.А., Солонина Н.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Электроэнергетическая система состоит из четырех компонентов: производства, передачи, распределения и потребителя.

Каждый из этих компонентов своими характеристиками оказывает влияние на работоспособность электроэнергетической системы и на качество поставляемой электроэнергии. С целью рационального использования электроэнергии требуется обеспечить экономичные способы ее генерации, передачи и распределения с минимальными потерями. Распределительные сети предназначены для передачи электроэнергии к конечным потребителям, обеспечивая качество и надежность электроснабжения. Для этого необходимо исключить из электрических сетей факторы, приводящие к возникновению потерь, в частности осуществлять компенсацию реактивной мощности.

Необходимость компенсации реактивной мощности. Компенсация реактивной мощности является эффективным средством повышения качества электроэнергии. Она увеличивает пропускную способность ЛЭП и позволяет снизить потери мощности.

В период максимума нагрузки энергоснабжающей организации значения коэффициентов мощности на суточном интервале времени задаются потребителю согласно таблице 1 [1]. В период минимальной нагрузки энергоснабжающей организации генерация потребителям реактивной мощности запрещена.

Загрузка системы электроснабжения определяется полной мощностью, активная составляющая, которой является полезно потребленной и обратно к источнику питания не возвращается. Реактивная составляющая необходима для создания магнитных и электрических полей в элементах электрической сети [1]. Реактивная энергия не потребляется, а циркулирует от источника питания к электроприемнику и обратно.

Таблица 1

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$tg\varphi$
Напряжение 110 кВ	0,5
Напряжение 35 кВ	0,4
Напряжение 6-20 кВ	0,4
Напряжение 0,4 кВ	0,35

В последнее время в электроэнергетической отрасли происходит интенсивное развитие: изменяются состав оборудования, структура и характер нагрузки, а также повышаются требования к качеству поставляемой электроэнергии и надежности электроснабжения. Ухудшение качества электроэнергии в сети как на бытовом, так и на промышленном уровне, обусловлено увеличением числа нелинейной нагрузки, посадками напряжения и возмущениями, связанными с колебаниями напряжения. Все перечисленное приводит к увеличению потерь мощности, а также к росту отклонения напряжения в распределительных сетях. От качества электроэнергии в конечном итоге зависят технологические процессы производства. Следствием низкого качества электроэнергии является изменение в электроснабжении, приводящее к нарушениям производственного процесса, либо к повреждениям оборудования. Необходим надлежащий контроль потоков реактивной мощности и профиля напряжения в распределительных сетях. Переток реактивной мощности через сетевые элементы приводит к увеличению потерь активной мощности и падению напряжения, а также к несбалансированности системы распределения.

С целью комплексного решения перечисленных проблем предлагаются различные мероприятия [2-3].

- 1) замена проводников в первичных и вторичных фидерах,
- 2) реконфигурация фидеров,
- 3) использование распределительных трансформаторов высокой мощности,

- 4) уменьшение длины вторичной сети с увеличением количества распределительных трансформаторов,
- 5) размещение вспомогательных трансформаторных подстанций вблизи центров нагрузки,
- 6) повышение напряжения,
- 7) компенсация реактивной мощности,
- 8) использование распределенной генерации.

Многие из них дорогостоящие и требуют продолжительного времени для обновления и изменения многих параметров в сети.

Компенсация реактивной мощности и распределенная генерация рассматриваются как доступные решения по модернизации распределительной сети.

Внедрение распределенной генерации оправдано при применении возобновляемых источников электроэнергии.

подавляющее большинство авторов, проводивших исследования для решения проблем компенсации реактивной мощности, рассматривали однокритериальные задачи оптимизации: минимизация потерь активной мощности, улучшение профиля напряжения, увеличение пропускной способности, снижение гармоник, выбор, размещение и определение размеров компенсирующих устройств (КУ) и т.д.

Факторы, определяющие необходимость компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. Устойчивость и качество работы энергосистемы определяется балансами активной и реактивной мощностей:

$$\sum P_i = 0, \quad \sum Q_i = 0,$$

где P_i и Q_i – соответственно активные и реактивные мощности всех компонентов электроэнергетической системы.

Отсутствие контролируемого баланса мощностей может привести к негативным последствиям, то есть нарушению устойчивого электроснабжения. Предотвращение этих последствий может быть достигнуто воздействием на восстановление баланса мощностей в режиме реального времени с помощью быстродействующих устройств.

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы сети электроснабжения невыгодна по следующим причинам.

Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью:

$$\Delta P = 3I^2 R = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2 R}{U^2} + \frac{Q^2 R}{U^2} = \Delta P_P + \Delta P_Q.$$

Здесь первое слагаемое – потери активной мощности за счет передачи по электрической цепи активной мощности, второе – потери активной мощности за счет передачи по этой же цепи реактивной мощности.

Возникают дополнительные потери реактивной мощности: передача реактивной мощности потребителю сопровождается ее дополнительными потерями в линии.

Возникают дополнительные потери напряжения, которые в линии зависят не только от значения передаваемой активной мощности, но и от значений передаваемой реактивной мощности и реактивного сопротивления линии.

При передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным R и реактивным X сопротивлением потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + jQ \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + j \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_P + j\Delta U_Q,$$

где ΔU_P – потери напряжения, обусловленные передачей активной мощности; ΔU_Q – потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности. Энергоснабжающие компании должны обеспечивать надежность и стабильность функционирования распределительных сетей и поставлять энергию к конечным потребителям с соблюдением стандартов качества и поддерживать уровень напряжения в заданных пределах. Устройство, включенное в среднюю точку линии и способное поглощать и возвращать реактивную мощность, обеспечивает постоянство напряжения в этой точке.

Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи и трансформаторов уменьшает пропускную способность сетей электроснабжения, что в ряде случаев не позволяет использовать полную установленную мощность электрооборудования.

Загрузка реактивной мощностью трансформаторов снижает их коэффициент полезного действия.

Недоиспользование полезной мощности генераторов электростанций и увеличение удельного расхода топлива.

Выводы. Компенсация реактивной мощности позволяет повысить качество поставляемой электроэнергии и повышает экономичность и надежность функционирования систем электроснабжения.

Библиографический список

1. Стрельников Н. А. Энергосбережение: Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – 72 с.
2. Izadi M., Razavi F., and Hosseinian S. H., “A cost-effective analysis of the power –loss reduction methods in an actual distribution network”, *EL-EKTROTEHNIŠKI VESTNIK* 81(4), Original Scientific Paper, pp. 167-178, 2014.

3. Воротницкий В.Э. Снижение Потерь Электроэнергии – Важнейший Путь Энергосбережения в Электрических Сетях. Энергосбережение, Информационно-издательское предприятие "АВОК-ПРЕСС". 2014. № 3. с 61-64.

Овчинников Д.А., обучающийся, гр. ИЭМ-21-1; Солонина Н.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

МАЙНИНГОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ЦЕНОЗАВИСИМОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Окладников К.К., Сомсиков Р.Н., Сташкевич Е.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

kirill.okladnikov@mail.ru

Впервые в 2019 году в соответствии с [3] в России стартовал пилотный проект по управлению спросом (англ. Demand Response) на электроэнергию на розничном рынке получивший название ценозависимого электропотребления. На рисунке 1 показана модель взаимодействия субъектов по данному проекту. Основные участники взаимодействия – это АО «СО ЕЭС» (далее – Системный оператор), агрегаторы управления спросом и потребители электроэнергии. Суть модели взаимодействия заключается в следующем: потребитель заключает договор оказания услуг по изменению нагрузки с агрегатором управления спросом. Имея договор с потребителем, агрегатор получает возможность принять участие в конкурентном отборе исполнителей услуг по управлению спросом. Организатором конкурентного отбора является Системный оператор. В случае успешного прохождения конкурентного отбора агрегатор заключает с Системным оператором договор оказания услуг по управлению спросом. Данные договора по оказанию услуг формируют порядок и объем получения вознаграждения для потребителей и агрегаторов управления спросом в зависимости от уменьшения потребления электроэнергии.

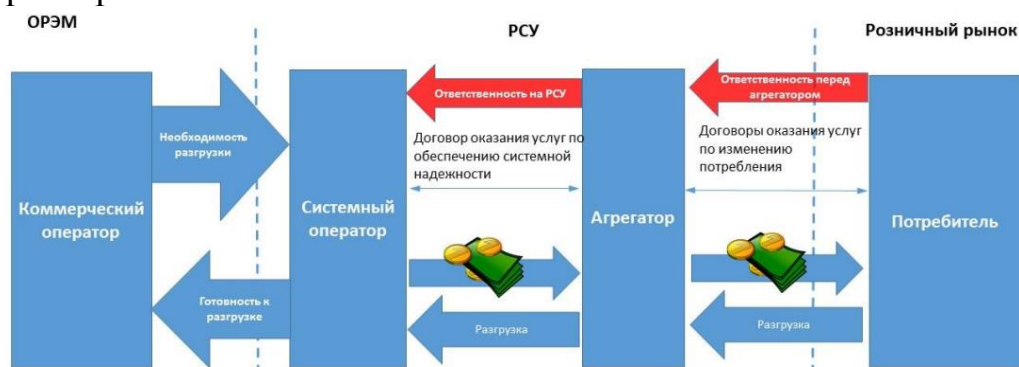


Рисунок 1 – Модель взаимодействия субъектов пилотного проекта:
где ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности, PCU – распределенная система управления

Всего за период с июля 2019 года по декабрь 2022 года экономический эффект на рынке на сутки вперед (РСВ), получаемый всеми покупателями оптового рынка, составил 3,78 млрд. руб.

В том числе, эффект для участников пилотного проекта составил 2,83 млрд. рублей; для потребителей, не участвующих в проекте – 0,95 млрд. рублей (данный эффект был достигнут путем уменьшения цен на РСВ за счёт снижения потребления в пиковые часы энергосистемы).

Влияние задействования ресурсов управления спросом на электрическую энергию на РСВ можно оценить в виде снижения стоимости покупки электроэнергии на РСВ всеми покупателями оптового рынка. Так в 2022 году в дни, когда был задействован ресурс управления спросом, снижение стоимости покупки электрической энергии на РСВ за соответствующие сутки составляло от 0,5 до 2% стоимости. В среднем – 0,87% снижения стоимости покупки электрической энергии на РСВ в указанные дни за период с февраля по декабрь 2022 года.

На рисунке 2 [1] показано соотношение различных сфер деятельности за 2020 год.

В результате проведенного анализа рыночной конъюнктуры установлено, что порядка 80% от всей доли потребителей в 2022 году по 2 ценовой зоне оптового рынка составляют объекты майнинговой деятельности.

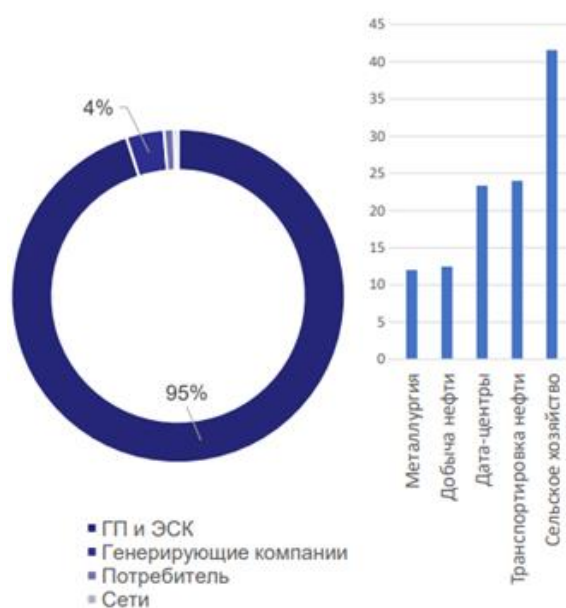


Рисунок 2 – Укрупненная структура потребителей по отраслям по отобранному объему оказания услуг: где ГП – гарантирующие поставщики, ЭСК – электросетевые компании

Майнинговая деятельность в управлении спросом. На данный момент майнинг является преобладающей сферой в управлении спросом на розничном рынке электроэнергии, поскольку имеет возможности к мобиль-

ной разгрузке ввиду достаточной простоты технологического процесса, обладает понятным и прогнозируемым графиком потребления электроэнергии. Данные технологические особенности имеют практически точную вероятность исполнить в полном объеме команды Системного оператора, в следствие чего получить 100% вознаграждение.

Майнинг – деятельность по созданию новых структур для обеспечения функционирования криптовалютных платформ. За создание очередной структурной единицы обычно предусмотрено вознаграждение за счёт новых (эмитированных) единиц криптовалюты и/или комиссионных сборов. Обычно майнинг сводится к серии вычислений с перебором параметров для нахождения хеша с заданными свойствами. Разные криптовалюты используют разные модели вычислений, но они всегда достаточно длительны по времени для нахождения приемлемого варианта и быстры для проверки найденного решения. Такие вычисления используются алгоритмами криптовалют для обеспечения защиты от повторного расходования одних и тех же единиц, а вознаграждение стимулирует людей расходовать свои вычислительные мощности и поддерживать работу электрических сетей. Особенно популярна майнинговая деятельность стала в Иркутской области в связи с низкими тарифами на электроэнергию [4].

На основании реальных данных крупного потребителя, занимающегося майнинговой деятельностью, был проведен дальнейший анализ целесообразности участия в услуге по управлению спросом.

Методы контролирования разгрузок. Удаленно возможно отключать необходимую нагрузку посредством использования WiFi-розетки. Это совокупность устройств, предназначенных для управления (отключение, перезагрузка) «майнинг-фермой», в больших объемах, настраиваемая в единый механизм и позволяющая контролировать майнинг.

Для расчета параметров снижения используются разные методы. Основной подход – сравнение фактической нагрузки энергопринимающего устройства с нагрузкой, которая теоретически имела бы место в отсутствие события управления спросом. Методы, реализующие такой подход: график базовой нагрузки (ГБН), заявленный график, максимальная базовая нагрузка. Все эти методы используют данные коммерческого учета в качестве информации о фактическом потреблении, а метод ГБН – это прогноз потребления, основанный на информации о потреблении в предыдущий период, также в качестве источника использует информацию о теоретической нагрузке в отсутствие события. Данный объект управления рассчитывается методом ГБН.

На рисунке 3 показаны данные о потреблении электроэнергии потребителем, занимающимся майнинговой деятельностью (далее – объект управления) с системы АИИСКУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов). Видно, что в каждый час за 03.12.2022 г. потребление стабильное (пунктирная прямая), тогда как

05.12.2022 г. была дана команда на разгрузку и соответственно потребление снизилось в заданные часы (сплошная прямая).

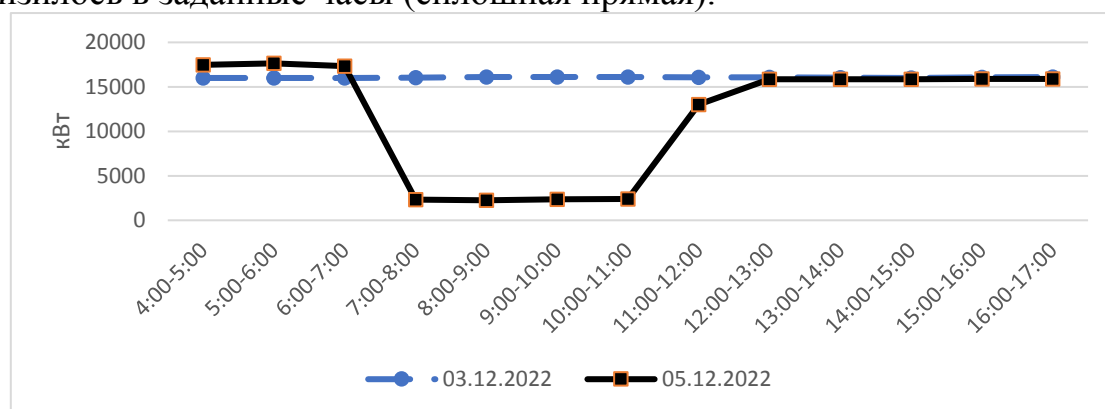


Рисунок 3 – График электропотребления за двое суток для объекта управления (с 5:00 до 17:00 ч.)

Во второй ценовой зоне ОРЭМ диапазон часов находится в промежутке с 5-го по 17-й часы московского времени, что устанавливает Системный оператор (т.е. с 04:00 до 17:00). Как показано на рисунке 4, заданный потребитель обеспечил выполнение условий договора по разгрузке на 12 МВт в 5 событиях за месяц (данные часы выделены).

Период:	Декабрь 2022																						время московское	
	ПОТРЕБЛЕНИЕ , кВтч																							
	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00											
01.12.22	15638	14865	14534	14546	14545	14541	14540	14535	14540	14716	14959	15395	15550											
02.12.22	16611	16612	16010	15796	15790	15769	15752	15775	15793	15526	14932	14965	14985											
03.12.22	15999	16007	15996	16049	16092	16092	16093	16078	16068	16044	16016	16088	16100											
04.12.22	17131	16400	15568	15568	15584	15570	15576	15571	15852	16559	16555	16556	16567											
05.12.22	17483	17638	17336	2231	2278	2354	2321	13008	15845	15853	15862	15883	15887											
06.12.22	15923	15906	15752	15930	15403	15872	15871	15908	15719	15841	15916	15760	15914											
07.12.22	16614	16612	16501	16619	16459	16378	16641	16844	16929	17017	17056	17063	17058											
08.12.22	17089	17093	17096	17105	17095	17106	17108	17183	17334	17470	17555	17693	17771											
09.12.22	17936	17941	17943	17939	17942	17951	17956	17939	17953	17956	17935	17919	17903											
10.12.22	18035	18032	18024	18023	18008	18005	17996	17982	17986	17989	17977	17990	17988											
11.12.22	18016	18014	18009	17999	17995	17994	17990	17992	17987	17992	17989	17979	17977											
12.12.22	17997	18014	18028	18024	18023	18021	18025	18025	18023	18018	18025	18016	18013											
13.12.22	18018	18016	18029	18021	18016	18014	18010	18011	18028	18028	18032	18038	18046											
14.12.22	18107	18110	18105	18073	18076	18074	18065	18046	18057	18050	18057	18067	18065											
15.12.22	18020	17985	17983	17970	17973	17968	17969	17966	17968	17972	17977	17983	17982											
16.12.22	18061	18061	18047	18046	18047	18040	18033	18032	17989	17977	17975	17964	17969											
17.12.22	17936	17940	17948	17958	17963	17959	17956	17955	17955	17962	17960	17948	17931											
18.12.22	17942	17959	17954	17954	17951	17950	17940	17922	17921	17930	17953	17954	17972											
19.12.22	17963	17963	15272	2506	3377	4333	4370	16984	17843	17872	17885	17886	17898											
20.12.22	17929	17933	18023	18115	18125	18113	18108	18106	16585	4305	4291	4292	4392											
21.12.22	16004	16125	16303	16406	16403	16400	16456	16517	16533	16534	17444	18643	18675											
22.12.22	18674	18683	18691	18709	18719	18692	18676	18668	18659	18635	16214	4169	4253											
23.12.22	18620	18631	18676	18650	18625	18602	18593	18572	18541	18535	18536	18540	18535											
24.12.22	18533	18539	18538	18545	18543	18541	18542	18532	18518	18517	18523	18522	18518											
25.12.22	18563	18572	18580	18575	18580	18578	18581	18577	18581	18592	18597	18607	18629											
26.12.22	18653	18670	18679	18646	18632	18621	18607	18610	18613	18616	16237	5287	5849											
27.12.22	18600	18614	18611	18611	18599	18586	18553	18542	18550	18552	18554	18565	18563											
28.12.22	18622	18617	18609	18602	18589	18535	18526	18528	18527	18520	18533	18527	18533											
29.12.22	18529	18536	18553	18533	18539	18546	18536	18527	18532	18524	18521	18526	18537											
30.12.22	18535	18525	18538	18528	18542	18527	18524	18569	18565	18554	18559	18561	18571											
31.12.22	18673	18668	18671	18669	18659	18650	18658	18652	18665	18679	18674	18682	18709											

Рисунок 4 – Данные измерений почасовых значений за декабрь 2022 г. для потребителя, занимающегося майнинговой деятельностью

Для данного потребителя Системным оператором были обозначены даты 5, 19, 20, 23, 26 декабря для участия в управлении спросом.

Методика определения вознаграждения для потребителя

Для расчета итоговой выплаты, используются следующие формулы, установленные Системным оператором по договору оказания услуги:

$$S_{\text{факт}} = Ц \cdot V_{\text{факт}},$$

где $S_{\text{факт}}$, руб. – фактическая стоимость оказанных услуг по управлению спросом за расчетный период, без учета налога на добавленную стоимость; Ц, руб./МВт в мес. – цена услуги по управлению спросом за расчетный период; $V_{\text{факт}}$, МВт – объем оказанных услуг по управлению спросом за расчетный период, определенный в соответствии с Порядком определения объемов оказанных услуг по управлению спросом.

Майнинговая деятельность на высоком уровне зарекомендовала себя в роли участника пилотного проекта по управлению спросом на розничном рынке электроэнергии, в полном объеме выполняя заданные команды. Таким образом, экономический эффект, полученный данным потребителем за участие в управлении спросом за декабрь 2022 г. составил 4 764 000 руб.

Управление спросом считается эффективным инструментом уменьшения цен на рынке электроэнергии в пиковые часы, когда для покрытия спроса на электроэнергию привлекаются менее эффективные генерирующие объекты. При этом относительно небольшое уменьшение потребления может привести к существенному снижению стоимости электроэнергии для потребителей.

Кроме того, участие потребителей в ценозависимом снижении потребления предусматривает дополнительную выгоду для таких потребителей. В настоящий момент майнинговое оборудование является одним из самых эффективных инструментов, позволяющих в полной мере реализовать механизм ценозависимого снижения потребления электроэнергии на розничном рынке электроэнергии.

Библиографический список

1. Ценозависимое потребление [Электронный ресурс] СО ЕЭС. URL: <https://www.so-ups.ru/>
2. Майнинг [Электронный ресурс] Википедия. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Майнинг>
3. ПП РФ №287 [Электронный ресурс] Медиафайл URL: static.government.ru/media/files/TI2ZBWLLrwSE7qduxvq8Ak6tvvgJAxq97.pdf
4. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс] ООО «Иркутск-энергосбыт» URL: <https://sbyt.irkutskenergo.ru>

Окладников К.К., обучающийся группы ЦЭМ-21-1; Сомсиков Р.Н., обучающийся группы ПРЭМ-21-1; Сташкевич Е.В., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА
ТРАНСФОРМАЦИИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА**

Паркачев К.Н., Тигунцев С.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

kir_park@mail.ru , stiguncev@yandex.ru

Электроэнергия является таким видом продукции, поставка которой невозможна без расхода ее определенной части, следовательно, потери электрической энергии в сетях неизбежны. Потеря электроэнергии – это не только физический процесс, но и главный показатель эффективности функционирования электрических сетей.

Силовые трансформаторы, содержащие устройство по изменению коэффициента трансформации, способны оптимизировать распределение потоков реактивной мощности в сети, тем самым уменьшая технические потери электроэнергии, то есть потери в элементах электрической сети, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании. Полностью устранить технические потери невозможно. Их снижение достигается за счет совершенствования технологических процессов и модернизации энергетического оборудования.

Однако, в настоящее время во многих региональных энергосистемах России недостаточно широко используются возможности регулирования напряжения в сетях и изменения режима по реактивной мощности из-за существенных затрат электросетевых компаний на переключение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов оперативно-выездными бригадами, и изношенного состояния большинства переключающих устройств силовых трансформаторов и автотрансформаторов, в результате чего применяется только сезонное изменение коэффициентов трансформации. В данной статье приведены результаты исследования эффективности применения устройства, способного производить изменение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов неограниченное количество раз в режиме реального времени. Ключевой целью данной работы будет предложение варианта экономии.

По данным филиала Южные Электрические Сети ООО «Иркутская электросетевая компания» (ЮЭС ИЭСК) за 2021 год из всех имеющихся трансформаторов с устройством ПБВ, только 20 % участвовали в сезонном переключении анцапф. При этом на 7 подстанциях г. Иркутска происходит полное отключение потребителей от электропитания на время производства переключений – 2-3 часа, т.к. не предусмотрено наличие второго трансформатора. На остальных ПС также возможно отключение части потребителей для разгрузки одного из параллельно работающих трансформаторов.

Также из имеющихся в эксплуатации данной сетевой компании трансформаторов с устройством РПН, только 30 % участвовали в переключении анцапф. На большинстве трансформаторах с устройством РПН происходит регулирование подобное трансформаторам с ПБВ, т.е. с отключением потребителей от электропитания.

При изменении коэффициента трансформации силового трансформатора с отключением потребителей ЮЭС ИЭСК несет убытки из-за отсутствия полезного отпуска электроэнергии, полное время производства переключений с учетом организационных мероприятий и доставки персонала до рабочего места занимает 6 часов, и не больше 4 часов если трансформатор располагается в черте города.

При этом у Иркутской электросетевой компании имеется автоматика управления КТ в режиме реального времени, но её не применяют в связи с возможным выходом из строя устройства РПН, т.к. само устройство РПН не достаточно надежно и требует в процессе переключения человеческого контроля. В практике ЮЭС ИЭСК уже возникали аварийные ситуации, связанные с неудачным переключением устройств РПН, требующие длительного ремонта. Для сетевых компаний практичнее использовать переключение на местах с помощью персонала.

С целью минимизации потерь в сети и решения проблемы отключения потребителей предлагается использовать электронные ключи (ЭК) – симисторы в качестве переключателей отпаяк трансформаторов. Принципиальная схема разрабатываемого устройства изображена на рис.1. Предлагаемое техническое решение имеет изобретательский уровень, выполнены патентные исследования и получен патент [1].

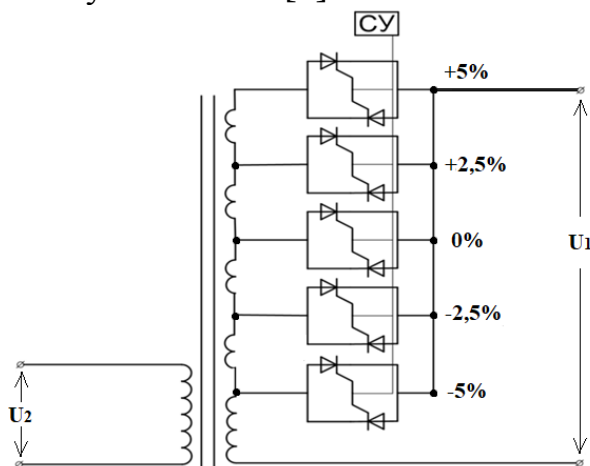


Рисунок 1 – Принципиальная схема переключающего устройства на электронных ключах

Исследование эффективности работы данного устройства выполнено в программном комплексе RastrWin3, который предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и

систем [2]. В России основными пользователями данной программы являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, а также Федеральная Сетевая Компания (ФСК).

Основные действия по изменению коэффициентов трансформации силовых трансформаторов были рассмотрены на тестовой схеме электрической сети, изображенную на рис.2, которую предлагают разработчики программного комплекса RastrWin3 для опробования технических возможностей их среды.

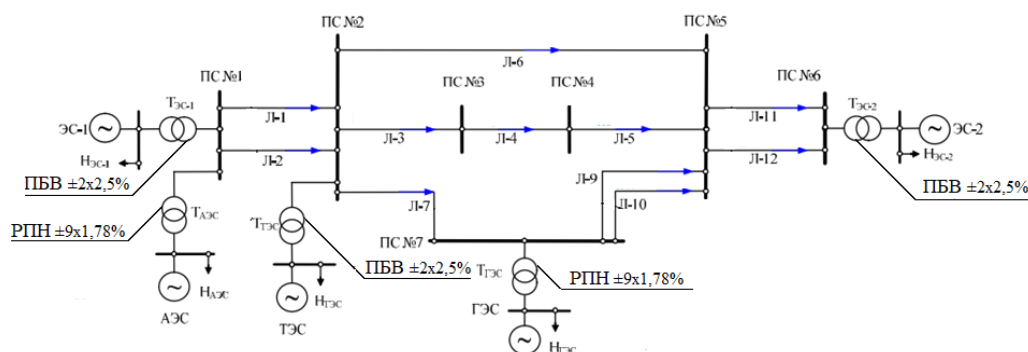


Рисунок 2 – Тестовая схема электрической сети

Все устройства ПБВ и РПН были выведены в нулевое положение для оценки влияния оптимизации коэффициентов трансформации на положение анцапф.

Оценка эффективности использования предлагаемого устройства выполнена путем сравнения режимом без регулирования коэффициентов трансформации и с регулированием. Величина потерь мощности в питающей сети исходного режима показана на рис. 3.

Графика x Гр/Напряжения x Анцапфы x Потери x Ветви x Узлы x Районы x											
											
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	35,18	32,67	2,51				316,41	424,60	205,72	-313,90

Рисунок 3 – Исходные потери в тестовой сети

Для оценки эффективности было смоделировано увеличение нагрузки на подстанциях (суммарно нагрузка была увеличена на 150 МВА относительно исходного режима). На рис. 4 представлена таблица «Потери», из которой видно, что увеличение нагрузки привело к увеличению потерь в электрической сети.

Узлы Потери Анцапфы Оптимизация Ветви											
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	38,48884	35,82267	2,66617				369,94	465,13	215,60	-310,79

Рисунок 4 – Потери электроэнергии в результате увеличения нагрузки

Минимизация потерь в электрической сети выполнена путем оптимизации коэффициентов трансформации трансформаторов, оборудованных только устройством РПН. Потери после оптимизации коэффициента трансформации снизились незначительно (рис. 5): активные на 0,65 МВт, а реактивные на 16,62 Мвар (относительно потерь на рис. 4).

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	37,83838	35,31504	2,52334				353,32	459,22	206,57	-312,47

Рисунок 5 – Потери электроэнергии после оптимизации

Далее на трансформаторах с устройством ПБВ моделируется применение ЭК и повторно производится расчет с оптимизацией коэффициентов трансформации.

Как видно из рис. 6 потери в тестовой электрической сети снизились значительно, чем в предыдущем опыте: активные на 4,65 МВт (относительно потерь на рис. 4), а реактивные на 127,01 Мвар.

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	33,83868	31,73145	2,10723				242,93	412,44	174,42	-343,92

Рисунок 6 – Потери в электрической сети после оптимизации коэффициентов трансформации на трансформаторах с ПБВ с ЭК

Результаты исследования эффективности применения разрабатываемого устройства сведены в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты моделирования разрабатываемого устройства
в программном комплексе RastrWin3**

№ опыта	Описание опыта	Активная составляющая потерь dP, МВт	Реактивная составляющая потерь dQ, МВар
1	Потери мощности до увеличения нагрузки	35,18	316,41
2	Потери мощности после увеличения нагрузки	38,489	369,94
3	Потери мощности после оптимизации КТ трансформаторов только с устройствами РПН	37,838 снизились на 1,69% относительно опыта №2	353,32 снизились на 4,49% относительно опыта №2
4	Потери мощности после оптимизации КТ трансформаторов с устройствами ПБВ на ЭК и РПН	33,839 снизились на 12,08% относительно опыта №2	242,93 снизились на 34,33% относительно опыта №2

Экономическую эффективность применения предлагаемого устройства предлагается оценить путем производства аналогичных тестовой модели расчетов электрических режимов энергосистемы республики Бурятия.

Республика Бурятия является энергодефицитным регионом. За 2021 год годовое потребление в Бурятской энергосистеме (БЭС) составило 5623,1 млн. кВт × ч, а выработка 4625,0 млн. кВт×ч [3].

Потери электроэнергии в сетях данного региона составляют 11,7% или 657 891 000 кВт×ч [4]. Оптимизационным путем было достигнуто снижение потерь электроэнергии до уровня 10,16%. Разница в величине потерь до и после оптимизации составляет: $657\,891\,000 - (0,1016 \times 5\,623\,100\,000) = 86\,584\,040$ кВт×ч. Учитывая затраты на оплату потерь электроэнергии в Республике Бурятия 1,9583 рублей за 1 кВт×ч [5] экономия денежных средств составляет: $86\,584\,040 \times 1,9583 = 169\,557\,526$ руб. в год.

По запросу у завода-изготовителя [6] была получена информация о ценах на электронные ключи, на основании которой был произведен расчет стоимости полного перевооружения переключающего устройства одного трансформатора и предварительно оценены капиталовложения для всех ПС БЭС.

Стоимость одного ЭК составляет в среднем 200 тыс. руб. (на трансформаторы напряжением 110 – 220 кВ), для полного перевооружения переключающего устройства одного трансформатора необходимо затратить 3 699 тыс. руб., включая затраты амортизацию, монтаж и наладку оборудования. Всего в эксплуатации БЭС находится 218 подстанционных трансформаторов класса напряжения 110 - 220 кВ, затраты на капиталовложения составляют в общем 806 382 тыс. руб.

Срок окупаемости разработки по произведенным выше подсчетам составляет около 5 лет (Размер капиталовложений / Экономия денежных средств в год = $806\,382\,000 / 169\,557\,526 = 4,7558$).

Вывод. Расчетные исследования, показанные в данной статье, позволяют сделать вывод о экономической целесообразности применения электронного устройства для изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

Применение на подстанциях предлагаемого в данной работе устройства позволяет избежать главного недостатка эксплуатируемых на данный момент переключающих устройств во многих региональных энергосистемах, а именно невозможность производить регулирование без снятия нагрузки с трансформаторов ввиду конструктивных особенностей устройств ПБВ или износа оборудования устройств РПН. Процесс переключения с разгрузкой трансформатора требует организации работ и задействование обслуживающего и оперативного персонала, как следствие быстрое выполнение таких операций при изменении графика нагрузок в течении суток невозможно. Как следствие невозможен и предложенный вариант эко-

номии, т.е. уменьшение потерь электроэнергии при оптимизации коэффициентов трансформации с перераспределением потоков реактивной мощности в сети.

Библиографический список

1. Тигунцев С.Г., Копылова В.В., Паркачев К.Н. Способ изменения коэффициента трансформации силового трансформатора // Патент России № 2752000. С1. Опубл. 21.07.2021 Бюл. № 21.
2. Неуймин Владимир Геннадьевич, Машалов Евгений Владимирович, Александров Александр Сергеевич, Багрянцев Алексей Александрович, Максименко Дмитрий Михайлович, Богданов Станислав Сергеевич Программный комплекс «RastrWin3»: Руководство пользователя. – 04.12.2020. – 344 с.
3. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Объединенное Диспетчерское Управление Сибири [Электронный ресурс] – Кемерово: АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, 2023 – Режим доступа: <https://www.so-ops.ru/odu-siberia>, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 26.03.2023).
4. Официальный сайт публичного акционерного общества «Россети Сибирь» [Электронный ресурс] – Улан-Удэ: Филиал компании ПАО «РОССЕТИ Сибирь» Бурятэнерго, 2023 – Режим доступа: <https://www.rosseti-sib.ru/>, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 26.03.2023).
5. Республиканская служба по тарифам республики Бурятия: Приказ №1/33 от 29.11.2020 «О единых тарифах на услуги по передачи электрической энергии по сетям Республики Бурятия» - г. Улан – Удэ, 2019 г.
6. Разработка и исполнение силовых блоков на основе диодных и тиристорных приборов [Электронный ресурс] – Саранск: АО «ЭЛПРЕСС», 2022 – Режим доступа: <https://ao-elpress.ru/>, свободный. – загл. с экрана. – яз. рус.,англ. (дата обращения: 26.03.2023).

Паркачев К.Н., студент группы аЭЭН-22-1; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ НИЗКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ

Петров А.Р., Грачева Е.И.

Казанский Государственный Энергетический Университет

petroval13@mail.ru

В работе проведено исследование основных технических параметров предохранителей внутрицехового электроснабжения. Сравнительный анализ показал, что основные технические параметры близки, однако есть раз-

личия в значении потери активной мощности [1]. Для наиболее эффективной эксплуатации рассматриваемых предохранителей определим и построим графические зависимости потерь активной мощности в контактных системах от номинального тока [2]. Для исследования были отобраны аппараты Курского электроаппаратного завода (КЭАЗ) и ряда зарубежных фирм производителей (ABB, Legrand).

На рисунке 1 представлены зависимости потерь активной мощности ΔP от номинального тока I_n для предохранителей ППН, ПН2, ПНБ (КЭАЗ), OFAA (ABB), типа gG (Legrand). Произведем аппроксимацию построенных функций для нахождения зависимостей потерь мощности от номинального тока [3].

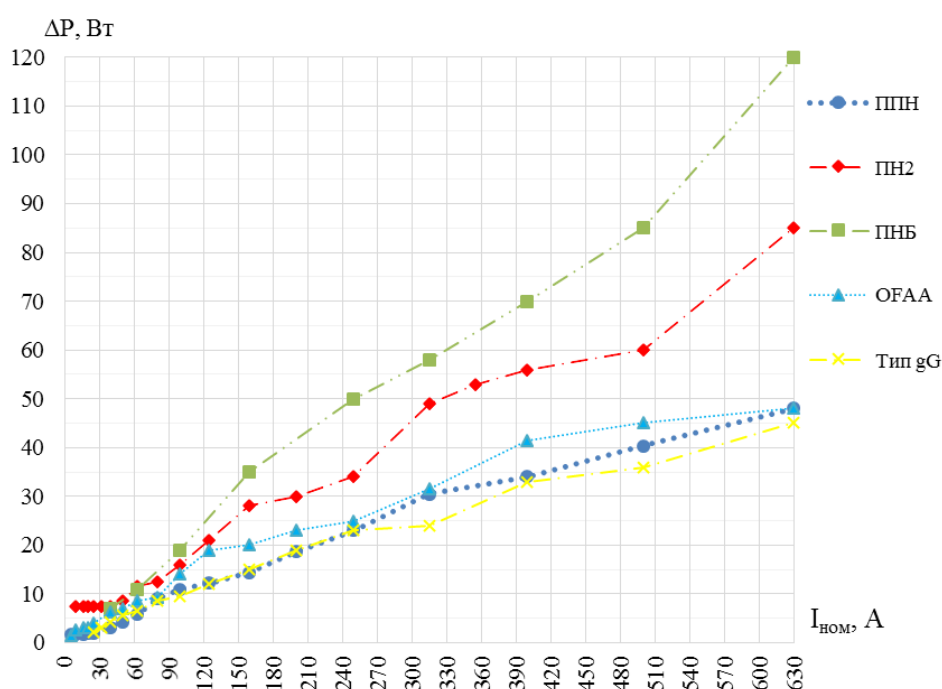


Рисунок 1 – Графические зависимости потерь активной мощности от номинального тока для предохранителей

Из рисунка 1 видно, что наиболее оптимальными по потерям мощности являются предохранители OFAA (ABB) и тип gG (Legrand).

Для исследования функций рассчитаем для каждой из них коэффициент детерминации и среднюю ошибку аппроксимации.

Коэффициент детерминации R^2 является статистической мерой согласия, с помощью которой можно определить, насколько модель регрессии соответствует данным, по которым она построена.

Коэффициент детерминации R^2 вычисляется по выражению:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (y_i - \hat{y})^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2},$$

где y_i – фактические значения переменных; $\hat{y}$ – расчетные значения исследуемой величины; $\bar{y} = \frac{\sum y_i}{n}$ – среднее значение исследуемой величины; $\sum (y_i - \hat{y})^2$ – сумма квадратов ошибок регрессии; $\sum (y_i - \bar{y})^2$ – сумма квадратов отклонений точек данных от среднего значения.

Далее вычислим среднюю ошибку аппроксимации:

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_i \left| \frac{y_i - \hat{y}}{y_i} \right| \cdot 100\%.$$

Ошибка аппроксимации должна составлять менее 15%. Результаты расчета R^2 и $\bar{A}$ представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что аппроксимирующие функции для предохранителей являются достоверными: коэффициент R^2 составил более 0,98, а ошибка $\bar{A}$ не превышает значения 13,85 %. Наиболее достоверно зависимость $\Delta P = F(I_{\text{ном}})$ описывают полиномиальные функции, а наименее достоверными являются экспоненциальные и логарифмические функции.

Таблица 1

Аппроксимирующие функции потерь мощности для предохранителей ряда заводов-изготовителей

Аппроксимирующая функция		R^2	$\bar{A}$
ППН (КЭАЗ)			
линейная	$\Delta P_1 = 0,0792 \cdot I_{\text{н}} + 1,4714$	0,9871	22,4
логарифмическая	$\Delta P_2 = 9,4614 \cdot \ln(I_{\text{н}}) - 26,872$	0,7939	115
полиномиальная	$\Delta P_3 = -5 \cdot 10^{-5} \cdot I_{\text{н}}^2 + 0,1043 \cdot I_{\text{н}} - 0,0154$	0,9966	13,85
степенная	$\Delta P_4 = 0,1899 \cdot I_{\text{н}}^{0,8552}$	0,989	16,94
ПН2 (КЭАЗ)			
экспоненциальная	$\Delta P_5 = 8,6933e^{(0,0043 \cdot I_{\text{н}})}$	0,6631	25,34
линейная	$\Delta P_6 = 0,1246 \cdot I_{\text{н}} + 4,544$	0,9866	10,5
логарифмическая	$\Delta P_7 = 16,181 \cdot \ln(I_{\text{н}}) - 47,022$	0,7686	62,16
полиномиальная	$\Delta P_8 = -1 \cdot 10^{-5} \cdot I_{\text{н}}^2 + 0,1303 \cdot I_{\text{н}} + 4,18$	0,9868	10,8
степенная	$\Delta P_9 = 0,971 \cdot I_{\text{н}}^{0,651}$	0,9245	19,31
ПНБ (КЭАЗ)			
экспоненциальная	$\Delta P_{10} = 11,083e^{(0,0043 \cdot I_{\text{н}})}$	0,7238	32,52
линейная	$\Delta P_{11} = 0,1804 \cdot I_{\text{н}} + 1,2747$	0,9891	8,43
логарифмическая	$\Delta P_{12} = 36,659 \cdot \ln(I_{\text{н}}) - 142,67$	0,8854	39,26
полиномиальная	$\Delta P_{13} = -2 \cdot 10^{-5} \cdot I_{\text{н}}^2 + 0,1703 \cdot I_{\text{н}} + 2,262$	0,9893	9,98
степенная	$\Delta P_{14} = 0,1814 \cdot I_{\text{н}}^{1,0047}$	0,9876	6,15
OFAA (ABB)			
линейная	$\Delta P_{15} = 0,0817 \cdot I_{\text{н}} + 3,778$	0,96	34
логарифмическая	$\Delta P_{16} = 10,204 \cdot \ln(I_{\text{н}}) - 27,397$	0,8434	87,45
полиномиальная	$\Delta P_{17} = -8 \cdot 10^{-5} \cdot I_{\text{н}}^2 + 0,1291 \cdot I_{\text{н}} + 0,978$	0,9918	7,8
степенная	$\Delta P_{18} = 0,3515 \cdot I_{\text{н}}^{0,7817}$	0,9817	8,2

Окончание табл. 1

Аппроксимирующая функция		R^2	$\bar{A}$
Тип gG (Legrand)			
экспоненциальная	$\Delta P_{19} = 5,1985e^{(0,0042 \cdot I_H)}$	0,508	37,2
линейная	$\Delta P_{20} = 0,069 \cdot I_H + 2,711$	0,98	16
логарифмическая	$\Delta P_{21} = 12,7 \cdot \ln(I_H) - 45,282$	0,907	42,8
полиномиальная	$\Delta P_{22} = -4 \cdot 10^{-5} \cdot I_H^2 + 0,0936 \cdot I_H - 0,7518$	0,9935	6,96
степенная	$\Delta P_{23} = 0,1514 \cdot I_H^{0,896}$	0,9818	7,73

На рисунке 2 представлены графические зависимости исследуемых предохранителей с наибольшими коэффициентами R^2 и наименьшими ошибками $\bar{A}$.

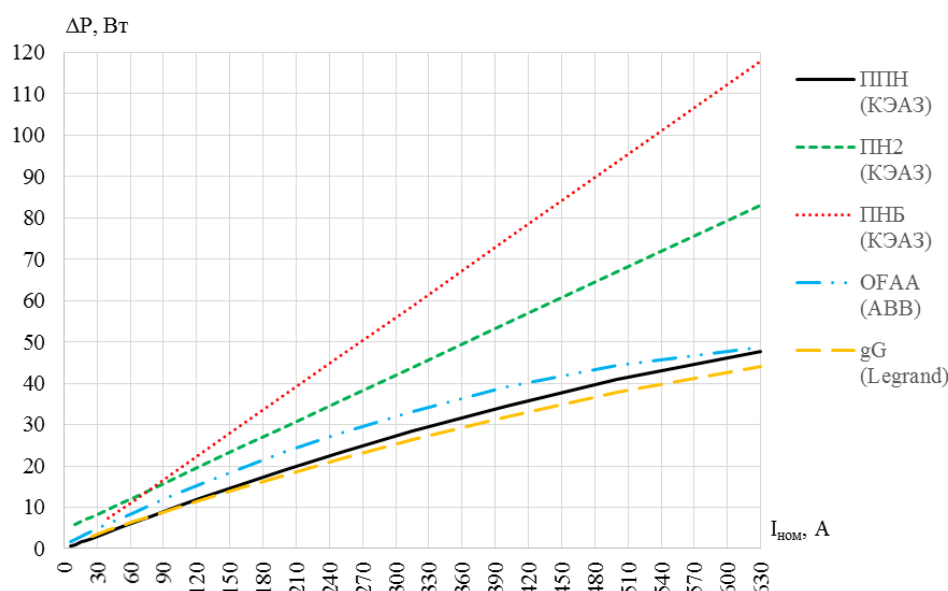


Рисунок 2 – Графики аппроксимирующих функций потерь активной мощности для исследуемых предохранителей

На рисунке 3 представлена зависимость потерь активной мощности от коэффициента загрузки для предохранителя серии ПН2.

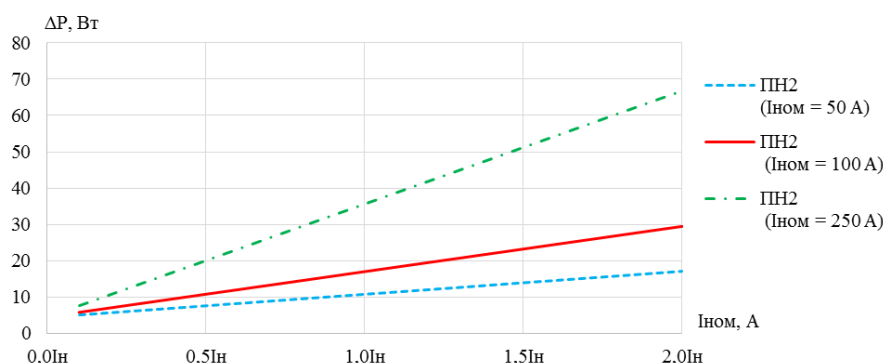


Рисунок 3 – Графики зависимости потерь активной мощности от коэффициента загрузки

В работе были определены функциональные зависимости изменения потерь мощности от номинального тока – аппроксимирующие функции, имеющие наибольшие значения коэффициентов детерминации и наименьшие значения ошибок аппроксимации. Разработанные функции сопротивлений контактных систем позволяют анализировать величину потерь мощности и электроэнергии в оборудовании и повышают достоверность оценки уровня потерь электроэнергии во внутризаводских системах электроснабжения.

Библиографический список

1. Грачева Е.И., Наумов О.В., Горлов А.Н. Проблемы исследования эквивалентного сопротивления электрических цеховых сетей низкого напряжения // Вестник КГЭУ. 2019. №3 (43).
2. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Табачникова Т.В., Шумихина О.А, Гибадуллин Р.Р. Исследование качества функционирования электрических аппаратов низкого напряжения в составе электротехнических комплексов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 6. С. 3-15. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-3-15.
3. Ерашова Ю.Н., Ившин И.В., Ившин И.И., Тюрин А.Н. Испытания устройства защиты от дугового пробоя и искровых промежутков на срабатывание // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 3. С. 168-180. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-168-180.

Исследования выполнены по теме «Анализ функциональных параметров предохранителей низковольтных сетей»

Петров А.Р., аспирант кафедры ЭПП КГЭУ; Грачева Е.И., д.т.н., доцент кафедры ЭПП КГЭУ

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОНТАКТОРОВ ВНУТРИЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Петров А.Р., Грачева Е.И.

Казанский Государственный Энергетический Университет

petroval13@mail.ru

Большинство контакторов предназначены для работы при длительном замкнутом состоянии контактов, поэтому необходимо, чтобы аппараты функционировали со стабильным значением переходного сопротивления контактных групп.

Проведем исследование технических параметров контакторов, которые наиболее распространены на промышленных предприятиях [1]. Для эффективной эксплуатации контакторов определим и построим графические

зависимости потерь активной мощности на полюс в контактных системах от номинального тока для ряда изготовителей. Для исследования были отобраны аппараты Курского электроаппаратного завода (КЭАЗ), IEK и ряда зарубежных фирм производителей (Schneider Electric, ABB, Legrand).

На рисунке 1 представлены зависимости потерь активной мощности ΔP от номинального тока I_n для контакторов ПМЛ (КЭАЗ), КТИ (IEK), EasyPact TVS (Schneider Electric), ABB A (ABB), CTX (Legrand). Произведем аппроксимацию построенных функций для нахождения зависимостей потерь мощности от номинального тока.

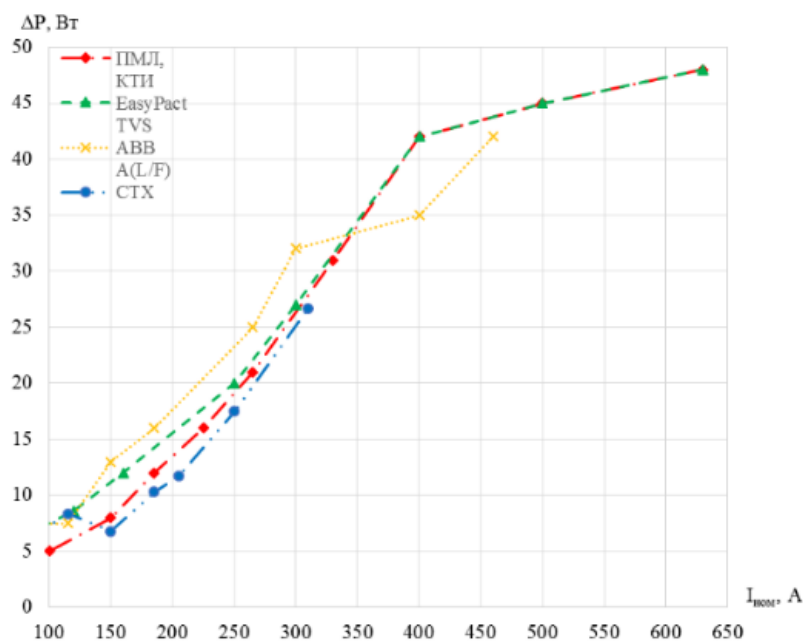


Рисунок 1 – Графические зависимости потерь активной мощности от номинального тока для контакторов различных заводов-изготовителей

Из рисунка 1 видно, что наиболее оптимальными по потерям мощности контакторы являются аппараты производства КЭАЗ и Legrand.

Для исследования функций рассчитаем для каждой из них коэффициент детерминации и среднюю ошибку аппроксимации.

Коэффициент детерминации R^2 является статистической мерой согласия, с помощью которой можно определить, насколько модель регрессии соответствует данным, по которым она построена.

Коэффициент детерминации R^2 вычисляется по выражению:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (y_i - \hat{y})^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2},$$

где y_i – фактические значения переменных; $\hat{y}$ – расчетные значения исследуемой величины; $\bar{y} = \frac{\sum_i y_i}{n}$ – среднее значение исследуемой величины; $\sum_i (y_i - \hat{y})^2$ – сумма квадратов ошибок регрессии; $\sum_i (y_i - \bar{y})^2$ – сумма квадратов отклонений точек данных от среднего значения.

Далее вычислим среднюю ошибку аппроксимации:

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_i \left| \frac{y_i - \hat{y}}{y_i} \right| \cdot 100\%.$$

Ошибка аппроксимации должна составлять менее 15%.

Вычислим коэффициент детерминации для полиномиальной функции контактора КТИ:

$$R^2 = 1 - \frac{(5 - 1,26)^2 + \dots + (48 - 49,8)^2}{(5 - 25,5)^2 + \dots + (48 - 25,5)^2} = 1 - \frac{60,75}{2210,5} = 0,9725.$$

Как известно, чем ближе значение коэффициента к 1, тем существеннее зависимость и точнее функция аппроксимации.

Далее вычислим среднюю ошибку аппроксимации:

$$\bar{A} = \frac{1}{10} \cdot \left| \left(\frac{5 - 1,26}{5} \right) + \dots + \left(\frac{48 - 49,8}{48} \right) \right| \cdot 100\% = 14,8\%.$$

Ошибка менее 15%, что свидетельствует о достаточно высокой точности аппроксимации. Результаты расчета показаны в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета коэффициента детерминации для полиномиальной функции контактора КТИ

y_i	$\hat{y}$	$\bar{y}$	$(y_i - \hat{y})^2$	$(y_i - \bar{y})^2$	$\sum_i (y_i - \hat{y})^2$	$\sum_i (y_i - \bar{y})^2$	R^2	$\bar{A}, \%$
5	1,26	25,5	13,98	420,25	60,75	2210,5	0,9725	14,8
8	8,74		0,551	306,25				
12	13,6		2,625	182,25				
16	18,8		8,02	90,25				
21	23,6		7,05	20,25				
27	27,5		0,31	2,25				
31	30,6		0,108	30,25				
42	37,0		24,20	272,25				
45	44,2		0,67	380,25				
48	49,8		3,212	506,25				

Данные показывают, что наибольшая точность аппроксимирующих выражений для параметров, исследуемых контакторов, характерна для полиномиальных функций зависимости $\Delta P = F(I_{ном})$, а наименее достоверными являются экспоненциальные и логарифмические функции [2,3]. Таким образом, определены функциональные зависимости изменения потерь мощности на полюс от номинального тока – аппроксимирующие функции, имеющие наибольшие значения коэффициентов детерминации и наименьшие значения ошибок аппроксимации. Потери активной мощности в контактных системах контакторов марок ПМЛ, КТИ и EasyPact TVS совпадают. Результаты расчета R^2 и $\bar{A}$ представлены в таблице 2.

Таблица 2

Аппроксимирующие функции потерь мощности для контакторов различных заводов-изготовителей

Аппроксимирующая функция		R^2	$\bar{A}$, %
ПМЛ (КЭАЗ); КТИ (IEK); EasyPact TVS (Schneider Electric)			
экспоненциальная	$\Delta P_{\text{ПМЛ1}} = 5,5e^{(0,0042 \cdot I_{\text{H}})}$	0,4058	28,03
линейная	$\Delta P_{\text{ПМЛ2}} = 0,0922 \cdot I_{\text{H}} - 2,9528$	0,9299	15,05
логарифмическая	$\Delta P_{\text{ПМЛ3}} = 27,167 \cdot \ln(I_{\text{H}}) - 126,6$	0,9389	25
полиномиальная	$\Delta P_{\text{ПМЛ4}} = -1 \cdot 10^{-4} \cdot I_{\text{H}}^2 + 0,1799 \cdot I_{\text{H}} - 15,52$	0,9725	14,8
степенная	$\Delta P_{\text{ПМЛ5}} = 0,0105 \cdot I_{\text{H}}^{1,3517}$	0,843	11,1
ABB A (ABB)			
экспоненциальная	$\Delta P_{\text{ABB1}} = 6,2703e^{(0,0045 \cdot I_{\text{H}})}$	0,8278	17,82
линейная	$\Delta P_{\text{ABB2}} = 0,0969 \cdot I_{\text{H}} - 1,604$	0,9676	8,02
логарифмическая	$\Delta P_{\text{ABB3}} = 24,528 \cdot \ln(I_{\text{H}}) - 110,13$	0,9797	7,66
полиномиальная	$\Delta P_{\text{ABB4}} = -1 \cdot 10^{-4} \cdot I_{\text{H}}^2 + 0,178 \cdot I_{\text{H}} - 10,411$	0,9835	4,7
степенная	$\Delta P_{\text{ABB5}} = 0,0304 \cdot I_{\text{H}}^{1,1926}$	0,9461	9,54
CTX (Legrand)			
экспоненциальная	$\Delta P_{\text{CTX1}} = 3,0389e^{(0,0068 \cdot I_{\text{H}})}$	0,9683	10,7
линейная	$\Delta P_{\text{CTX2}} = 0,1003 \cdot I_{\text{H}} - 6,7492$	0,8979	18,5
логарифмическая	$\Delta P_{\text{CTX3}} = 18,56 \cdot \ln(I_{\text{H}}) - 84,04$	0,7873	25,92
полиномиальная	$\Delta P_{\text{CTX4}} = -5 \cdot 10^{-4} \cdot I_{\text{H}}^2 + 0,1204 \cdot I_{\text{H}} + 14,614$	0,9887	6,2
степенная	$\Delta P_{\text{CTX5}} = 0,0137 \cdot I_{\text{H}}^{1,2911}$	0,8898	16,34

Из таблицы 2 видно, что аппроксимирующие функции для контакторов являются достоверными: коэффициент R^2 составил более 0,97, а ошибка $\bar{A}$ не превышает значения 14,8%.

Для контакторов, работающих с коэффициентом загрузки $K_3=1$, исследуемые зависимости имеют вид, представленный на рисунке 2.

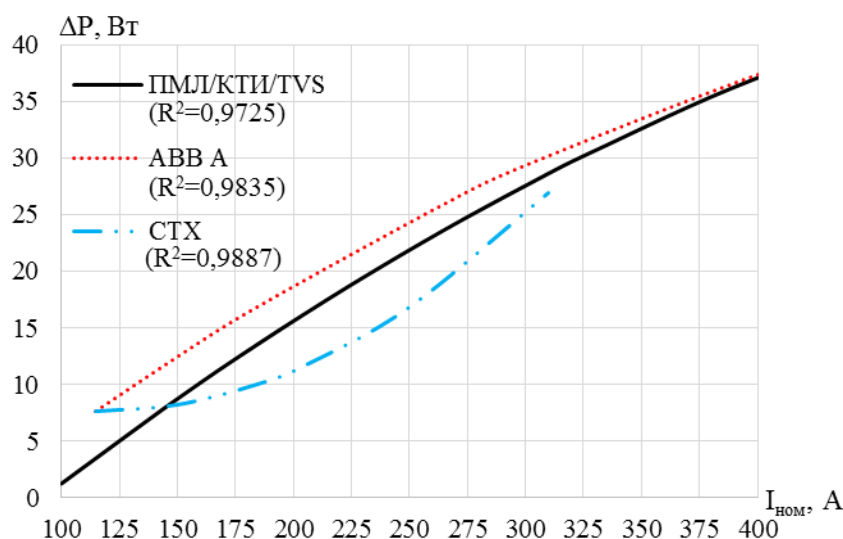


Рисунок 2 – Графики аппроксимирующих функций потерь активной мощности для исследуемых контакторов

В рамках исследования были составлены аппроксимирующие функции характеристик потерь активной мощности от номинального тока контакторов, для каждой функции были рассчитаны величина коэффициента детерминации и ошибка аппроксимации. Представлены графические зависимости исследуемых параметров низковольтной аппаратуры. Дальнейшее исследование в этой области будет способствовать рациональному выбору электрооборудования и уточнению величины потерь электроэнергии в системах внутрицехового электроснабжения.

Библиографический список

1. Грачева Е.И. [и др.] Определение законов изменения сопротивления контактных групп электрических аппаратов низкого напряжения // Вестник МГТУ. 2021. Т. 24, № 4. С. 350-360. DOI: 10.21443/1560-9278-2021-24-4-350-360.
2. Abdullazyanov E.Y., Gracheva E.I., Alzakkar A., Nizamiev M.F., Shumikhina O.A., Valtchev S. Prediction and analysis of power consumption and power loss at industrial facilities. Power engineering: research, equipment, technology. 2022;24(6):3-12. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2022-24-6-3-12>.
3. Муратаева Г.А., Муратаев И.А., Сабитов С.Е., Усенкулов Т.С. Метод оптимизации режима электрической сети для снижения потерь мощности // Вестник современных исследований. 2018. № 5.1 (20). С. 476-479.

Исследования выполнены по теме «Исследование основных технических характеристик контакторов внутрицехового электроснабжения».

Петров А.Р., аспирант кафедры ЭПП КГЭУ; Грачева Е.И., д.т.н., доцент кафедры ЭПП КГЭУ.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ МАГНИТНЫХ ПУСКАТЕЛЕЙ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ

Петрова Р.М., Грачева Е.И.

Казанский Государственный Энергетический Университет

1998renata@mail.ru

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, в настоящее время требуются новые подходы к оценке надежности элементов электрооборудования и систем внутрицехового электроснабжения. В современных условиях развития электротехнических комплексов при выходе оборудования из строя крупным производственным предприятиям проще заменить оборудование на новое, а не выводить его в капитальный ремонт и заниматься продлением срока службы [1-2]. Существует возможность повышения точности прогнозных оценок технического состояния оборудования и

внедрения необходимых мероприятий для обеспечения необходимой эффективности функционирования систем электроснабжения [3, 5].

Для прогнозирования надежности электрооборудования низковольтных сетей предлагается использовать сравнение статистических и теоретических значений функции распределения вероятностей безотказной работы и появления отказа [4].

Рассмотрим статистические данные отказов магнитных пускателей на примере ПМЛ-1100 (завод-изготовитель КЭАЗ, г. Курск), установленных в системах внутрицехового электроснабжения промышленных объектов ряда предприятий г. Казани.

Предположим, что вероятностные характеристики исследуемого оборудования подчиняются нормальному закону распределения, тогда вероятности безотказной работы и появления отказа рассчитываются по формулам [2]:

$$P(t) = \frac{F\left(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}\right)}{F\left(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}\right)}$$

$$Q(t) = \frac{\int_0^t e^{-\frac{(t-T_{\text{сред}})^2}{2\sigma^2}} dt}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma}$$

где t – время наблюдения, год; $T_{\text{сред}}$ – средняя наработка на отказ, год; σ – среднеквадратическое отклонение наработки на отказ, год; F – функция Лапласа.

Эмпирическая функция вероятности безотказной работы имеет вид:

$$P^*(t_i) = \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$$

где $n_i(t)$ – суммарное число отказавших элементов, шт.; N_0 – количество рассматриваемых элементов, шт.

Эмпирическая функция вероятности появления отказа записывается в виде: [2]

$$Q^*(t_i) = \frac{n_i(t)}{N_0}$$

$$Q^*(t_i) = 1 - P^*(t_i) = 1 - \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$$

Для магнитного пускателя ПМЛ-1100 время наблюдения принято равным $t=8$ лет, количество отказавших элементов за данный интервал – 135, количество рассматриваемых элементов – 178. Результаты расчета показаны в табл. 1.

Таблица 1

Статистические данные функции распределения вероятностей безотказной работы и появления отказа для магнитных пускателей ПМЛ-1100 по годам

Время наблюдения, t_i , год	Количество элементов			Эмпирическое значение функции распределения вероятностей	
	отказавших за год, n_i	суммарное число отказавших, $n_i(t)$	исправных, I_i	безотказной работы во времени $P(t)$	появления отказа $Q(t)$
				$P^*(t_i) = \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$	$Q^*(t_i) = 1 - P^*(t_i)$
1	0	0	178	1,000	0,000
2	2	2	176	0,989	0,011
3	5	7	171	0,961	0,039
4	8	15	163	0,916	0,084
5	13	28	150	0,843	0,157
6	29	57	121	0,680	0,320
7	41	98	80	0,449	0,551
8	37	135	43	0,242	0,758

Средняя наработка на отказ рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сред}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} n_i \cdot t_{\text{сред}i}}{N_0},$$

где N_0 – количество рассматриваемых элементов, шт.

Исключив первые два испытания, где количество отказавших элементов за год близко к 0, рассчитаем $T_{\text{сред}}$ и σ :

$$T_{\text{сред}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} n_i \cdot t_{\text{сред}i}}{N_0} = \frac{3 \cdot 5 + 4 \cdot 8 + 5 \cdot 13 + 6 \cdot 29 + 7 \cdot 41 + 8 \cdot 37}{135} = \frac{869}{135} = 6,4.$$

$$\sigma = \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{(t_i - T_{\text{сред}})^2}}{t} = \sum_{i=3}^8 \frac{\sqrt{(3 - 6,4)^2}}{3} + \frac{\sqrt{(4 - 6,4)^2}}{4} + \frac{\sqrt{(5 - 6,4)^2}}{5} + \frac{\sqrt{(6 - 6,4)^2}}{6} + \frac{\sqrt{(7 - 6,4)^2}}{7} + \frac{\sqrt{(8 - 6,4)^2}}{8} = 2,39.$$

Т.о. получено $\sigma = 2,4$ года; $T_{\text{сред}} = 6,4$ лет.

Покажем результаты определения параметров надежности магнитных пускателей ПМЛ-1100 в табл. 2.

Таблица 2

Значения параметров надежности магнитного пускателя ПМЛ-1100

Наименование электрооборудования	Количество отказавших элементов n, шт	Количество рассматриваемых элементов N ₀ , шт.	Время наблюдения t, год	Средняя наработка на отказ T _{сред} , год	Среднеквадратическое отклонение наработки на отказ σ, год
Магнитный пускатель ПМЛ-1100	135	178	8	6,4	2,4

Теоретическая функция вероятности безотказной работы имеет вид:

$$P(t) = \frac{F\left(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}\right)}{F\left(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}\right)}$$

$$Q(t) = 1 - P(t)$$

Результаты теоретической функции расчета представлены в табл. 3.

Таблица 3

Теоретические данные функции распределения вероятности безотказной работы и появления отказа для магнитного пускателя ПМЛ-1100 по годам

Время наблюдения, t _i , год	Значение $\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}$	Значение функции $F\left(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}\right)$	$\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}$	$F\left(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}\right)$	Значение теоретической функции распределения	
					безотказной работы во времени P(t)	появления отказа Q(t)
					$P(t) = \frac{F\left(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}\right)}{F\left(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}\right)}$	$Q(t) = 1 - P(t)$
1	2,9	0,998	3,529	1,000	0,998	0,002
2	2,4	0,991			0,991	0,009
3	1,8	0,961			0,961	0,039
4	1,2	0,880			0,880	0,120
5	0,6	0,722			0,722	0,278
6	0,0	0,500			0,500	0,500
7	-0,6	0,278			0,278	0,722
8	-1,2	0,120			0,120	0,880

На рис. 1 показаны графики изменения статистических и теоретических функций вероятности безотказной работы и появления отказа за время наблюдения, равное 8 годам, для магнитных пускателей ПМЛ-1100.

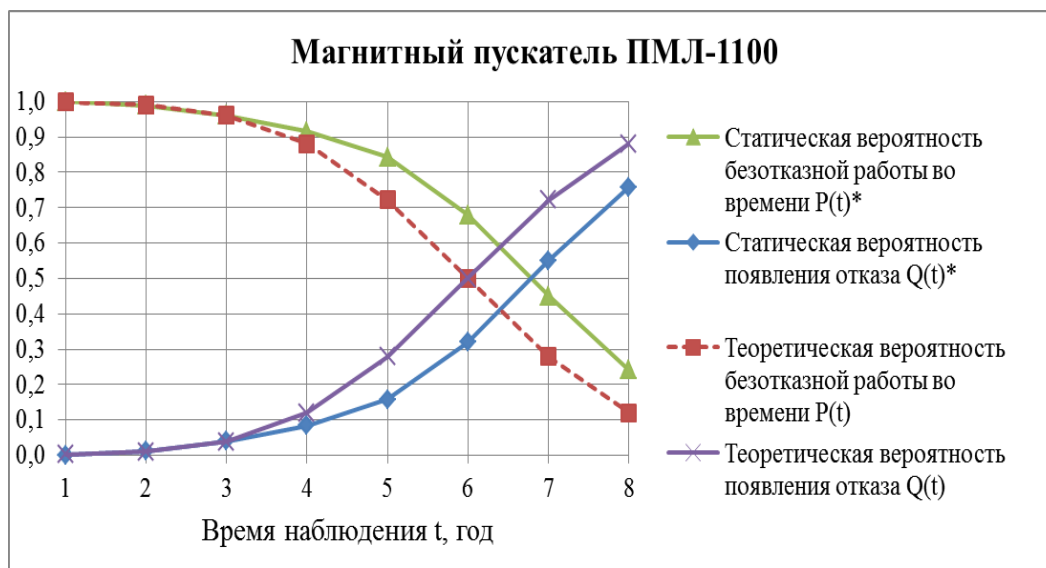


Рисунок 1 – Статистическая и теоретическая вероятности безотказной работы P и появления отказа Q во времени t для магнитных пускателей ПМЛ-1100 по годам

Таким образом, результаты исследований статистических данных по отказам магнитных пускателей показывают, что требуемое в соответствии с ГОСТ 2491-82 значение вероятности безотказной работы аппарата – не ниже 0,85 наблюдается в течение первых 5 лет эксплуатации, затем данная величина резко снижается. При этом паспортный срок службы исследуемых аппаратов равен 15 годам. Проведенные исследования показывают, что при наблюдаемых фактических режимах эксплуатации необходим контроль технического состояния магнитных пускателей и своевременная замена до появления отказов.

Проведенные исследования позволяют использовать данные результаты с целью корректировки сроков проведения планово-предупредительных ремонтов и своевременной замены низковольтного оборудования для повышения эффективности его эксплуатации.

Библиографический список

1. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Табачникова Т.В., Шумихина О.А., Гибадуллин Р.Р. Исследование качества функционирования электрических аппаратов низкого напряжения в составе электротехнических комплексов // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2021. №6.
2. Петрова, Р.М. Анализ надежности электрооборудования цеховых сетей // Материалы XVII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (20-22 октября 2022 г.) / редколл. А.Г. Арзамасова (отв. редактор). – Казань: ООО «Фолиант», 2022. – С. 206-209.

3. Федотов А.И., Грачева Е.И., Наумов О.В. Исследования показателей безотказности низковольтных коммутационных аппаратов электрических сетей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2013. №9-10.

4. Abdullazyanov E.Y., Gracheva E.I., Alzakkar A., Nizamiev M.F., Shumikhina O.A., Valtchev S. Prediction and analysis of power consumption and power loss at industrial facilities. Power engineering: research, equipment, technology. 2022; 24(6):3-12. (In Russ.) <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2022-24-6-3-12>.

Исследования выполнены по теме «Исследование вероятностных характеристик надежности магнитных пускателей внутрицеховых сетей».

Петрова Р.М., аспирант гр. СЭМа-1-22 КГЭУ; Грачева Е.И., д.т.н., доцент кафедры ЭПП КГЭУ

УДК 621.311

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАДЕЖНОСТИ КОНТАКТОРОВ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Петрова Р.М., Грачева Е.И.

Казанский Государственный Энергетический Университет

1998renata@mail.ru

Научной и практической значимостью предлагаемой статьи является совершенствование методов определения параметров надежности низковольтного электрооборудования по статистическим эксплуатационным данным и соотношение результатов проведенных исследований с паспортными данными, а также выявление законов распределения вероятностных характеристик элементов систем внутрицехового электроснабжения [1-2].

Рассмотрим статистические данные отказов контакторов на примере КПВ-605 (завод-изготовитель КЭАЗ, г. Курск), установленных в системах внутрицехового электроснабжения промышленных объектов ряда предприятий г. Казани.

Предположим, что вероятностные характеристики исследуемого оборудования подчиняются нормальному закону распределения [3].

Для контакторов КПВ-605 время наблюдения принято равным, $t=7$ лет, количество отказавших элементов за данный интервал – 123, количество рассматриваемых элементов – 180.

Эмпирическая функция вероятности безотказной работы имеет вид: [4]

$$P^*(t_i) = \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$$

где $n_i(t)$ – суммарное число отказавших элементов, шт.; N_0 – количество рассматриваемых элементов, шт.

Эмпирическая функция вероятности появления отказа записывается в виде [2]:

$$Q^*(t_i) = \frac{n_i(t)}{N_0}$$

$$Q^*(t_i) = 1 - \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$$

Результаты расчета показаны в табл. 1.

Таблица 1

**Статистические данные функции распределения вероятностей
безотказной работы и появления отказа для контакторов КПВ-605
по годам**

Время наблюдения, t_i , год	Количество элементов			Эмпирическое значение функции распределения вероятностей	
	отказавших за год, n_i	суммарное число отка- завших, $n_i(t)$	исправных, I_i	безотказной работы во времени $P(t)$	появления отказа $Q(t)$
				$P^*(t_i)$ $= \frac{N_0 - n_i(t)}{N_0}$	$Q^*(t_i)$ $= 1 - P^*(t_i)$
1	0	0	180	1,000	0,000
2	2	2	178	0,989	0,011
3	5	7	173	0,961	0,039
4	14	21	159	0,883	0,117
5	18	39	141	0,783	0,217
6	39	78	102	0,567	0,433
7	45	123	57	0,317	0,683

Теоретическая функция вероятности безотказной работы имеет вид:

$$P(t) = \frac{F\left(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}\right)}{F\left(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}\right)},$$

$$Q(t) = 1 - P(t),$$

где t – время наблюдения, год; $T_{\text{сред}}$ – средняя наработка на отказ, год; σ – среднеквадратическое отклонение наработки на отказ, год; F – функция Лапласа.

Средняя наработка на отказ рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{сред}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} n_i \cdot t_{\text{сред}i}}{N_0}$$

где N_0 – количество рассматриваемых элементов, шт.

Исключив первые два испытания, где количество отказавших элементов за год близко к 0, рассчитаем $T_{\text{сред}}$ и σ :

$$T_{\text{сред}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} n_i \cdot t_{\text{сред}i}}{N_0} = \frac{3 \cdot 5 + 4 \cdot 14 + 5 \cdot 18 + 6 \cdot 39 + 7 \cdot 45}{123} =$$

$$= \frac{710}{123} = 5,77.$$

$$\sigma = \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{(t_i - T_{\text{сред}})^2}}{t} = \sum_{i=3}^7 \frac{\sqrt{(3 - 5,77)^2}}{3} + \frac{\sqrt{(4 - 5,77)^2}}{4} + \frac{\sqrt{(5 - 5,77)^2}}{5} + \frac{\sqrt{(6 - 5,77)^2}}{6} + \frac{\sqrt{(7 - 5,77)^2}}{7} = 1,73.$$

Т.о. получено $\sigma = 1,7$ года; $T_{\text{сред}} = 5,8$ лет.

Покажем результаты определения параметров надежности контакторов КПВ-605 в табл. 2.

Таблица 2

Значения параметров надежности контактора КПВ-605

Наименование электрооборудования	Количество отказавших элементов n, шт	Количество рассматриваемых элементов N_0 , шт.	Время наблюдения t, год	Средняя наработка на отказ $T_{\text{сред}}$, год	Среднеквадратическое отклонение наработки на отказ σ , год
Контактор КПВ-605	123	180	7	5,8	1,7

Результаты теоретической функции расчета представлены в табл. 3.

Таблица 3

Теоретические данные функции распределения вероятности безотказной работы и появления отказа для контакторов КПВ-605 по годам

Время наблюдения, t_i , год	Значение $\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma}$	Значение функции $F(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma})$	$\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma}$	$F(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma})$	Значение теоретической функции распределения	
					безотказной работы во времени $P(t)$	появления отказа $Q(t)$
					$P(t) = \frac{F(\frac{T_{\text{сред}} - t}{\sigma})}{F(\frac{T_{\text{сред}}}{\sigma})}$	$Q(t) = 1 - P(t)$
1	2,9	0,998	3,529	1,000	0,998	0,002
2	2,4	0,991			0,991	0,009
3	1,8	0,961			0,961	0,039
4	1,2	0,880			0,880	0,120
5	0,6	0,722			0,722	0,278
6	0,0	0,500			0,500	0,500
7	-0,6	0,278			0,278	0,722

На рис. 1 показаны графики изменения статистических и теоретических функций вероятности безотказной работы и появления отказа за время наблюдения, равное 7 годам, для контакторов КПВ-605.

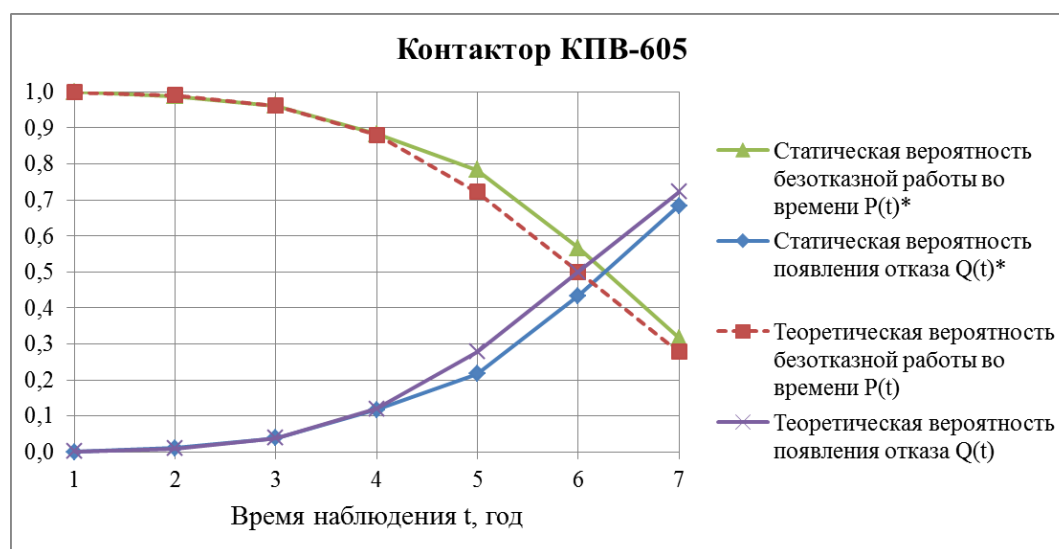


Рисунок 1 – Статистическая и теоретическая вероятности безотказной работы P и появления отказа Q во времени t для контакторов КПВ-605 по годам

Таким образом, результаты исследований статистических данных по отказам контакторов показывают, что требуемое в соответствии с ГОСТ 2491-82 значение вероятности безотказной работы аппарата – не ниже 0,85 наблюдается в течение первых 4,5 лет эксплуатации, затем данная величина резко снижается. При этом паспортный срок службы исследуемых аппаратов равен 5 годам. Проведенные исследования показывают, что при наблюдаемых фактических режимах эксплуатации необходим контроль технического состояния контакторов и своевременная замена аппаратов до появления отказов.

Проведенные исследования позволяют использовать данные результаты с целью корректировки сроков проведения планово-предупредительных ремонтов и своевременной замены низковольтного оборудования для повышения эффективности его эксплуатации.

Библиографический список

1. Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Табачникова Т.В., Шумихина О.А., Гибадуллин Р.Р. Исследование качества функционирования электрических аппаратов низкого напряжения в составе электротехнических комплексов // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2021. №6.
2. Петрова, Р.М. Анализ надежности электрооборудования цеховых сетей // Материалы XVII Всероссийской открытой молодежной научно-

практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (20–22 октября 2022 г.) / редколл. А.Г. Арзамасова (отв. редактор). – Казань: ООО «Фолиант», 2022. – С. 206-209.

3. Петрова, Р.М. Надежность и перегрузочная способность силовых трансформаторов / Р.М. Петрова, Е.И. Грачева // Фёдоровские чтения – 2022: ЛП Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием (с элементами научной школы для молодежи) (Москва, 15-18 ноября 2022 г.) / под общ. ред. Ю.В. Матюниной. – М.: Издательский дом МЭИ, 2022. – С. 233-240.

4. Федотов А.И., Грачева Е.И., Наумов О.В. Исследования показателей безотказности низковольтных коммутационных аппаратов электрических сетей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2013. №9-10.

Исследования выполнены по теме «Характеристики надежности контакторов внутрицеховых систем электроснабжения»

Петрова Р.М., аспирант гр. СЭМа-1-22 КГЭУ; Грачева Е.И., д.т.н., доцент кафедры ЭПП КГЭУ

УДК 621.311.001.57

ОБОБЩЕННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С АКТИВНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

Пилюгин Г.А., Пантелеев В.И., Филатов А.Н.

Сибирский федеральный университет, Политехнический институт

[SFU PI PILYUGIN@mail.ru](mailto:SFU_PI_PILYUGIN@mail.ru)

Эффективным способом повышения энергетической эффективности функционирования и конкурентоспособности промышленных предприятий является снижение себестоимости выпускаемой продукции. В среднем ежегодная плата за потребленную электроэнергию промышленным предприятием составляет от десятков до сотен и более миллионов рублей, в зависимости от отрасли промышленности, а при экономии потребления электроэнергии на несколько процентов, существенно повысится прибыль предприятия.

Под экономией потребления электроэнергии промышленным предприятием подразумевается снижение уровня потерь активной мощности в системе электроснабжения, без нарушения технологического процесса. На промышленных предприятиях цветной металлургии, горно-обогатительных комбинатах, перекачивающих станциях и других производств, снижение уровня потерь активной мощности в системах электроснабжения можно осуществить за счет использования синхронных двигателей, доля установленной мощности которых, на таких предприятиях, может составлять от 30 до 60%.

Синхронные двигатели согласно концепции ИЭС ААС [1] являются активными элементами системы электроснабжения промышленного предприятия, и могут использоваться как источники реактивной мощности для компенсации. В зависимости от количества синхронных двигателей может быть обеспечена полная компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия [2]. Однако, такой подход приводит к изменению, а не к снижению потерь активной мощности в системе электроснабжения, например, снижению в одних и увеличению потерь в других элементах. Снижение потерь активной мощности является первостепенной задачей и должна решаться по средствам компенсации реактивной мощности активными элементами так, но для этого с начала необходимо определить параметры состояние системы электроснабжения промышленного предприятия, чтобы потери были минимальны, а затем перевести в такое состояние систему электроснабжения. Инструментом для определения параметров состояния системы электроснабжения промышленного предприятия является математическая модель системы с активными элементами.

Системы электроснабжения промышленных предприятий со существенной долей синхронных двигателей имеют определенную схожесть по составу элементов [3], а именно, трансформаторы с РПН, токопроводы, группы электроприемников с активными элементами. В связи с этим системы электроснабжения имеют некоторую обобщенную структуру.

Обобщенная структура системы электроснабжения промышленного предприятия с активными элементами представлена на рисунке 1 и включает: GS – источник бесконечной мощности; W_0 – ЛЭП внешней энергосистемы; T – трансформатор с РПН; W_i, W_j – участки токопровода (L – количество радиальных, F – количество магистральных); электроприемники: группа активных элементов (M – количество) и комплексная нагрузка.

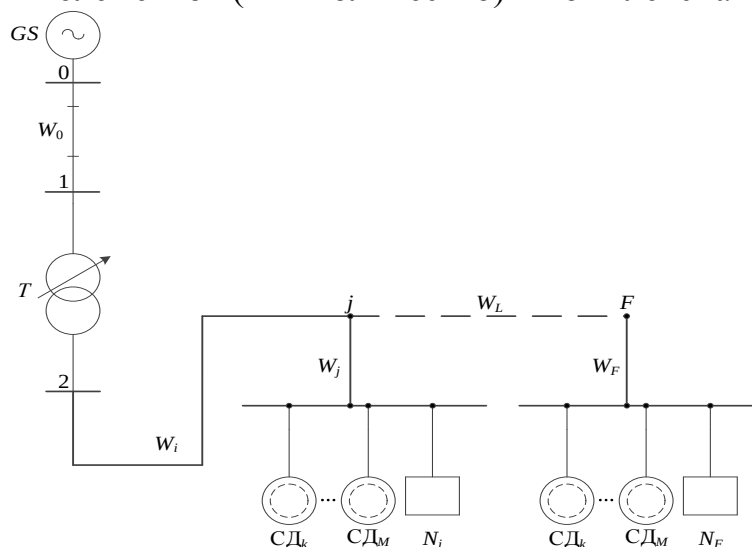


Рисунок 1 – Структура обобщенной системы электроснабжения с активными элементами

Для разработки математической модели с активными элементами создадим расчетную схему замещения, которая представлена на рисунке 2.

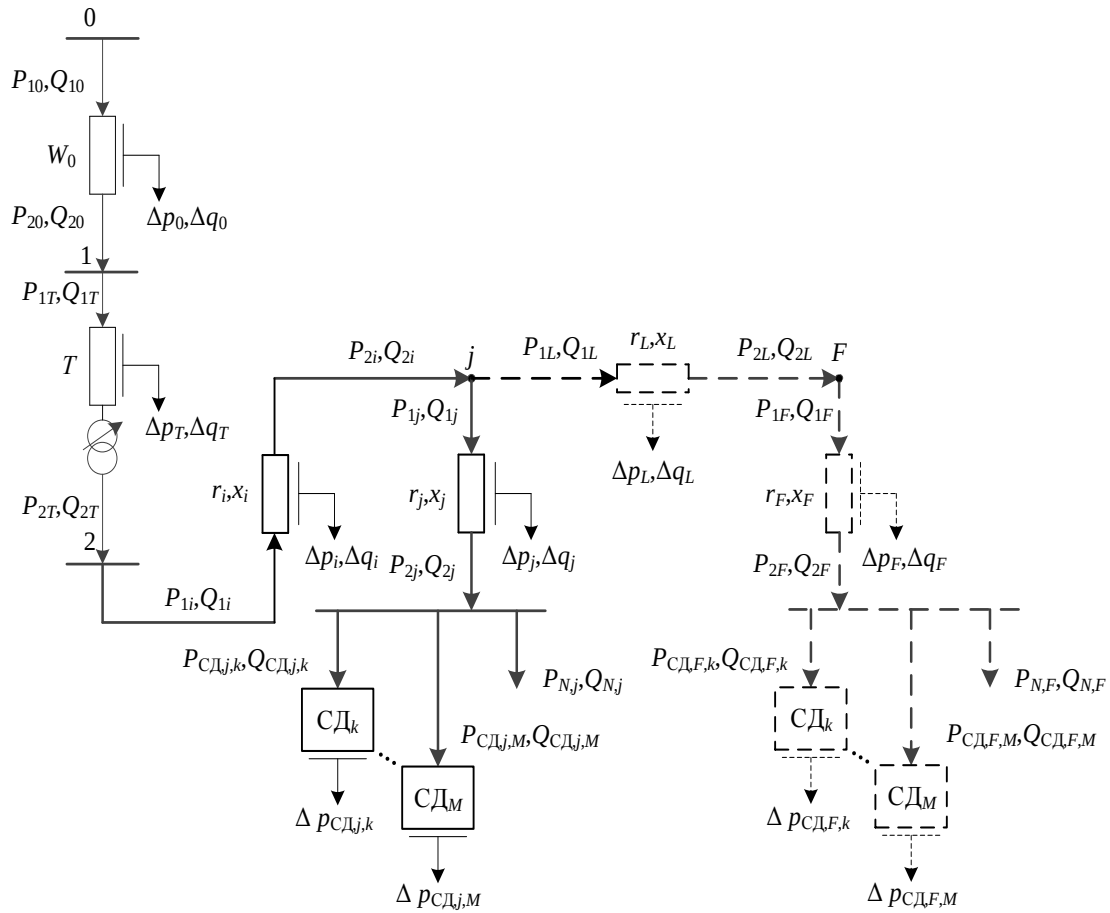


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения обобщенной системы электроснабжения с активными элементами

Математическая модель обобщенной системы электроснабжения с активными элементами разработана на основании расчетной схемы замещения (Рисунок 2) и представлена в следующем виде:

$$M_{\text{осэпп}} = \begin{cases} M_T \\ M_{w,i(j)}, (i = 0 \dots L; j = 1 \dots F) \\ M_{G,j}, (j = 1 \dots F) \\ M_{C_{D,j,k}}, (k = 1 \dots M) \end{cases},$$

где M_T – математическая модель трансформатора с РПН [4]; $M_{w,i(j)}$ – математическая модель i -го (j -го) элемента системы электроснабжения [5]; i – порядковый номер элемента системы электроснабжения; L – количество элементов системы электроснабжения, шт.; $M_{G,j}$ – математическая модель j -ой группы электроприемников [6]; j – порядковый номер группы электроприемников; F – количество групп электроприемников системы электроснабжения, шт.; $M_{C_{D,j,k}}$ – математическая модель k -го активного элемента j -ой группы электроприемников [7]; k – порядковый номер активного элемента

j -ой группы электроприемников; M – количество активных элементов j -ой группы электроприемников.

Таким образом, разработана математическая модель системы электро-снабжения промышленного предприятия с активными элементами, представляющая собой систему уравнений. Для решения системы уравнений необходимо воспользоваться методом расчета параметров установившихся режимов работы электроэнергетических систем [8].

Библиографический список

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. Разработано по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «НТЦ Электроэнергетики». 2012, 51 с.
2. Коновалов, Ю.В. Расчет параметров установившегося режима работы синхронного двигателя при использовании его компенсирующих способностей / Ю.В. Коновалов // Вестник Ангарской государственной технической академии. Том 3. – 2009. - №1. – С. 82-85.
3. Автоматизированная система учёта электрической энергии и управления режимами активной и реактивной мощности (Книга 1): отчет о НИР / Архипенко В.В. – Красноярск: Производственное объединение «Сибэнергоцветмет», 1985. – 141 с.
4. Усольцев А.А. Общая электротехника: Учебное пособие. – СПб: СПбГУИТМО, 2009. – 301 с.
5. Вайнштейн, Р.А. Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчетах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 115 с.
6. Шидловский, А.К. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий / А.К. Шидловский, Г.Я. Вагин, Э.Г. Куренный. М.: Энергоатомиздат, 1992. – 224 с.
7. Архипенко, В.В. Метод определения потерь активной мощности в синхронном двигателе / В.В. Архипенко // Электричество. – 1973. – №2. – С. 12-14.
8. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 2 изд. – Ростов на Дону: Феникс, 2008. – 715 с.

Пилюгин Г.А., старший преподаватель кафедры ЭЭ ПИ СФУ; Пантелеев В.И., д.т.н., профессор, зав. кафедрой ЭЭ ПИ СФУ; Филатов А.Н., доцент кафедры ЭЭ ПИ СФУ

УДК 004.896

УДК 621.316.1.05

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Пиманкин Н.В., Сизганова Е.Ю.

Сибирский федеральный университет. Политехнический институт
ef45ef@mail.ru

Правительство РФ в 2019 году выпустило дорожную карту развития «сквозной» цифровой технологии «Новые производственные технологии» [1], в которой рассматриваются новые производственные технологии, зарекомендовавшие себя на мировом рынке как технологии, демонстрирующие слабое распространение (относительно традиционных технологий), но имеющие стремительную скорость развития. Среди множеств передовых технологий в документе особо отмечается технология «цифровой двойник» (далее – ЦД).

Цифровой двойник – разрабатываемые математические и компьютерные модели, отражающие различные характеристики и свойства изделий (объектов), объединённые в единую систему. Цифровой двойник разрабатывается и применяется на всех стадиях жизненного цикла изделия, изменяясь на каждой стадии. Наполнение и функциональность цифрового двойника зависит от стадии жизненного цикла объекта [2].

Концепция цифрового двойника была предложена еще в 2003 году в статье «Цифровые двойники: превосходство в производстве на основе виртуального прототипа завода» М. Гривса. Также проблемами внедрения цифрового двойника занимались его последователи: Ф. Тао, Р. Болтон, Д. Милкович, А. Эль Саддик, Д. Старгель, Р. Соденберг и др.

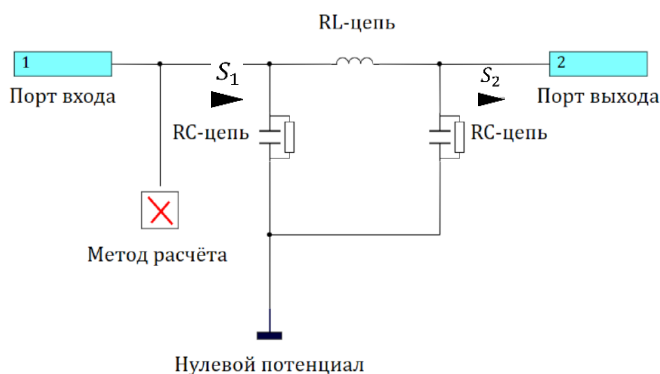
В отечественной литературе исследования цифровых двойников представлены в работах А. Боровкова, А. Прохорова, М. Лысачева, Д. Кокорева, А. Барановского, Н. Симченко, А. Царевой, Д. Королева, А. Дмитриевой.

Создание цифрового двойника системы электроснабжения промышленного предприятия осуществлено с использованием программной среды SimInTech (Simulation In Technic). Исходными данными для моделирования системы электроснабжения послужили однолинейная схема электроснабжения, основное силовое оборудование и нагрузка цехов предприятия.

Сначала были созданы цифровые модели элементов однолинейной схемы:

Линия электропередачи рассматривается как элемент с сосредоточенными параметрами и представлена в виде П-образной схемы замещения (рисунк 1). Основные уравнения, которыми описывается полученная цифровая модель линии электропередачи:

Погонное активное сопротивление линии	$r_0 = \frac{\rho}{F}$	Ом/км
Активное сопротивление линии	$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l$	Ом
Погонное индуктивное сопротивление линии	$x_0 = \omega \cdot L_0$	Ом/км
Индуктивное сопротивление линии	$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l$	Ом
Погонная активная проводимости линии	$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор, диэл, ут}}}{U_{\text{ном}}^2}$	См/км
Активная проводимости линии	$G_{\text{л}} = g_0 \cdot l$	См
Погонная емкость линии	$c_0 = \frac{0,24}{lg \frac{U_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}$	Ф/км
Погонная емкостная проводимость линии	$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}$	См/км



Название	Параметры	Общие	Порты	Визуальные слои
Напряжение порта 1 (rms), В	U1rms_p	114999.52		
Угол напряжения порта 1, м. гр.	Ug01_p	0.00010716675		
Ток к порту 1 (rms), А	I1rms_p	30.578628		
Мощность активная к порту 1, кВт	P1_p	5565.8915		
Мощность реактивная к порту 1, квар	Q1_p	2473.6103		
Мощность полная к порту 1, кВА	S1_p	6090.8042		
Напряжение порта 2 (rms), В	U2rms_p	114896.13		
Угол напряжения порта 2, м. гр.	Ug02_p	-0.018252665		
Ток от порта 2 (rms), А	I2rms_p	30.578628		
Мощность активная от порта 2, кВт	P2_p	5561.4795		
Мощность реактивная от порта 2, к...	Q2_p	2469.6045		
Мощность полная от порта 2, кВА	S2_p	6085.3287		
Мощность потерь, кВт	DP_p	4.2119902		

а)

б)

Рисунок 1 – Цифровой двойник линии электропередачи в программе SimInTech (а), контролируемые параметры линии электропередачи (б)

Мощность в начале и в конце линии рассчитывается по следующим выражениям:

$$S_1 = U_1^2 \cdot \hat{Y}_{\text{собр}} + \dot{U}_1 \cdot \hat{U}_2 \cdot \hat{Y}_{\text{вз}};$$

$$S_2 = -U_2^2 \cdot \hat{Y}_{\text{собр}} - \hat{U}_1 \cdot \dot{U}_2 \cdot \hat{Y}_{\text{вз}}.$$

где,

$$Y_{\text{собр}} = \frac{1}{r_0 \cdot l + jx_0 \cdot l} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{P_{\text{к0}} \cdot l}{U_{\text{ном}}^2} + jb_0 \cdot l \right);$$

$$Y_{вз} = \frac{1}{r_0 \cdot l + jx_0 \cdot l}$$

Трансформатор представлен Г-образной схемой замещения (рис. 2). Электрические цепи трансформатора сложно рассчитывать из-за магнитной связи между обмотками. Поэтому трансформатор представлен схемой замещения, в которой магнитная связь заменяется электрической цепью. Основные уравнения, которыми описывается полученная цифровая модель трансформатора:

Активное сопротивление обмоток	$R_1 = R_2 = \frac{\Delta P_{кз} U_H^2}{2 S_H^2}$	Ом
Полное сопротивление обмоток	$Z_1 = Z_2 = \frac{U_{кз} U_H^2}{100 \cdot 2 S_H^2}$	Ом
Индуктивное сопротивление обмоток	$X_1 = X_2 = \sqrt{Z_1^2 - R_1^2}$	Ом
Индуктивность обмоток	$L_1 = L_2 = \frac{X_1}{2\pi f}$	Гн
Полные потери мощности в режиме холостого хода	$\Delta S_x = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_H$	кВА
Намагничивающая мощность трансформатора	$\Delta Q_x = \sqrt{\Delta S_x^2 - \Delta P_x^2}$	квар
Активное сопротивление цепи намагничивания	$R_\mu = \frac{U_H^2}{\Delta P_x}$	Ом
Индуктивное сопротивление цепи намагничивания	$X_\mu = \frac{U_H^2}{\Delta Q_x}$	Ом
Индуктивность цепи намагничивания	$L_\mu = \frac{X_\mu}{2\pi f}$	Гн



а)

Свойства	Параметры	Общие	Порты	Визуальные слои
Имя				
Ток обмотки ВН (rms), А	Irms_p	30.578628		
Ток обмотки НН (rms), А	Itrms_p	317.14745		
Активная мощность обмотки ВН, кВт	P1_p	[5551.6486]		
Реактивная мощность обмотки ВН, ...	Q1_p	[2469.6045]		
Полная мощность обмотки ВН, кВА	S1_p	[6085.3005]		
Активная мощность обмотки НН, кВт	P2_p	[-5525.8235]		
Реактивная мощность обмотки НН, ...	Q2_p	[-1996.1144]		
Полная мощность обмотки НН, кВА	S2_p	[5875.9839]		
Мощность потерь, кВт	WP_p	[11087.472]		

б)

Рисунок 2 - Цифровой двойник трансформатора в программе SimInTech (а), контролируемые параметры трансформатора (б)

Компенсирующее устройство рассматривается как ёмкостной элемент с внешним воздействующим сигналом (рис. 3,а).

Нагрузка представлена схемой замещения с параллельно соединенными неизменными активными и реактивными сопротивлениями (рис. 3,б).

Выключатель с измерителем электрических величин представляет собой коммутационное устройство, которое моделирует трехфазное устройство включения и выключения переменного тока. Модель дополнена измерительными приборами, позволяющими рассчитывать параметры участка сети. (рис. 3,в).

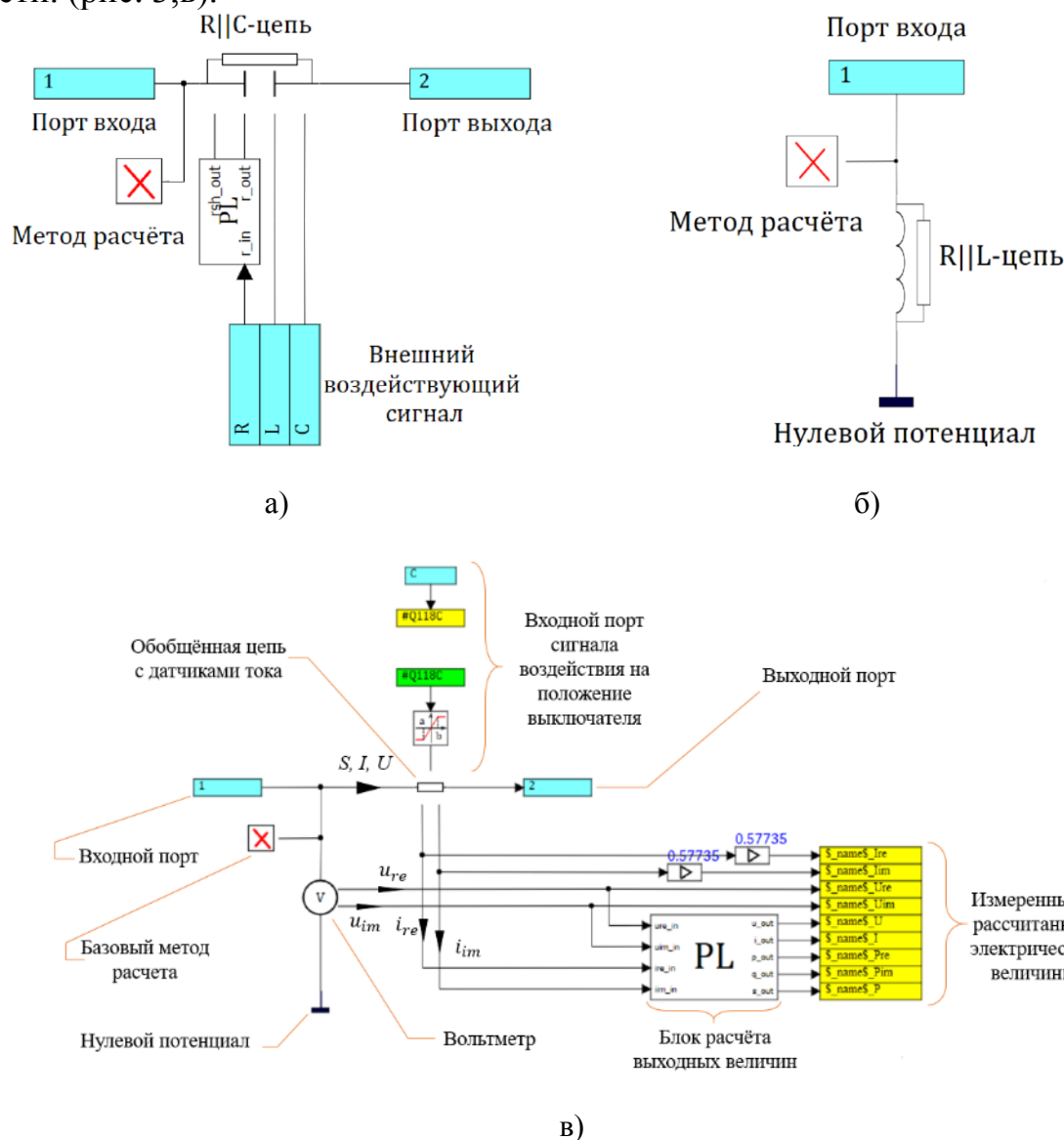


Рисунок 3 – Цифровой двойник компенсирующего устройства (а), нагрузки (б), выключателя с измерителем электрических величин

Из полученных цифровых двойников элементов энергетического оборудования, была создана общая модель цифрового двойника системы электроснабжения промышленного предприятия, рисунки 4, 5.

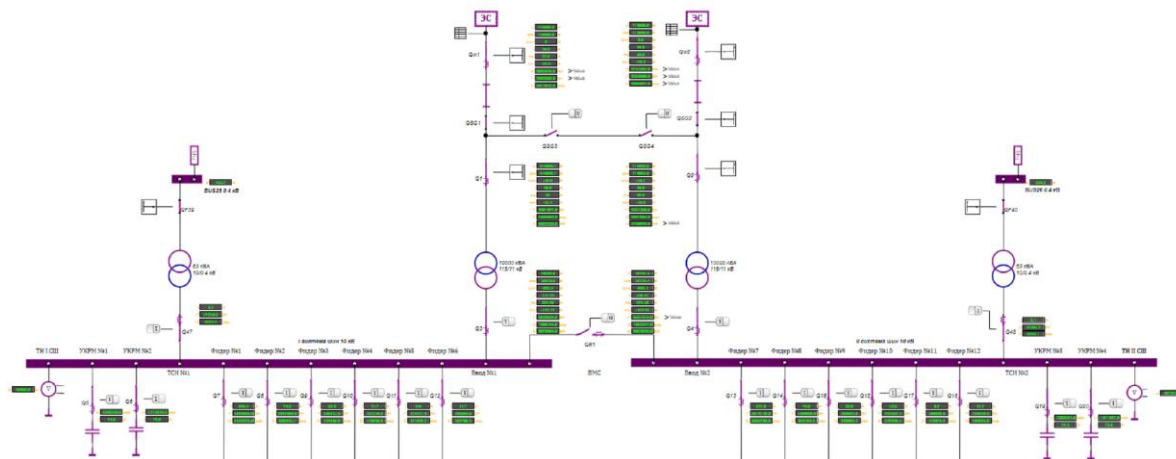


Рисунок 4 – Цифровой двойник системы внешнего электроснабжения промышленного предприятия в программе SimInTech

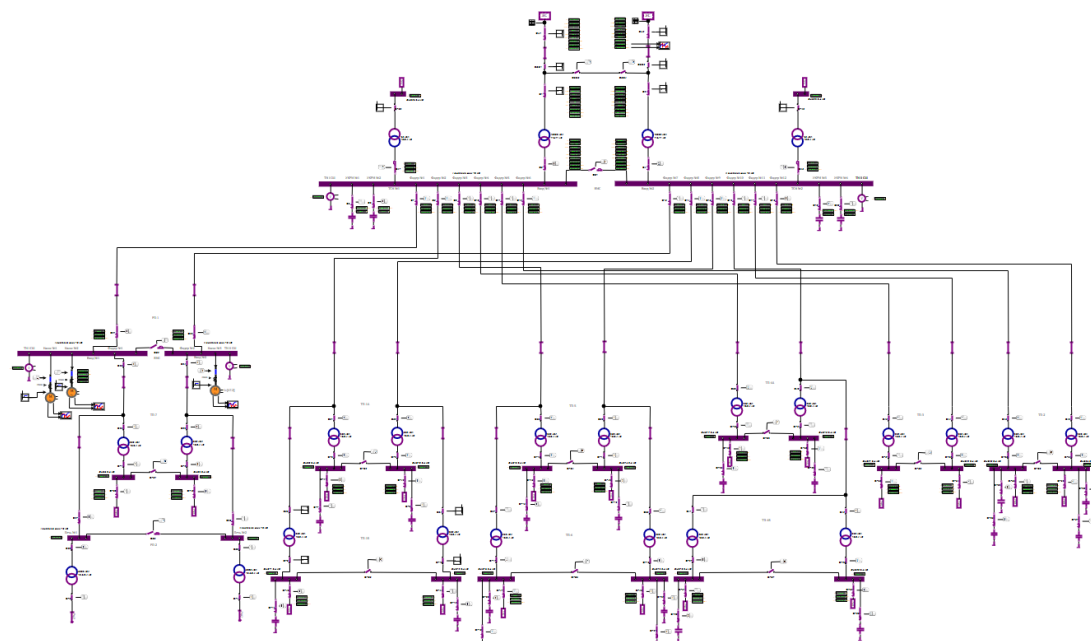


Рисунок 5 – Цифровой двойник системы электроснабжения промышленного предприятия в программе SimInTech

Полученный цифровой двойник системы электроснабжения промышленного предприятия, позволяет решать следующие задачи:

- контроль величины напряжения на всех уровнях системы электроснабжения;
- контроль потери мощности в электрической сети СЭС;
- отслеживание коэффициента мощности предприятия;
- контроль уровня загрузки силовых трансформаторов;
- токовый контроль уровня нагрузки отходящих фидеров.

Библиографический список

1. Меньшаева, А.А. Развитие цифровых двойников в российской промышленности / А.А. Меньшаева. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2021. – № 11 (353). – С. 25-27. – URL: <https://moluch.ru/archive/353/79138/> (дата обращения: 10.03.2023).
2. ГОСТ Р 57700.37-2021, Компьютерные модели и моделирование. Цифровые двойники изделий. Общие положения.
3. Цифровая трансформация отраслей: стартовые условия и приоритеты: докл. XXII Апр. междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества, Москва, 13-30 апр. 2021 г. / Г.И. Абдрахманова, К.Б. Быховский, Н.Н. Веселитская, К.О. Вишневский, Л.М. Гохберг и др.; рук. авт. кол. П.Б. Рудник; науч. ред. Л.М. Гохберг, П.Б. Рудник, К.О. Вишневский, Т.С. Зинина; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2021. – 239 с.

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА NANOCAD BIM ЭЛЕКТРО

Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Указом Президента РФ от 21 июля 2020 г. № 474 одной из национальных целей развития России до 2030 г. является импортозамещение информационно-коммуникационных технологий на Российские аналоги [1]. На основании этого в сфере проектирования требуется российские аналоги таких программ как AutoCAD и Revit от зарубежной компании Autodesk, занимающей в последние годы лидирующие позиции на отечественном рынке.

Для решения задачи импортозамещения в области проектирования электрических систем в настоящее время широко используется комплекс nanoCAD Инженерный BIM, который содержит модуль для электротехнического проектирования nanoCAD BIM Электро.

NanoCAD Инженерный BIM позволяет выполнять проекты инженерных сетей внутри зданий и сооружений в области разработки систем водоснабжения, канализации, структурированных кабельных систем, охранной и пожарной сигнализации, а также систем электроснабжения. BIM-технологии позволяют структурировать всю информацию о проекте с учетом всех согласований при создании параметрической модели объекта [2]. nanoCAD BIM Электро это САПР для выполнения проектов в области силового электрооборудования (ЭМ) и электроосвещения промышленных и гражданских объектов [3]. В нем реализованы решения таких задач, как [4]: расчет освеще-

щения методом коэффициента использования светового потока, а также точечным методом (рис. 1); расчет электрических нагрузок; расчет токов короткого замыкания и токов утечки через изоляцию, а также расчет падений напряжения.

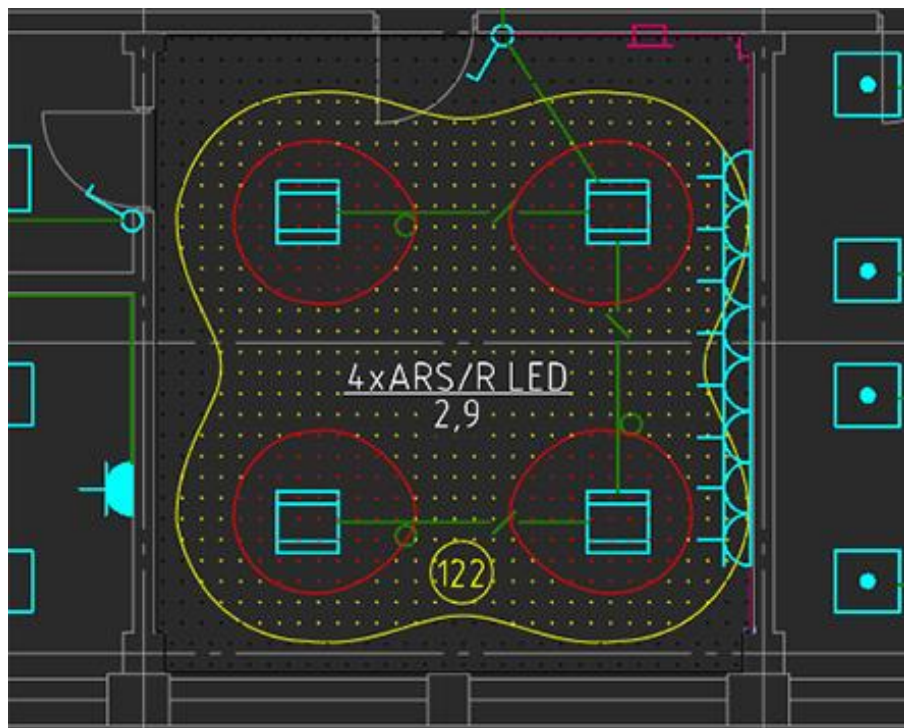


Рисунок 1 – Результат расчета освещенности в программе nanoCAD BIM Электро [4]

Принцип информационного моделирования (BIM) в nanoCAD BIM Электро выстраивается следующим образом: пользователь с помощью специальных инструментов программы выполняет построение модели объекта путём оформления плана расположения оборудования и прокладки кабельных трасс, все документы генерируются автоматически. В результате работы в программном комплексе на выходе получается следующий перечень проектной документации: планы расположения оборудования и прокладки кабельных трасс (рис. 2); однолинейные схемы распределительной и питающей сетей (рис. 3); спецификация оборудования, изделий и материалов; кабельный журнал; таблицы групповых щитков; отчёты о результатах светотехнических и электротехнических расчётов [3].

NanoCAD BIM Электро в полной мере реализует основной принцип открытого проектирования: разработка единой информационной модели объекта с помощью специализированных инструментов. Благодаря поддержке экспорта в обменные файлы стандарта IFC, информационные модели электрических сетей интегрируются в общую информационную модель проектируемого объекта, реализуемую на BIM-платформах ArchiCAD, Revit, Allplan и др. [4].

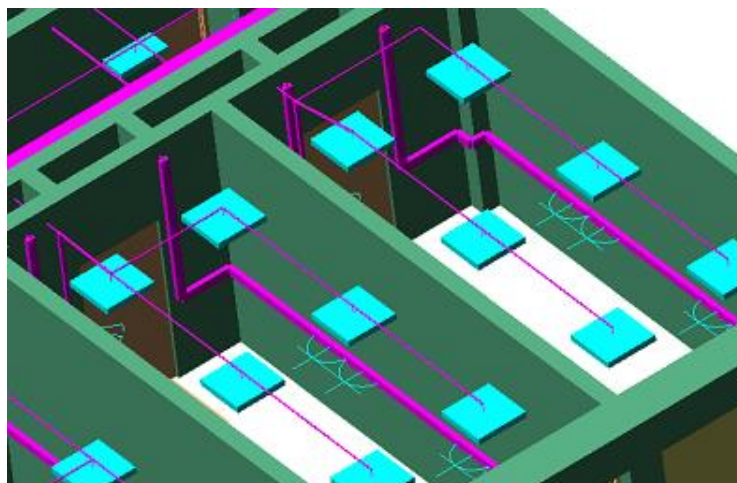


Рисунок 2 – План расположения оборудования и прокладки кабельных трасс

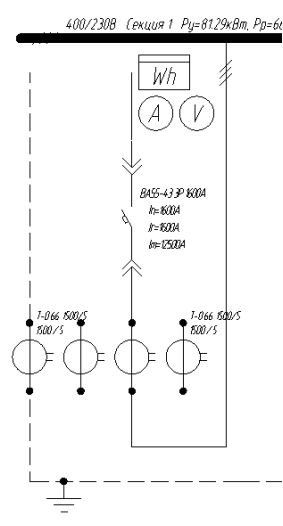


Рисунок 3 – Однолинейная схема, построенная в программном комплексе nanoCAD BIM Электро

Программный комплекс nanoCAD Инженерный BIM успешно используется в промышленном и гражданском строительстве, при построении цифровых моделей электростанций, подстанций и других объектов электротехнической промышленности. Для успешного импортозамещения необходима разработка курсов повышения квалификации для специалистов проектных организаций и высших учебных заведений по соответствующему профилю подготовки.

Библиографический список

1. Указ Президента РФ от 21 июля 2020 г. N 474 "О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года" <https://base.garant.ru/74404210/> // 22.03.2023.

2. Официальный сайт компании ООО «Центр Программного Обеспечения» являющейся авторизованным партнёром АО «Нанософт», ООО «Нанософт разработка» в отношении распространения и технической поддержки на территории Российской Федерации программного обеспечения nanoCAD и NormaCS // <https://nanocad.pro/produktyi/komplektyi/nanocad-inzhenernyij-bim.html> // 25.03.2023.

3. Руководство пользователя nanoCAD BIM Электро 22.0// Электронное издание ООО Нанософт Разработка // 25.03.2023

4. Официальный сайт компании ОО «Нанософт разработка»// <https://www.nanocad.ru/products/electro/> // 25.03.2023.

Пионкевич В.А., доцент кафедры ЭиЭ; Середкин Д.А., обучающийся, гр. ЭУм-22-1; Пузанов И.А., обучающийся, гр. УЭСм-22-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА Renga

Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Технология информационного моделирования (ТИМ) или BIM (Building Information Modeling) – концепция создания 3D модели объекта, в которую разработчик закладывает всю информацию, которая используется на протяжении всего жизненного цикла для решения задач проектирования и эксплуатации объекта.

В соответствии с постановлением правительства РФ от 20 декабря 2022 г. № 2357 с 2025 г. при проектировании и строительстве объектов энергетике обязательно применение ТИМ [1].

С мая 2022 г. в РФ запущена комплексная программа импортозамещения иностранного ПО, основная задача которой – замещение ПО компании Autodesk в срок до 2025 г.

Одним из результатов программы импортозамещения является отечественный комплекс ТИМ Renga от компании Renga Software (аналог программы Revit от компании Autodesk).

Комплекс Renga обладает следующими возможностями [2]: удобный интерфейс на основе системы стилей, который ускоряет процесс архитектурного моделирования; созданная BIM-модель максимально точно передает замысел архитектора, конструктора, инженера и ускоряет получение итоговой проектной документации для заказчика; BIM модель используется для создания чертежей, для подсчета смет, для итоговой визуализации проекта; архитектор освобожден от рутинных операций по ручному вычерчиванию планов, фасадов, разрезов и подсчета спецификаций – все создается и изменяется автоматически; совместная работа архитектора и конструктора

ускоряет проектирование, а наглядность модели позволяет прорабатывать сложные конструкции; автоматическое и ручное армирование в совокупности с механизмами взаимодействия с расчетными комплексами снижают трудоемкость работы конструктора; работа с отправочными марками металлических ферм, колонн, связей и сборных железобетонных изделий позволяет вывести проект на больший уровень детализации; динамически обновляемые спецификации автоматизируют решение одной из важных задач конструктора; автоматическая трассировка инженерных систем здания минимизирует ручную работу и уменьшает ошибки проектирования; совместная работа инженеров над сводной моделью инженерных сетей позволяет увязать технические решения и исключить коллизии; встроенное параметрическое оборудование позволяет проектировать все системы жизнеобеспечения здания: водоснабжение и водоотведение, отопление, вентиляция, а также электроснабжение и слаботочные сети; получаемые из модели аксонометрические схемы и планы инженерных систем позволяют оформить документацию в соответствии с ГОСТ и СПДС.

В Renga используется формат rnr, но также присутствует возможность открывать и использовать проекты, разработанные в Revit, посредством экспорта их в формат ifc, официально принятому формату для передачи ТИМ-модели, согласно СП 333.1325800.2020. Модель реконструируемой подстанции ПС 220 кВ Прогресс, разработанная в программе Revit и экспортированная в Renga представлены на рис. 1, 2.

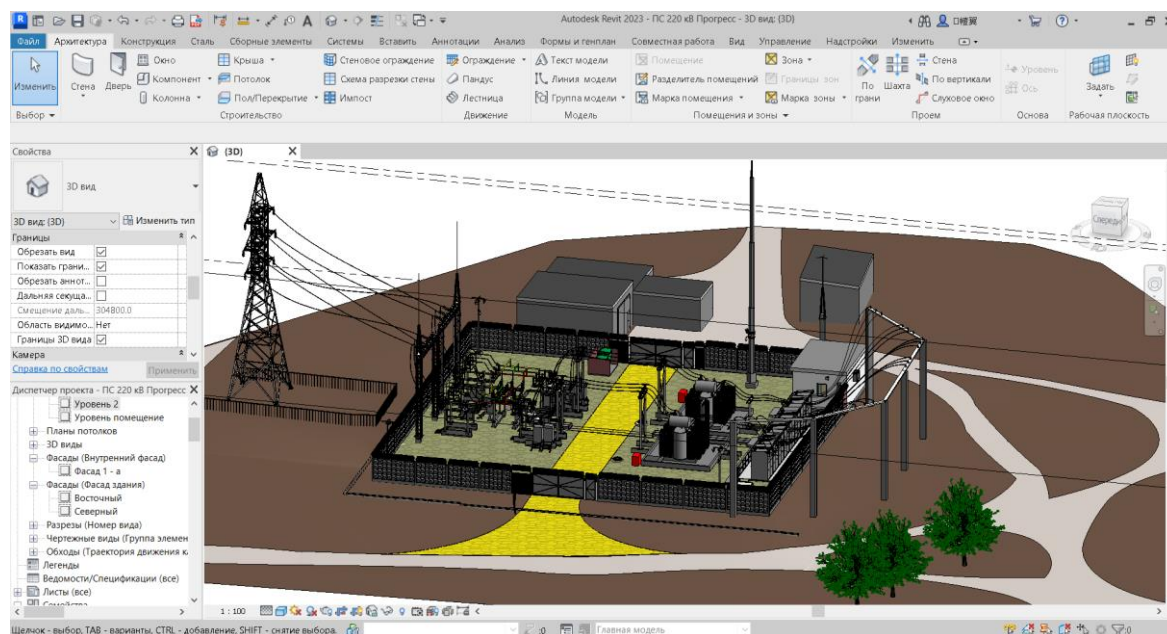


Рисунок 1 - ТИМ-модель реконструируемой ПС 220 кВ Прогресс в программе Revit



Рисунок 2 - ТИМ-модель реконструируемой ПС 220 кВ Прогресс, импортированная в Renga

При экспорте из Revit в Renga информация, заложенная в семействе, теряется. У экспортированных объектов остаются только их названия.

Поэтому электрооборудование следует задавать инструментом «Стили элемента» представленным на рис. 3

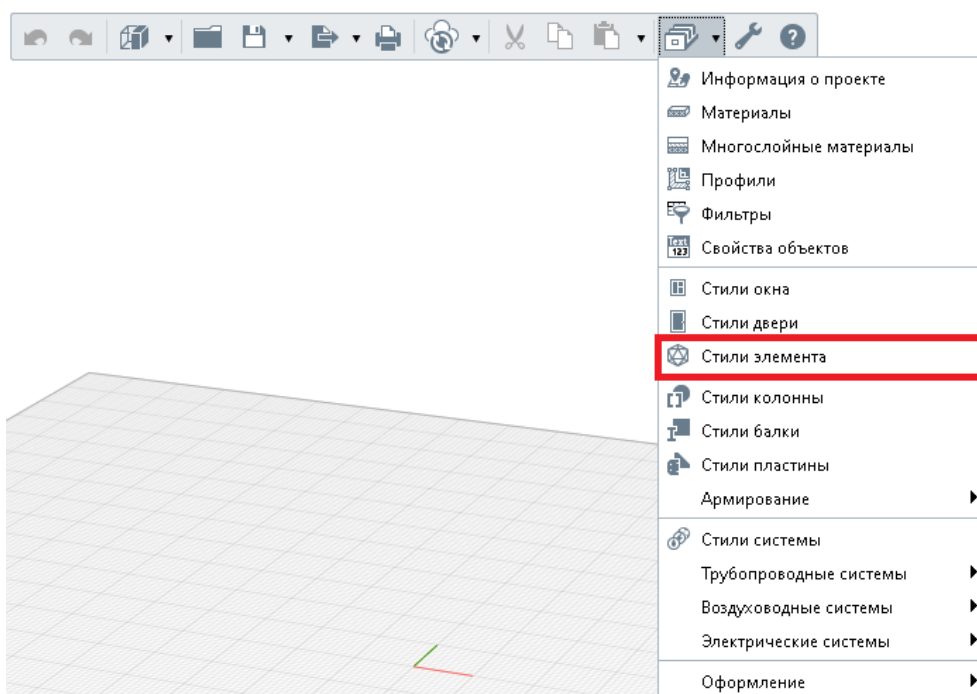


Рисунок 3 – Панель инструментов Renga

В открывшемся окне нужно создать новый «Стиль», аналог «Семейства» в программе Revit, нажав на кнопку «+» представленную на рис. 4.

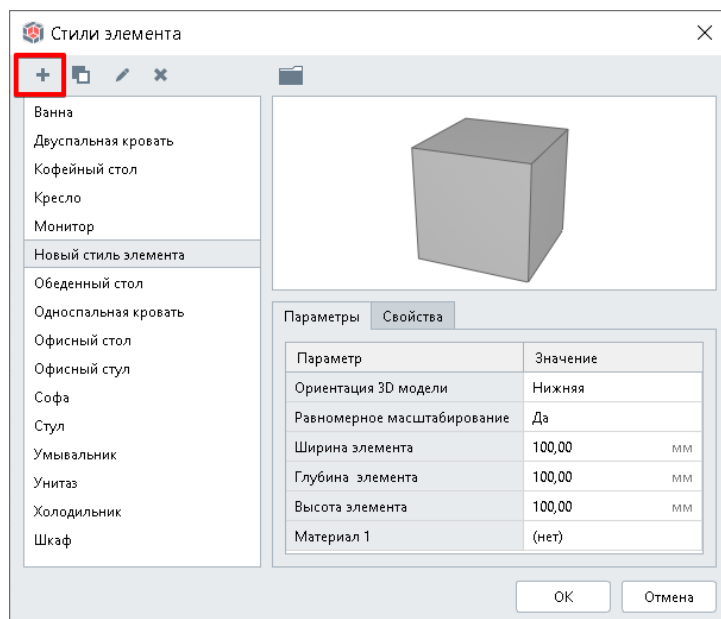


Рисунок 4 – Окно создания стиля элемента

После этого нужно задать наименование электрооборудования, задать его характеристики в пункте «Свойства», а также задать 3D-модель «Стиля» нажав на иконку  представленную на рис. 5. Для 3D-модели имеется возможность импорта из программы Revit, переведя «Семейство» в формат sat, а также можно воспользоваться отечественным аналогом Компас 3Д, от компании Аскон.

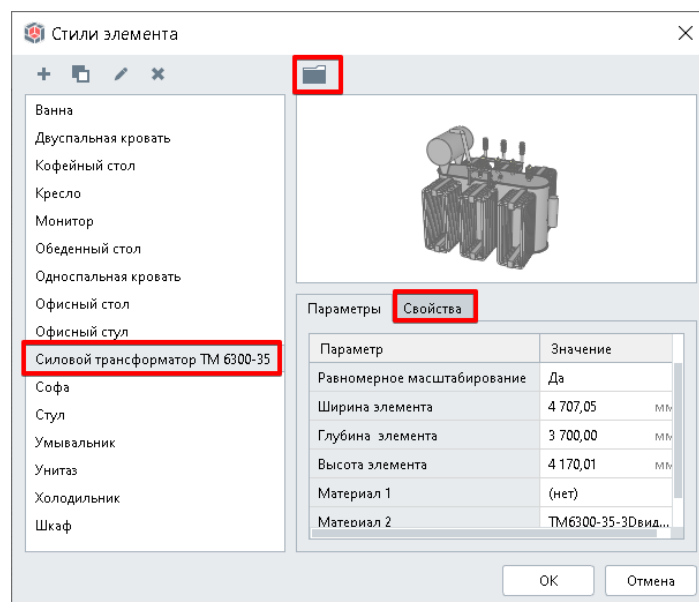


Рисунок 5 – Окно создания стиля элемента

Модель силового трансформатора, экспортированная из Revit и добавленная в Renga, как один из «Стилей» представлена на рис. 6.

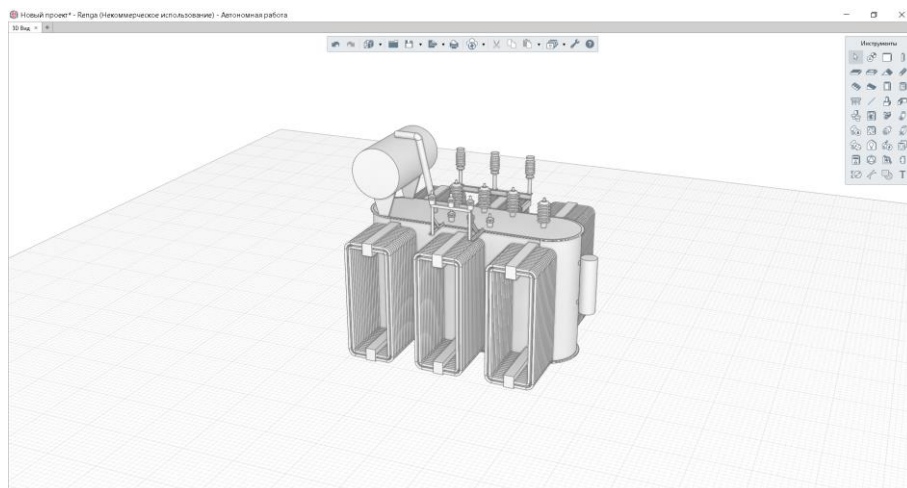


Рисунок 6 – 3D-модель силового трансформатора ТМ-6300/35

Renga – современная BIM платформа, для успешного импортозамещения требуется ее развитие, разработка обучающих курсов для повышения квалификации сотрудников проектных организаций, а также разработка механизмов взаимодействия с другими отечественными ТИМ-платформами.

Библиографический список

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 2357 – О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 5 марта 2021 г. № 331 <http://government.ru/docs/47383/> 19.03.2023/
2. Официальный сайт компании Ренга // <https://rengabim.com> 20.03.2023/

Пионкевич В.А., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ; Середкин Д.А., обучающийся, гр. ЭУм-22-1; Пузанов И.А., обучающийся, гр. УЭСм-22-1

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА КОМПАС-3D

Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Цифровая трансформация, которая является одной из национальных целей развития России до 2030 года, неразрывно связана с другим реализуемым в стране масштабным проектом – по импортозамещению информационно-коммуникационных технологий на Российские аналоги [1]. В связи с этим этот процесс затронет ключевые отрасли экономики и социальной

сферы, включая проектирование, в котором лидирующее место занимала зарубежная компания Autodesk, с такими продуктами как: Revit, AutoCAD и Inventor.

Компас-3D от компании АСКОН – это российская импортонезависимая система трехмерного проектирования, представляющая собой аналог программ AutoCAD и Inventor, работающих на принципе САПР (система трёхмерного твердотельного и поверхностного параметрического проектирования). Система является полностью импортонезависимой ввиду того, что в основе КОМПАС–3D лежит российское геометрическое ядро C3D (создано C3D Labs, дочерней компанией АСКОН) и собственные программные технологии. Ядро C3D уже работает под управлением платформы Linux. Выход нативной версии КОМПАС-3D под Linux запланирован к 2024 году [2].

Данное программное обеспечение комплектуется модулями из таких областей как: машиностроение, строительство, приборостроение. При проектировании в области электротехники в основном используются Компас-Электрик и Компас-3D.

Компас-Электрик предназначен для проектирования электрических схем (рис. 1).

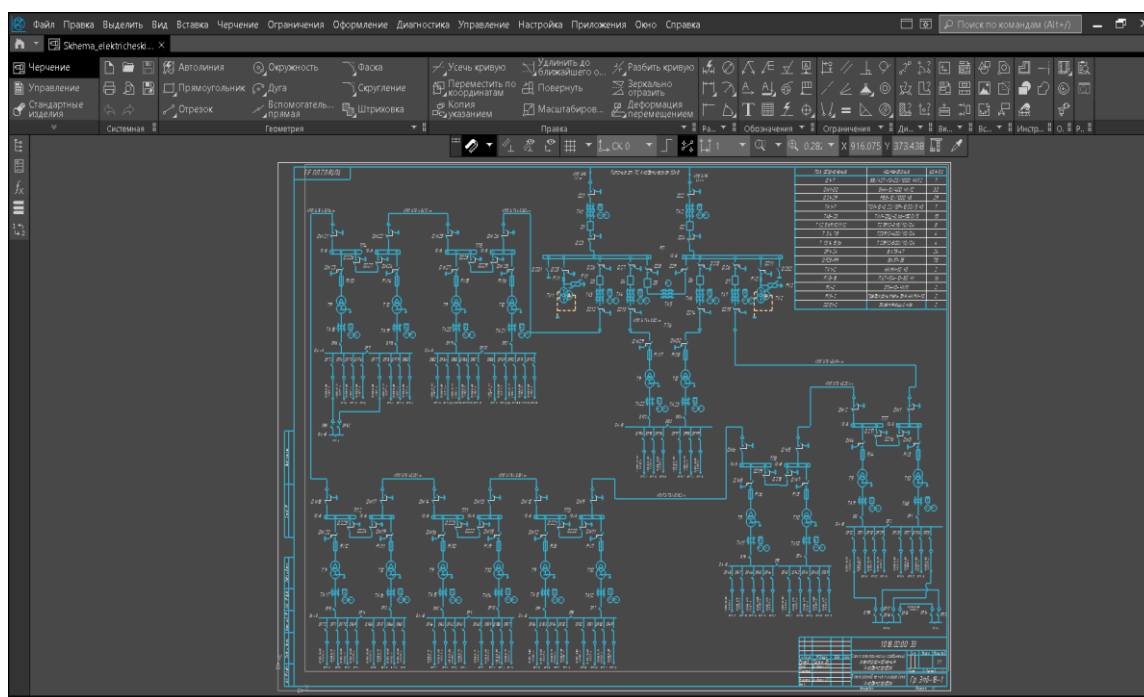


Рисунок 1 – Электрическая схема

В КОМПАС-Электрик есть возможность загрузки базы данных, в которых хранятся описания комплектующих изделий, применяемых в проектах, и их изображения для схем.

Для работы с базой данных пользователю предоставляются простые и понятные инструменты, не требующие глубоких знаний администрирования систем управления базами данных (СУБД). База данных выполнена по

клиент-серверной технологии, что позволяет использовать единые данные в проектах, выполняемых на разных рабочих местах.

Поставляемая с системой база данных имеет первичное наполнение комплектующими изделиями (электроаппаратами, проводами, кабелями и пр.) и содержит около 600 условных графических обозначений (УГО) для схем. Пользователь сможет самостоятельно добавлять в нее новые комплектующие и УГО, а также корректировать имеющиеся.

В свою очередь Компас-3D используется для построения 2D чертежей электрооборудования (рис. 2) и для разработки 3D моделей (рис. 3), которые в свою очередь можно использовать для создания стилей (Renga) (рис. 4), семейств (Revit) (рис. 5) и демонстрационных 3D моделей (рис. 6).

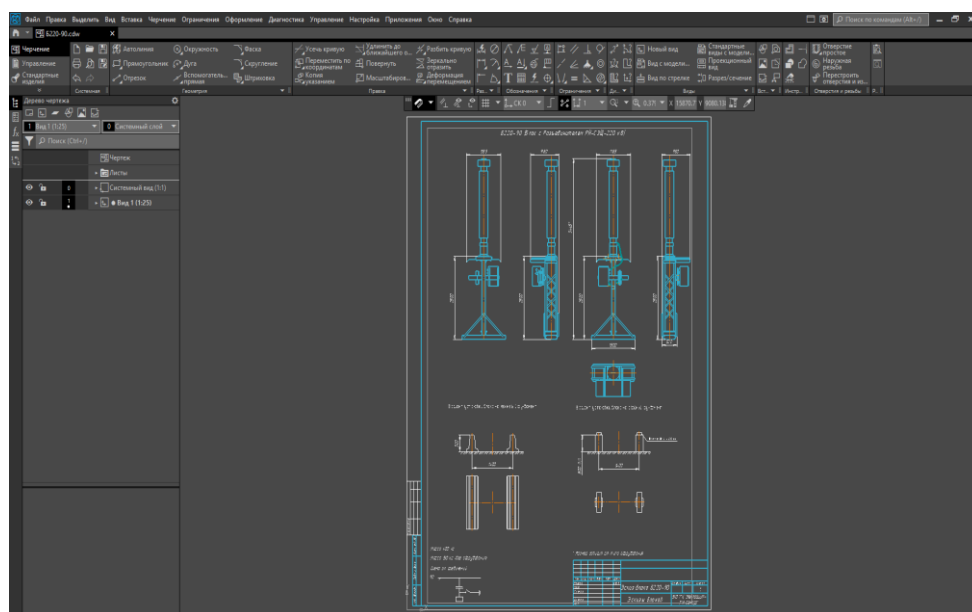


Рисунок 2 – Блок с разъединителем РН-СЭЩ-220 кВ [3]

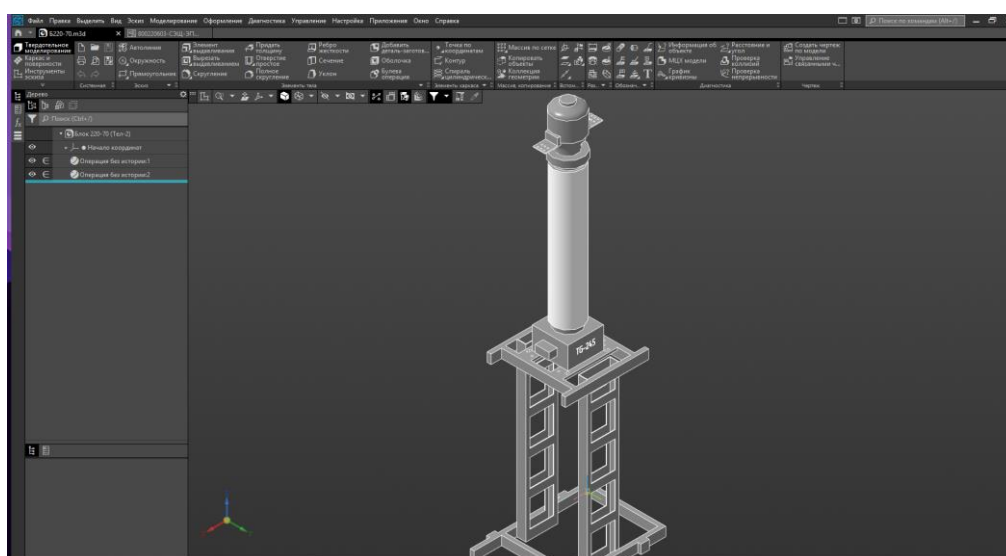


Рисунок 3 – 3D модель блока трансформатора тока Б220-70-СЭЩ [3]

Для использования 3D модели в программах Revit и Renga необходимо экспортировать 3D объект в SAT формат.

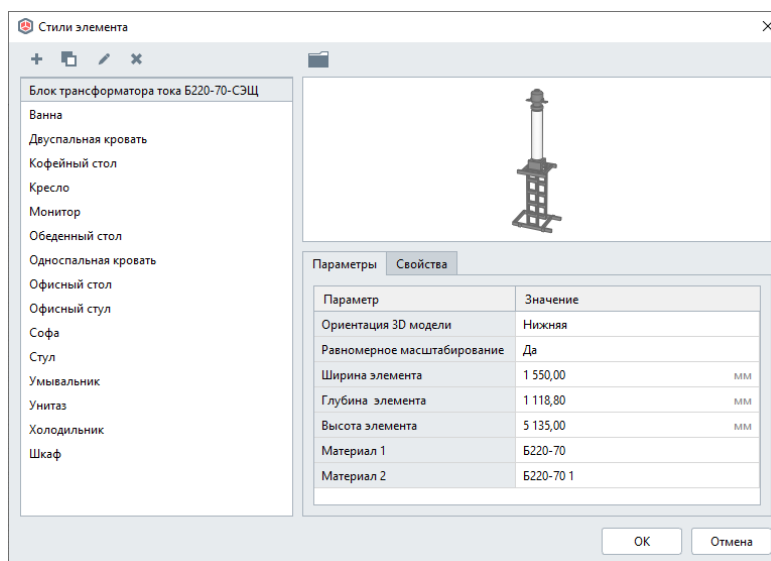


Рисунок 4 – Стил блок трансформатора тока Б220-70-СЭЩ

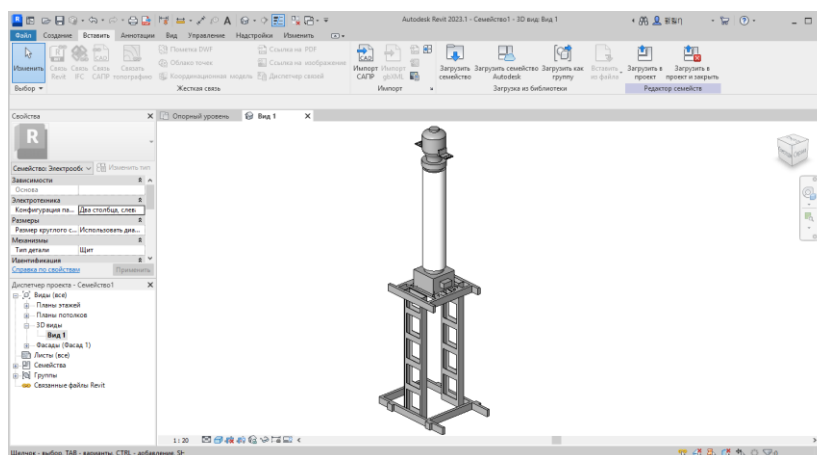


Рисунок 5 – Семейство блока трансформатора тока Б220-70-СЭЩ



Рисунок 6 – Демонстрационная 3D - модель подстанции [3]

Также в Компас-3D есть возможность импорта 3D модели (рис. 8) из семейства Revit (рис. 7), используя способ, указанный ранее, а именно переводя в формат SAT.

Недостатком данного способа является то, что каждый 3D элемент модели расценивается, как деталь, для которой создаётся отдельный файл. Из отдельных файлов в свою очередь создается 3D-модель сборочного чертежа.

Заключение. По своим возможностям, программный комплекс Компас-3D, способен полностью заменить зарубежные аналоги. Для успешного импортозамещения необходима разработка обучающих курсов и их внедрение в учебную программу, а также разработка курсов по повышению квалификации как для преподавательского состава, так и для работающих специалистов для повышения популярности и дальнейшего развития отечественного ПО.

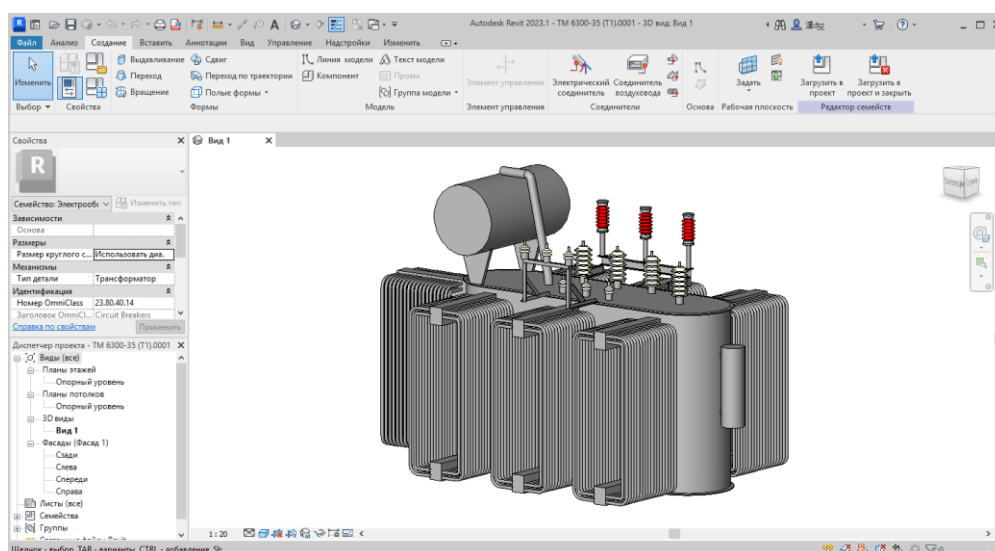


Рисунок 7 – Семейство силового трансформатора ТМ-6300/35

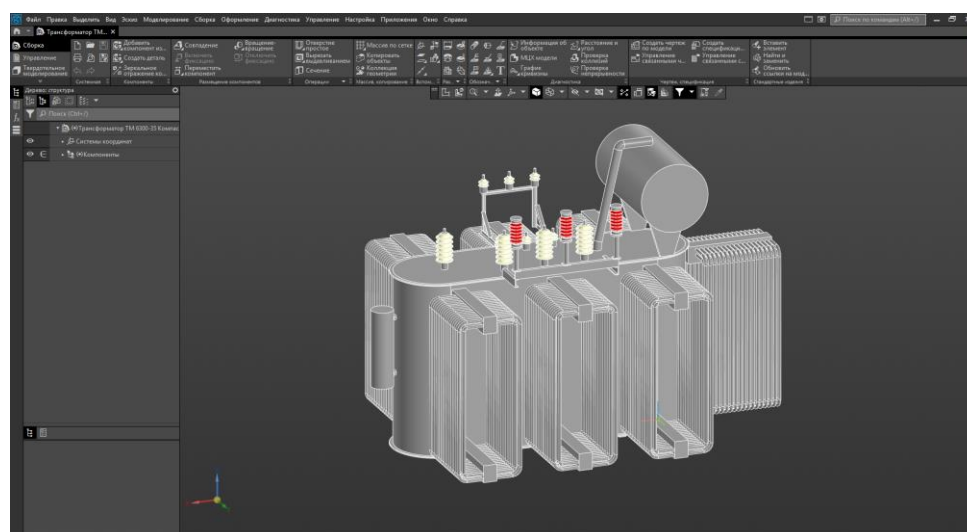


Рисунок 8 – Импортированная 3D-модель силового трансформатора ТМ-6300/35

Библиографический список

1. Указ Президента РФ от 21 июля 2020 г. N 474 "О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года" <https://base.garant.ru/74404210/> // 22.03.202.
2. Официальный сайт компании Ренга Софтвэа // <https://rengabim.com> // 20.03.2023
3. Открытая библиотека 2D/3D CAD Электрощит Самара// [2D/3D CAD, BIM Models \(electroshield.ru\)](https://2D/3D CAD, BIM Models (electroshield.ru)) // 24.03.2023.

Пионкевич В.А., доцент кафедры ЭиЭ ИрННТУ; Середкин Д.А., обучающийся, гр. ЭУМ-22-1; Пузанов И.А., обучающийся, гр. УЭСм-22-1

УДК 621.316.1

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ НЕЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЦЕХОВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 кВ

Питерский Н.С., Шунаев С.А.

Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск

9pitpit9@gmail.com

В настоящее время в распределительных сетях актуальной задачей является увеличение пропускной способности за счет оптимизации перетоков реактивной мощности. Одним из возможных направлений для решения данной проблемы может быть применение устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ). Для рационального осуществления процесса компенсации реактивной мощности необходимо правильно расположить УКРМ, что по сути является не тривиальной задачей поскольку необходимо учесть множество факторов, как нормативно-правовых, так и технико-экономических. Наличие множества условий формирует задачу условной оптимизации, для решения которой стандартными математическими методами возникает необходимость в построении целевой функции, определяемой критерием оптимальности. В данной статье предлагается рассмотреть оптимизацию сети по технико-экономическим параметрам, в частности по минимуму приведенных затрат на установку компенсирующих устройств, которые в распределительных сетях 6(10) кВ и ниже преимущественно представлены в виде батарей статических конденсаторов (БСК).

Для составления целевой функции был проведен анализ затрат, сопутствующих процессу КРМ, по результатам которого целевая функция приведенных затрат может быть записана в следующем виде:

$$Z = Z_{\text{пл}} + Z_{\text{т}} + Z_{\text{пс}} + K_{\text{кpm}} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где Z – суммарные затраты на передачу реактивной мощности; $Z_{\text{пл}}$ – затраты, связанные с потерями энергии и мощности в питающей ЛЭП 6 кВ; $Z_{\text{т}}$ – затраты, связанные с потерями энергии и мощности в трансформаторе 6(10)/0,4 кВ; $Z_{\text{пс}}$ – затраты, связанные с потерями энергии и мощности сети

0,4 кВ, питающей электроприемника; $K_{\text{КРМ}}$ – кап. вложения, связанные с приобретением и установкой УКРМ.

В рамках данной статьи предлагается рассмотреть задачу по выбору мощности БСК только на уровне 0,4 кВ питающей сети цеха, без учета сети 6(10) кВ, тогда целевая функция примет вид:

$$Z = Z_{\text{ПС}} + K_{\text{КРМ}} = S_{\text{э}} T_{\text{расч}} \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{U^2} (P_{\text{н.}i}^2 + (Q_{\text{н.}i} - Q_{\text{к.}i})^2) + C_{\text{уд}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{к.}i} \rightarrow \min, \quad (2)$$

где $S_{\text{э}}$ – стоимость электроэнергии [кВт·ч]; $T_{\text{расч}} = 8760$ – расчётный период времени [ч]; R_i – активное сопротивление i -той питающей ЭП линии [Ом]; $U = 0,4$ – напряжение питающей сети [кВ]; $P_{\text{н.}i}$ – активная мощность i -того ЭП [кВт]; $Q_{\text{н.}i}$ – реактивная мощность i -того ЭП [кВар]; $Q_{\text{к.}i}$ – реактивная мощность i -того БСК [кВар]; $C_{\text{уд}}^{0,4 \text{ кВ}} = 1600$ – удельная стоимость БСК [руб/кВар], взятое как средневзвешенное значение [1].

С учетом ограничений на суммарную мощность КУ, обусловленную необходимостью поддерживать нормированное значение $\text{tg} \varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}} = 0,35$ для сети 0,4 кВ, мощность для компенсации будет определяться следующим выражением $\sum_{i=1}^n Q_{\text{н.}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{к.}i} = \text{tg} \varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{н.}i}$. Приняв также во внимание граничные условия, отражающие физическую суть процесса $Q_{\text{КУ}i} > 0$, получим математическую модель исходной задачи, записанную в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} Z = Z_{\text{ПС}} + Z_{\text{КРМ}} = S_{\text{э}} T_{\text{расч}} \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{U^2} (P_{\text{н.}i}^2 + (Q_{\text{н.}i} - Q_{\text{к.}i})^2) + C_{\text{уд}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{к.}i} \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^n Q_{\text{н.}i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{к.}i} = \text{tg} \varphi_{\text{норм}}^{0,4 \text{ кВ}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{н.}i} \\ Q_{\text{КУ}i} > 0 \end{cases} \quad (3)$$

Анализ целевой функции приведенных затрат показывает, что функция имеет нелинейный вид, а значит искомая задача об отыскании мощности КУ может быть отнесена к классу задач нелинейного программирования. Одним из возможных вариантов решения подобных задач, может быть применение метода градиентного спуска (ГС). Графическая интерпретация данного метода изображена на рисунке 1.

Идея данного метода заключается в нахождении градиента функции $\vec{g}$ – вектора, показывающего направление и скорость наибольшего изменения функции в заданной точке. Следует подчеркнуть еще одно свойство $\vec{g}$ – при движении в направлении обратном градиенту, функция быстрее всего убывает, что и требуется для поиска минимума. Иными словами, одномерный поиск минимума необходимо осуществлять вдоль прямой на которой лежит градиент целевой функции. Такой поиск минимума выполняется с помощью методов безусловной минимизации функции одной переменной, найденная данным

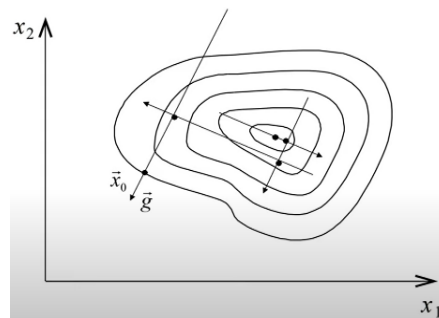


Рисунок 1 – Графическая интерпретация метода ГС

методом точка минимума вновь становится отправной точкой, в которой определяется новый вектор градиента и цикл повторяется до тех пор, пока не будет выполнен один или несколько критериев завершения поиска минимума целевой функции. Одним из возможных критериев окончания итерационного процесса может быть условие $|\vec{g}| < \varepsilon$, где ε некоторое заданное наперед число (например $\varepsilon = 0.1$). Ещё одним критерием может быть критерий по которому сравнивается расстояние между последовательными приближениями минимумов целевой функции $\Delta_{\text{шага}} < \varepsilon$.

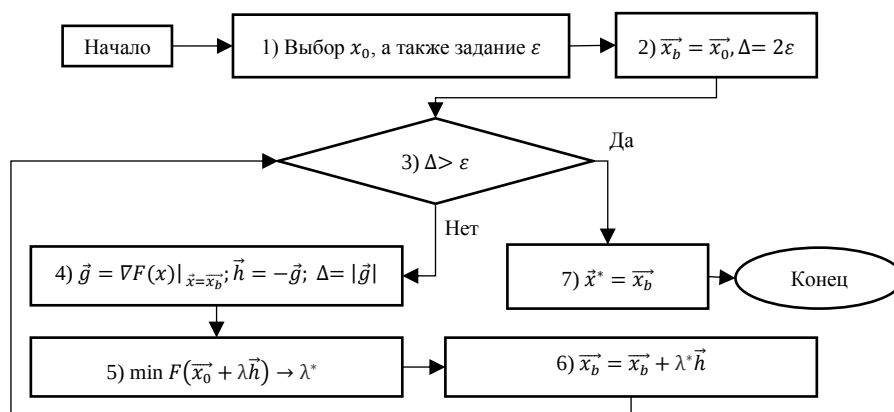


Рисунок 2 – Блок-схема метода градиентного спуска

Рассмотрим блок-схему метода ГС, изображенную на рисунке 2. На первом шаге задается точка начального приближения x_0 , а также число ε , которое будет служить критерием завершения поиска. На втором шаге базовая (расчётная) точка x_b помещается в точку x_0 , а также определяется величина $\Delta = 2\varepsilon$, необходимая для начала цикла. На третьем шаге задается условие продолжения поиска вида $\Delta > \varepsilon$. Далее на четвертом шаге цикла в точке x_b вычисляется значение градиента функции равное $\vec{g} = \nabla F(x)|_{x=x_b}$, после этого для минимизации функции задается вектор $\vec{h} = -\vec{g}$, направленный противоположно вектору градиента, и определяется условие выхода из цикла $\Delta = |\vec{g}|$, изменяющееся на каждой итерации. Затем на пятом шаге выполняется одномерная минимизация целевой функции вдоль направления $\vec{h}$ по переменной λ с результатом минимизации λ^* вида $\min F(\vec{x}_0 + \lambda\vec{h}) \rightarrow \lambda^*$. После этого на шестом шаге выбирается новая точка $\vec{x}_b = \vec{x}_b + \lambda^*\vec{h}$, равная предыдущему с добавлением приращения $\lambda^*\vec{h}$. Из этой новой точки производится новая итерация, и так до тех пор, пока $\Delta = |\vec{g}| < \varepsilon$. При выполнении этого неравенства на седьмом шаге выявляется точка минимума $\vec{x}^* = \vec{x}_b$ и цикл завершается.

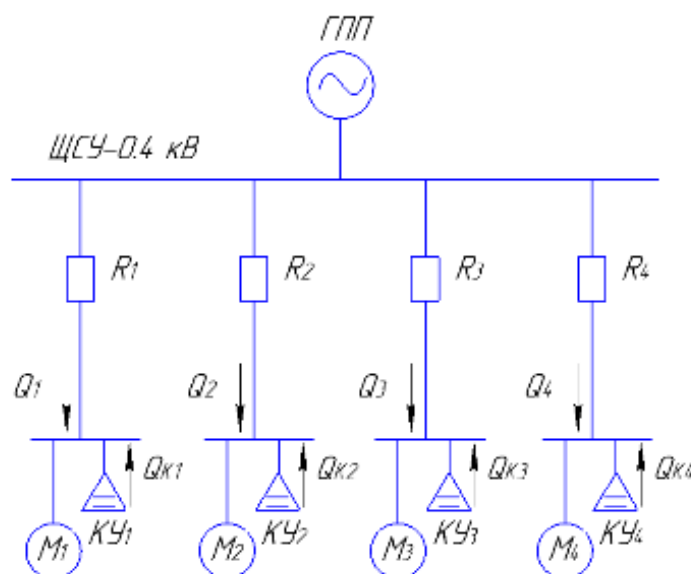


Рисунок 3 – Схема электрической сети

Для оценки возможности применения данного алгоритма в рамках решения поставленной выше технико-экономической задачи, рассмотрим схему, изображённую на рисунке 3. Параметры схемы отображены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные для схемы

	Узел 1	Узел 2	Узел 3	Узел 4
$R_i, \text{Ом}$	0,071	0,075	0,105	0,071
$P_{н.i}, \text{кВт}$	32,58	22,30	48,14	40,66
$Q_{н.i}, \text{кВар}$	16,70	16,64	23,31	33,69
$tg_{н.i_факт}$	0,51	0,54	0,48	0,83

Для решения системы уравнений (3) воспользуемся встроенной в математический пакет Mathcad функцией $\text{minimize}(f, var1, var2, \dots)$, которая возвращают такие значения всех аргументов целевой функции f , чтобы были соблюдены ограничения, заданные в блоке решения, а функция f принимала свое минимальное значение соответственно. В алгоритме данной функции используется метод градиентного спуска, либо его модификация при большом порядке системы уравнений, расчёт происходит итерационно с заданными начальными приближениями. В результате вычислений были получены следующие значения $Q_{k.i}$:

$$Q_{k.1} = 3837 \text{ Вар}; Q_{k.2} = 4463 \text{ Вар}; Q_{k.3} = 14613 \text{ Вар}; Q_{k.4} = 20827 \text{ Вар}.$$

Однако стоит отметить, что при определенных соотношениях потребляемой активной и реактивной мощности ЭП, данный алгоритм укажет, что в некотором из узлов установка БСК нецелесообразна, и тогда в матрице столбце результатов в данном узле будет стоять 0, тем самым алгоритм также определяет и место установки БСК.

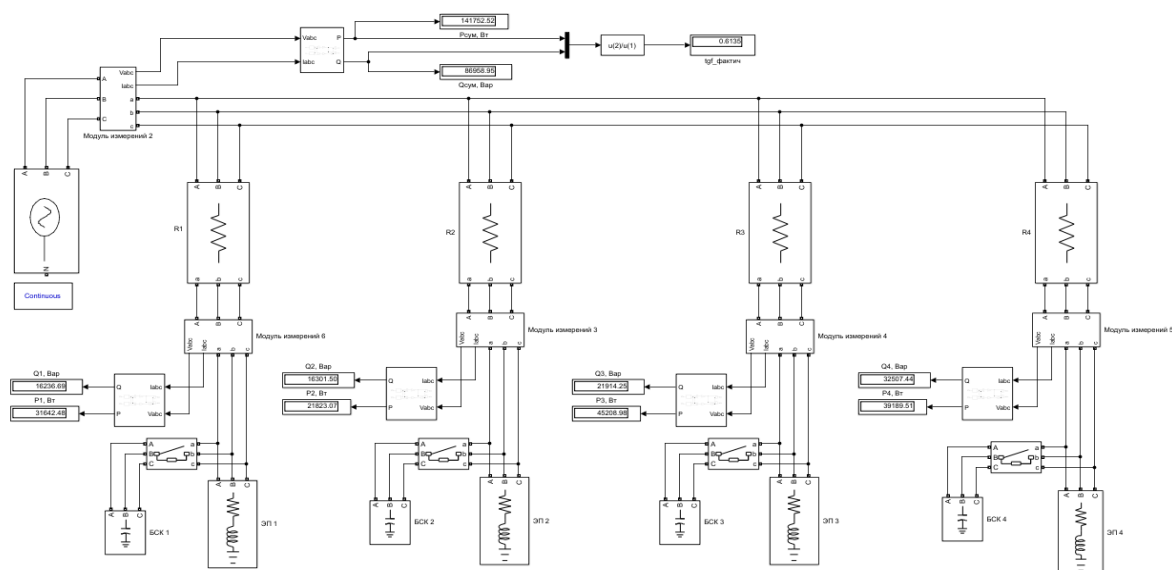


Рисунок 4 – Модель питающей сети цеха

Для исходной схемы электрической сети 0,4 кВ, рисунок 3, была построена имитационная модель в программном комплексе MATLAB Simulink, для верификации значения реактивного коэффициента мощности $tg\varphi_{\text{без КУ фактич}}$ до КРМ и после установки БСК оптимальной мощности $tg\varphi_{\text{с КУ фактич}}$. На рисунке 4 представлена модель до установки БСК (ключи разомкнуты). Данная модель собрана из блоков библиотеки имитационного моделирования SimPowerSystems.

Результаты моделирования до и после установки компенсирующих устройств представлены на рисунке 5:

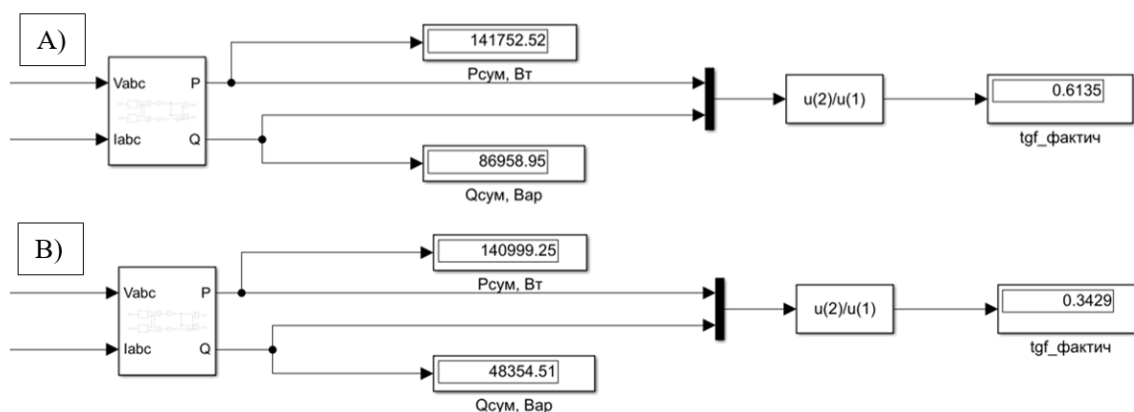


Рисунок 5 – Результаты моделирования А) до КРМ; В) после КРМ

По результатам моделирования без компенсирующих устройств фактическое значение составило $tg\varphi_{\text{без КУ фактич}} = 0.6135$, что значительно больше $tg\varphi_{\text{норм}}^{0.4 \text{ кВ}} = 0.35$. После установки значений мощности БСК, полученных оптимизационным расчетом, коэффициент реактивной мощности уменьшился и стал меньше значения, нормируемого законодательством

$tg\varphi_{с\text{ КУ фактич}} = 0.3429 < tg\varphi_{\text{норм}}^{0.4\text{ кВ}} = 0.35$. Полученные результаты, свидетельствуют о том, что внедрение УКРМ оптимальной мощности в цеховой сети, рассчитанное данной методикой, позволяет достичь нормируемого коэффициента мощности, при минимальных затратах.

Заключение. В данной статье рассмотрен один из возможных подходов к решению оптимизационной задачи отыскания оптимальной мощности компенсирующих устройств в сети 0,4 кВ и мест их установки, посредством составления математической модели, состоящей из целевой функции приведенных затрат, ограничений и граничных условий, с дальнейшим отнесением данной задачи к классу задач нелинейного программирования, для решения которых был рассмотрен алгоритм градиентного метода, для нахождения экстремума целевой функции. Для верификации методики были использованы математические пакеты Mathcad и MATLAB. В результате расчетов и моделирования применение данной методики показало достаточно высокую эффективность, в связи с этим данный подход может быть использован при решении производственных задач.

Библиографический список

1. Рыбаков В.В., Рыбаков Д.В., Вишняков Е.П., Карагодин В.В. Проблема компенсации реактивной мощности в РЭС объектов КВ // Труды Военно-космической академии им. А.Ф. Можайского. СПб: ВКА, 2010. Вып. 627. С. 37-41.

Питерский Н.С., обучающийся, гр. ЭС-19 Филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск; Шунаев С.А, ст. пр. кафедры ЭЭС Филиала ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Смоленск

УДК 621.311

ОТКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РЕЖИМЕ МИНИМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Потемкин М.Н., Акишин Л.А., Борисов В.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
mxlordwood@mail.ru; akileo@bk.ru

Для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях эксплуатационный персонал проводит различные мероприятия [1]. Одно из таких мероприятий – отключение части трансформаторов на подстанциях в режиме малых нагрузок. Целесообразность отключения должна быть заранее определена расчетным путем. Рассмотрим методику оценки целесообразности отключения трансформаторов в режиме малых нагрузок.

Нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах по величине сопоставимы между собой. При полной загрузке трансформаторов или их перегрузке нагрузочные потери больше потерь холостого хода, и, наоборот, в режимах недогрузки потери холостого хода превышают потери

в обмотках трансформаторов. В последнем случае имеет смысл отключать часть параллельно работающих трансформаторов.

Методика определения целесообразности отключения трансформаторов заключается в следующем. Рассматривается выбор экономически целесообразного числа включённых трансформаторов на подстанции, соответствующего минимуму потерь активной мощности. Допустим, что на подстанции имеется n однотипных трансформаторов, работающих параллельно (рис. 1).

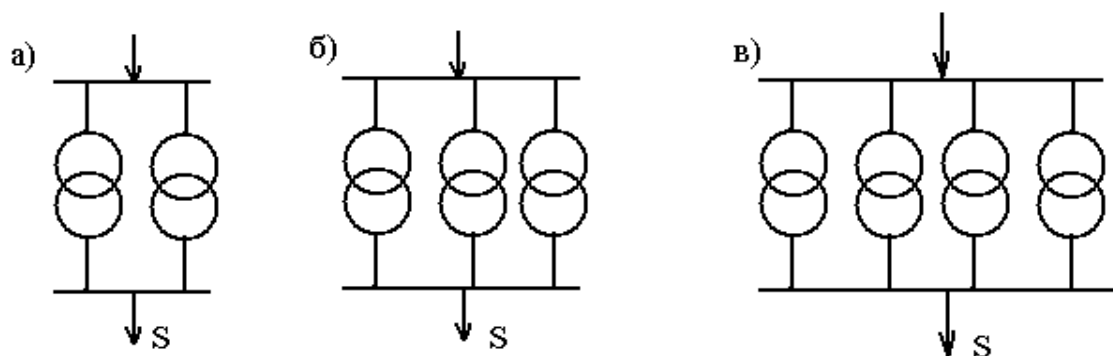


Рисунок 1 – Подстанции с двумя (а), тремя (б), четырьмя (в) трансформаторами

Запишем точные формулы потерь активной мощности в трансформаторах для случая работы $n-1$ трансформаторов ΔP^I и случая работы n трансформаторов ΔP^{II} на подстанции.

$$\Delta P_T^I = \Delta P_M^I + \Delta P_{CT}^I = \frac{1}{n-1} \cdot \left(\frac{S}{U_{H \text{ раб}} \cdot K_T} \right)^2 \cdot R_T + (n-1) \cdot G_T \cdot U_{B \text{ раб}}^2; \quad (1)$$

$$\Delta P_T^{II} = \Delta P_M^{II} + \Delta P_{CT}^{II} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S}{U_{H \text{ раб}} \cdot K_T} \right)^2 \cdot R_T + n \cdot G_T \cdot U_{B \text{ раб}}^2. \quad (2)$$

Кривые зависимости потерь в трансформаторах от нагрузки S показаны на рис. 2 (для $n = 2$).

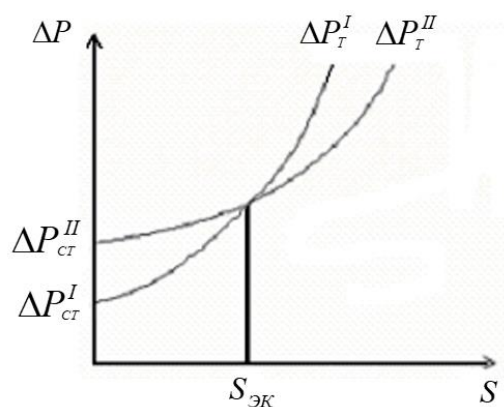


Рисунок 2 – Зависимости потерь в трансформаторах от нагрузки

Точка пересечения кривых дает величину экономической нагрузки трансформаторов $S_{ЭК}$, при которой потери в обоих случаях равны $\Delta P^I = \Delta P^{II}$. При работе с нагрузкой меньшей $S_{ЭК}$ ($S < S_{ЭК}$) потери $\Delta P^I < \Delta P^{II}$ и выгодно отключать один из трансформаторов, и, наоборот, при $S > S_{ЭК}$ следует держать оба трансформатора включенными. Величину $S_{ЭК}$ можно найти из уравнения $\Delta P^I = \Delta P^{II}$, то есть

$$n \cdot G_T \cdot U_{В\text{ раб}}^2 + \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{ЭК}}{U_{Н\text{ раб}} \cdot K_T} \right)^2 \cdot R_T = (n-1) \cdot G_T \cdot U_{В\text{ раб}}^2 + \frac{1}{n-1} \cdot \left(\frac{S_{ЭК}}{U_{Н\text{ раб}} \cdot K_T} \right)^2 \cdot R_T, \quad (3)$$

откуда

$$S_{ЭК}^T = U_{В\text{ раб}} \cdot U_{Н\text{ раб}} \cdot K_T \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{G_T}{R_T}}. \quad (4)$$

В общем случае число трансформаторов на подстанции может быть любым. При числе трансформаторов на подстанции больше двух надо определять несколько $S_{ЭК}$, подставляя в формулы значение $n=2, 3, \dots, N$, где N - число трансформаторов на подстанции. Трансформаторы на подстанции также могут быть разнотипными, тогда вопрос целесообразности отключения любого из них может быть решен сравнением потерь, определенных для всех вариантов включения – отключения трансформаторов.

В практике расчетов часто используются приближенные формулы потерь, при помощи которых можно определить экономическую нагрузку $S_{ЭК}$ приближенно:

$$S_{ЭК}^П = S_{НОМ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_X}{\Delta P_K}}; \quad (5)$$

Из точных формул (1)-(4) следует, что экономическая нагрузка $S_{ЭК}$ и потери мощности в трансформаторах $\Delta P_T = \Delta P_M + \Delta P_{CT}$ зависят от $U_{В\text{ раб}}$, что не учитывается в приближенных формулах. Допускаемые отклонения рабочих напряжений на шинах ВН подстанций составляют $\pm 15\%$ от номинальных напряжений сети $U_{НОМ}$. Зависимости $S_{ЭК}$ и ΔP_T от $U_{В\text{ раб}}$ показывают, что погрешности в определении $S_{ЭК}$ и ΔP_T от неучета фактического $U_{В\text{ раб}}$ тем больше, чем больше его отличие от $U_{НОМ}$ (рис. 3).

Расчетные исследования проведены на примере двухтрансформаторной ПС (2х ТРДН – 40000/220/10).

1. Рассчитали экономическую мощность $S_{ЭК}$ трансформаторов по приближенной формуле (5) и по точной формуле (4).

2. Определили погрешность расчета $S_{ЭК}$ по приближенной формуле вместо точной для заданного режима минимальной нагрузки ПС 5 (в абсолютном выражении и в %):

$$\Delta S_{ЭК}, \text{ МВт} = S_{ЭК}^П - S_{ЭК}^T; \quad (6)$$

$$\Delta S_{ЭК}, \% = \frac{S_{ЭК}^П - S_{ЭК}^T}{S_{ЭК}^T} \cdot 100\%. \quad (7)$$

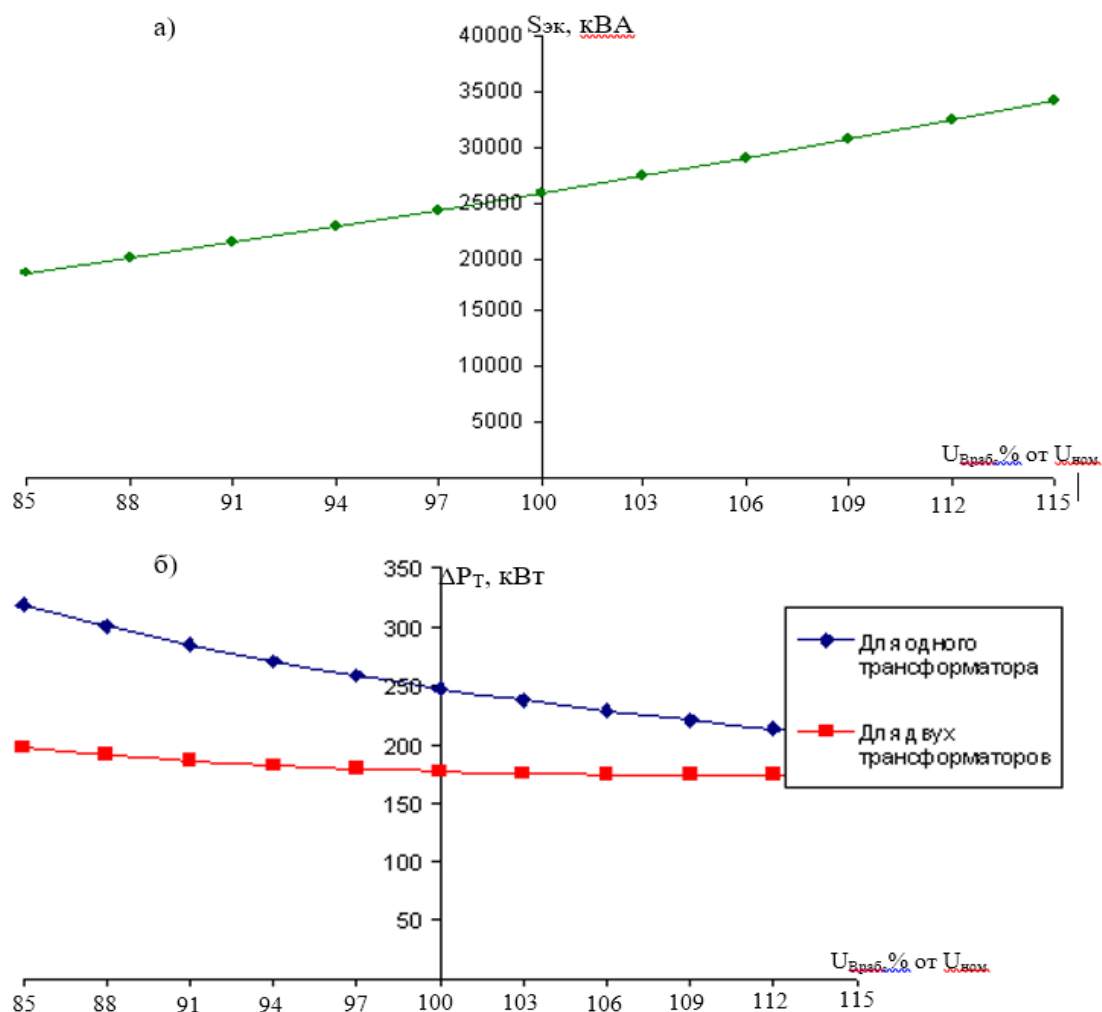


Рисунок 3 – Зависимости $S_{ЭК}$ (а) и ΔP_T (б) от $U_{В\text{ раб}}$

3. Оценили значения погрешностей расчета $\Delta S_{ЭК}$ и потерь активной мощности в трансформаторах ПС при варьировании $U_{В\text{ раб}}$ в пределах от $0,85U_{НОМ}$ до $1,15U_{НОМ}$. Результаты расчетов, выполненные с использованием ПВК «ПРЭСС» или системы MatCad, занесли в таблицу 1

Таблица 1

**Результаты расчетных исследований зависимости параметров
от напряжения $U_{В\text{ раб}}$**

$U_{В\text{ раб}}, \%/кВ$	85/187	90/198	95/209	100/220	105/230	110/242	115/253
$S_{ЭК}^П, МВА$	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68	30,68
$S_{ЭК}^Т, МВА$	18,63	20,89	23,27	25,79	28,18	31,2	34,1
$\Delta S_{ЭК}, \%/МВА$	64,6/12,05	46,8/9,79	31,8/7,41	18,9/4,89	8,8/2,5	-1,6/-0,52	-10,0/-3,42
$K_{загр}^{(2)}, \%$	23,29	26,11	29,09	32,24	35,23	38,35	42,63
ΔP_T при $S_{ЭК}^Т, МВт$	0,093	0,1043	0,1162	0,1287	0,1407	0,1558	0,1702

4. По данным таблицы 1 можно построить зависимости от рабочего напряжения $U_{\text{Враб}}$ величин $S_{\text{ЭК}}^{\text{П}}$, $S_{\text{ЭК}}^{\text{Т}}$ и $\Delta S_{\text{ЭК}}$, а также потерь $\Delta P_{\text{Т}(1)}$ и $\Delta P_{\text{Т}(2)}$ в минимальном режиме при работе на ПС соответственно одного и двух трансформаторов.

На рис. 4 и 5 показаны зависимости потерь мощности в трансформаторах от нагрузки при максимальном напряжении $1,15U_{\text{НОМ}}$ и при минимальном напряжении $0,85U_{\text{НОМ}}$. В качестве предварительной оценки целесообразности отключения трансформатора можно использовать рассчитанные пороговые значения коэффициента загрузки $K_3^{(2)}$ двух трансформаторов ТРДН-40000/220/10 на ПС, меньше которых целесообразно отключать один трансформатор из двух (см. рис. 4 и 5):

$K_3^{(2)} = 42,6\%$ при предельно повышенном значении $U_{\text{Враб}} = 1,15U_{\text{НОМ}}$;

$K_3^{(2)} = 23,3\%$ при предельно пониженном значении $U_{\text{Враб}} = 0,85U_{\text{НОМ}}$.

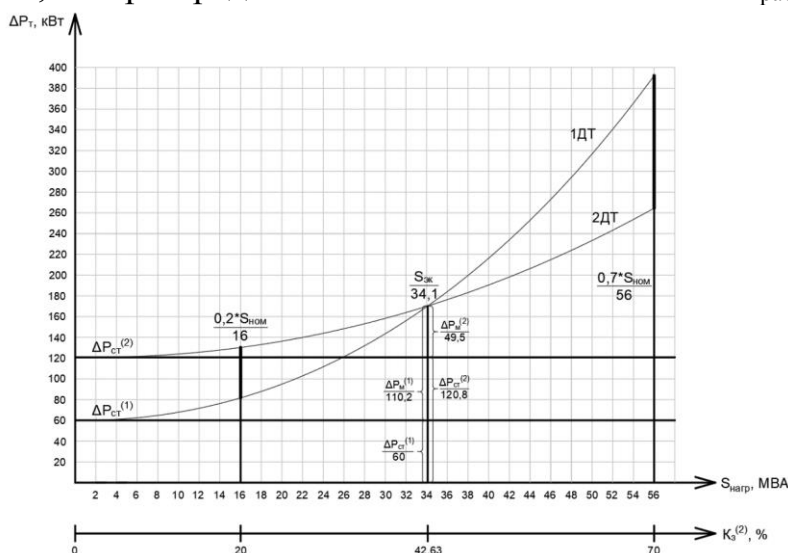


Рисунок 4 – Зависимости потери мощности от нагрузки при максимальном напряжении $1,15U_{\text{НОМ}}$ при работе одного и двух ДТ

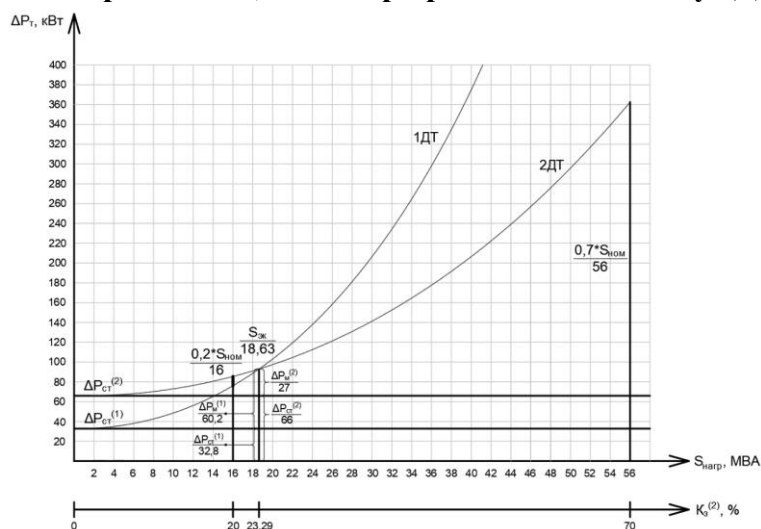


Рисунок 5 – Зависимости потери мощности от нагрузки при минимальном напряжении $0,85U_{\text{НОМ}}$ при работе одного и двух ДТ

Анализ результатов расчетных исследований позволяет сделать следующие выводы.

1. Существующая методика определения целесообразности отключения части параллельно работающих на общую нагрузку силовых трансформаторов на ПС в режимах малых нагрузок, основанная на определении экономической мощности, не дает точной количественной оценки снижения потерь мощности и может быть использована в качестве методического инструмента для исследований эффективности данного мероприятия.

В настоящее время с помощью разработанных программных комплексов и отдельных специализированных компьютерных программ можно совершенно однозначно получить точную оценку снижения потерь при расчетах режимов минимальных нагрузок с различным сочетанием включенных трансформаторов на ПС.

2. Изменение рабочего напряжения на шинах ВН трансформаторов (в принятых допустимых пределах по условиям регулирования $\pm 15\%$ от $U_{ном}$ на трансформаторах 110 и 220 кВ) существенно влияет на потери мощности в них. Поэтому использование приближенных формул расчета потерь мощности в трансформаторах вследствие применения в них номинальных напряжений вместо действительных значений рабочих напряжений на шинах ВН и НН (например, для упрощения расчетов) должно быть исключено при оценке эффективности отключения трансформаторов в режимах малых нагрузок. Как показали расчетные исследования значение погрешности определения потерь по приближенным формулам зачастую превышает значение снижения потерь в результате проведения рассматриваемого мероприятия. В этом случае оценка эффективности данного мероприятия не является достоверной и может привести к отрицательному результату.

3. В качестве предварительной оценки целесообразности отключения трансформаторов на ПС можно использовать пороговые значения коэффициента K_z , заранее рассчитанных при предельных значениях $U_{в\text{раб}} = \pm 15\%$ от $U_{ном}$.

Библиографический список

1. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие для вузов по направлению подгот. "Электроэнергетика" / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для электроэнерг. спец. / В. И. Идельчик. – М.: ООО «ИД Альянс», 2009. 592 с.
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

Потемкин М.Н., обучающийся, гр. ЭСб-20-2; Акишин Л.А., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС; Борисов В.С., обучающийся гр. ЭСм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.331

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Пузина Е.Ю.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения
[lena-rus05@mail.ru](mailto:lana-rus05@mail.ru)*

В настоящее время актуальны вопросы формирования грамотной промышленной политики [1-2], направленной, в частности, на активное энергосбережение во всех отраслях промышленности и в быту [3-8].

Вращение электродвигателей (ЭД) с числом оборотов, заданных паспортными значениями, не всегда устраивает потребителя. В ряде случаев в зависимости от производственных условий требуется изменение скорости вращения вала ЭД [9]. В целях повышения эффективности использования ЭД применяются частотно-регулируемые приводы (ЧРП). ЧРП – система управления частотой вращения ротора асинхронного ЭД, которая включает в себя электродвигатель и преобразователь частоты (ПЧ).

Применение ЧРП в системах водоснабжения позволяет:

- повысить уровень КПД ЭД насосов, за счет чего можно экономить расход электроэнергии;
- снизить износ механизмов за счет плавного старта ЭД;
- увеличить срок службы оборудования;
- снизить шумовое воздействие электродвигателей;
- отсутствие 4-8-кратных пусковых токов при старте позволяет снизить установленную (максимальную) мощность, упростить систему защиты от перегрузок и короткого замыкания;
- плавный старт насосов позволяет устранить гидроудары в системе водоснабжения;
- точное поддержание давления в системе водоснабжения позволяет снизить максимальное давление в трубопроводах, а значит, и уменьшить вероятность их разрывов. Снижение давления даёт дополнительную экономию энергии и снижение потерь на утечки.

Наиболее точные расчёты производительности насоса, давления на выходе и потребляемой мощности можно получить, используя характеристические кривые насоса.

Предположим, что для обеспечения работы насосной станции применяются 2 насоса марки 390Д90А с электродвигателями АИР355С4У3.

Характеристики насоса 390Д90А: производительность – 1250 м³/ч; напор водяного столба – 54 м; механическая мощность $P=250$ кВт; частота вращения $n=1490$ об/мин; ток двигателя $I=437$ А.

При регулировании рециркуляцией насос работает в режиме, близком к оптимальному, при максимальной производительности, независимо от потока воды. Потребление механической энергии равно номинальной мощности ЭД, потребление электрической энергии будет таким же, но с учётом КПД ЭД и $\cos\phi$. Потребление энергии можно рассчитать из паспортных данных:

$$S_{\text{pec}} = S_{\text{opt}} = \sqrt{3}UI,$$

$$S_{\text{pec}} = S_{\text{opt}} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 437 = 288 \text{ кВА.}$$

Характеристические кривые работы насоса 390Д90А представлены на рис. 1.

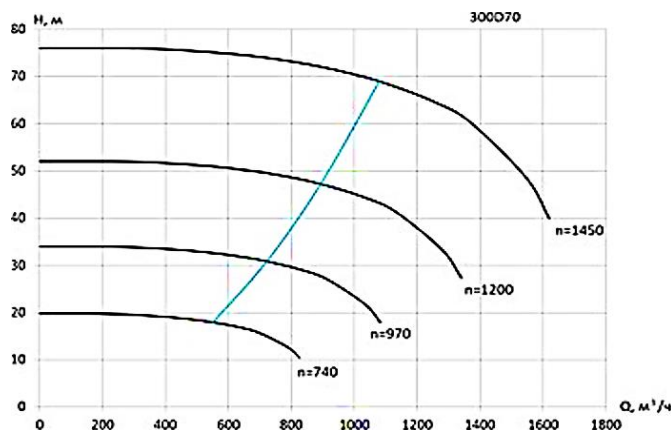


Рисунок 1 – Характеристики насоса 390Д90А

Рабочая точка, обеспечивающая необходимую производительность, насоса 390Д90А, будет достигаться при частоте вращения насоса между n_H и n_Q . Примем за частоту вращения ротора наибольшую:

$$S_{\text{per}} = S_{\text{opt}} \left(\frac{n_H}{n} \right)^3,$$

$$S_{\text{per}} = 288 \cdot \left(\frac{898}{1490} \right)^3 = 63 \text{ кВА.}$$

Регулирование частоты вращения ЭД осуществляется с помощью ПЧ. КПД преобразователя частоты мощностью свыше 100 кВт, обычно не ниже 95%. С учётом этого потребляемая мощность составит:

$$S_{\text{ПЧ}} = \frac{S_{\text{per}}}{\eta},$$

$$S_{\text{ПЧ}} = \frac{63}{0,95} = 66 \text{ кВА.}$$

Найдем годовое снижение расхода электроэнергии насосом 390Д90А при использовании частотного регулирования по формуле:

$$\Delta W = (S_{\text{пец}} - S_{\text{пч}}) \cdot \cos \varphi \cdot K_{\text{и}} \cdot t,$$

где t – продолжительность работы насоса в расчетном году (5000 ч.)

Таким образом:

$$\Delta W = (288 - 66) \cdot 0,9 \cdot 0,75 \cdot 5000 = 749,250 \text{ тыс. кВтч.}$$

Экономия электроэнергии в стоимостном выражении:

$$\Delta \text{Э} = 749,250 \cdot 2,5 = 1873,125 \text{ тыс. руб.}$$

Внешний вид насоса 390Д90А и оборудования для его частотного регулирования представлены на рис. 2.



а)



б)

Рисунок 2 – Внешний вид насоса 390Д90А (а) и смонтированного в шкафу устройства частотного регулирования (б)

Стоимость одной установки ЧРП с мощностью 250 кВт составляет 1,2 млн. руб. Следовательно, капиталовложения составят:

$$K = 1 \cdot 1200 = 1200 \text{ тыс. руб.}$$

Срок службы установки ЧРП составляет 10 лет.

Ежегодные издержки на амортизационные отчисления на реновацию установки ЧРП:

$$I_{\text{рен}} = 1200 \cdot \frac{1}{10} = 120 \text{ тыс. руб./год.}$$

Оценка экономической эффективности от внедрения установки ЧРП показала, что с учетом указанных издержек на реновацию и налога на прибыль в размере 20% от балансовой прибыли, учитывающей разность стоимости экономии электроэнергии и амортизационных отчислений, срок окупаемости предложенной установки ЧРП составит менее одного года, а именно, в данном случае 0,86 года.

Таким образом, внедрение установки ЧРП на электродвигателях насосной станции существенно снижает расходы электроэнергии на эксплуатационные нужды, и окупается в срок менее одного года, что доказывает высокую эффективность применения подобного энергосберегающего мероприятия в системах электроснабжения предприятий.

Библиографический список

1. Самаруха А.В., Багайников М.Л., Светник Т.В., Королева И.Б., Светник Н.В., Тагаров Б.Ж., Шуплецов А.Ф., Скоробогатова Ю.А., Колесник Ю.А., Трофимов С.Е., Трофимов Е.А., Берегова Г.М., Бовкун А.С., Рогов В.Ю., Астафьев С.А., Толстоухова И.С., Винокурова М.В., Винокуров С.И., Курышов А.М., Санина Л.В., Мозулев С.Н. и др. Инструменты формирования эффективной национальной и региональной промышленной политики России в условиях новых вызовов. Иркутск. 2022. 432 с.
2. Кадыркулов Р.С. Альтернативная и традиционная энергетика в отечественной и зарубежной практике: сравнительный анализ и роль рисков. Корпоративная экономика. 2022. № 3(31). С 12-31.
3. Белоусов Р.А., Николаев А.А., Федчишин В.В., Фискин Е.М., Фискина М.М. Повышение эффективности процессов учета электрической энергии, энергосбережения и экологии в электросетевом комплексе ПАО «МРСК Сибири». Экология и безопасность жизнедеятельности. Сборник статей XXII Международной научно-практической конференции. Пенза. 2022. С. 32-38.
4. Крюков А.В., Асташин С.М., Степанов А.Д. Системный анализ факторов, влияющих на эффективность тепловизионных обследований электрооборудования. Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2009. С. 501.
5. Крюков А.В., Степанов А.Д. Термографическое обследование Северо-Муйского тоннеля. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2006. № 8 (12). С. 174-176.
6. Худоногов И.А. Ресурсосберегающие методы управления ИК-энергоподводом в процессах производства оздоровительного чая. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук/ Красноярский государственный аграрный университет. Красноярск, 2009.
7. Лаповенко Д.С., Шушпанов И.Н. Энергосбережение в ЖКХ. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием: в 2-х томах. 2018. С. 168-170.
8. Ким А.В., Красновская О.П., Макашева С.И. Непрерывный мониторинг и прогноз показателей качества электрической энергии как составляющая часть энергосберегающих технологий. Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. 2017. Т. 1. С. 65-68.
9. Suslov K.V., Potapov V.V., Kostina K.V., Senderov S.M., Karamov D.N., Shushpanov I.N, Kuznetsova S.Yu., Krupenev D.S. Theoretical foundations of electrical engineering. Иркутск, 2022. Том Part 1 Steady-state modes in linear electric circuits with lumped parameters.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ УСТРОЙСТВ ОГРАНИЧЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ХОЛОСТОГО ХОДА СВАРОЧНЫХ АППАРАТОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Пузина Е.Ю.

*Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения*

[lena-rus05@mail.ru](mailto:lana-rus05@mail.ru)

Во всех сферах жизнедеятельности человека, как в электросетевом хозяйстве, в промышленности, сельском хозяйстве, так и в сфере жилищно-коммунального хозяйства остро стоит вопрос энергосбережения [1-7].

Электродуговая сварка штучными электродами на переменном и постоянном токах широко используется в промышленности. Большую часть производственного времени, как сварочных трансформаторов, так и выпрямителей, составляет режим холостого хода, когда трансформатор или выпрямитель подключены к питающей сети, но сварка не производится. Ток холостого хода при этом в зависимости от мощности сварочного аппарата или выпрямителя, составляет от 10 до 20 А.

В целях снижения величины тока холостого хода [8-9], а, соответственно, и потери мощности, применяются устройства ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов (УОНХХСА). Принципиальная схема устройства УОНХХСА и схема подключения его к сварочному трансформатору приведена на рис. 1.

В исходном состоянии, режим холостого хода, сварочная цепь разомкнута, тиристоры $VS1$ и $VS2$ закрыты, пониженное напряжение на первичную обмотку сварочного трансформатора подается через последовательно включенные дроссель L и лампу $HL1$. Лампа $HL1$ светится зеленым цветом, что указывает на то, что напряжение на вторичной цепи не превышает безопасного уровня, т. е. 12 В. При касании электродом Э свариваемой поверхности вторичная цепь замыкается, и по ней начинает протекать небольшой ток, фиксируемый датчиком TA . Блок управления вырабатывает сигнал включения, который подается на управляющие электроды тиристоров $VS1$ и $VS2$. Тиристоры, открываясь, шунтируют дроссель L . На первичную обмотку подается полное напряжение и зажигается сварочная дуга. Зеленая лампа $HL1$ гаснет, а красная лампа $HL2$ – тускло мерцает.

После окончания сварки сварочная дуга разрывается, сигнал управления с $VS1$ и $VS2$ снимается, тиристоры закрываются, и сварочный трансформатор возвращается в режим ограничения напряжения холостого хода. Красная лампа $HL2$ гаснет, а зеленая лампа $HL1$ загорается. Для того, чтобы зажечь сварочную дугу необходимо электродом ударить по свариваемой поверхности.

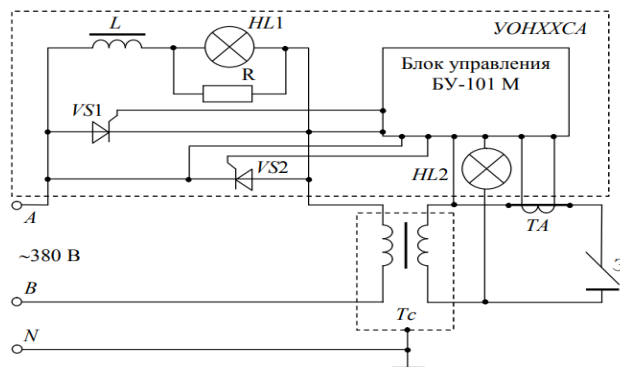


Рисунок 1 – Принципиальная схема устройства УОНХХСА и схема подключения его к сварочному трансформатору

На примере сварочного трансформатора ТДМ-503У2 выполнен расчет экономического эффекта от внедрения устройства ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов СУНСТ-2У 5М 380 В. Внешний вид данного сварочного трансформатора и устройства ограничения напряжения холостого ход представлен на рис. 2.

Ток холостого хода сварочного трансформатора, работающего без устройства УОНХХСА, составляет:

$$I_{xx1} = \frac{0,13I_{2н}}{K},$$

где $I_{2н}$ – номинальный ток вторичной обмотки, А; K – коэффициент трансформации.

$$I_{xx1} = \frac{0,13 \cdot 500}{4,75} = 13,68 \text{ А.}$$

Потери мощности «в меди» первичной обмотки в режиме холостого хода сварочного трансформатора:

$$\Delta P_{M0} = I_{xx1}^2 R_1,$$

где R_1 – активное сопротивление первичной обмотки, Ом.

$$\Delta P_{M0} = 13,68^2 \cdot 0,164 = 30,7 \text{ Вт.}$$

Потери мощности «в меди» первичной обмотки в номинальном режиме:

$$\Delta P_{M1} = I_{1н}^2 R_1,$$

где $I_{1н}$ – номинальный ток первичной обмотки, А.

$$\Delta P_{M1} = 105,3^2 \cdot 0,164 = 1818 \text{ Вт.}$$

Потери мощности «в меди» вторичной обмотки в номинальном режиме:

$$\Delta P_{M2} = I_{2н}^2 R_2,$$

где $I_{2н}$ – номинальный ток вторичной обмотки, А; R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки, Ом.

$$\Delta P_{M2} = 500^2 \cdot 0,003 = 750 \text{ Вт.}$$



а)



б)

Рисунок 2 – Внешний вид сварочного трансформатора ТДМ-503У2 (а) и устройства ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов СУНСТ-2У 5М 380 В (б)

Полные потери мощности в трансформаторе при номинальном сварочном токе:

$$\Delta P_{\text{ном}} = U_{1\text{н}} I_{1\text{н}} \cos \varphi (1 - \eta).$$

$$\Delta P_{\text{ном}} = 380 \cdot 105,3 \cdot 0,56 \cdot (1 - 0,86) = 3137 \text{ Вт.}$$

Мощность потерь «в стали» сварочного трансформатора:

$$\Delta P_{\text{с}} = \Delta P_{\text{ном}} - \Delta P_{\text{М1}} - \Delta P_{\text{М2}}.$$

$$\Delta P_{\text{с}} = 3137 - 1818 - 750 = 569 \text{ Вт.}$$

Суммарная мощность потерь в сварочном трансформаторе без применения устройства ограничения напряжения холостого хода:

$$\Delta P_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{М0}} + \Delta P_{\text{с}}.$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 30,7 + 569 = 599,7 \text{ Вт.}$$

В случае применения устройства УОНХХСА, напряжение на первичной обмотке сварочного трансформатора снижается до значения 57 В. Потери «в стали» при этом уменьшаются пропорционально квадрату первичного напряжения. Следовательно, этими потерями можно пренебречь.

Снижение потерь мощности вследствие применения устройства УОНХХСА будет равно суммарным потерям мощности в трансформаторе:

$$P_{\text{эт}} = \Delta P_{\text{xx}}.$$

Потерями мощности в подводящей линии после применения устройства также можно пренебречь. Снижение потерь мощности в подводящей линии после применения устройства УОНХХСА можно принять равным 10 % от мощности, потребляемой сварочным трансформатором:

$$P_{\text{эт}} = 0,1 \cdot P_{\text{н}} = 0,1 \cdot U_{1\text{н}} \cdot I_{1\text{н}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta;$$

$$P_{\text{эт}} = 0,1 \cdot 380 \cdot 105,3 \cdot 0,56 \cdot 0,86 = 1927 \text{ Вт.}$$

Экономия электроэнергии при односменной работе и расчетной ПН=60% за смену составит:

$$\Delta W_{\text{см}} = (P_{\text{эт}} (1 - \text{ПН}) + P_{\text{эл}} \text{ПН}) \cdot \frac{T_{\text{см}}}{100},$$

где $T_{\text{см}}$ – продолжительность рабочей смены, ч.

$$\Delta W_{\text{см}} = (600,7 \cdot (1 - 60) + 1927 \cdot 40) \cdot \frac{16}{100} = 22,344 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Приняв условие, что в году в среднем 312 рабочих смен, годовая экономия электроэнергии составит:

$$\Delta W_{\text{год}} = 22,344 \cdot 312 = 6,97 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Предположим, что на автомобильном предприятии применяется 20 сварочных устройств, находим совокупную экономию электроэнергии за год:

$$\Delta \Sigma W_{\text{год}} = 6,97 \cdot 20 = 139,4 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Снижение расходов электроэнергии в стоимостном выражении составляет:

$$\Delta \mathcal{E} = 139,4 \cdot 2,5 = 348,5 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость одного устройства ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов составляет порядка 30 тыс. руб.

Капиталовложения при приобретении 20 устройств ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов:

$$K = 20 \cdot 30 = 600 \text{ тыс. руб.}$$

Срок службы УОНХХСА составляет 10 лет. Ежегодные издержки на амортизационные отчисления на реновацию УОНХХСА:

$$I_{\text{год}}^{\text{рен}} = 600 \cdot \frac{1}{10} = 60 \text{ тыс. руб./год.}$$

Оценка экономической эффективности от УОНХХСА представлена в таблице 1.

Таблица 1

Оценка экономической эффективности от внедрения устройств ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов

Показатель	Значение
Количество сэкономленной электроэнергии ΔW , тыс. кВт·ч	139,4
Стоимость сэкономленной электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, тыс. руб./год	348,5
Капиталовложения K , тыс. руб.	600
Амортизационные отчисления на реновацию $I^{\text{рен}}$, тыс. руб./год	60
Балансовая прибыль $\Pi_6 = \Delta \mathcal{E} - I^{\text{рен}}$, тыс. руб./год	288,5
Налог на прибыль (20 %) $H_{\text{п}} = 0,2 \cdot \Pi_6$, тыс. руб./год	57,7
Чистая прибыль $\Pi_{\text{ч}} = \Pi_6 - H_{\text{п}}$, тыс. руб./год	230,8
Норма прибыли (рентабельность) $R_{\text{п}} = \Pi_{\text{ч}} / K$, руб./руб.	0,384
Срок окупаемости $T_{\text{ок}} = K / \Pi_{\text{ч}}$, лет	2,6

Таким образом, внедрение УОНХХСА на промышленных предприятиях позволяет снижать расход электроэнергии на производственные нужды, и окупается в пределах периода времени, характерного для среднезатратных энергосберегающих мероприятий, что подтверждает их энергоэффективность.

Библиографический список

1. Белоусов Р.А., Николаев А.А., Федчишин В.В., Фискин Е.М., Фискина М.М. Повышение эффективности процессов учета электрической энергии, энергосбережения и экологии в электросетевом комплексе ПАО «МРСК Сибири». Экология и безопасность жизнедеятельности. Сборник статей XXII Международной научно-практической конференции. Пенза. 2022. С. 32-38.
2. Крюков А.В., Асташин С.М., Степанов А.Д. Системный анализ факторов, влияющих на эффективность тепловизионных обследований электрооборудования. Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2009. С. 501.
3. Крюков А.В., Степанов А.Д. Термографическое обследование Северо-Муйского тоннеля. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2006. № 8 (12). С. 174-176.
4. Худоногов И.А. Ресурсосберегающие методы управления ИК-энергоподводом в процессах производства оздоровительного чая. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук/ Красноярский государственный аграрный университет. Красноярск, 2009.
5. Зубова Е.В., Пузина Е.Ю. Повышение энергоэффективности жилищно-коммунального комплекса. Повышение эффективности функционирования энергетических объектов муниципальной инфраструктуры. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2015. С.340-345.
6. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Куцый А.П. Моделирование не-синусоидальных режимов систем тягового электроснабжения, оснащенных установками компенсации реактивной мощности. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2018. № 1 (57). С. 72-79.
7. Воинова Д.В., Пузина Е.Ю. Повышение эффективности функционирования энергетических объектов муниципальной инфраструктуры. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. С.170-175.
8. Suslov K.V., Potapov V.V., Kostina K.V., Senderov S.M., Karamov D.N., Shushpanov I.N, Kuznetsova S.Yu., Krupenev D.S. Theoretical foundations of electrical engineering. Иркутск, 2022. Том Part 1 Steady-state modes in linear electric circuits with lumped parameters.
9. Afanasenko A.S., Fedchishin V.V., Kudryashev G.S. Selecting power transformers based on magnetic path parameters. 2019 International Science and Technology Conference “EastConf”, EastConf 2019. 2019. С. 8725338.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН В СЛОЖНОНЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМАХ С ПОМОЩЬЮ РАСЧЁТНЫХ ВЫРАЖЕНИЙ

Реутин Г.В., Зацаринная Ю.Н., Ковалев Г.С.

Казанский государственный энергетический университет

Казанский (приволжский) федеральный университет

reutingleb@gmail.com

Определенные трудности составления комплексных схем замещения для общих случаев несимметрий преодолеваются при решении задачи с помощью расчетных выражений для симметричных составляющих. Даны решения в основном для двух одновременных КЗ, а также для разрыва фаз с одновременным КЗ в простых схемах. Ниже приведены общие решения при наличии p мест несимметрий, представляющих собой одновременные КЗ и разрывы фаз, а также несимметричные статические элементы. При этом используется наложение двух режимов: исходного (и.р) и дополнительного (д). В качестве исходного режима могут быть использованы известные симметричные нагрузочные и неполнофазные режимы, режимы с КЗ и сложным повреждением, а также специальные режимы, получаемые на базе заданных ЭДС генераторов [1].

Токи и напряжения отдельных последовательностей в местах КЗ и разрывов фаз связаны между собой граничными условиями по [2]. Кроме того, в дополнительном режиме имеются уравнения связи пассивного многополюсника i -й последовательности с p входами, соответствующими числу мест несимметрий.

Граничные условия [2] для места x замыкания одной фазы на землю и для разрыва двух фаз можно обобщенно представить следующим образом [2]:

$$U_{1x} + \eta_{2x} U_{2x} + \eta_{0x} U_{0x} = 0; \quad I_{1x} = \eta_{2x} I_{2x} = \eta_{0x} I_{0x}. \quad (1)$$

а при замыкании двух фаз на землю и разрыве одной фазы

$$U_{1x} = \eta_{2x} U_{2x} = \eta_{0x} U_{0x}; \quad I_{1x} + \eta_{2x} I_{2x} + \eta_{0x} I_{0x} = 0. \quad (2)$$

Для случая замыкания между двумя фазами на данной ступени трансформации, а также за трансформатором Y/Δ -11 (при приведении условий к стороне Y)

$$U_{1x} + \eta_{2x} U_{2x} = 0; \quad I_{1x} = \eta_{2x} I_{2x}. \quad (3)$$

Значения η в формулах, приведённых выше, для различных особых фаз приведены в таблице 1 [2].

Уравнения пассивного многополюсника с входами $K, L, \dots, N$ представим в смешанной форме:

$$\begin{pmatrix} G_{iK}^{(\partial)} \\ \vdots \\ G_{iN}^{(\partial)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H_{iKK} \cdots H_{iKN} \\ \vdots \\ H_{iNK} \cdots H_{iNN} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{iK}^{(\partial)} \\ \vdots \\ F_{iN}^{(\partial)} \end{pmatrix} \quad (i = 1, 2, 0). \quad (4)$$

Таблица 1

Граничные условия	η_{ix}	A	B	C
(1)	$\eta_{2x}(\eta_{0x})$	1(1)	a2 (a)	a(a2)
(2)	η_{2x}	-1	-a2	-a
(3)	η_{2x}	1	a2	a

С целью упрощения последующих преобразований для несимметрий с граничными условиями целесообразно выбирать в (4) $F=I$ и $G=U$, а по (4.32) – $F=U$ и $G=I$. Из (4) следует, что элемент H_{ijm} матрицы H параметров многополюсника определяется при равенстве нулю всех величин F , за исключением F_{im} , при этом размыкаются цепи входов для несимметрий с граничными условиями (так как в этих случаях $F=I$) и замыкаются цепи входов для несимметрий с граничными условиями по [2] (так как здесь $F=U$). Размерность коэффициента H_{ijm} зависит от вида несимметрии в местах j и m .

На основании принципа наложения получаем для величин $G_{ij}^{(\partial)}$ в (4): $G_{ij}^{(\partial)} = G_{ij} - G_{ij}^{(u,p)}$ а для величин $F_{2m}^{(\partial)}$: $F_{2m}^{(\partial)} = F_{1m}^{(u,p)} + F_m^{(\partial)} = \eta_{2m}(F_{2m}^{(u,p)} + F_{2m}^{(\partial)})$, то есть:

$$F_{2m}^{(\partial)} = (\eta_{2m}^{-1} F_{2m}^{(u,p)} - F_{2m}^{(u,p)}) + \eta_{2m}^{-1} F_{1m}^{(\partial)}. \quad (6)$$

Подставляя эти соотношения в (4) для многополюсника обратной последовательности, после умножения строки j на η_{2j} и переноса слагающих исходного режима в левую часть получаем:

$$\begin{pmatrix} G_{\Sigma 2K} \\ \vdots \\ G_{\Sigma 2N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \eta_{2K} H_{2KK} \cdots \eta_{2K} H_{2KN} \\ \vdots \\ \eta_{2N} H_{2NK} \cdots \eta_{2N} H_{2NN} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{1K}^{(\partial)} / \eta_{2K} \\ \vdots \\ F_{1N}^{(\partial)} / \eta_{2N} \end{pmatrix}. \quad (7)$$

где

$$G_{\Sigma 2j} = \eta_{2j} (G_{2j} - G_{2j}^{(u,p)}) - \sum_{x=K}^N H_{2jx} (F_{1x}^{(u,p)} \eta_{2j} / \eta_{2x} - F_{2x}^{(u,p)} \eta_{2j}). \quad (8)$$

Уравнения типа (6) – (8) для нулевой последовательности получаются заменой индекса 2 на 0. Сложением системы уравнений (4) для прямой последовательности и систем (7) для обратной и нулевой последовательностей получаем окончательно:

$$\begin{pmatrix} G_{\Sigma K} \\ \vdots \\ G_{\Sigma N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} H_{\Sigma KK} \cdots H_{\Sigma KN} \\ \vdots \\ H_{\Sigma NK} \cdots H_{\Sigma NN} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{1K}^{(\partial)} \\ \vdots \\ F_{1N}^{(\partial)} \end{pmatrix} \quad (9)$$

Здесь

$$H_{\Sigma ij} = H_{1jm} + H_{2jm} \eta_{2j} / \eta_{2m} + H_{0jm} \eta_{0j} / \eta_{0m} \quad (j, m = K, \dots, N), \quad (10)$$

$$G_{\Sigma j} = -\left(G_{1j}^{(u,p)} + \eta_{2j} G_{2j}^{(u,p)} + \eta_{0j} G_{0j}^{(u,p)}\right) - \sum_{i=K}^N \left[H_{2jx} \left(F_{1x}^{(u,p)} \eta_{2j} / \eta_{2x} - F_{2x}^{(u,p)} \eta_{2j} \right) + H_{0jx} \left(F_{1x}^{(u,p)} \eta_{0j} / \eta_{0x} - F_{0x}^{(u,p)} \eta_{0j} \right) \right] \quad (11)$$

В (10) H_{ijm} определяются по (5) с учетом табл. 4.2 [2]. Если в месте J или t рассматривается замыкание между фазами, в том числе за трансформатором $Y/-II$, то слагаемые нулевой последовательности H_{ojm} в (10) и H_{ojx} в (11) равны нулю. Кроме того, если такое повреждение возникает в месте J , то в (11) $\eta_{0j} G_{0j}^{(u,p)}$ отсутствует.

Выражение (11) для элемента $G_{\Sigma j}$, в общем случае отличается некоторой сложностью. Определенное упрощение достигается при равенстве нулю величин $F_{jx}^{(u,p)}$. Это обеспечивается при рассмотрении в качестве несимметрии, возникающей в дополнительном режиме: а) замыкания одной фазы на землю, а также между двумя фазами (без земли), если иметь в виду, что $F_{ix} = I_{ix}$; б) разрыва одной фазы, так как $F_{ix} = U_{ix}$ и цепь с последующим разрывом закорочена во всех трех фазах в исходном режиме. Отметим, что величины $F_{ix}^{(u,p)}$ не равны нулю: а) при замыкании двух фаз на землю, так как $F_{ix} = U_{ix}$ [3], но цепь с КЗ в исходном режиме разомкнута; б) при разрыве двух фаз, так как $F_{ix} = I_{ix}$, но место разрыва в исходном режиме закорочено во всех трех фазах.

Выражение (11) заметно упрощается при наличии симметричных условий в исходном режиме (так как $G_{2o}^{(u,p)} = G_{0j}^{(u,p)} = F_{2x}^{(u,p)} = F_{0x}^{(u,p)} = 0$), а потому при известном симметричном нагрузочном режиме следует принять последний в качестве исходного режима. Однако, если заданы ЭДС генераторов, может оказаться целесообразным рассматривать в качестве исходного режима специальный симметричный режим (с, р), образованный на основании симметричного нагрузочного режима при дополнительном закорачивании всех трех фаз в местах последующих замыканий двух фаз на землю $F_{ix}^{(u,p)} = U_{ix}^{(u,p)} = 0$; $G_{1o}^{(u,p)} = I_{1j}^{(c,p)}$ и отключении всех трех фаз в местах последующих разрывов двух фаз $F_{ix}^{(u,p)} = I_{ix}^{(u,p)} = 0$; $G_{1o}^{(u,p)} = U_{1j}^{(c,p)}$ [см. (1)]. В этом случае элементы $G_{\Sigma j}$ весьма просто определяются: $G_{\Sigma j} = -G_{1j}^{(c,p)}$.

В соответствии с (9) для каждого случая сложного повреждения требуется вычисление параметров многополюсников H_{ijm} отдельных последовательностей и на их основе параметров $H_{\Sigma jm}$ по (10) и возмущающих сил $G_{\Sigma j}$ по (11). Уравнения (9) решаются для величин $F_{1m}^{(o)}$; величины $F_{2m}^{(o)}$ ($F_{0m}^{(o)}$) определяются по (6). Распределяя $F_{im}^{(o)}$ в пассивных схемах отдельных последовательностей, получаем значения величин дополнительного режима, которые суммируются с соответствующими составляющими исходного режима для определения искомых токов и напряжений.

В целом ряде случаев при выполнении серии расчетов сложных повреждений изменяется только вид несимметрии в одном месте. Например, при необходимости рассмотрения всех видов КЗ в заданной промежуточной точке K протяженной линии (с учетом ее емкостной проводимости), работающей двумя фазами, т. е. с отключенной фазой A на участке $M—N$, составим уравнения (14) для различных случаев замыкания одной фазы на землю в точке K . В соответствии с (11) и (12) $F_{iK}=I_{iK}$, $F_{iM}=U_{iM}$, $F_{iN}=U_{iN}$,]

$$\begin{bmatrix} U_{iK} \\ I_{iM} \\ I_{iB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{iKK} & N_{iKM} & N_{iKN} \\ M_{iMK} & Y_{iMM} & Y_{iMN} \\ M_{iNK} & Y_{iNM} & Y_{iNN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{iK} \\ U_{iM} \\ U_{iN} \end{bmatrix} \quad (i=1,2,0) \quad (13)$$

Параметры $H=Z$, Y , M , N в (13) вычисляются в соответствии с общим соотношением (15). При замыканиях между двумя фазами (13) представляет собой уравнение связи многополюсника прямой и обратной последовательностей. Так как в нулевой последовательности $I_{0K}=0$ (табл. 2.1), для получения уравнения связи следует опускать первую строку и столбец в (13).

Для случаев замыкания двух фаз на землю в соответствии с (12) величина F_{iK} является напряжением U_{iK} , а потому уравнения (14) должны иметь вид [2]:

$$\begin{bmatrix} I_{iK} \\ I_{iM} \\ I_{iB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{iKK} & Y_{iKM} & Y_{iKN} \\ Y_{iMK} & Y_{iMM} & Y_{iMN} \\ Y_{iNK} & Y_{iNM} & Y_{iNN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{iK} \\ U_{iM} \\ U_{iN} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Параметры $Y'=H'$ в (14) могут быть вычислены вновь по (15) или получены в результате пересчета параметров в (13), что может оказаться проще. Получим общие соотношения для пересчета исходной системы уравнений вида

$$\begin{bmatrix} G_{IS} \\ G_{Iq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{ISS} & H_{ISq} \\ H_{IqS} & H_{Iqq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{IS} \\ F_{Iq} \end{bmatrix} \quad (15)$$

При этом предполагаем, что первые s величин F_{is} и G_{IS} меняются местами, а последние q величин F_{iq} и G_{Iq} сохраняются неизменными. Решая первую строку в (15) относительно F_{IS} и подставляя полученное выражение во вторую строку, получим

$$\begin{bmatrix} F_{iS} \\ G_{iq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{iSS}^{-1} & -H_{iSS}^{-1}H_{iSq} \\ H_{iqS}H_{iSS}^{-1} & H_{iqq} - H_{iqS}H_{iSS}^{-1}H_{iSq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_{iS} \\ F_{iq} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Отметим, что элементы квадратных матриц (13) и (14) могут быть непосредственно использованы в расчетах ряда других режимов. Так, для расчета неполнофазного режима с разрывами на участке $M—N$ ($I_{iK}=0$)

можно использовать коэффициенты Y в (13), а для расчета режима каскадного отключения КЗ в фазе A со стороны $M(U_{iN}=0)$ можно использовать коэффициенты Z_{iKK} , N_{iKM} , M_{iMK} , Y_{iMM} в (13).

Библиографический список

1. Романова В.В., Хромов С.В., Батухтин А.Г., Суслов К.В. Анализ степени влияния несимметрии питающего напряжения на эксплуатационную надежность низковольтных асинхронных двигателей Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24. № 4. С. 131-141.
2. Лосев С.В., Чернин А.Б., Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем, Москва, Энергоатомиздат, 1983.
3. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Гнатюк С.Л. Имитационное моделирование мультиэнергетических систем. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2022. С. 74-80.

Реутин Г.В., аспирант, гр. СЭМа-1-22 КГЭУ; Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭС КГЭУ; Ковалев Г.С., обучающийся, гр 06-152 КФУ

УДК 621.311.13

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Сафиуллин Т.Н., Грачева Е.И.

Казанский государственный энергетический университет

safiullin-slepoi@yandex.ru, grachieva.i@bk.ru

Потери электрической энергии в системе электроснабжения можно рассматривать как проблему, с которой сталкиваются ежедневно. Представьте, что это похоже на поиск потерянного сокровища, где каждый узел системы – это разные зоны, а потери энергии – это потерянные монеты.

Чтобы решить эту проблему, необходимо использовать подход, аналогичный тому, как ищут сокровища. Например, проведя исследование закономерностей изменения активного и реактивного сопротивлений трансформаторов типа ТМ в зависимости от их номинальной мощности и построив соответствующие графики.

Это позволит выявить участки системы, где происходят большие потери энергии, и принять меры по оптимизации работы оборудования. В результате, мы найдем потерянные монеты и сможем сократить издержки на электроэнергию, что, в свою очередь, положительно скажется на бюджете организации [1].

Для более надежной оценки потерь напряжения и потерь электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий необходимо провести анализ зависимости активного и реактивного сопротивления цеховых трансформаторов типа ТМ от их номинальной мощности. Для этого будем использовать паспортные данные, которые предоставляются заводом-изготовителем [2]. На рисунках 1 и 2 проведена серия экспериментов, где устанавливалась зависимость активного и реактивного сопротивлений трансформаторов при различных значениях их мощностей.

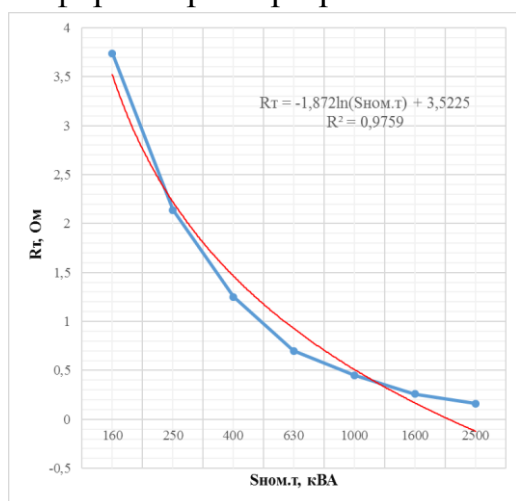


Рисунок 1 – Зависимость активного сопротивления трансформатора от его мощности

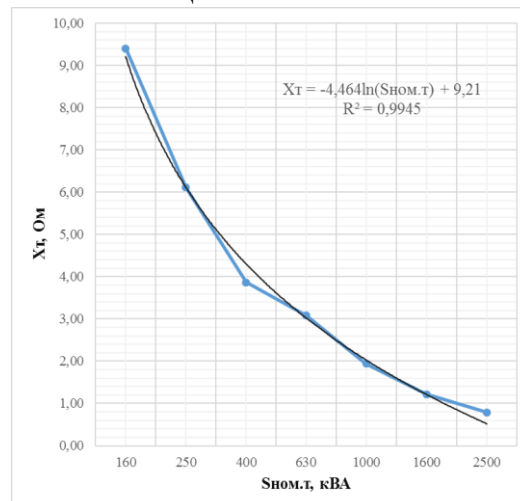


Рисунок 2 – Зависимость реактивного сопротивления трансформатора от его мощности

Первый и второй рисунки иллюстрируют зависимости активного и реактивного сопротивлений трансформаторов от их номинальной мощности, которые определяют их приближенные функции, которые выглядят следующим образом:

$$R_m = -1,872\ln(S_{ном.т}) + 3,5225 \text{ и } X_m = -4,464\ln(S_{ном.т}) + 9,21.$$

При анализе этих зависимостей можно использовать логарифмическую линию тренда, которая хорошо подходит для моделирования характеристик, меняющихся быстро в начале и затем постепенно угасающих. Однако это не единственный тип линии тренда, который может быть использован. Для разных типов данных и процессов могут использоваться различные типы линий тренда, такие как линейная, экспоненциальная, полиномиальная и другие [3].

Коэффициент R^2 действительно показывает, насколько линия тренда соответствует исходным данным, но не следует полагаться только на него при выборе линии тренда. Важно учитывать также другие факторы, такие как смысловая значимость и интерпретируемость модели, ее простота и эффективность в предсказании будущих значений.

Известно, что чем ближе значение R^2 к единице, тем надежнее линия тренда аппроксимирует исследуемый процесс.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum 1}{\sum 2},$$

где $\sum 1 = \sum_j (y_j - Y_j)^2$ и $\sum 2 = \sum_j Y_j^2 - \frac{1}{n} (\sum_j Y_j)^2$.

Y_i – реальные значения, y_i – значения, вычисленные по уравнению аппроксимации, n – количество значений, по которым производится вычисление. Расчеты показали, что $R^2 = 0,9759$ и $R^2 = 0,9945$. Как показали графические зависимости рисунков, 1 и 2 логарифмическая линия тренда является более достоверной аппроксимацией исследуемого процесса.

Поэтому, при оценке потерь напряжения и потерь электроэнергии в системах электроснабжения, рекомендуется использовать выражения для зависимостей активного и реактивного сопротивлений цеховых трансформаторов от их номинальной мощности, которые были получены в результате анализа, а также учитывать логарифмическую линию тренда при аппроксимации исследуемого процесса [4].

Кроме того, для более полной и надежной оценки потерь напряжения и потерь электроэнергии необходимо учитывать также другие факторы, которые могут влиять на эти потери. Например, следует учитывать влияние температуры окружающей среды на сопротивление проводов и трансформаторов, а также на параметры электрических цепей в целом. Также важно учитывать возможные перегрузки и неравномерное распределение нагрузки в сети, которые могут привести к увеличению потерь напряжения и потерь электроэнергии.

Для достижения наилучших результатов рекомендуется проводить комплексный анализ электроснабжения предприятия, который включает в себя не только оценку потерь напряжения и потерь электроэнергии, но и анализ качества электроэнергии, оценку степени надежности электроснабжения и другие параметры.

Такой подход позволит получить более полное и объективное представление о состоянии электроснабжения предприятия и выявить возможные проблемы, которые могут повлиять на его эффективность и безопасность.

Полученные в результате исследования данные могут быть полезны для оценки потерь напряжения и электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. Это может способствовать оптимизации энергетических процессов и повышению эффективности работы

Библиографический список

1. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Алимова А.Н. Исследование и оценка потерь электроэнергии в системах внутрицехового электроснабжения // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 01.03.23).

2. Васильева, Т. Н. Дополнительные потери мощности в силовых трансформаторах, обусловленные несинусоидальностью напряжений // Научный журнал «Молодой ученый» URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/55/2998/> (дата обращения: 01.03.2023).

3. Грачева Е.И., Абдуллазянов Р.Э., Алимова А.Н. Анализ и способы расчета потерь активной мощности и электроэнергии в низковольтных цеховых сетях // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 05.03.23).

4. Грачева Е.И., Сафин А.Р. Оценка потерь электроэнергии в радиальных электрических сетях низкого напряжения с помощью алгоритмов нечеткого регрессионного анализа // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 10.03.23).

УДК 621.311.1

ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сафиуллин Т.Н., Грачева Е.И.

Казанский государственный энергетический университет
safiullin-slepoi@yandex.ru, grachieva.i@bk.ru

Потребление электроэнергии – это не только индикатор экономического роста и развития страны, но также ключевой фактор в борьбе с экологическими проблемами. В свете нарастающей потребности в энергосбережении и использовании возобновляемых источников энергии для уменьшения воздействия на природу, совершенствование систем электроснабжения становится все более необходимым.

Одной из главных задач, стоящих перед инженерами и экспертами в области энергетики, является снижение потерь электроэнергии в системах электроснабжения. Уменьшение потерь энергии позволяет сэкономить ресурсы и денежные средства, а также уменьшить воздействие на окружающую среду. Поэтому современные технологии и методы должны быть направлены на повышение эффективности систем электроснабжения, а также на создание новых технологий, которые позволят сократить потери энергии. Только так можно обеспечить стабильность и эффективность работы систем электроснабжения в будущем [1].

Помимо сокращения потерь электроэнергии, важно также повышать энергоэффективность распределительных сетей. Это может способствовать сокращению расходов на электроэнергию и уменьшению отрицательного воздействия на окружающую среду.

Потери электроэнергии в распределительных сетях могут быть разделены на две категории - технические и нетехнические [2]. Примерное соотношение данных видов потерь представлено на рисунке 1.

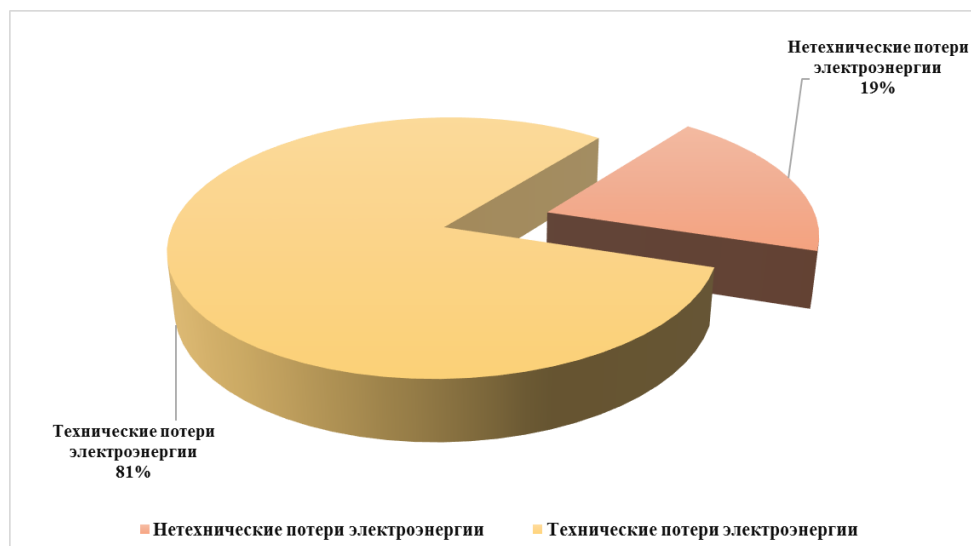


Рисунок 1 – Соотношение технических и нетехнических потерь электроэнергии

Технические потери возникают из-за различных электрических характеристик распределительных сетей, таких как рассеяние энергии в проводниках и оборудовании, используемом для распределения мощности. Такие потери могут происходить в любой точке распределительной сети. Когда электрический ток проходит через линию электропередач, возникают потери электроэнергии в виде тепла. В сердечнике трансформатора потери происходят из-за электромагнитной индукции. Технические потери могут быть разделены на токозависимые и токонезависимые, и на зависящие и не зависящие от нагрузки.

Токозависимые потери, которые происходят в результате тока, протекающего через проводник, являются тепловыми потерями и зависят от квадрата тока. Кроме того, потери также могут происходить в кабельных соединениях, броне кабелей, экране и взаимном реактивном сопротивлении, и также относятся к классу токозависимых потерь.

Нетехнические потери, которые не зависят от тока, возникают из-за сетевого напряжения и могут представлять собой диэлектрические потери и потери тока утечки. Эти потери могут быть обнаружены в конденсаторных батареях, которые используются для повышения коэффициента мощности в устройствах низкого и среднего напряжения. Потери диэлектрической энергии кабелей могут быть проигнорированы, поскольку ток утечки не зависит от тока нагрузки, а зависит только от напряжения.

Нетехнические потери в электроэнергии представляют собой разницу между фактически потребляемой энергией и энергией, которая проходит через средства учета. Погрешности могут быть вызваны непреднамеренными или преднамеренными действиями потребителей, такими как неправильное использование энергии, ошибки при выставлении счетов на оплату или неправильные показания счетчика.

При передаче электроэнергии от источника к потребителю происходят потери напряжения в распределительных сетях. Эти потери могут возникать из-за нескольких факторов, таких как электрические сопротивления проводников, неидеальность трансформаторов, расходы энергии на преобразование электрической энергии в другие формы [3].

Потери напряжения в сетях являются нежелательными, поскольку они приводят к снижению эффективности передачи электроэнергии и увеличению энергетических затрат на производство дополнительного объема электроэнергии для покрытия потерь. В связи с этим, снижение потерь напряжения является одним из главных приоритетов в разработке энергетических сетей и систем.

Технические решения играют важную роль в снижении потерь напряжения в электрических сетях. Одним из таких решений является увеличение сечения проводников, что позволяет уменьшить сопротивление проводов и, следовательно, снизить потери напряжения. Другими техническими решениями являются установка компенсаторов реактивной мощности, которые помогают уравнивать показатели напряжения в сети, и оптимизация конфигурации сетей.

Также можно использовать методы активного управления напряжением, такие как установка автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах и генераторах. Это позволяет поддерживать стабильный уровень напряжения в сети и уменьшать потери электроэнергии.

Кроме того, необходимо проводить регулярное техническое обслуживание и модернизацию электрооборудования, чтобы предотвращать возможные неполадки и сбои в работе сетей, которые могут привести к увеличению потерь напряжения.

Однако помимо технических решений, важно также обращать внимание на эффективное использование электроэнергии на стороне потребителей. Например, установка энергосберегающих технологий и оборудования может снизить потребность в передаче дополнительного объема электроэнергии и, следовательно, уменьшить потери напряжения в сетях. Кроме того, использование "умных" технологий, таких как смарт-сети, позволяет более эффективно управлять потреблением энергии и снижать нагрузку на сеть в периоды пикового потребления.

Режимы потребления энергии в разное время суток и в разные дни недели отличаются. Например, в период пикового потребления, когда люди активно используют бытовую технику и освещение, нагрузка на электросети увеличивается, что приводит к увеличению потерь напряжения. Одним из способов снижения нагрузки в периоды пикового потребления является использование тарифов с дифференцированными ценами, которые поощряют потребителей сокращать потребление электроэнергии в периоды повышенной нагрузки.

Наконец, эффективное управление электроэнергетической системой и снижение потерь напряжения в сетях также может быть достигнуто с помощью автоматизации и использования систем мониторинга и управления. Современные системы управления энергосистемами позволяют контролировать и регулировать электроэнергетическую сеть в режиме реального времени, а также прогнозировать изменения в нагрузке и потреблении энергии. Это позволяет оптимизировать работу сетей и уменьшить потери напряжения.

Библиографический список

1. Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М. Анализ и оценка экономии электроэнергии в системах внутризаводского электроснабжения // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 22.02.23).
2. Исмоилов И.И., Грачева Е.И. Повышение управляемости энергетическими системами и улучшение качества электроэнергии // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 24.02.23).
3. Лямзина Д.Ю., Грачева Е.И. Анализ эффективности экономии электроэнергии в системах внутризаводского электроснабжения // Научная электронная библиотека URL: <https://elibrary.ru/> (дата обращения: 28.02.23).

УДК 621.311.1

РАЗВИТИЕ НАВЫКОВ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В РАМКАХ КУРСА «ОРГАНИЗАЦИЯ УЧЕБНОГО ПРОЦЕССА И НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ В ВШ НА КАФЕДРАХ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ»

Свеженцева О.В., Умнова М.О., Эшониен Х., Шауркин М.О.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
ocweg1@mail.ru

К понятию технологии образования в высшей школе относится все, что касается усовершенствования процесса образования, улучшения качества выпускаемых специалистов. Начиная со второй половины 70 годов 20 века, под влиянием *системного подхода* в педагогике формируется общая установка педагогической технологии: «...решать дидактические проблемы в русле управления учебным процессом с точно заданными **целями**, достижение которых должно поддаваться **четкому** описанию и **определению**» [1, 2].

В рамках такой трактовки педагогическая технология сосредоточена на воспроизводимых моментах учебного процесса. Сокращая затраты времени и усилий на необходимую репродуктивную часть обучения, она высвобождает возможности преподавателя и студента для реализации эвристического, творческого подхода, для решения развивающих задач учебного процесса.

Диагностичность целей обучения. Под диагностическими понимаются цели, которые соотнесены с конкретными результатами обучения, заданными «от студента». Таким образом, диагностические цели – это «цели выхода» («что должно быть освоено»), в отличие от «целей входа» или «целей преподавателя» («что должно быть преподаано») [3].

Технологизация учебного процесса вуза предполагает переход от обучения, построенного преимущественно на передаче информации, к обучению **деятельностью** и в деятельности, ориентированной как на настоящее, так и на будущее. При этом меняется содержание образования: не «информация о деятельности плюс немного деятельности», а деятельность, **основанная на информации** [4].

В рамках такого подхода студентам – магистрантам специальности ЭУМ и ЦЭМ Института энергетики в рамках изучения курса «Организация учебного процесса и научно – исследовательской работы в ВШ на кафедрах технического профиля» была предложена следующая задача: для типового расчета по теме «Цепи постоянного тока. Нахождение эквивалентного сопротивления»: следует пересчитать 100 вариантов этой задачи с различными исходными данными и с изменяющейся структурой расчетной схемы. При этом в рамках автоматизации такого расчета студенту была дана полная свобода в выборе формализации задачи, выборе метода ее решения и выборе среды, в которой должна осуществляться эта автоматизация.

При решении поставленной задачи были реализованы следующие подходы.

Подход 1. В качестве программного обеспечения для автоматизации расчета студентами была выбрана среда приложения Microsoft Excel.

Цель автоматизации состояла в том, чтобы при различных конфигурациях электрической цепи (в зависимости от заданных сопротивлений) получать точный результат за короткий промежуток времени.

Проблемой, которую требовалось решить, являлись варианты, в которых некоторые сопротивления, согласно исходным данным, равны ∞ (бесконечности), что в цепи представляет собой разрыв (ток по участку с ∞ сопротивлением не протекает).

В данной работе проблема будет решена представлением ∞ сопротив-
ления очень большим числом, которое относительно исходных данных
можно приравнять к ∞ . Общий вид таблицы Microsoft Excel представлен на
рис. 1.

Ввод исходных данных. Исходные данные варианта вводятся в ячейки, выделенные зелёным цветом рис. 1. Сопротивления, равные ∞ , в таблицу вводятся как «*», для удобства заполнения и реализации расчёта. В столбце Е записана следующая формула:

=ЕСЛИ(С6="*";1000000000000000000000000;С6),

которая при нормальном значении сопротивления выдаст его модуль, а при задании бесконечности, выведет число 10000000000000000000, которое

можно сопоставить с бесконечностью в условиях данной задачи. Сопротивления равные 0, для реализации выполнения расчёта представлены числом 10^{-20} , что можно сопоставить с 0 в условиях данной задачи.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2			Автоматический расчёт цепи постоянного тока												
3															
4		Исходные данные							Результат						
5								Ra	Rb	Rc	Rd	RI	Rx	Рсхемы	I
6	E	R0	0,2		0,2			4,00	3,82	1,71	3,07	3,88	5,79	2,21	45,35
7	100	R1	4		4										
8		R2	5		5										
9		R3	1,6		1,6										
10		R4	2		2										
11		R5	*		1E+21			RI1	1E+21		Rd1	6			
12		R6	3		3			RI2	3,875		Rd2	6,276596			
13		R7	3		3			RI3	4,18181818		Rd3	3,067591			
14		R8	2		2										
15		R9	*		1E+21			Вместо бесконечности в ячейку ставится *							
16		R10	2		2										
17		R11	5		5			"- ячейки для заполнения исходных данных"							
18		R12	6		6										
19		R13	0		1E-21										
20		R14	3		3										
21		R15	4		4										
22		R16	5		5										
23		R17	5		5										

Рисунок 1 – Общий вид таблицы автоматизации

Расчёт сопротивлений и тока в программе представлен в виде, изображённом на рис. 1.

Сопротивления Ra , Rb , Rc , Rd , RI и Rx представляют собой эквивалентные сопротивления, для перехода от исходной схемы к эквивалентной. В ячейках расчёта данные сопротивления записаны следующие формулы:

Расчёт Ra : $=((E14*E15)/(E14+E15)+E16)$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления параллельно соединённых $R8$ и $R9$, и последовательно включённого с ними $R10$.

Расчёт Rb : $=((E7*E8)/(E7+E8)+E9)$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления параллельно соединённых $R1$ и $R2$, и последовательно включённого с ними $R3$.

Расчёт Rc : $=((E20*E21)/(E20+E21))$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления параллельно соединённых $R14$ и $R15$.

Расчёт RI : $=ЕСЛИ(C10="*";I11;ЕСЛИ(C11="*";I12;I13))$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления участка цепи, состоящего из следующих сопротивлений: $R4$, $R5$, $R6$, $R7$ и $R16$.

Расчёт Rd : $=ЕСЛИ(C17="*";L11;ЕСЛИ(C18="*";L12;L13))$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления участка цепи, состоящего из следующих сопротивлений: $R11$, $R12$, $R17$, Rc и $R13$. Для преобразования данного участка требуется расчёт перехода от треугольника сопротивлений к звезде. Функция «ЕСЛИ» позволяет реализовать несколько вариантов перехода в зависимости от исходной схемы цепи (согласно исходным данным). Для правильности расчёта достаточно задаться 3 формулами расчёта Rd :

Расчёт $R_x: = I6 + (L6 * H6) / (L6 + H6)$. Данная формула выполняет расчёт эквивалентного сопротивления параллельно соединённых R_l и R_a , и последовательно включённого с ними R_b .

Вывод результата. Результат выводится в ячейках, выделенных оранжевым цветом (см. рис. 1). В них представлены значения полного сопротивления электрической цепи и тока, протекающего в ней. На этом этапе расчёт можно считать завершённым, так как получены требуемые значения полного сопротивления цепи и тока, протекающего в ней.

Подход 2. Нахождение эквивалентного сопротивления $R_{\text{экв}}$ относительно зажимов источника питания и тока в ветви источника питания было предложено производить с помощью графической среды имитационного моделирования Simulink.

Модель исходной электрической схемы с добавленными блоками в среде Simulink представлена на рис. 2.

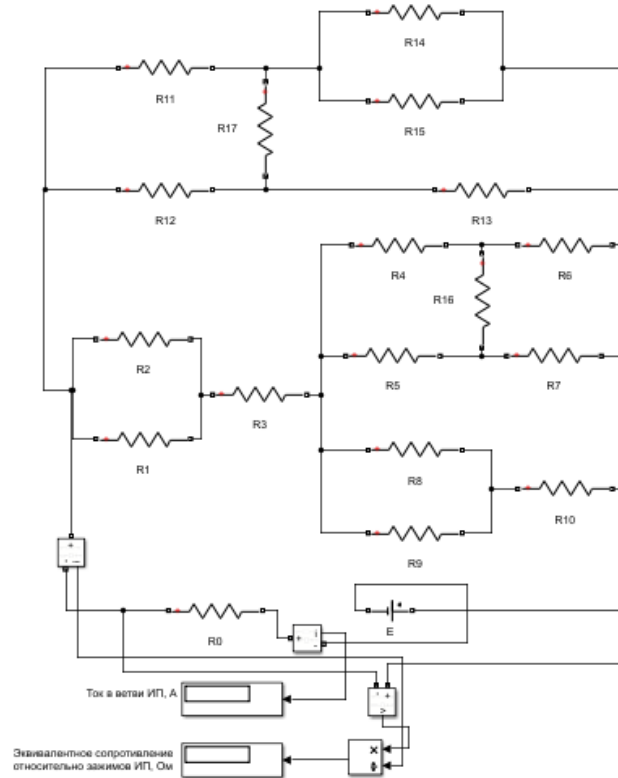


Рисунок 2 – Модель в среде Simulink

Для удобства ввода различных вариантов значений элементов электрической цепи, выделим созданную схему и с помощью функции Create Subsystem from Selection (комбинация Ctrl+G) созданную модель преобразуем в подсистему. Далее, используя механизм маскирования подсистем (Mask), оформим подсистему как полноценный библиотечный блок, т.е. зададим подсистеме собственное окно параметров для всех задействованных в схеме элементов электрической цепи (рисунок 3).

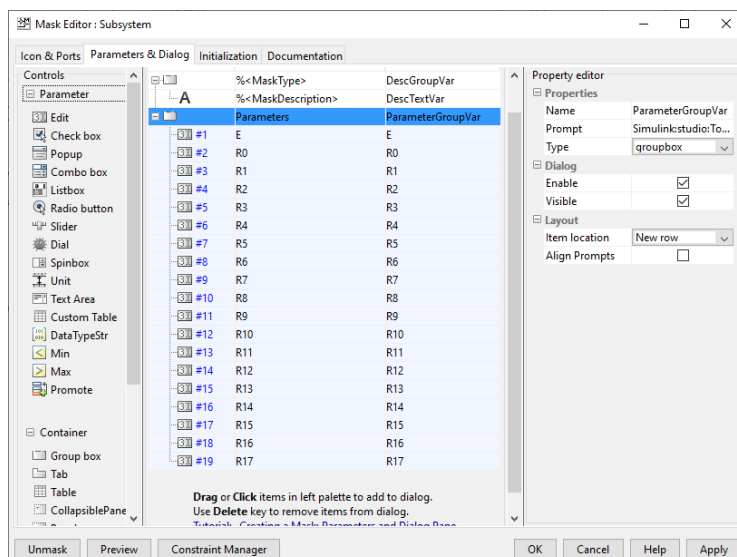


Рисунок 3 – Окно параметров задачи

Таким образом, вводя любые значения для элементов исходной электрической схемы и произведя симуляцию модели с помощью команды «Run», на дисплеях будут отображены значения эквивалентного сопротивления $R_{экв}$ относительно зажимов источника питания и ток в ветви источника питания.

В целях корректной работы модели в среде Simulink, в описании укажем необходимые условия для ввода параметров, а именно для значений ∞ использовать Inf , для значений 0 использовать 10^{-300} .

Проведя сравнительный анализ описанных выше подходов для решения свободно сформулированной задачи были получены следующие результаты, представленные в табл.1 (представлены первые 10 вариантов).

Таблица 1

Сравнительный анализ двух методик решения задачи

№ варианта	Первый подход		Второй подход	
	$R_{экв}, Ом$	$I, А$	$R_{экв}, Ом$	$I, А$
1	1,92	26,02	1,821	26,02
2	3,08	16,23	3,01	16,06
3	1,59	62,92	1,559	62,92
4	2,49	40,16	2,39	40,16
5	2,03	49,17	1,99	49,17
6	2,67	37,43	2,713	34,57
7	1,84	27,24	1,736	27,17
8	2,65	18,86	2,591	18,86
9	2,29	21,83	2,31	21,83
10	2,00	30,05	1,997	30,05

Коэффициент коррелируемости результатов по эквивалентному сопротивлению $R_{экв}$ составил значение 0,9993, по току I – значение 0,9891.

Библиографический список

1. Основы научных исследований: учебное пособие / [А.А. Бубенчиков и др.]; Минобрнауки России, ОмГТУ. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2019.
2. Болдин, А.П. Основы научных исследований: учебник / А.П. Болдин, В.А. Максимов. – М.: Академия, 2012. – 336 с.
3. Цели, задачи и направления деятельности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://youngsciencercf.ru/tseli-zadachi-i-napravleniya-deyatelnosti//>.
4. Новые педагогические и информационные технологии в системе образования: Учебное пособие / Под ред. Е.С. Полат. – М.: Академия, 2000. – 224 с.

УДК 621.31

СПОСОБЫ УМЕНЬШЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Селезнев А.С., Бадмаев А.Б.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

badmaeff.alдар@gmail.com

В обзоре рассмотрен вопрос влияния высших гармоник на электрооборудование, источники их возникновения и способы устранения гармоник.

Гармонические составляющие напряжения обусловлены, как правило, нелинейными нагрузками пользователей электрических сетей, подключаемыми к электрическим сетям различного напряжения. Гармонические токи, протекающие в электрических сетях, создают падения напряжений на полных сопротивлениях электрических сетей. Гармонические токи, полные сопротивления электрических сетей и, следовательно, напряжения гармонических составляющих в точках передачи электрической энергии изменяются во времени [1, 2].

Высшие гармоники появляются всегда, когда появляются нелинейные элементы. Как известно, таковыми в электроэнергетических системах, в первую очередь, являются трансформаторы и электрические машины, а также выпрямительные агрегаты, дуговые сталеплавильные печи, сварочные агрегаты, реакторы с тиристорным управлением и др. [3, 4].

Рассмотрим, как и на что влияют высшие гармоники уже на сами нагрузки и к чему может привести их наличие:

Влияние гармоник на вращающиеся машины. Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением.

Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям [5, 6].

Влияния высших гармоник на трансформаторы. Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных с вихревыми токами в стали, а также потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции [8, 20].

Влияние высших гармоник на батареи конденсаторов. Дополнительные потери в электрических конденсаторах приводят к их перегреву. В общем случае конденсаторы проектируются так, чтобы допускать определенную токовую перегрузку. При превышении этих величин, наблюдающихся в условиях повышенных напряжений высших гармоник на вводах конденсаторов, последние перегреваются и выходят из строя [9].

Влияние высших гармоник на устройства защиты энергосистем. Гармоники могут нарушать работу устройств защиты или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Цифровые реле и алгоритмы, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения нуля, особенно чувствительны к гармоникам [10].

Способы уменьшения гармоник. Основные способы подавления высших гармоник тока путем применения:

1. Простейшим способом снижения уровня генерируемых нелинейными нагрузками высших гармоник тока во внешнюю сеть является последовательное включение линейных дросселей, представленных на рис. 1. Такой дроссель имеет малое значение индуктивного сопротивления на основной частоте 50 Гц и значительные величины сопротивлений для высших гармоник, что приводит к их ослаблению. При этом снижается коэффициент амплитуды (крест-фактор) и коэффициент искажения входного тока. Дроссели могут быть установлены как внутри ИБП, так и расположены на выходном конце кабеля (т.е. на стороне нагрузки). Тогда токи третьей гармоники циркулируют между нагрузкой и фильтром, частично снижая суммарный ток в проводнике нейтрали [11].

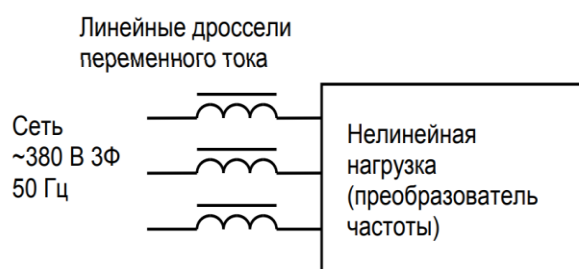


Рисунок 1 – Включение линейных дросселей

2. Обеспечение симметричного режима работы трехфазной системы. В первую очередь необходимо добиться, насколько это возможно, сбалансированности нагрузок по фазам. При этом обеспечивается минимальный ток в проводнике нейтрали и минимальное содержание гармоник в выходном напряжении ИБП. Соответствующие схемы контроля и управления в ИБП будут поддерживать номинальное действующее значение выходного

напряжения, в то же самое время стремясь обеспечить его синусоидальную форму. Не всегда возможно одновременно выполнить обе эти функции [12, 15].

3. Применение пассивных фильтров. Последовательно включенные линейные дроссели (или дроссели постоянного тока в преобразователях частоты) в ряде случаев не позволяют уменьшить гармонические искажения до желаемых пределов. В этом случае целесообразно применить пассивные LC-фильтры, настроенные на определенную частоту гармоник (резонансные фильтры).

Такие фильтры широко используют для улучшения гармонического состава потребляемого тока, например, в системах с источниками бесперебойного питания (ИБП). Подключение фильтра на входе 6-пульсного выпрямителя при 100-процентной нагрузке ИБП обеспечивает снижение коэффициента искажения синусоидальности до величины 8–10%. Значение этого коэффициента в системе без фильтра может достигать 30% и более. На рисунке 2 приведен вариант трехфазного LC-фильтра, применяемого в трехфазных ИБП.

LC-фильтр содержит продольные индуктивности и поперечные цепи, состоящие из последовательно включенных индуктивности и емкости, которые образуют последовательный колебательный контур, настроенный на определенную гармонику. Например, если фильтр настроен на 5-ю гармонику, то сопротивление поперечной LC-цепи на частоте 5-й гармоники близко к нулю [13, 14].

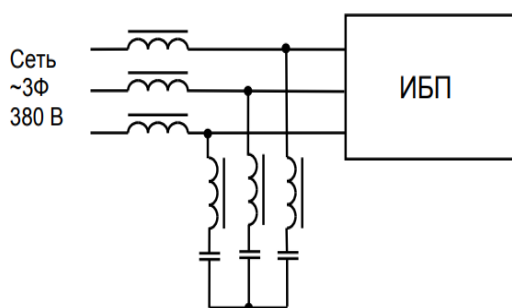


Рисунок 2 – Трехфазный LC-фильтр

В результате напряжение 5-й гармоники будет близко к нулю и 5-я гармоника в спектре гармоник напряжения будет отсутствовать.

4. Применение специальных разделительных трансформаторов. Разделительный трансформатор с обмотками "треугольник-звезда" позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке. Для ослабления влияния несимметрии нагрузки и уменьшения тока нейтрали применяют "перекрестную" (зигзагообразную) систему обмоток, где вторичная обмотка каждой фазы разбита на две части и размещена на разных стержнях магнитопровода трансформатора [16].

5. Применение магнитных синтезаторов. Магнитный синтезатор обеспечивает защиту нагрузки от различных искажений электропитания, в частности, от провалов и выбросов напряжения, импульсных и высокочастотных помех, наличия высших гармоник, вызывающих искажения синусоидальной формы входного напряжения. Выходное напряжение магнитного синтезатора на каждом полупериоде основной частоты генерируется путем объединения шести прямоугольных импульсов от связанных между собой трансформаторов с насыщением, аналогично инверторам со ступенчатым (пошаговым) принципом управления. Однако магнитный синтезатор не содержит каких-либо силовых полупроводниковых элементов, выполняя функцию стабилизатора напряжения [17].

6. Применение активного фильтра гармоник. Активный фильтр гармоник в отличие от магнитного синтезатора подключается не последовательно с нелинейной нагрузкой, а параллельно ей. Принцип действия активного фильтра гармоник (АФГ) основан на анализе гармоник тока нелинейной нагрузки и генерировании в распределительную сеть таких же гармоник тока, но с противоположной фазой. Как результат этого, высшие гармонические составляющие тока нейтрализуются в точке подключения АФГ. Это означает, что они не распространяются от нелинейной нагрузки в сеть и не искажают напряжения первичного источника энергии [7]. Активный фильтр гармоник, представленный на рисунке 3, подключается параллельно нелинейной нагрузке.

7. Снижение полного сопротивления распределительной сети. Это один из эффективных методов снижения нелинейных искажений. Кабели и сборные шины имеют полное сопротивление, которое прямо связано с длиной линий. Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Максимальное эффективное сечение жил кабелей (проводов) составляет приблизительно 95 мм². С дальнейшим увеличением сечения кабелей их индуктивность остается относительно постоянной. Очевидно, что более эффективным будет использование параллельно соединенных кабелей или шин выключателей, однако необходимы относительно сложные схемы защиты [18].

8. Использование электромашинных преобразователей. Одним из наилучших вариантов исключения влияния нелинейных нагрузок на основную сеть электроснабжения является использование машинного преобразо-

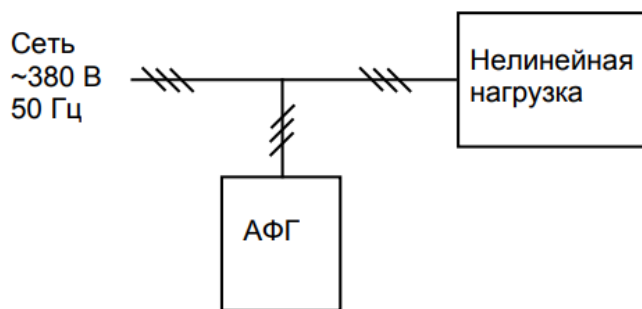


Рисунок 3 – Подключение активного фильтра гармоник

вателя переменного напряжения одного уровня в переменное напряжение другого или того же уровня [19].

L-С цепочка, включенная в сеть, образует колебательный контур, реактивное сопротивление которого для токов определённой частоты равно нулю. Подбором величин L и C фильтр настраивается на частоту гармоники тока и замыкает её не пропуская в сеть. Набор таких контуров, специально настроенных на генерируемые данной нелинейной нагрузкой высшие гармоники тока, и образует фильтрокомпенсирующее устройство (ФКУ), которое не пропускает в сеть гармоники тока и компенсирует протекание реактивной мощности по сети [18].

Таким образом применение средств борьбы с высшими гармониками позволяет уменьшить их влияние на электрооборудование.

Библиографический список

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введен 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.
2. ГОСТ 33073-2014. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. А.Н. Висящев. Электромагнитная совместимость в электроэнергетических системах. Изд-во ИрГТУ, 2006. – 502 с.
4. Климов В.П., Москалев А.Д. Проблемы высших гармоник в современных системах электропитания // Практическая силовая электроника. Науч.-техн. сб. / Под ред. Малышкова Г.М., Лукина А.В. – М.: АОЗТ "ММП-Ирбис", 2002. Вып 5.
5. С.С. Смирнов. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения; Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск: Наука, 2010. – 330 с.
6. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
7. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 08.11.2019 №378).
8. Кудряшев Г.С. Технические средства для нормализации качества электрической энергии / Г.С. Кудряшев, А.Н. Третьяков, О.Н. Шпак // Проблемы и перспективы устойчивого развития агропромышленного комплекса: Мат. Всеросс. науч - практ. конф. с международ. уч., посвящ. памяти А.А. Ежевского, Иркутск, 15-16 ноября 2018 г. – Иркутск: Изд-во Иркутский ГАУ, 2018. – 195-200 с.

9. Основы теории цепей / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – М.: Энергия, 1975. – 752 с.
10. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
11. Валеев И.М., Альзаккар А.М-Н. Гармоники и их влияние при определении метода компенсации реактивной мощности в электрических сетях / И.М. Валеев, А.М-Н. Альзаккар // Вестник Казанского государственного энергетического университета / КГЭУ. – Казань, 2020. Вып.1 – С. 24-39 с.
12. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в сетях промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 2000. 331 с.
13. Rylander M., Grady W.M., Narendorf M. Experimental Apparatus, Testing Results, and Interpretation of the Impact of Voltage Distortion on the Current Distortion of Typical Single-Phase Loads // IEEE Transactions on Power Delivery. – Vol. 24, No. 2, April 2009. – P. 844-851.
14. Mansoor A., Grady W.M., Thallam R.S. et al. Effect of supply voltage harmonics on the input current of single-phase diode bridge rectifier loads // IEEE Transactions on Power Delivery. – Vol. 10. No. 3, Jul 1995. – P. 1416-1422.
15. ChristanFlytkjær Jensen. Harmonic background amplification in long asymmetrical high voltage cable systems [Электронный ресурс]: scientific article / Energinet, Denmark. 2018.
16. GarethMcLorn, DavidLaverty, D. JohnMorrow, SeánMcLoone. Load and harmonic distortion characterization of modern low-energy lighting under applied voltage variation [Электронный ресурс]: scientific article / Queen's University Belfast, Northern Ireland, UK. 2018.
17. Stepanov V.S., Solonina N.N., Suslov K.V. Smart Grid: Effect of High Harmonics on Electricity Consumers in Distribution Networks // EMC Europe 2013 September 2-6, 2013 – Brugge, Belgium.
18. A.S Smirnov, N.N. Solonina, and K.V. Suslov, “Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet - a way to enhancement of electricity use efficiency,” in Proc. PowerCon, International Conference on Power System Technology, 2010.
19. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев [и др.]; под ред. Ю. В. Шарова. – М.: Издат. дом. МЭИ, 2008. – 354 с.
20. Мустафин Р.Г., Ярыш Р.Ф. Дифференциальный способ обнаружения витковых замыканий в трехфазном трансформаторе // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 3. – 78-89 с.

Бадмаев А.Б., обучающийся, гр. УЭСм-21-1; Селезнев А.С., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-35 кВ

Селезнев А.С., Очиров Э.Ц.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
erdeniochirov8@gmail.com

В статье выполнен обзор современных тенденций по вопросам компенсации реактивной мощности в распределительных сетях 6-35 кВ, определены задачи, которые возникают при ее компенсации у разного вида потребителей. Сформулированы требования, которым должны удовлетворять устройства компенсации реактивной мощности с учетом особенностей типа заземления нейтрали.

В настоящее время экономия энергетических ресурсов является одной из важнейших задач, без которой невозможно эффективное развитие экономики нашей страны, в связи с введением в действие Приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 и «Энергетической стратегией России на период до 2035 года» от 9 июня 2020 г. №1523-р [1, 2]. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 определяет соотношение потребления активной и реактивной мощности для отдельных групп потребителей. Согласно Приказу в договоре оказания услуг по передаче электрической энергии оговариваются максимальные и минимальные значения коэффициента реактивной мощности, устанавливаемые отдельно для часов больших и (или) малых суточных нагрузок электрической сети. В случае нарушения условий договора поставщик электроэнергии имеет право применять повышающий коэффициент к тарифу на электроэнергию.

В этой связи особую актуальность приобретают задачи компенсации реактивной мощности (КРМ) с учетом современных требований и технологий, что в полной мере достигается внедрением управляемых устройств компенсации.

Наибольшую потребность в компенсации реактивной мощности имеют распределительные сети напряжением 6-35 кВ [3, 4], которые в нашей стране составляют почти 70% от общей протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4-110 (220) кВ.

Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами электростанций, характеризуется их активной и реактивной мощностью. Активная мощность потребляется электроприемниками, преобразуя в тепловую, механическую и другие виды энергии. Реактивная мощность характеризует электроэнергию, преобразуемую в энергию для создания электрических и магнитных полей [5, 6].

Очевидно, что в понятиях «генерирование» и «потребление» реактивной мощности заложена определенная условность, но тем самым подчеркивается, что взаимодействие емкостных и индуктивных элементов в электрической сети имеет компенсирующий эффект $Q_{\Sigma} = Q_L - Q_C$. Это свойство элементов широко используется на практике для компенсации реактивной мощности, тем самым снижая падение напряжения в сети, потери электроэнергии [6].

Амплитуды активной и реактивной мощностей, изменяющихся по синусоидальному закону с двойной частотой (2ω), соответственно составляют $P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$ и $Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$, те самые значения мощностей, которыми пользуются при расчетах режимов и выборе оборудования. При этом мгновенные значения «потребляемой» в индуктивных элементах и «генерируемой» в емкостных элементах реактивной мощности в каждый момент времени имеют противоположный знак, в чем, как было отмечено выше, и проявляется их взаимокомпенсирующее действие [7]. Линейные диаграммы, отображающие мгновенные значения напряжения и тока в активно-индуктивной цепи, а также соответствующие им мощности приведены на рис. 1.

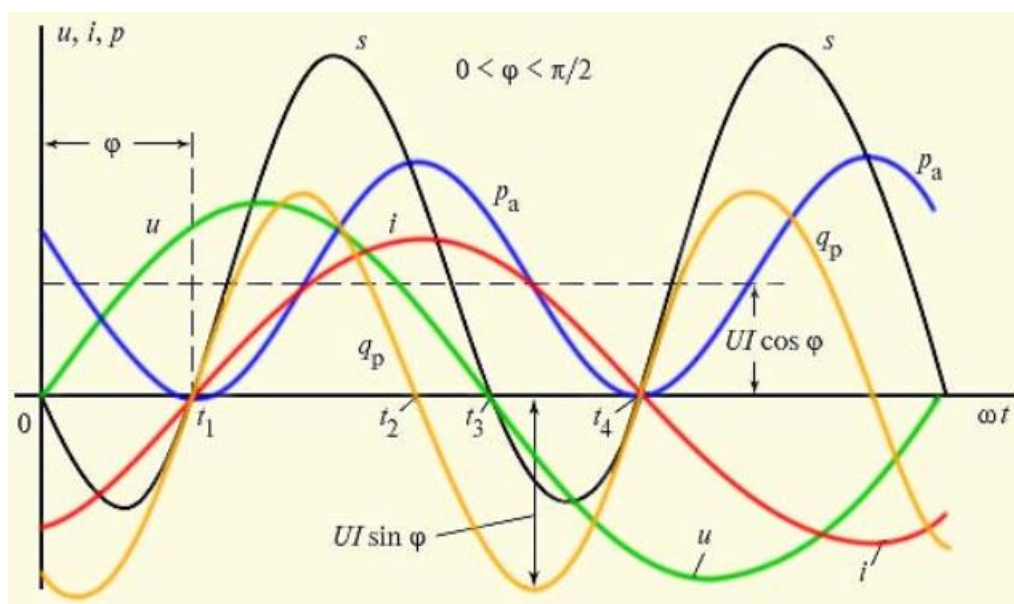


Рисунок 1 – Изменения мгновенных значений полной S , активной P и реактивной Q мощностей в цепи с активно-индуктивной нагрузкой ($0 < \varphi < \pi/2$)

К таким элементам можно отнести электродвигатели, трансформаторы, преобразователи напряжения, линии электропередач, лампы накаливания и т.д.

Передача реактивной мощности негативно сказывается на работе энергосистемы в целом. В частности, это влияет на пропускную способность линий электропередач, трансформаторов и т.д. [8].

Таким образом, реактивная мощность – часть полной мощности, затрачиваемая на электромагнитные процессы в нагрузке, имеющей емкостную и индуктивную составляющие. Не выполняет полезной работы, вызывает дополнительный нагрев проводников и требует применения источника энергии повышенной мощности [7, 9].

Из-за реактивной мощности появляются дополнительные потери активной мощности и напряжения, что напрямую ведет к увеличению денежных затрат. Следовательно, на этапе проектирования необходимо учесть наличие реактивной мощности и предпринять всевозможные меры для оптимизации значения данного параметра [10,11].

В настоящее время проблемы компенсации реактивной мощности прекрасно решаются при помощи различных компенсационных установок (УКРМ). Распределительные сети напряжением 6-35 кВ имеют ряд отличительных особенностей, что влияет на специфику выбора и применения устройств КРМ [3]:

- высокая плотность электрических нагрузок (от 5 до 15-20 МВт/км² в центральных районах городов);
- большое количество и разнохарактерность потребителей, расположенных на ограниченной территории (города, поселения, промышленные и железнодорожные предприятия);
- значительная протяженность воздушных и кабельных линии электропередачи (порядка 1,1 млн. км) и большое количество единиц трансформаторных подстанций;
- высокие предъявляемые требования по надежности электроснабжения потребителей;
- непрерывный рост электропотребления (на 1-2% ежегодно), требующий систематического развития электрических сетей наряду со значительной (порядка 70%) степенью износа оборудования.

Еще одной важной отличительной особенностью распределительных сетей России напряжением 6-35 кВ является изоляция их нейтрали, вследствие чего при работе устройств компенсации реактивной мощности возникает потребность в компенсации емкостных токов при однофазных замыканиях на землю [12-14].

Эффективность применения устройств КРМ во многом зависит от правильного выбора места их установки, адекватного выбора конструкции и параметров самих устройств, а также адаптивного алгоритма управления их мощности в условиях резкопеременного и широкоамплитудного характера изменения нагрузки потребителей. Так как внедрение устройств КРМ на практике все чаще приходится решать не на стадии проектирования системы электроснабжения, а непосредственно в процессе эксплуатации, то на основании анализа литературных источников [12-14] авторами были сформулированы ключевые критерии к устройствам КРМ для рассматриваемых распределительных сетей, представленные на рисунке 2.



Рисунок 2 – Критерии развития системы электроснабжения

В настоящее время наблюдается увеличение количества нелинейных нагрузок на различных предприятиях. К числу таких потребителей относятся преобразователи на основе полупроводниковых элементов, электросварочные установки, электродуговые печи, источники света с газоразрядными лампами, силовые высоковольтные трансформаторы и автотрансформаторы, а также высоковольтные двигатели [15, 16]. Особенность этих устройств проявляется в том, что они генерируют токи высших гармонических составляющих при подключении их к выводам источника с синусоидальным напряжением.

Токи высших гармонических составляющих создают дополнительные потери активной мощности, интенсивное старение изоляции, погрешности электроизмерительных приборов. Их наличие затрудняет применение силовых цепей в качестве каналов для обмена информацией между энергообъектами, вызывает ложное срабатывание устройств релейной защиты.

Для реализации энергоэффективных режимов распределительных сетей напряжением 6-35 кВ целесообразно применение тиристорных конденсаторных установок, ввиду следующих своих преимуществ, которые описаны в зарубежных источниках [17, 18]:

- быстроедействие, плавность и возможность пофазного регулирования, что необходимо в условиях быстроизменяющейся несимметричной нагрузки;
- компактность и мобильность конструкций;
- уменьшение взаимного влияния гармонических составляющих со стороны системы электроснабжения;
- достаточно широкий диапазон регулирования и потребления реактивной мощности;
- малые пусковые токи, что увеличивает срок службы оборудования и облегчает требования к устройствам управления и защиты;

– безынерционность регулирования реактивной мощности, что способствует улучшению условий статической устойчивости энергосистемы в целом.

Одним из значимых преимуществ использования конденсаторных установок является возможность автоматического контроля изменения реактивной мощности нагрузки в электросети и регулирование коэффициента мощности до положенных значений [19].

В итоге конденсаторные установки снижают загрузку трансформаторов, обеспечивают питание электроприемников по кабелю меньшего сечения, позволяют подключить дополнительную нагрузку за счет разгрузки сети, позволяет предотвратить просадку напряжения для удаленных потребителей, исключает появления перенапряжений, обеспечивают пуск и остановку электрического двигателя и т. д. [20].

Вместе с тем, наиболее рационально решать задачи внедрения современных динамических устройств КРМ позволяет предварительное моделирование и последующий анализ происходящих электромагнитных процессов, что минимизирует риски, дает возможность прогнозирования и оценки различных сценариев [18].

Таким образом применение установок компенсации реактивной мощности является неотъемлемой частью процесса передачи, преобразования, распределения и потребления электроэнергии.

Библиографический список

1. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
2. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 9 июня 2020 г. №1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.».
3. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 08.11.2019 №378).
4. Макашева С.И., Читашвили Я.М. Исследование электромагнитной совместимости электрических сетей // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. – 2014. – Т. 1. С. 100-104.
5. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2020. – 415 с.

6. Электрические системы. Электрические сети / Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. и др.: Под ред. Строева В.А. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1998.
7. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.
8. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
9. <https://www.nucon.ru/catalog/reguliruemye-i-nereguliruemye-kondensatornye-ustanovki-krm/>.
10. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети / Бударгин О.М., Бердников Р.Н., Шимко М.Б., Перстнев П.А., Воротницкий В.Э., Красноярск, ИПК «Платина», 2015. 168 с.
11. Горожанкин П.А., Майоров А.В., Макаровский С.Н., Рубцов А.А. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт // Электрические станции, 2008. №6. – С. 40-47.
12. Назарычев А.Н., Титенков С.С., Пугачев А.А. «Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6-35 кВ» / Сети России. – 2016. – № 3(36). – С. 82-88.
13. Зацаринная Ю.Н., Рахматуллин Р.Р., Хабибуллин М.Н. Защита сетей с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т.17, №3. – С. 75-76.
14. Пинчуков П.С., Макашова С.И. Устройство для защиты линий с изолированной нейтралью. Патент на полезную модель RU №168130, 2016.
15. Измерение и устранение гармоник. – Техническая коллекция Schneider Electric, выпуск. 30, 2009. – 48 с.
16. Скамьин, А.Н. Компенсация реактивной мощности с учетом генерирования высших гармоник сторонними потребителями / А.Н. Скамьин, А.Я. Шклярский // В сборнике: Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2017. Сборник научных трудов международной научно-технической конференции. Научные редакторы В.В. Максarov, В.В. Габов. 2017. – С. 211-215.
17. Tyll H.K.; Schettle F. «Historical overview on dynamic reactive power compensation solutions from the begin of AC power transmission towards present applications» / Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, pp.1-7. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>.

18. Lei Wang, Chi-Seng Lam, Man-Chung Wong, «Modeling and Parameter Design of Thyristor-Controlled LC-Coupled Hybrid Active Power Filter (TCLC-HAPF) for Unbalanced Compensation», Industrial Electronics IEEE Transactions on, vol. 64, pp. 1827-1840, 2017, ISSN 0278-0046. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7733154>.

19. Крысанов В.Н., Эффективность использования тиристорных конденсаторных установок в промышленных системах электроснабжения [Текст] / В.Н. Крысанов // Энергобезопасность и энергосбережение – 2017. – № 3. – С. 15-20.

20. Константинов Б.А. Компенсация реактивной мощности / Б.А. Константинов, Г.З. Зайцев. – Л.: «Энергия», 1976. – 104 с.

Очиров Э.Ц., обучающийся, гр. УЭСм-201-1; Селезнев А.С., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 620.92

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГИБРИДНОЙ МИКРОСЕТИ

Сосновский И.К., Баденко В.В., Пензик М.В., Козлов А.Н.
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН
Sosnovskiy71@gmail.com

Гибридные энергетические системы объединяют различные технологии производства, хранения и потребления энергии в единую систему, улучшая общие преимущества по сравнению с системой, зависящей от одного источника [1]. Включение технологий использования солнечной энергии в гибридные энергетические системы играет все более важную роль для снижения дефицита энергоснабжения в децентрализованных районах и решения экологических проблем [2]. Однако, низкая эффективность использования солнечной энергии и ограниченность территории для развертывания системы, невозможность аккумулирования избытков энергии, а также низкая надежность значительно ограничивают развитие гибридных энергосистем, работающих с использованием солнечной энергии. В связи с этим было предложено разработать лабораторную микросеть, для исследования и модернизации гибридных энергетических систем с целью повышения их надежности и эффективности.

В данной работе предлагается и исследуется часть гибридной энергетической установки (ГЭУ), основанной на фотоэлектрических преобразователях (ФЭП) с возможностью аккумулирования избытков энергии. Система включает в себя фотоэлектрические модули, бензиновый/газовый генератор и компоненты хранения энергии (рисунок 1). Гибридная установка позволит подробно изучить данные системы, в том числе разработать оптимальные режимы работы, а также минимизировать риски аварийных случаев в ходе эксплуатации гибридных энергетических систем и повысить их надежность.

В работе анализируются аварийный сценарий работы гибридных энергосистем на солнечной энергии: аварийный режим и стационарный режим.

Были исследованы режимы работы ГЭУ, один из которых моделирует отключение всех источников энергии, кроме фотоэлектрического преобразователя (Режим № 1), второй режим моделирует штатную работу гибридной микросети с питанием от внешней сети (Режим № 2). Перед началом анализа первого режима заряд аккумуляторных батарей был доведен до 100%.

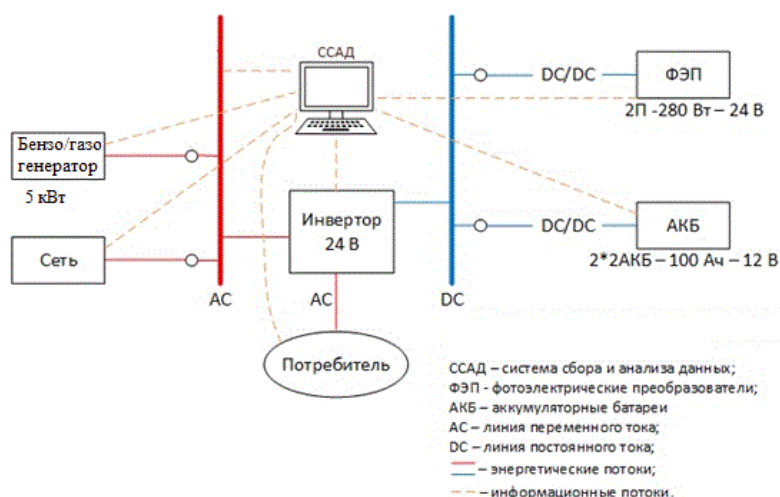


Рисунок 1 – Структурная схема гибридной микросети

Режим № 1.

Начало испытания в 10:30 26 декабря 2022 года, гибридную микросеть отключили от общей сети/генератора и перевели систему в автономный режим. На рисунках 2-4 приведены графики падения напряжения на АКБ, ФЭП, а также график изменения мощности нагрузки в автономном режиме за сутки.

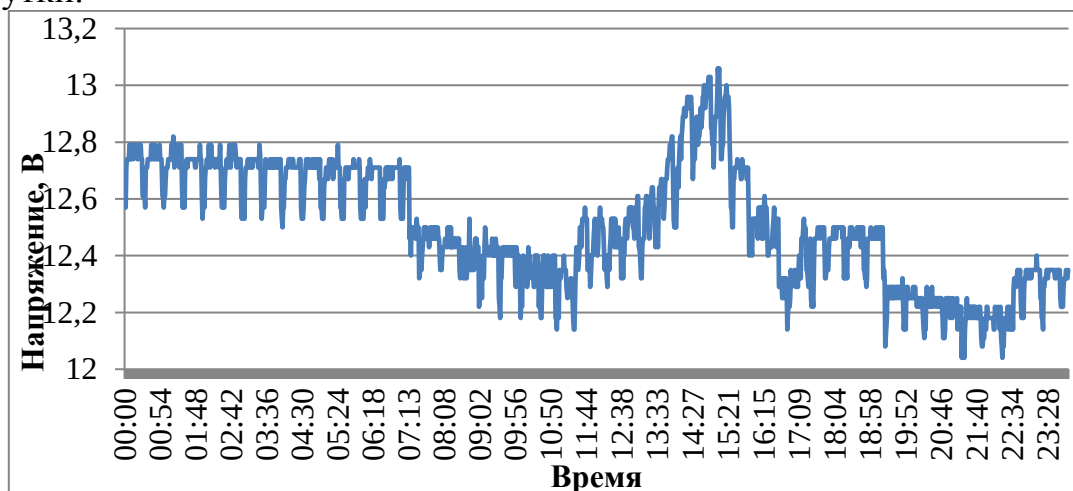


Рисунок 2 – График изменения напряжения на аккумуляторах за сутки

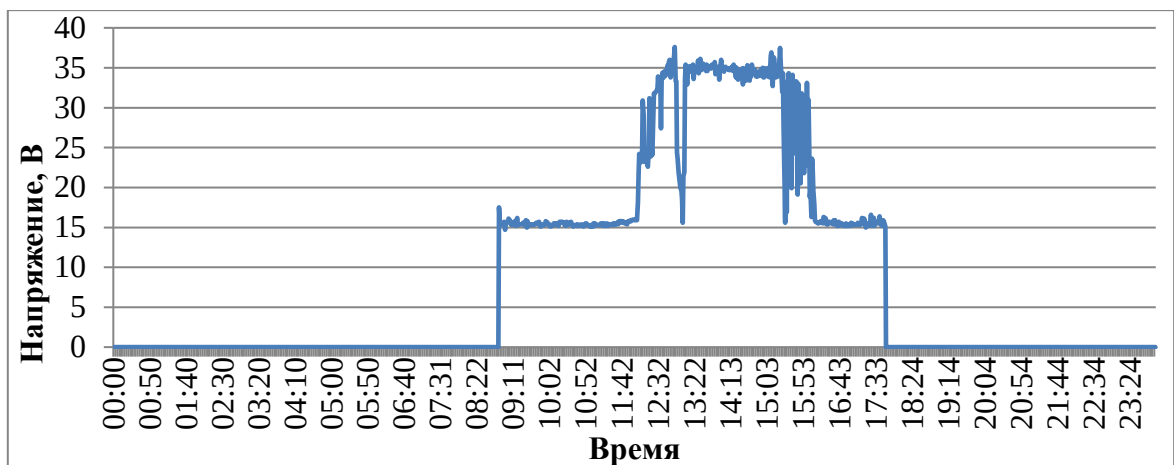


Рисунок 3 – График изменения напряжения на солнечных панелях за сутки

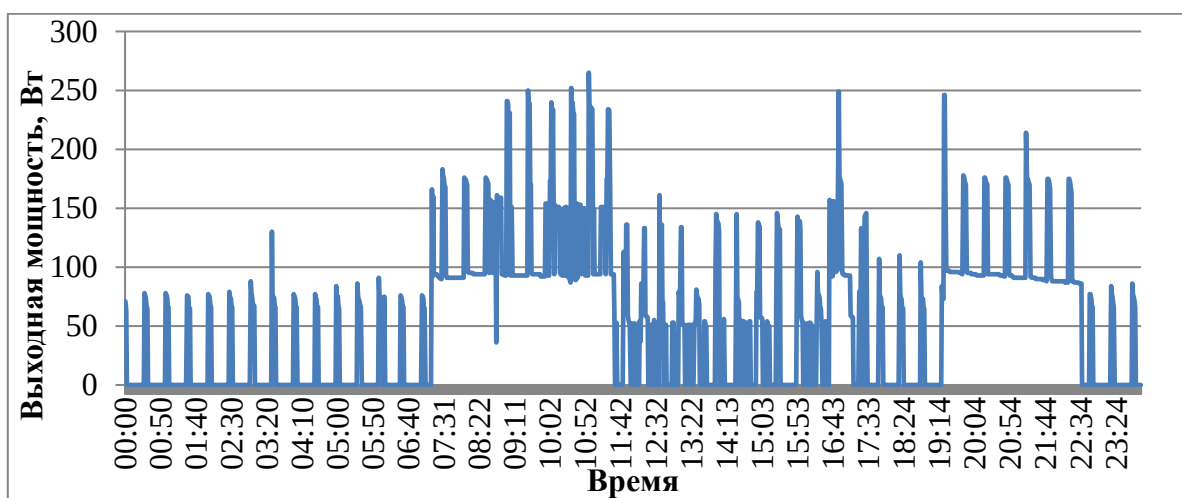


Рисунок 4 – График мощности нагрузки системы за сутки

Режим № 2. Для 2 режима работы графики падения напряжения на блоке солнечных панелей и мощности нагрузки показаны на рисунках 5 и 6.

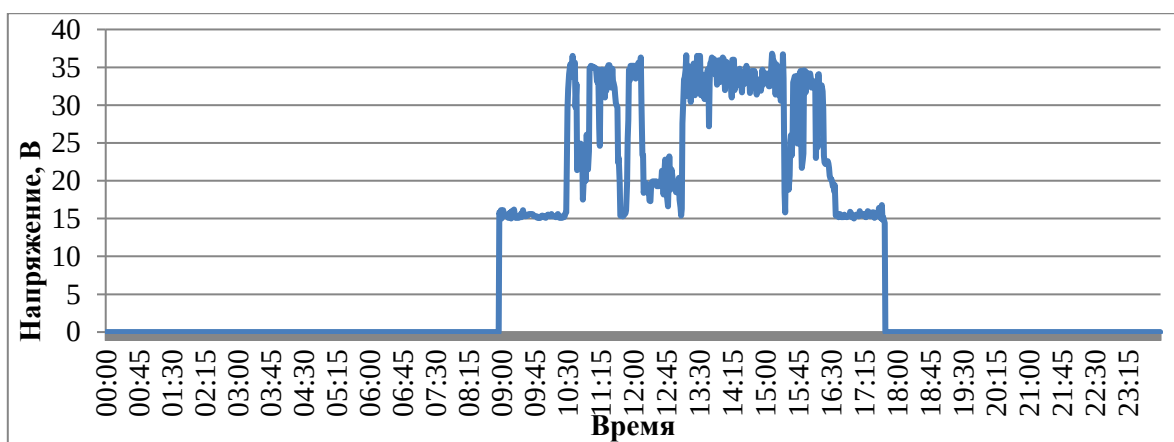


Рисунок 5 – График изменения напряжения на фотоэлектрических преобразователях за сутки

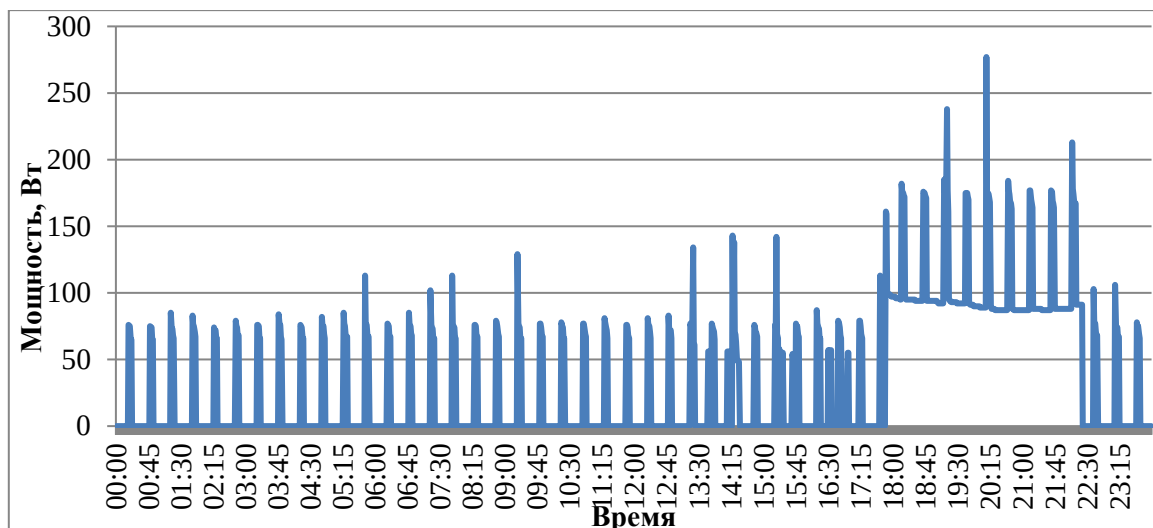


Рисунок 6 – График мощности нагрузки системы за сутки

Исследование падения напряжения на блоке аккумуляторов показало, что на рисунке 2 падение напряжение на АКБ на величину около 0,5 В при отключении микросети от общей сети / генератора и свидетельствует о переводе системы в автономный режим.

Полученный график разряда АКБ демонстрирует равномерное падение напряжения. В период с 12:40 до 17:40 наблюдается подъем напряжения на 0,2-0,4 В, что связано с выработкой ФЭП достаточного количества электроэнергии для заряда АКБ и покрытия части нагрузки.

При исследовании падения напряжение на АКБ было выяснено: в утренние часы при слабой солнечной активности (например, в 8:30, рисунки 3 и 4) низкое напряжение, выдаваемое ФЭП (15 В), не позволяет обеспечить заряд АКБ. При повышении напряжения выше 30 В ФЭП уже обеспечивают заряд АКБ (например, в интервале с 12:40 до 17:40, в зависимости от погодных условий). Анализ графиков падения напряжений на ФЭП (рисунки 4, 6) показывает разный характер кривых напряжений в зависимости от режима работы инвертора. В режиме № 1 наблюдаются периодические падения напряжения, выдаваемое ФЭП, на величину 5-20 В. Это обусловлено естественным падением напряжения на блоке аккумуляторов и алгоритмом работы инвертора в автономном режиме при подключении и снятии нагрузки. Для режима № 2 таких падений напряжений не наблюдается.

Исследование суточных изменений мощности нагрузки. В качестве нагрузки системы для режима № 1 используется бытовой холодильник (максимальная потребляемая мощность 200 Вт). Для режима № 2 в качестве нагрузки кроме бытового холодильника было добавлено электрооборудование хозяйственного помещения (освещение, вытяжной вентилятор от датчика движения). Максимальная суммарная мощность составила около 400 Вт.

Поскольку программное обеспечение WatchPower не имеет возможности фиксации значений нагрузки чаще чем 1 раз в минуту, то не корректно

измерять пиковые мощности нагрузки, поскольку данная система фиксирует только продолжительную нагрузку.

Рисунки 5 и 6 представляют собой график мощности нагрузки за сутки на 26.12.22 и 27.12.22 соответственно. С 00:00 до 07:00 нагрузка составляет около 100Вт, связано это с работой холодильника. С 07:00 до 22:00 активно используется электрооборудование хозяйственного помещения, что приводит к увеличению мощности нагрузки до 200-250 Вт.

Согласно исследованию автономного режима работы было выявлено, что при данной конфигурации и текущих погодных условиях не поддерживалась полная автономия. Однако, значительно увеличивалась длительность работы ГЭУ за счет работы ФЭП в дневное время суток. Для создания полной автономности следует провести ряд корректировок: исследовать интенсивность солнечного излучения в месте расположения ФЭП, а также откалибровать положение ФЭП относительно солнца.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что разработанная гибридная микросеть функционирует исправно и позволяет проводить исследования в области улучшения надежности и эффективности гибридных энергосистем с использованием возобновляемых источников энергии.

Библиографический список

1. Konstantinou, B.Hredzak. Power electronics for hybrid energy systems // [Hybrid Renewable Energy Systems and Microgrids](#). – 2021. – Pages 215-234
2. Майорова Ю. А. и др. Обзор гибридных фотоэлектрических и ветровых энергетических систем // Энергетические установки и технологии. – 2020. – Т. 6. – №. 3. – С. 40-49.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ БЫСТРОЙ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Сташкевич С.В., Ефимов Д.Н.

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
svstashkevich@yandex.ru, d.n.efimov@mail.ru*

Введение. В электроэнергетических системах ежегодно происходят тысячи возмущений, причинами которых являются короткие замыкания, отказы оборудования, ошибки оперативного персонала и т.д. Эти возмущения ликвидируются устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, призванными не допустить нарушение устойчивости. Тем не менее при отказах устройств защиты и автоматики, или же неправильной работе этих устройств могут возникать аварии, которые приводят к нарушению

устойчивости и возможному каскадному развитию с полным обесточиванием энергосистемы или ее отдельных частей.

В настоящее время повсеместно в контролируемых сечениях электроэнергетической системы России внедряется цифровая система мониторинга запаса устойчивости, призванная выполнять расчет статической устойчивости в режиме реального времени, для оперативного анализа и принятия мер по разгрузке контролируемого сечения. Вместе с тем оперативный расчет динамической устойчивости система не выполняет ввиду отсутствия инструмента, позволяющего выполнять его быстро и с приемлемой точностью.

Устойчивость «по углу» и способы ее оценки. В зависимости от структуры и свойств ЭЭС различают несколько видов динамической устойчивости, одним из которых является «устойчивость по углу», характерная для протяженных ЭЭС с длинными электрическими связями, определяемая характером взаимного движения роторов синхронных машин в электромеханическом переходном процессе после возмущения. Наиболее распространенным методом расчета «устойчивости по углу» является численное интегрирование дифференциальных уравнений динамической модели во временной шкале с решением подсистемы алгебраических уравнений на каждом шаге интегрирования. Процесс численного интегрирования является достаточно трудоемким по затратам времени, несмотря на возможности современной вычислительной техники в цикле оперативного управления режимом энергосистемы. Для таких задач часто может оказаться приемлемым использование экспресс-оценки устойчивости на базе качественных методов.

Структурный анализ неоднородностей. Структура электрической сети сложной ЭЭС всегда неоднородна и включает сильно связанные подсистемы и слабые связи между ними. Выявление этой неоднородности, её оценивание и использование при моделировании ЭЭС является задачей, решаемой с применением структурного анализа [3]. Ключевой исходной посылкой структурного анализа является то, что поведение ЭЭС определяется взаимным поведением генераторов в переходном процессе. В основе структурного анализа лежит определение слабых связей ЭЭС посредством кластерного анализа – множества вычислительных процедур, которые формируют либо выявляют иерархии (разбиения) на базе тех или иных совокупностей данных, поскольку при идентификации слабых связей в структуре электрической сети, определяются тем самым и сильно связанные подсистемы в этой структуре.

Нарушения устойчивости ЭЭС и каскадное развитие аварийных процессов при изменениях режима будут происходить прежде всего именно по слабым связям (между подсистемами) и менее вероятно – по более сильным связям (внутри подсистем). Поэтому исследования устойчивости ЭЭС необходимо производить прежде всего по отношению к слабым связям.

Совокупность объектов представляется в виде иерархической системы подмножеств (кластеров), получаемой с помощью либо последовательных объединений пар ближайших друг к другу кластеров, либо, наоборот, последовательного деления всего множества объектов. Под кластером здесь понимается заданная на совокупности объектов группа объектов, для которой сходство любых двух принадлежащих ей объектов выше, чем сходство любого принадлежащего группе объекта с любым не принадлежащим группе объектом.

Расчетные исследования. Тестовая схема показана на рис. 1, ее параметры – в таблицах 1–3. Рассматривается задача определения предельного по динамической устойчивости перетока по линии 8–9, измеряемого со стороны узла 9, при заданном возмущении на отпайке в узле 7. Реализация структурного анализа для тестовой четырехмашинной энергосистемы сравнивается с результатами численного интегрирования. Все результаты получены с помощью разработанной в среде Matlab программы расчета электро-механического переходного процесса во времени при реализации в программе классической модели динамики ЭЭС с учетом общепринятых для этой модели допущений [1, 2], и подпрограммы, выполняющей кластерный анализ на базе иерархических методов классификации.

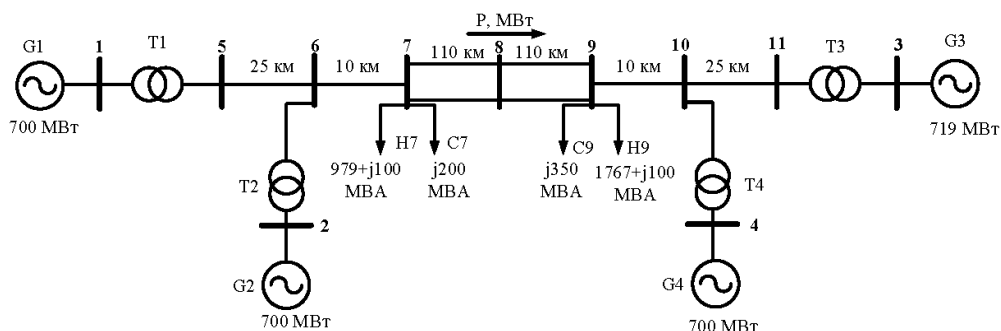


Рисунок 1 – Тестовая схема ЭЭС

Таблица 1

Параметры генераторов

Генераторы	G1	G2	G3	G4
Параметры				
$\dot{X}'_d$, Ом	$j17,63$	$j17,63$	$j17,63$	$j17,63$
$\dot{Y}'_d$, См	$-j0,057$	$-j0,057$	$-j0,057$	$-j0,057$
$\dot{E}'_d$, кВ	$236,9 \angle 20,2^\circ$	$236,9 \angle 10,5^\circ$	$236,9 \angle -j6,8^\circ$	$236,9 \angle -j17^\circ$

Таблица 2

Параметры трансформаторов и нагрузки

Оборудование	Т1-5, Т2-6, Т3-11, Т4-10	Нагрузка			
		H7	H9	C7	C9
Параметры					
$\dot{X}$, Ом	$j8,82$	$54,13 - j0,11$	$29,84 - j1,69$	$j264,5$	$j151,14$
$\dot{Y}$, См	$-j0,11$	$0,0183 + j0,0019$	$0,033 + j0,0019$	$-j0,0038$	$-j0,0066$

Таблица 3

Параметры воздушных линий

Оборудование Параметры	L ₅₋₆ , L ₁₀₋₁₁	L ₆₋₇ , L ₉₋₁₀	L ₇₋₈ , L ₈₋₉
$\dot{Z}_{ij}$, Ом	$1,32 + j13,23$	$0,529 + j5,29$	$2,9 + j29,1$
$\dot{Y}_{ij}$, См	$0,0075 - j0,0748$	$0,0187 - j0,1872$	$0,0034 - j0,034$
$\frac{\dot{Y}_{cij}}{2}$, мкСм	$j41,66$	$j16,67$	$j363,6$

Характер движения взаимных углов роторов синхронных машин представлен на рис. 2 (сохранение устойчивости ЭЭС) и на рис. 3 (нарушение устойчивости).

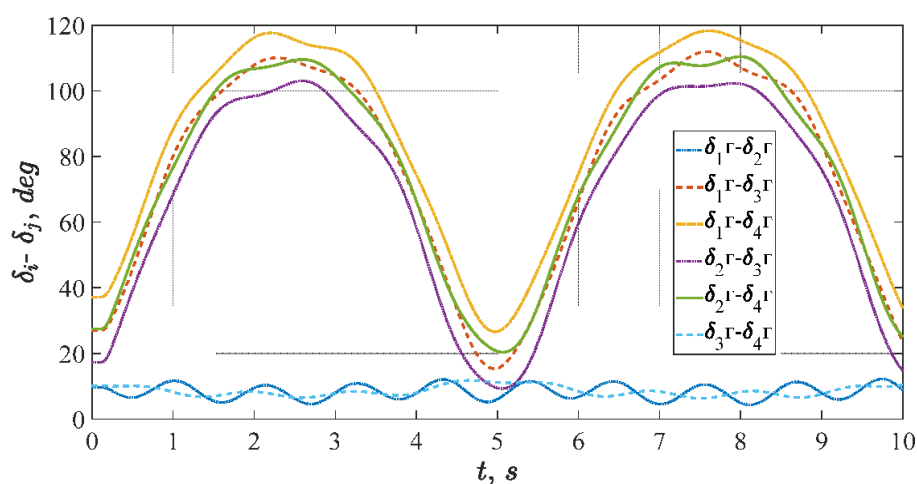


Рисунок 2 – Изменение взаимных углов генераторов при перетоке мощности 299,8 МВт в сечении 8-9

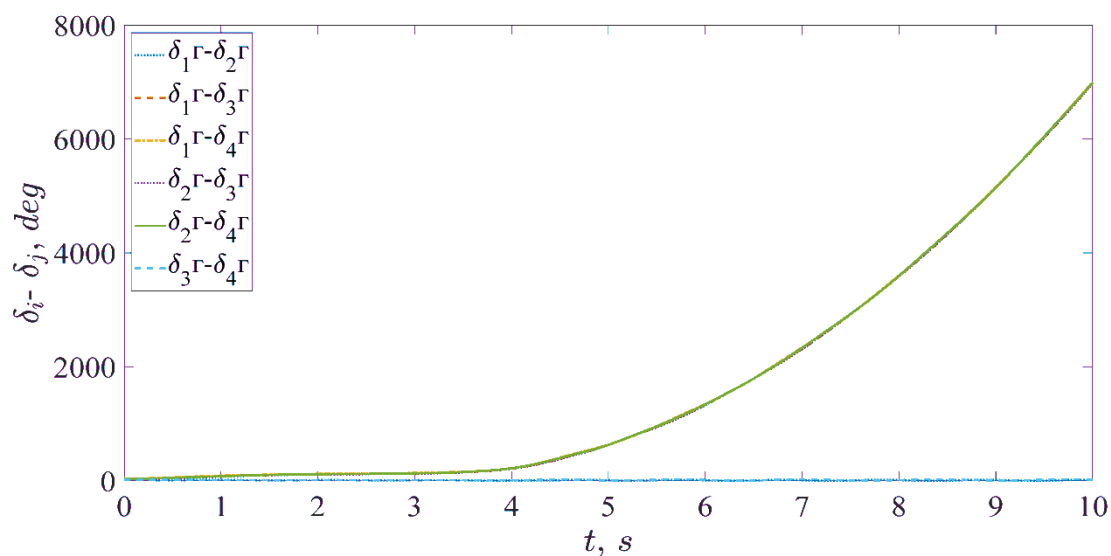


Рисунок 3 – Изменение взаимных углов генераторов при перетоке мощности 304,4 МВт в сечении 8-9

Для простых возмущений наиболее точная идентификация групп когерентных генераторов производится по матрице абсолютных значений начальных взаимных ускорений их роторов. При необходимости использования показателей взаимного сходства или различия не только для генераторов, но для любых узлов схемы исследуемой ЭЭС (что требуется в ряде задач), приемлемы такие показатели как модули взаимной проводимости, синхронизирующие мощности и структурные максимумы [3].

В работе вычисляется симметричная матрица, ранг которой равен числу генераторов ЭЭС, а элементы представляют собой количественные показатели сходства поведения генераторов в переходном процессе. Таким образом, в качестве объектов классификации выступают генераторы, а в качестве кластеров – их группы (подсистемы генераторного графа).

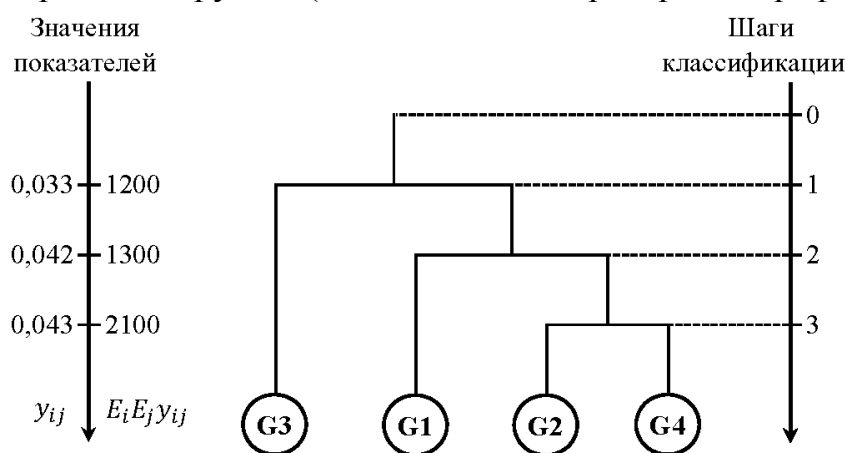


Рисунок 4 – Дендрограмма классификации генераторов

На рисунке 4 показана дендрограмма нисходящей классификации генераторов по двум видам показателей – по модулям проводимостей эквивалентных связей генераторного графа и по структурным максимумам (максимумам угловых характеристик активной мощности этих связей). Для обоих видов показателей и для всех рассмотренных выше расчетных условий последовательности классификации совпадают – при последовательном «разрыве» связей графа (начиная с самой слабой) первым выделяется в отдельный кластер генератор G3, затем – генератор G1 и далее разделяются на отдельные кластеры генераторы G2 и G4. Это позволяет, в частности, сделать вывод о потенциальной неустойчивости генератора G3 без расчета переходного процесса.

Заключение. Структурный анализ ЭЭС позволяет на основе структуризации исходной или эквивалентной схемы ЭЭС выявить динамические свойства ЭЭС без проведения традиционных трудоёмких расчетов режимов и переходных процессов.

Количественную оценку устойчивости сложной ЭЭС с использованием двухмашинного эквивалента можно осуществить, начиная с заведомо

неустойчивого исходного состояния, характеризующегося загрузкой критического по устойчивости сечения электрической схемы, и шаг за шагом снижая загрузку вплоть до предельного по устойчивости перетока по сечению. При этом время, затрачиваемое на определение предельного по устойчивости перетока, окажется существенно меньшим, чем его потребовалось бы при использовании численного интегрирования дифференциальных уравнений полной модели динамики сложной многомашинной ЭЭС.

Библиографический список

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985, 536 с.
2. Kundur P. Power system stability and control. New York: McGraw Hill, 1994, 1176 p.
3. Ефимов Д.Н., Сташкевич С.В. Показатели когерентности генераторов для экспресс-оценки динамической устойчивости ЭЭС.

Исследования выполнены в рамках проекта государственного задания «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем», тема FWEU-2021-0001, рег.№ АААА-А21-121012190027-4 на 2021-2030 гг.

Сташкевич С.В., аспирант ИСЭМ СО РАН; Ефимов Д.Н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ

УДК 621.331

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЖЁСТКИХ ПОПЕРЕЧИН КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Степанов А.Д.

Иркутский государственный университет путей сообщения
irkutsk-energo@yandex.ru

В настоящее время на российских железных дорогах рост грузооборота осуществляется не только за счет увеличения количества пар поездов в сутки, но и путем повышения масс поездов. На Восточно-Сибирской железной дороге практикуется организация графика движения с участием поездов массой 7100 т и даже сдвоенных массой 14200 т [1]. Это приводит к существенному возрастанию всех видов нагрузок, и электрических, и механических на все звенья системы тягового электроснабжения [2-3]. И при этом требуется обеспечить их надежную и безопасную работу, несмотря на существенный износ многих из них [4]. Соответственно, существует острая необходимость в своевременном выявлении развивающихся дефектов в этих устройствах [5-8].

Жёсткие поперечины контактной сети на электрифицированных железных дорогах являются наиболее ответственными устройствами контактной сети. От их состояния во многом зависит безопасность и бесперебойность движения поездов. Выход из строя даже одной жесткой поперечины

может привести к длительным перерывам в движении поездов или даже к серьезной аварии.

В настоящее время известно множество методов диагностирования металлических конструкций. Анализ этих методов показал, что большинство из них не может быть использовано для диагностики несущей способности жестких поперечин и их остаточного ресурса [9-13]. Исключение составляет один из методов, требующий минимального контакта с поперечиной, или вообще не требующий непосредственного контакта с конструкцией, который основан на анализе собственных колебаний конструкций и известен как вибрационный метод [11].

Предлагается для уменьшения трудоемкости вибрационного метода диагностирования жестких поперечин использовать корпус вагона в качестве носителя датчиков измерения и корректировки. Лазерные датчики на его поверхности и акселерометры позволят измерить колебания жестких поперечин и убрать возможную погрешность измерений, соответственно. Схематичный рисунок расположения датчиков регистрации колебаний жестких поперечин показан на рис. 1.

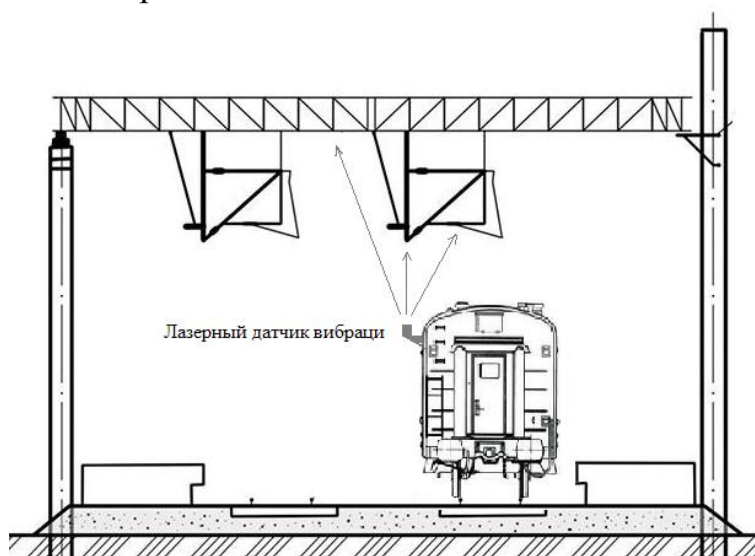


Рисунок 1 – Схема установки датчиков вибрации и лазерных виброметров на кузов вагона-лаборатории

Предлагаемый метод диагностирования состояния жестких поперечин превосходит по скорости существующие методики минимум в десятки раз и объемнее по информации. Если его проводить на регулярной основе 3-4 раза в год, то это даст в ретроспективе качественный анализ колебания всех поперечин и наглядную картину изменения состояния поддерживающих устройств по сезонам года. Если данный процесс автоматизировать при помощи программного обеспечения, то сводный анализ, дефектировку и рекомендации можно будет получать в автоматическом режиме, что снизит рутинность работы и ускорит получение результатов. Опираясь на получен-

ные результаты, можно будет строить прогнозы по состоянию поддерживающих конструкций, в целом, и обновлять устройства не по регламенту, а по состоянию, что позволит существенно снизить расходы на эксплуатацию данных устройств и способствовать ресурсо- и энергосбережению [12].

Библиографический список

1. Пузина Е.Ю. Оценка потенциала повышения энергоэффективности системы тягового электроснабжения Абаканской дистанции электроснабжения. Транспорт: наука, образование, производство. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. 2017.– С. 154-157.
2. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А., Кашковский В.В. Анализ надежности электроснабжения транспортных систем в зависимости от состояния устройств релейной защиты и автоматики. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 3 (63). С 127-135.
3. Туйгунова А.Г., Худоногов И.А., Пузина Е.Ю. О переводе питания СЦБ с 27,5 кВ на нетяговую обмотку на тяговой подстанции переменного тока// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2018. № 4 (60). С. 93-98.
4. Пузина Е.Ю. Оценка остаточного ресурса тяговых трансформаторов Северного хода ВСЖД. Транспорт-2013. Труды международной научно-практической конференции – Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2013.– С. 173-175.
5. Ли В.Н. Организация контроля состояния опорного хозяйства системы тягового электроснабжения /В.Н. Ли, Электроэнергетические комплексы и системы: история, опыт, перспектива: сборник научных трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной электроснабжения» и 100-летию плана ГОЭЛРО. – Хабаровск: Дальневосточный государственный университет путей сообщения, 2020 – С. 36-41.
6. Лобанов, О. В. Анализ эксплуатационного контроля состояния жестких поперечин контактной сети / О. В. Лобанов, В. П. Ступицкий, Л. А. Астраханцев // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2022. – № 1(73). – С. 153-162.
7. Лобанов, О. В. Система мониторинга работоспособности металлических опорных конструкций для скоростного и высокоскоростного движения электроподвижного состава / О. В. Лобанов // Инновационные производственные технологии и ресурсосберегающая энергетика: Материалы международной научно-практической конференции, Омск, 08–09 декабря 2021 года. – Омск: Омский государственный университет путей сообщения, 2021. – С. 245-250.
8. Бурнышева Т.В. Методика оценки технического состояния опор воздушных линий электропередачи с учетом типовых эксплуатационных

дефектов / Т.В. Бурнышева, А.Н. Кожевников // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2021 – № 2 (110). – С. 2-13.

9. Павлов В.П. Анализ спектра частот собственных колебаний стержня методом сплайнов / В.П. Павлов // Вестник УГАТУ. – 2016 – № 4 (74). – С. 16-22.

10. Крюков А.В., Степанов А.Д., Закарюкин В.П., Асташин С.М., Математическая обработка результатов термографирования тяговых подстанций. Депонированная рукопись. № 20-В2007 11.01.2007.

11. Крюков А.В., Степанов А.Д. Термографическое обследование Северо-Муйского тоннеля. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2006. № 8 (12). С. 174-176.

12. Боброва Ю.М., Пузина Е.Ю. Необходимость активизации энергосбережения в России. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. С.142-147.

13. Ступицкий В.П., Худоногов И.А., Тихомиров В.А., Лобанов О.В. Определение остаточной несущей способности металлических конструкций контактной сети. Известия Транссиба. 2019. № 3(39). С. 88-99.

Степанов А.Д., к.т.н., доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ БУРЯТЭНЕРГО С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Сумин Е.А., Харипон Е.Р., Аракшинов И.П., Гунтыпов Д.Б., Телешев Д.С,
Фоменко А.А, Баракова Д.Ю, Непомнящих Н.С, Тигунцев С.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
e,sumin01@mail.ru, stiguncev@yandex.ru

Режим изолированной нейтрали используется в России достаточно давно и подавляющее большинство сетей 6–35 кВ (примерно 80 %) работает именно с этим режимом заземления нейтрали.

Основным достоинством сетей с изолированной нейтралью считается то, что в режиме однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) эти сети могут работать определенное время без отключения, сохраняя тем самым бесперебойность энергоснабжения. ОЗЗ - это такое повреждение на линиях электропередачи, при котором одна из фаз трехфазной системы замыкается на землю или на элемент электрически связанный с землей. ОЗЗ являются очень распространенным видом повреждения, на однофазные замыкания на землю приходится 70- 90 % электрических повреждений.

Режим ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью аварийным не считается. Однако, данный режим работы является опасным для изоляции оборудования, так как фазные напряжения при этом значительно увеличиваются.

Кроме того, ОЗЗ очень опасно для людей, в частности для обслуживающего персонала (при возникновении повреждения на территории ОРУ или ЗРУ). При этом высока вероятность поражения электрическим током в результате растекания токов на землю (шагового напряжения). Следовательно, оперативному персоналу, который осуществляет обслуживание электроустановки, необходимо в кратчайший срок устранить возникшее повреждение, то есть определить поврежденное присоединение и отключить его.

[illegible]

Целью данной работы является разработка и исследование методики автоматического отключения поврежденного фидера средствами релейной

защиты. При выполнении работы решены задачи моделирования электрических сетей с изолированной нейтралью, формирования режимов ОЗЗ, расчетного определения поврежденного фидера и разработка методики определения поврежденного фидера средствами релейной защиты в электрических сетях с изолированной нейтралью.

Исследования проведены для методики, разработанной в [1] на примере одной из подстанций электрических сетей Бурятэнерго.

Для решения задачи была сформирована схема замещения в трехфазном виде всех фидеров, отходящих от подстанции, рассчитаны нормальные режимы и режимы с ОЗЗ на всех фидерах подстанции в фазных координатах. Схема исследуемой электрической сети показана на рис. 1.

Схема замещения участка сети в трехфазном виде показана на рис. 2

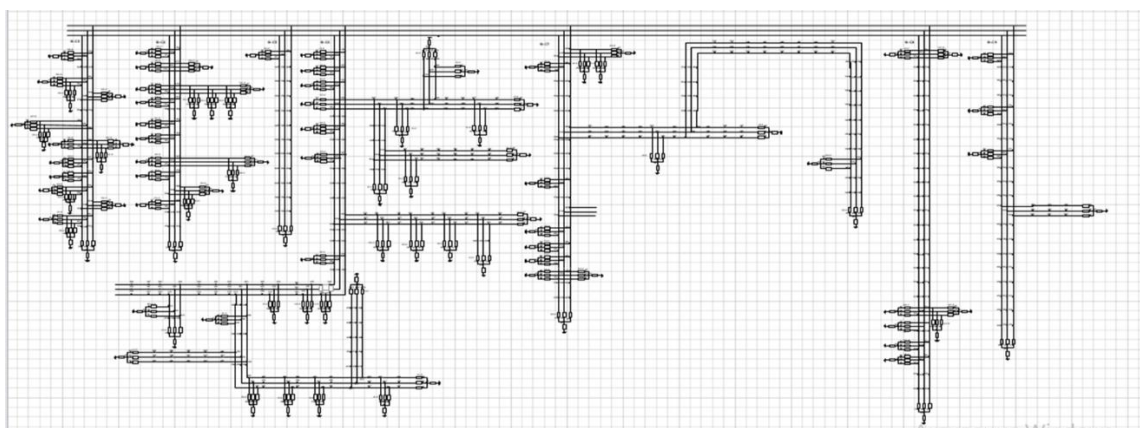


Рисунок 2 – Схема замещения участка сети в трехфазном виде

Для каждого фидера были сформированы исходные данные для программного комплекса расчета режима в фазных координатах (ФК) [2], а именно каждая линия 10 кВ представлена трехфазными участками по 1 километру (рис. 3), каждая нагрузка представлена фазными сопротивлениями, соединенными в «звезду». Более подробно алгоритм расчета режимов в ФК описан в [3]. В общей сложности получилось 3000 простых ветвей (генераторные ветви, ветви нагрузок, ветви продольных сопротивлений каждого провода ЛЭП, ветви емкостных сопротивлений между проводами и между проводами и землей) и 780 взаимоиנדукций между ветвями.

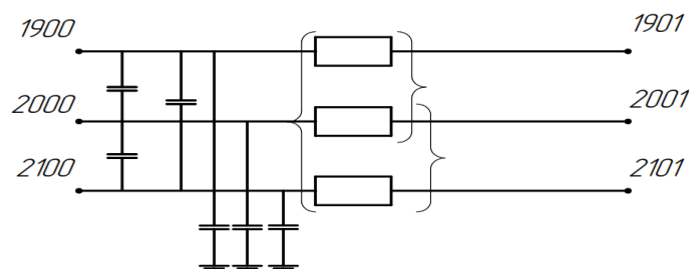


Рисунок 3 – Фрагмент схемы замещения участка 1 км ЛЭП с элементами

Для исходных данных выполнены расчеты нормальных режимов и режимов с ОЗЗ на всех фидерах 10 кВ подстанции. Результаты расчета нормального режима показаны в табл. 1.

Таблица 1

Нормальный режим схемы замещения секции шин 10 В

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Фидера	A	A	A	A	B	B	B	B
Ф-С3	80,04	80,08	79,98	0,0019	6004	6133	5948	322
Ф-С4	85,18	87,81	87,66	0,005822	6004	6133	5948	322
Ф-С5	6,08	6,08	6,09	0,001267	6004	6133	5948	322
Ф-С6	66,28	66,29	66,07	0,005269	6004	6133	5948	322
Ф-С7	66,07	61,17	61,16	0,002497	6004	6133	5948	322
Ф-С8	30,34	27,19	30,76	0,007316	6004	6133	5948	322
Ф-С9	21,47	21,49	21,49	0,001581	6004	6133	5948	322

Как видно из табл.1 токи нулевой последовательности в каждом фидере практически равны нулю, напряжение нулевой последовательности на шинах 10 кВ подстанции < 2%.

В сетях с изолированной нейтралью ток ОЗЗ замыкается через емкости неповрежденных фаз. Его значение невелико и определяется суммарной емкостью неповрежденных фаз. Это позволяет эксплуатировать сеть, не отключая повреждения данного вида незамедлительно. Но в таком случае изоляция оборудования будет стареть намного быстрее, и это может привести к более опасному явлению – короткому замыканию, которое требует немедленного отключения поврежденного участка сети.

Результаты расчета режимов при ОЗЗ показаны в табл. 2-8

Таблица 2

ОЗЗ на фидере 3, точка 1106

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	80,04	78,06	80,01	5,21	166,6	10213	280	10199	17263
Ф-С4	85,09	87,85	87,78	0,38	-37,2	10213	280	10199	17263
Ф-С5	5,98	6,14	6,14	0,29	-7,3	10213	280	10199	17263
Ф-С6	65,51	66,66	66,51	2,33	-12,2	10213	280	10199	17263
Ф-С7	60,71	61,38	61,38	1,19	-11,1	10213	280	10199	17263
Ф-С8	30,16	27,29	30,87	0,54	-13,2	10213	280	10199	17263
Ф-С9	21,30	21,58	21,58	0,52	-10,4	10213	280	10199	17263

Таблица 3

ОЗЗ на фидере 4, точка 1506

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	80,14	80,00	80,04	0,33	-155,8	10213	10245	250	17343
Ф-С4	85,23	87,81	85,74	5,01	47,2	10213	10245	250	17343
Ф-С 5	6,13	5,99	6,14	0,28	-126,6	10213	10245	250	17343
Ф-С 6	66,71	65,58	66,45	2,27	-131,9	10213	10245	250	17343
Ф-С 7	61,31	60,82	61,38	1,16	-130,7	10213	10245	250	17343
Ф-С 8	30,43	27,03	30,85	0,53	-132,0	10213	10245	250	17343
Ф-С 9	21,56	21,33	21,58	0,50	-129,9	10213	10245	250	17343

Таблица 4

ОЗЗ на фидере 5, точка 1705

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	79,96	80,13	80,09	0,36	-36,1	10487	93	10389	18070
Ф-С4	85,09	87,85	87,78	0,40	-38,1	10487	93	10389	18070
Ф-С5	5,98	6,59	6,14	5,48	164,0	10487	93	10389	18070
Ф-С6	65,48	66,66	66,54	2,43	-12,9	10487	93	10389	18070
Ф-С7	60,70	61,39	61,39	1,25	-11,9	10487	93	10389	18070
Ф-С8	30,15	27,29	30,88	0,56	-13,9	10487	93	10389	18070
Ф-С9	21,29	21,58	21,59	0,54	-11,2	10487	93	10389	18070

Таблица 5

ОЗЗ на фидере 6, точка 2016

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	79,96	80,13	80,08	0,33	-36,1	10100	467	10005	16727
Ф-С4	85,09	87,85	87,77	0,37	-37,9	10100	467	10005	16727
Ф-С5	5,99	6,13	6,14	0,28	-8,1	10100	467	10005	16727
Ф-С6	65,68	64,79	66,41	3,11	162,5	10100	467	10005	16727
Ф-С7	60,73	61,37	61,37	1,16	-11,9	10100	467	10005	16727
Ф-С8	30,16	27,27	30,87	0,52	-14,0	10100	467	10005	16727
Ф-С9	21,31	21,57	21,58	0,50	-11,2	10100	467	10005	16727

Таблица 6

ОЗЗ на фидере 7, точка 2310

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	79,96	80,13	80,08	0,34	-35,5	10228	276	10194	17279
Ф-С4	85,09	87,85	87,78	0,38	-37,4	10228	276	10194	17279
Ф-С5	5,98	6,14	6,14	0,29	-7,5	10228	276	10194	17279
Ф-С6	65,51	66,65	66,52	2,33	-12,4	10228	276	10194	1727
Ф-С7	60,80	59,41	61,31	4,35	164,0	10228	276	10194	17279
Ф-С8	30,16	27,28	30,87	0,54	-13,4	10228	276	10194	17279
Ф-С9	21,30	21,58	21,58	0,52	-10,7	10228	276	10194	17279

Таблица 7

ОЗЗ на фидере 8, точка 2718

	I _A	I _B	I _C	3I ₀	Угол,°	U _A	U _B	U _C	3U ₀
Ф-С3	80,14	80,0	80,04	0,33	-156,1	10105	10192	351	17062
Ф-С4	85,28	87,73	87,71	0,36	-158,9	10105	10192	351	17062
Ф-С5	6,13	5,99	6,14	0,28	-127,2	10105	10192	351	17062
Ф-С6	66,71	65,59	66,44	2,23	-132,5	10105	10192	351	17062
Ф-С7	61,31	60,82	61,37	1,14	-131,2	10105	10192	351	17062
Ф-С8	30,33	27,12	29,38	4,78	44,7	10105	10192	351	17062
Ф-С9	21,56	21,34	21,58	0,49	-130,5	10105	10192	351	17062

Таблица 8

ОЗЗ на фидере 9, точка 3007

	I_A	I_B	I_C	$3I_0$	Угол, °	U_A	U_B	U_C	$3U_0$
Ф-С3	79,96	80,13	80,08	0,35	-35,9	10414	104	10341	17863
Ф-С4	85,09	87,85	87,78	0,40	-37,8	10414	104	10341	17863
Ф-С5	5,98	6,14	6,14	0,30	-7,9	10414	104	10341	17863
Ф-С6	65,49	66,66	66,54	2,41	-12,7	10414	104	10341	17863
Ф-С7	60,70	61,39	61,39	1,23	-11,7	10414	104	10341	17863
Ф-С8	30,15	27,29	30,88	0,56	-13,8	10414	104	10341	17863
Ф-С9	21,32	20,01	21,56	5,19	164,2	10414	104	10341	17863

Из таблиц 2-8 видно, что на шинах 10 кВ подстанции при ОЗЗ напряжение на не повреждённых фазах увеличилось до линейных (10000 В), а напряжение в поврежденной фазе снизилось, также увеличилось напряжение нулевой последовательности до 16000-18000 В.

Токи в проводах ЛЭП практически не изменились. Токи $3I_0$ в фидерах существенно изменились по сравнению с нормальным режимом. При этом ток $3I_0$ на поврежденном фидере имеет значение больше чем токи $3I_0$ в остальных неповрежденных фидерах, и направлен встречно другим токам. Однако, токи $3I_0$ имеют значение, недостаточное для гарантированного определения и отключения поврежденного фидера средствами РЗ.

Далее были проведены расчеты для определения и отключения поврежденного фидера средствами релейной защиты при ОЗЗ. Для этого в момент появления напряжения нулевой последовательности на шинах секции 10 кВ при ОЗЗ на любом из фидеров, на шинах секции 10 кВ кратковременно (2-10 сек) средствами РЗ включают устройство, состоящее из трех активных сопротивлений, соединенных в звезду, в нейтраль которого включено активное сопротивление [1]. Результаты расчетов показаны в табл. 9-15.

Таблица 9

ОЗЗ в конце фидера 3 (Узел 1112)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	$3I_0$	$3U_0$	$3I_0$	$3U_0$
Фидер 3	27,234	15565,583	5,169	17119,390
Фидер 4	0,345	15565,583	0,379	17119,390
Фидер 5	0,262	15565,583	0,288	17119,390
Фидер 6	2,101	15565,583	2,307	17119,390
Фидер 7	1,076	15565,583	1,182	17119,390
Фидер 8	0,487	15565,583	0,535	17119,390
Фидер 9	0,466	15565,583	0,512	17119,390

Таблица 10

ОЗЗ в конце фидера 4 (Узел 1412)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	3I ₀	3U ₀	3I ₀	3U ₀
Фидер 3	0,301	15619,33	0,331	17162,72
Фидер 4	27,167	15619,33	5,002	17162,72
Фидер 5	0,254	15619,33	0,279	17162,72
Фидер 6	2,039	15619,33	2,244	17162,72
Фидер 7	1,043	15619,33	1,149	17162,72
Фидер 8	0,480	15619,33	0,528	17162,72
Фидер 9	0,451	15619,33	0,497	17162,72

Таблица 11

ОЗЗ в конце фидера 5 (Узел 1711)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	3I ₀	3U ₀	3I ₀	3U ₀
Фидер 3	0,319	16079,8	0,358	18056,68
Фидер 4	0,356	16079,8	0,399	18056,68
Фидер 5	28,246	16079,8	5,481	18056,68
Фидер 6	2,169	16079,8	2,431	18056,68
Фидер 7	1,111	16079,8	1,245	18056,68
Фидер 8	0,503	16079,8	0,564	18056,68
Фидер 9	0,481	16079,8	0,539	18056,68

Таблица 12

ОЗЗ в конце фидера 6 (Узел 4125)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	3I ₀	3U ₀	3I ₀	3U ₀
Фидер 3	0,262	13172,052	0,323	16286,864
Фидер 4	0,292	13172,052	0,360	16286,864
Фидер 5	0,222	13172,052	0,274	16286,864
Фидер 6	22,682	13172,052	3,031	16286,864
Фидер 7	0,913	13172,052	1,125	16286,864
Фидер 8	0,414	13172,052	0,509	16286,864
Фидер 9	0,396	13172,052	0,487	16286,864

Таблица 13

ОЗЗ в конце фидера 7 (Узел 2349)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	3I ₀	3U ₀	3I ₀	3U ₀
Фидер 3	0,260	13103,097	0,327	16484,567
Фидер 4	0,290	13103,097	0,365	16484,567
Фидер 5	0,221	13103,097	0,277	16484,567
Фидер 6	1,773	13103,097	2,223	16484,567
Фидер 7	22,822	13103,097	4,150	16484,567
Фидер 8	0,412	13103,097	0,515	16484,567
Фидер 9	0,394	13103,097	0,493	16484,567

Таблица 14

ОЗЗ в конце фидера 8 (Узел 2623)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	$3I_0$	$3U_0$	$3I_0$	$3U_0$
Фидер 3	0,287	14916,45	0,329	17061,74
Фидер 4	0,314	14916,45	0,361	17061,74
Фидер 5	0,242	14916,45	0,278	17061,74
Фидер 6	1,944	14916,45	2,231	17061,74
Фидер 7	0,995	14916,45	1,142	17061,74
Фидер 8	26,021	14916,45	4,776	17061,74
Фидер 9	0,431	14916,45	0,494	17061,74

Таблица 15

ОЗЗ в конце фидера 9 (Узел 2922)

	Включено устройство		Изолированная нейтраль	
	$3I_0$	$3U_0$	$3I_0$	$3U_0$
Фидер 3	0,310	15600,79	0,349	17599,67
Фидер 4	0,345	15600,79	0,389	17599,67
Фидер 5	0,263	15600,79	0,296	17599,67
Фидер 6	2,105	15600,79	2,370	17599,67
Фидер 7	1,079	15600,79	1,214	17599,67
Фидер 8	0,488	15600,79	0,550	17599,67
Фидер 9	27,329	15600,79	5,113	17599,67

Как видно из табл. 9-15, во всех случаях в поврежденном фидере возникает ток $3I_0$, величина которого достаточна для гарантированного срабатывания РЗ по $3I_0$.

Выводы. Включение разработанного в ИРНТУ устройства на сборных шинах 10 кВ в момент возникновения ОЗЗ в любом месте сети с изолированной нейтралью обеспечивает в поврежденном присоединении ток $3I_0$, достаточный для гарантированного срабатывания релейной защиты (выделено жирным текстом в табл. 9-15). Возникновение ОЗЗ определяется по появлению $3U_0$ на сборных шинах подстанции. Устройство включается автоматически кратковременно (на 2 – 10 секунд) или с заданной задержкой по времени.

Библиографический список

1. Тигунцев С.Г., Вишняков Н.А., Способ отключения поврежденного присоединения с однофазным замыканием на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью. Патент RU 2788519, регистрация 23.01.2023 г.
2. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие / Под ред. А.Н. Висящева. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – 270 с.
3. Тигунцев С.Г., Ахмедов С.Б., Турдиев А.Т., Шеркунков М.А.. По поводу статьи «О возможности снижения наведенного напряжения на

месте производства ремонтных работ», ж. Электрические станции, №1, 2019, с. 34-38.

Сумин Е.А., Харипон Е.Р., Телешев Д.С., Фоменко А.А., Баракова Д.Ю., Непомнящих Н.С., обучающиеся гр. ЭСб-19-1 ИРНИТУ; Аракшинов И.П., Гунтыпов Д.Б., обучающиеся гр. ЭСб-20-1 ИРНИТУ, Тигунцев С.Г. доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ, к.т.н.

УДК 621.311.68

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ БРИГАД ТКРС С ПОМОЩЬЮ АВТОНОМНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ГИБРИДНЫХ УСТАНОВОК

Толканова А.А., Мигунова Л.Г.

Самарский государственный технический университет

Beloff.yasha@yandex.ru

Добыча нефти и газа – это сложный технологический процесс, включающий в себя эксплуатацию различного технического оборудования, в том числе электрического. Эксплуатация скважин предполагает периодическое проведение капитальных и текущих ремонтов, которые осуществляют бригады ТКРС.

По установившейся практике электроснабжение бригад ТКРС осуществляется от стационарных или от мобильных источников энергии. К стационарным относятся существующие электрические сети (подстанции, ЛЭП и т.п.), к мобильным – дизельные электрические станции (ДЭС). При невозможности использования стационарных источников энергии (удаленное расстояние) используются мобильные.

В настоящее время электроснабжение бригад ТКРС от мобильных источников осуществляется с помощью дизельных электрических станций. Наиболее важными и значимым факторами в пользу выбора ДЭС являются бесперебойность энергоснабжения, а также их мобильность. Но существует ряд недостатков применения ДЭС на практике для энергоснабжения бригад ТКРС:

- загрузка ДЭС составляет менее 25% от номинала используемых обычно дизельных электростанций мощностью 30 кВт (рекомендуется использовать генератор под нагрузкой от 40%). В связи с низкой загрузкой ДЭС происходит перерасход топлива, следовательно, возникают завышенные удельные затраты на выработку электроэнергии;

- дизельные электростанции имеют высокие показатели выбросов вредных веществ относительно других источников энергии (ветровые, солнечные электростанции).

В настоящее время существует множество различных технологий, разработанных для создания систем автономного электроснабжения, при которых оптимизируются режимы работы мобильных станций.

В России наблюдается растущий интерес к развивающемуся направлению преобразования электроэнергетических систем в интеллектуальные электроэнергетические системы (ИЭ). Технологическую платформу ИЭ составляют различные современные устройства и технологии на базе силовой электроники, в том числе системы накопления энергии [1].

Предлагаемые интеллектуальные гибридные автономные электроустановки являются полностью инновационным продуктом, не имеющим существующих аналогов. Некоторое сходство имеют гибридные генераторно-аккумуляторные системы, применяемые для энергоснабжения жилых домов. Отличительными особенностями предлагаемого энергокомплекса является его полная автономность и дистанционная управляемость, а также состав электрооборудования, входящего в контейнер.

Данные электроустановки способны обеспечивать качественное и бесперебойное электроснабжение оборудования, необходимого для осуществления производственных и бытовых нужд бригад ТКРС.

Под термином «гибрид» подразумевается электротехнический комплекс, сформированный путем комбинирования двух видов компонентов, которые выдают одинаковые или похожие результаты.

Описанная гибридная дизель-аккумуляторная система состоит из жидкотопливного генератора (на базе ДЭС), аккумуляторных батарей, инвертора (входит в состав ИБП), выпрямительных агрегатов зарядно-подзарядных (ВАЗП), системы автоматического пуска ДЭС (САП ДЭС), резервного бака для топлива, системы автоматической дозаправки топлива, системы удаленного мониторинга ДЭС, системы управления батареями, карты удаленного управления для ИБП.

Инвертор – устройство для преобразования постоянного тока в переменный с изменением величины напряжения. Состоит из генератора периодического напряжения, по форме приближённого к синусоиде, или дискретного сигнала. Двусторонний инвертор управляет потоками энергии между дизельным генератором (ДГ), аккумуляторной батареей (АКБ) и нагрузкой. Встроенный в него микропроцессор контролирует нагрузку и зарядный ток аккумуляторов так, что дизель-генератор (ДГ) всегда работает в оптимальном режиме.

Система управления батареями (BMS) проводит мониторинг состояния батарей и при падении заряда во всех АКБ до минимального заданного значения (40%), подает сигнал о разрядке АКБ в ИБП.

Выпрямительный агрегат зарядно-подзарядный предназначен для преобразования трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 380 В или 220 В в постоянный ток для заряда аккумуляторной батареи (АБ).

Дополнительным преимуществом данной системы является ее интеллектуальность. У персонала появляется возможность отслеживать полную работу системы дистанционно в режиме реального времени.

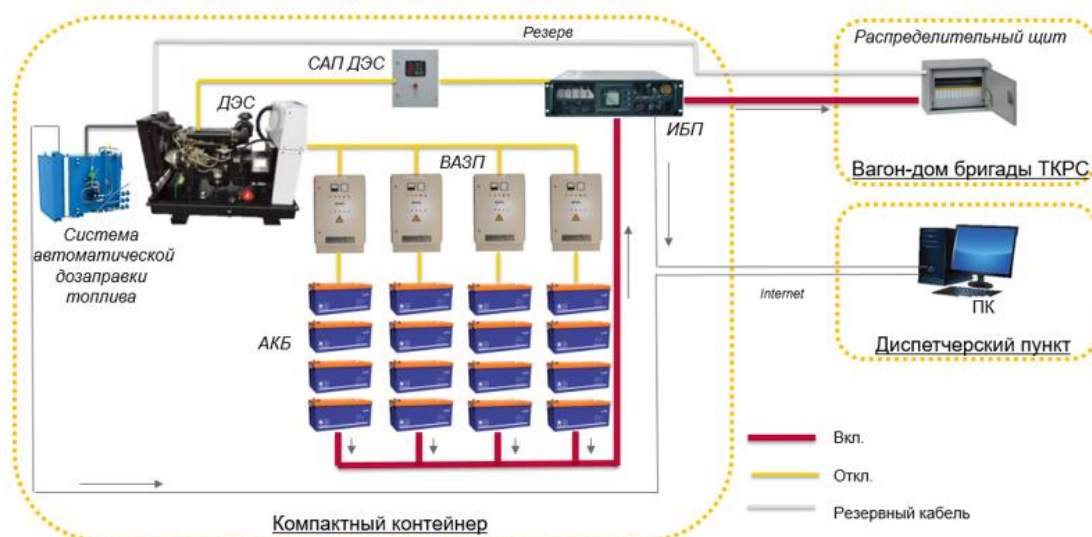


Рисунок 1 – Схема работы установки при подаче питания от АКБ

Система удаленного мониторинга и управления дизельной электростанцией (ДЭС) позволяет оператору дистанционно контролировать все параметры ДЭС, производить ее запуск / остановку и выполнять другие функции, поддерживаемые пультом управления ДЭС.

При использовании накопителей генератор может работать не круглосуточно. В остальное время энергия поступает от аккумуляторных батарей. Аккумуляторная батарея заряжается каждый раз, когда запускается генератор. Поэтому генератор работает только такой период времени, при котором обеспечивается оптимальный заряд аккумуляторной батареи.

Время питания от заряженных аккумуляторов зависит от графика расхода электроэнергии потребителя. При стабильном максимуме загрузки заряженные аккумуляторные батареи могут работать не менее 6 часов, а при низких нагрузках – до 12-15 часов без подзарядки. Анализ суточного графика нагрузки показал, что электропотребление бригад ТКРС в течение суток имеет переменный характер, поэтому при низких нагрузках аккумуляторы могут питать потребителей намного дольше.

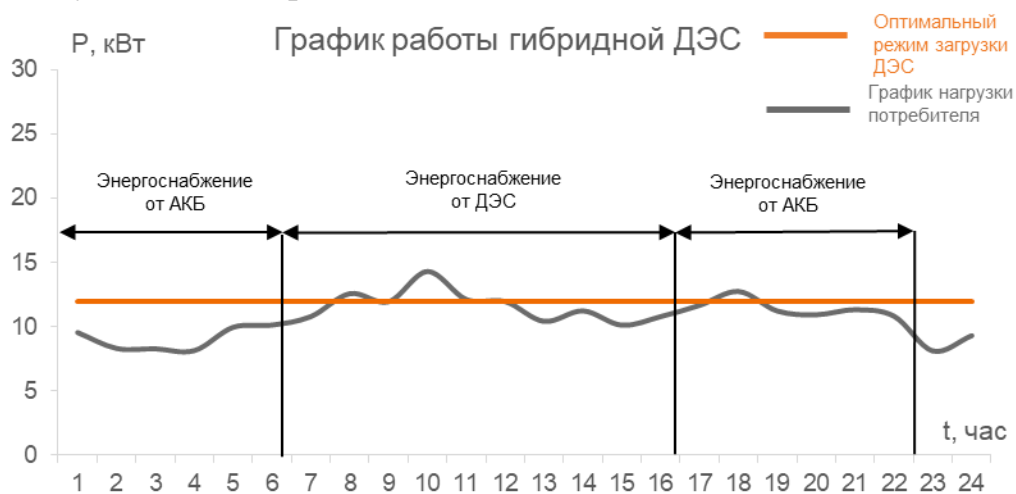


Рисунок 3 – График работы гибридной ДЭС

$$Q = \frac{P \cdot t}{U \cdot k},$$

где Q – необходимая емкость аккумулятора, А·ч; P – имеющаяся нагрузка, Вт; U – напряжение аккумуляторной батареи, В; t – время резервирования, ч; k – коэффициент использования емкости аккумуляторов.

Схема энергообеспечения вагона-дома бригады ТКС. В центре находится компактный контейнер, содержащий ДЭС (дизельный электростанция), САП ДЭС (система автоматического дозаправки топлива), ИБП (инвертор-зарядное устройство), ВАЗП (высоковольтное зарядное устройство) и АКБ (аккумуляторная батарея). Система автоматической дозаправки топлива подключена к ДЭС. ИБП получает питание от ДЭС и САП ДЭС, а также от резервного кабеля. ИБП питает распределительный щит, который в свою очередь питает ПК (персональный компьютер) в диспетчерском пункте. ПК подключен к Интернету. Резервный кабель также питает ПК. Легенда: Вкл. (оранжевый), Откл. (серый), Резервный кабель (серый). Звезда (*) указывает на автоматический запуск ДЭС при минимальном уровне топлива.

Система удаленного мониторинга и управления дизельной электростанцией (ДЭС) позволяет оператору дистанционно контролировать все параметры ДЭС, производить ее запуск/остановку и выполнять другие функции, поддерживаемые пультом управления ДЭС. С помощью систем мониторинга обеспечивается автономность и исключается необходимость постоянного нахождения человека для обслуживания ДЭС. В результате внедре-

ния энергокомплекса осуществится эффективный расход топлива, сократится стоимость выработки 1 кВт·ч, уменьшатся выбросы вредных веществ, снизятся расходы на обслуживание электростанции. Так же несомненным преимуществом использования данной системы является ее интеллектуальность: автономность и дистанционная управляемость.

Разработанная гибридная система позволяет построить универсальный энергокомплекс, надежно обеспечивающий электроснабжение нужд бригад ТКРС. А при незначительной перекомплектации оборудования, входящего в состав указанного комплекса, данную систему можно использовать как бесперебойный источник питания с нулевым прерыванием поставки электроэнергии для энергоснабжения не только нужд бригад ТКРС, но и других объектов, где подключение к стационарным источникам не доступно.

Библиографический список

1. Бердников Р.Н., Фортов В.Е., Сон Э.Е., Деньщиков К.К., Жук А.З., Шакарян Ю.Г. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов // Энергия Единой сети, 2013, №1, 120 с.
2. Руководство по эксплуатации источника бесперебойного питания серия БОКСЕР 10-20 кВА. ООО «ЦРИ «Импульс», 56 с.

Толканова А. А., гр. 2-ЭТФ-111М; Мигунова Л.Г., к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции» СамГТУ

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ

Федорова В.Р., Маслов И.Н.

Казанский Государственный Энергетический Университет

fedorovaviktoria@icloud.com

На энергетической основе формировались все главные изменения в состоянии человеческой цивилизации, а также современные процессы экономической глобализации, информационной революции и др. Проблемы энергетики в немалой степени формируют политические интересы различных государств, определяют суть современных разногласий по содержанию сформировавшегося мирового экономического порядка, достижению политической устойчивости и обеспечению международной безопасности [1-4].

Энергопотребление на душу населения (в этот показатель включается электроэнергия, вырабатываемая на тепловых, атомных, геотермальных и гидроэлектростанциях), как и среднедушевое потребление материальных благ, в целом на нашей планете постоянно растёт, однако на данный момент оно существенно разнится [5-8].

Потребление электроэнергии на 1 человека в странах, которые входят в Организацию экономического сотрудничества и развития, почти в семь раз больше, чем в других странах. Страны, не входящие в данную организацию, составляют 80% мирового населения, а потребляют меньше 40% общей производимой в мире энергии. Около 2 млрд человек до сих пор не имеют возможности пользоваться электроэнергией, ещё больше не подключены к водопроводным системам с необходимой водоочисткой и к канализации.

Потребление энергии в мире в последующую четверть века вырастет на 48% в основном за счет развития экономики азиатских стран. Об этом написано в докладе Информационного управления при Минэнерго США, который был распространен 11 мая 2016 г. Ежегодные темпы увеличения потребления энергии в мире вплоть до 2040 г. составят 1,4%. Более 50% прироста обеспечат азиатские страны, не входящие в Организацию экономического сотрудничества и развития.

Международный терроризм, сепаратизм, расовые, межнациональные и конфессиональные конфликты и противоборства питаются нищетой и отчаянным положением в жизни многих народов мира, но они, разумеется, не только неспособны разрешать социально-экономические проблемы этих стран, но, напротив, ещё больше разрушают экономику, ведут к эпидемиям, голоду, смертности, росту криминальных проявлений и т.д. В мире более чем достаточно ярких примеров тому. Так, ряд стран Африки пережили и продолжают переживать последнее десятилетие такого рода испытания: Уганда, Сомали, Ангола, Чад, Афганистан, Йемен, Ирак, Сирия, Ливия; произошло новое обострение противоборства между Израилем и рядом арабских движений и государств. Всё это отнюдь не способствует улучшению экономического благосостояния в мире, в том числе и энергетического благополучия.

В некоторых странах Юго-Восточной Азии (Индии, КНР, СРВ), несмотря на внушительные темпы экономического роста, среднедушевое потребление энергии на душу населения не превышает 0,5 тонн условного топлива, что в несколько раз (а в отдельных случаях в десятки раз) ниже, чем в странах Северной Америки, Западной, а также Центральной и Восточной Европы, и России. Конечно, в этих различиях определённую роль играет природно-климатический фактор, так как в странах Юго-Восточной Азии климатические условия требуют меньшего энергопотребления (нет необходимости в отоплении зданий и сооружений, сезонной смене одежды, потребности в высококалорийном питании и др.). Однако общей тенденцией является рост среднедушевого потребления и совершенствования структуры энергопотребления. Во-первых, в большинстве индустриально развитых странах среднедушевой объём энергопотребления стабилизируется. Во-вторых, научно-технический прогресс предполагает и внедряет энергоэко-

номные производства и технологии, равно как и другие источники получения энергии. В-третьих, растущий спрос на энергию со стороны быстро развивающихся экономик Китая и Индии ведёт к превышению спроса над предложением и, как результат, к повышению цен на нефть. Последнее обстоятельство ведёт к тому, что постоянно расширяются возможности освоения таких залегающих нефти, которые при низких ценах на нефть разрабатывать было бы экономически нецелесообразным. Речь идёт, в частности, об освоении шельфа полярных морей, районов, примыкающих к Антарктиде, а также о получении сланцевого газа. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии важная задача [12].

Итак, энергия определяет жизнь человеческих сообществ. Одновременно люди находятся в постоянном поиске энергоресурсов как на путях более рационального использования уже освоенных, так и в открытии новых [9-11]. Стремление людей улучшить условия своего жизненного существования стало составной частью их социальной природы, выросшей из стремления всех биологических существ к продлению собственной жизни. Человек может достичь своей цели только при расширении своих энергетических возможностей.

Библиографический список

1. Жилкина Ю.В. Макроэкономические показатели экономической безопасности страны // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2010. Т. 6. № 10(67). С. 65-72. EDN LRIQCF.
2. Макаров А. Тенденции развития мировой экономики и энергетическая стратегия России [Электронный ресурс] URL: <http://www.e-m.ru/archive/printer.asp?aid=426063>
3. Жилкина Ю.В. Экономическая безопасность России (оценка внутренних проблем) // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2010. № 3(18). С. 161-168. EDN MVPUJH.
4. Круглов В.В., Макаренко Г.Б., Балабина Л.А. Роль энергетики в развитии национальной экономики [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28962832>
5. Жилкина Ю.В. Развитие электроэнергетики: вертикальная интеграция или дальнейшая либерализация отрасли? // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10. № 2(38). С. 106-113. EDN VVXMIS.
6. Гулиев М.Е. Энергетическая проблема во внешнеэкономической стратегии стран СНГ. – С-Пб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2005. – 98 с.
7. Zhilkina Y., Vodennikov D., Maslov I. Mechanism of business entities innovative development management (organizational and economic approaches) // E3S Web of Conferences: 2019 International Scientific and Technical

Conference Smart Energy Systems, SES 2019. Vol. 124. Kazan: EDP Sciences, 2019. P. 04019. DOI 10.1051/e3sconf/201912404019. EDN BLAWVN.

8. Жилкина Ю. В. Финансовая система и обеспечение экономической безопасности России в условиях санкций // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2018. № 3(50). С. 33-42. EDN YTNSEP.

9. Нефть. Сайт о нефти, газе, топливе и топливной промышленности [Электронный ресурс] URL: <http://www.gasoline.ru/>

10. Жилкина Ю.В. Процессы реформирования электроэнергетики в России // Энергетик. 2020. № 1. С. 29-32. EDN UCPRRI.

11. Суслов К. В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 5(124). С. 131-142. DOI 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142. EDN YPLMUN.

12. Жилкина Ю.В. Пути повышения экономической безопасности Российской Федерации // Финансовый бизнес. 2010. № 4(147). С. 17-22. EDN RXXOHF.

Федорова В.Р., обучающийся, гр. ЭУЭ-1-21 КГЭУ; Маслов И.Н., к.т.н., доцент кафедры «Энергетическое машиностроение» КГЭУ

УДК 656.07

ОСНОВНЫЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СИЛОВЫХ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Худонов И.А.

Иркутский государственный университет путей сообщения

hudonogovi@mail.ru

Практически все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора.

Для этой цели используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь [1]. Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения – для оценки эффективности, которой используются обычно следующие параметры: температура верхних слоев масла, разница температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температура окружающей среды, состояние маслонасосов и вентиляторов.

На рис. 1 представлена информация о контролируемых конструктивных узлах СТ и их параметрах, собираемых датчиками систем мониторинга силовых трансформаторов (СМСТ).



Рисунок 1 – Конструктивные узлы СТ и их параметры, подлежащие контролю в СМСТ

Датчики и измерительное оборудование устанавливаются непосредственно в конструктивные узлы трансформатора [2].

Состояние объекта диагностики оценивается по диагностическим признакам (ДП). Диагностическим признаком называют параметр или характеристику, используемую при диагностировании и несущую информацию об изменении состояния электрооборудования. При выборе диагностических параметров приоритет отдается тем, которые удовлетворяют требованиям достоверности и избыточности информации о техническом состоянии системы в реальных условиях эксплуатации [3].

На практике обычно используют несколько диагностических параметров одновременно [4]. Диагностическими параметрами могут являться: параметры рабочих процессов (мощность, напряжение, ток и др.), сопутствующих процессов (вибрация, шум, температура и др.) и геометрические величины (зазор, люфт, биение и др.). Количество измеряемых диагностических параметров также зависит от типов приборов для диагностики системы (которыми производится сампроцесс получения данных) и степени развитости методов диагностирования. Так, например, число измеряемых диагностических параметров силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов может достигать 38. Диагностические параметры должны обладать следующими свойствами, которые представлены на рисунке 2.

Чувствительность диагностического параметра – это степень изменения диагностического параметра при варьировании функционального параметра, т.е. чем больше значение этой величины, тем чувствительнее диагностический параметр к изменению функционального параметра.

Стабильность устанавливает возможную величину отклонения диагностического параметра от своего среднего значения при многократных измерениях в неизменных условиях.

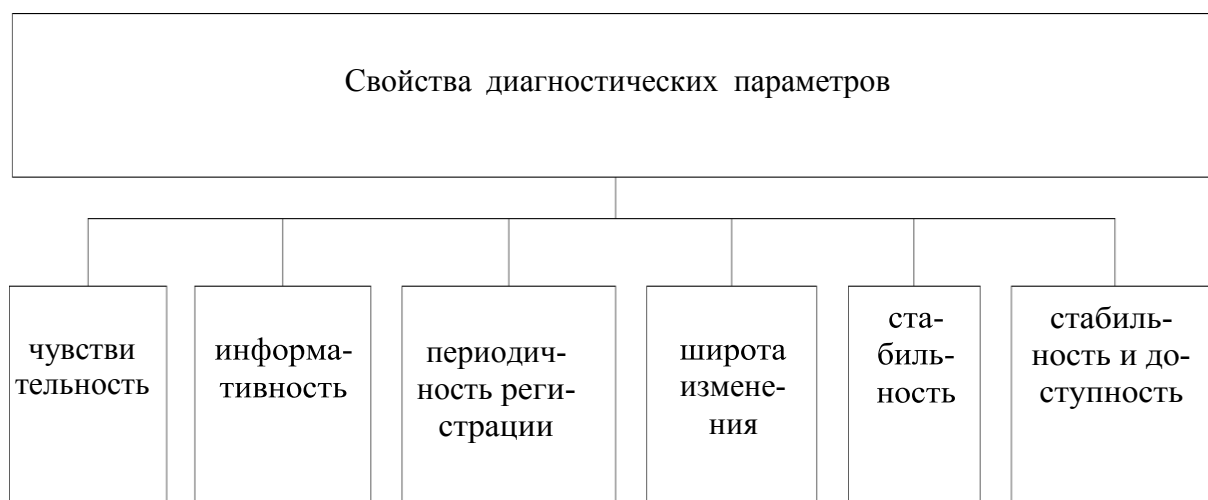


Рисунок 2 – Свойства диагностических параметров

Широта изменения – диапазон изменения диагностического параметра, соответствующий заданной величине изменения функционального параметра; таким образом, чем больше диапазон изменения диагностического параметра, тем выше его информативность.

Информативность – это свойство диагностического параметра, которое при недостаточности или избыточности может снизить эффективность самого процесса диагностики (достоверность диагноза).

Периодичность регистрации диагностического параметра определяется, исходя из требований технической эксплуатации и инструкций завода-изготовителя, и зависит от скорости возможного образования и развития дефекта.

Доступность и удобство измерения диагностического параметра напрямую зависят от конструкции объекта диагностирования и диагностического средства (прибора) [5,6,7].

Диагностические параметры подразделяются на три типа:

- параметры информационного вида, представляющие объектную характеристику;
- параметры, представляющие текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта;
- параметры, представляющие собой производные нескольких параметров.

К диагностическим параметрам информационного вида относятся:

- тип объекта;
- время ввода в эксплуатацию и период эксплуатации;
- ремонтные работы, проводимые на объекте;
- технические характеристики объекта, полученные при испытании на заводе изготовителе и/или при вводе в эксплуатацию.

Диагностическими параметрами, представляющими текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта, чаще всего являются параметры рабочих (иногда сопутствующих) процессов.

К диагностическим параметрам, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, такие как:

- максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;
- динамические характеристики или их производные.

Выбор диагностических параметров зависит от каждого конкретного типа силового маслонаполненного трансформатора и метода диагностирования, и позволяет выявить неисправности трансформатора в процессе его эксплуатации. Недостатком многопараметрических систем диагностирования является отсутствие апробированных инженерных методик, позволяющих идентифицировать неисправности по совокупности диагностических признаков. В настоящее время Работы по созданию таких методик успешно ведутся многими отечественными и зарубежными учеными.

Библиографический список

1. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А., Кашковский В.В. Анализ надежности электроснабжения транспортных систем в зависимости от состояния устройств релейной защиты и автоматики. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 3 (63). С 127-135.
2. Туйгунова А.Г., Худоногов И.А., Пузина Е.Ю. О переводе питания СЦБ с 27,5 кВ на нетяговую обмотку на тяговой подстанции переменного тока// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2018. № 4 (60). С. 93-98.
3. Пузина Е.Ю. Оценка остаточного ресурса тяговых трансформаторов Северного хода ВСЖД. Транспорт-2013. Труды международной научно-практической конференции. – Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2013. – С. 173-175.
4. Боброва Ю.М., Пузина Е.Ю. Необходимость активизации энергосбережения в России. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. С.142-147.
5. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Степанов А.Д., Асташин С.М. Тепловизионное диагностирование в системах тягового электроснабжения // Контроль. Диагностика. 2007. № 8. С. 27-30.
6. Крюков А.В. Математическая обработка результатов термографирования тяговых подстанций / А. В. Крюков, А. Д. Степанов, В.П. Закарюкин, С.М. Асташин ; редкол. Иркутск. - ИрГУПС, 2007. - Деп. в ВИНТИ 11.01.2007, № 20 - В2007-135.
7. Патент № 2396669 Российская Федерация, МПК H02K015/12 (2006.01). Локальный способ герметизации компаундом изоляции лобовых

частей обмоток тяговых электрических машин: 12 № 2007138848/08 : Заявлено 04.05.2009 : Опубликовано 10.08.2010, БЮЛ. № 18 / Худоногов А. М., Худоногов И.А, Иванов В. Н., Ильичев Н. Г., Оленцевич Д. А., Сидоров В. В., Лыткина Е. М.; Заявитель и Патентообладатель Иркутский Государственный Университет Путей Сообщения (ИрГУПС (ИРИИТ)). – 5 с. : ил.

Худоногов И.А., профессор каф. ЭТ ИрГУПС

УДК 656.07

ТРЕБОВАНИЯ К СОВРЕМЕННЫМ СИСТЕМАМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Худоногов И.А.

Иркутский государственный университет путей сообщения

hudonogovi@mail.ru

Перспективный и передовой подход проведения диагностики технического состояния оборудования тяговых подстанций, представляет собой установку на контролируемое оборудование систем мониторинга технического состояния. Он подразумевает создание и интеграцию в единую систему, автоматическое управление подсистем диагностики оборудования, призванных определить техническое состояние и находить неисправности. Это позволит осуществлять эффективное управление режимами работы систем обеспечения движения, перейти к обслуживанию по состоянию, уходя от принципа обслуживания по регламенту.

Главным объектом диагностического внимания в системе тягового электроснабжения являются силовые трансформаторы. Целью внедрения средств диагностики является обеспечение эксплуатирующего персонала информацией: о текущем техническом состоянии трансформаторов, дефектах трансформаторов и их причиной, об остаточном на данный момент времени, ресурсе работы трансформаторов на тяговой подстанции, а также об эффективности и сроках проведения ремонтных работ.

Как таковое появление систем автоматической диагностики оборудования, началось с момента активного использования экспертных систем для постановки и выдачи рекомендаций персоналу.

Примером может служить разработанная в США институтом электроэнергетики EPRI, информационная система для трансформаторов «Xvisor». Это самообучающаяся экспертная система, выявляющая дефекты, определяющая изменения в работе трансформатора и дающая рекомендации по уходу за ним. Данная система включает шесть главных частей: датчики, блок обработки данных, линию связи, сервер, математическое обеспечение анализа с помощью экспертной системы, математическое обеспечение интерфейса с пользователем. Измеряются параметры режима работы, $tg \delta$ и

ёмкость вводов, токи по фазам, напряжения и токи электродвигателей насосов, РПН и вентиляторов, влагосодержание масла, температура его верхних и нижних слоёв, концентрация растворённых в масле газов.

В настоящее время, для мониторинга силового маслонаполненного оборудования, разрабатывается множество систем, как отечественных, так и зарубежных, что связано с возросшей потребностью в оперативной оценке реального состояния стареющего парка оборудования.

Из существующих систем мониторинга, разработанных в РФ, можно выделить следующие:

- Система ШУМТ (шкаф управления мониторингом трансформатора) г. Москва;
- TDM (Transformer Diagnostic Monitor) – г. Пермь;
- СКИТ (Система контроля изоляции трансформатора) – г. Санкт-Петербург;
- Система мониторинга «ООО ПАРМА» – г. Санкт-Петербург;
- Как дополнение и расширение возможностей телемеханических систем - Микропроцессорная система телемеханики АМТ – г. Москва.

Существенное различие этих систем наблюдается в применении математических моделей для оценки результатов мониторинга и интерпретации этих результатов, а также в затратах на установку и настройку подобных систем. При этом веским показателем является уровень обеспечения достоверности и надежности получаемой информации.

Сам принцип мониторинга основан на применение встроенных датчиков, позволяющих, к примеру, сократить до минимума плановые отборы проб масла на хроматографические анализы, их доставку в лаборатории, что актуально при реализации концепции необслуживаемой тяговой подстанции. Датчики позволяют непрерывно следить за тем или иным контролируемым параметром, и в случае его изменения, на ранней стадии, по каналам телемеханики сообщают диспетчеру о возможности возникновения дефекта.

Программное обеспечение систем мониторинга, позволяет непрерывно накапливать информацию о состоянии, параметрах отдельных частей, узлов трансформатора и в дальнейшем позволит выделить основные статистические параметры, дающие возможность с большей степенью уверенности идентифицировать наличие различного рода дефектов в работающих трансформаторах.

Практически все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора. Для этого используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определение тангенса угла диэлектрических потерь.

Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения, для оценки эффективности которой, используются обычно следующие параметры: температура верхних слоев масла, разница температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температура окружающей среды, состояние маслонасосов и вентиляторов.

Очень важным является анализ содержания газов в масле (хроматографический анализ). Наиболее популярные фирмы по производству такого рода датчиков, это датчик HYDRAN канадской фирмы Syprotec и датчик Transfix II британской фирмы Kelman.

Интеграция в единую систему управления подсистем диагностики оборудования, предполагает внедрение современных телемеханических комплексов, включающих устройства управления, сбора и передачи данных. Можно сказать, что одним из основных требований к системе мониторинга является возможность интеграции в существующую или будущую АСУ ТП, что предполагает поддержку технологии OPC и стандартных протоколов обмена данными.

Из основных требований, которые предоставляются к современным системам мониторинга можно выделить следующие:

- 1) Требования стандарта (СТО) распространяется на системы мониторинга, и применяются на стадиях разработки и аттестации систем.
- 2) Совместимость систем мониторинга с существующими телемеханическими комплексами и автоматизированными системами управления (АСУ ТП, АСУ ЭЧЭ, SCADA).
- 3) Основное оборудование систем мониторинга (датчики, блок мониторинга, контроллеры) устанавливаются на трансформатор.
- 4) Несмотря на сложность должна быть относительно невысокая стоимость таких систем.
- 5) Система мониторинга должна иметь возможность замены отдельных частей системы на технически новые, прогрессивные конструктивные элементы системы. То есть возможность интеграции более новых систем со старыми системами и наоборот.
- 6) Опираясь на предыдущий пункт, можно выделить такое требование, как модульная структура построения систем.
- 7) Автономность систем мониторинга.
- 8) Возможность передачи данных на верхние уровни системы по волоконно-оптическим линиям связи.
- 9) Доступ к данным через WEB интерфейс из сети INTERNET.
- 10) Выявление любых видов дефектов, появляющихся в трансформаторах.

Некоторые требования являются противоречивыми, поэтому для их удовлетворения системы диагностирования должны оптимизироваться. Поэтому помимо выполнения основной задачи по выявлению появившихся

опасных дефектов они должны решать задачи связанные с повышением удобства эксплуатации, с возможностью снижения эксплуатационных затрат, с обеспечением возможности регулирования ресурса, а также с получением более детальной информации о процессах, происходящих в трансформаторе, которая может использоваться для совершенствования конструкции трансформаторов [5,6].

Библиографический список

1. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А., Кашковский В.В. Анализ надежности электроснабжения транспортных систем в зависимости от состояния устройств релейной защиты и автоматики. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 3 (63). С 127-135.
2. Туйгунова А.Г., Худоногов И.А., Пузина Е.Ю. О переводе питания СЦБ с 27,5 кВ на нетяговую обмотку на тяговой подстанции переменного тока// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2018. № 4 (60). С. 93-98.
3. Пузина Е.Ю. Оценка остаточного ресурса тяговых трансформаторов Северного хода ВСЖД. Транспорт-2013. Труды международной научно-практической конференции.–Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2013.–С. 173-175.
4. Боброва Ю.М., Пузина Е.Ю. Необходимость активизации энергосбережения в России. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2016. С.142-147.
5. Монастырский А.Е. Современные системы мониторинга технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т.27, № 3. С 97-108.
6. Патент № 2396669 Российская Федерация, МПК H02K015/12 (2006.01). Локальный способ герметизации компаундом изоляции лобовых частей обмоток тяговых электрических машин: 12 № 2007138848/08 : Заявлено 04.05.2009 : Опубликовано 10.08.2010, БЮЛ. № 18 / Худоногов А. М., Худоногов И.А, Иванов В. Н., Ильичев Н. Г., Оленцевич Д. А., Сидоров В. В., Лыткина Е. М.; Заявитель и Патентообладатель Иркутский Государственный Университет Путей Сообщения (ИРГУПС (ИРИИТ)). – 5 с. : ил.

Худоногов И.А., профессор каф. ЭТ ИрГУПС

УДК 621.321

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЕМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Чумаков Г.И., Шабалин А.Э., Чумаков В.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
Shabalin1240@mail.ru

Современные тенденции развития электроэнергетики направлены на достижение задач наиболее рационального использования природных энергетических ресурсов, сохранение экологии, повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, выполнение требований потребителей с неравномерным графиком нагрузки, энергоснабжения крупных мегаполисов и децентрализованной нагрузки, которые явились следствием новых условий функционирования электроэнергетики как социально- и клиенториентированной инфраструктуры.

Диагностика частичных разрядов (далее - ЧР) в изоляции электрооборудования крайне важна, поскольку они могут привести к серьезным последствиям, таким как поломка оборудования, прерывание процессов и потери доходов предприятия. Кроме того, ЧР могут привести к аварийным ситуациям, которые могут быть опасными для людей и окружающей среды.

ЧР возникают в результате нарушения целостности изоляции электрооборудования, что может быть вызвано различными причинами, такими как износ, механические повреждения, неправильная установка и т.д. Диагностика ЧР позволяет выявить наличие и местоположение таких дефектов, что позволяет провести своевременное обслуживание и ремонт оборудования, увеличивая его надежность и продолжительность эксплуатации.

Существует несколько методов диагностики ЧР, таких как:

- метод ультразвуковой диагностики,
- метод оптической диагностики,
- метод электромагнитной диагностики и т.д.

Каждый метод имеет свои преимущества и ограничения, и выбор метода зависит от типа и характеристик оборудования, а также от условий его эксплуатации.

В настоящее время перспективно проведение диагностики изоляции под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы. В этой связи рассмотрен метод определения ЧР в изоляции при помощи антенн высокочастотного диапазона (АВЧД). Он основан на том, что при частичном разряде в изоляции возникают электромагнитные волны, которые можно обнаружить с помощью антенн высокочастотного диапазона.

В ходе измерения АВЧД с помощью специальных устройств регистрируется характеристика высокочастотного сигнала, передаваемого частичным разрядом. Эта характеристика может быть использована для определения класса электрических повреждений и характеристик самого разряда.

Метод АВЧД предоставляет возможность проводить бесконтактный и неразрушающий контроль изоляции трансформаторов, машин и оборудования, что позволяет диагностировать возможные повреждения изоляции и предотвратить катастрофические сбои.

С помощью прибора PD-Analyzer HF/UHF можно получить дополнительные данные при исследовании разрядов в диэлектриках. Используемый прибор имеет базу данных, которой недостаточно для решения рассматриваемой задачи. Нами рассматриваются ЧР, генерируемые такими процессами как: Коронные разряды, поверхностные разряды(скользящие), дефекты в изоляции: пористости, трещины, включения, микротрещины и т.д. могут стать причиной генерации частичных разрядов, Периодические разряды: возникают при переключении электрической нагрузки, когда проводники находятся в состоянии высокой энергии, импульсные разрядами.

В настоящей работе приведены исследования одного из этих сигналов – скользящих разрядов на поверхности диэлектрика (стекло). На рис. 1 запечатлен скользящий разряд на поверхности стекла.



Рисунок 1 – Скользящий разряд на поверхности стекла

На рисунке 2 показан график возникновения скользящих разрядов в окружении фоновых шумов (радиосвязь, работающая техника и т.п.) при напряжении 15,6 кВ.

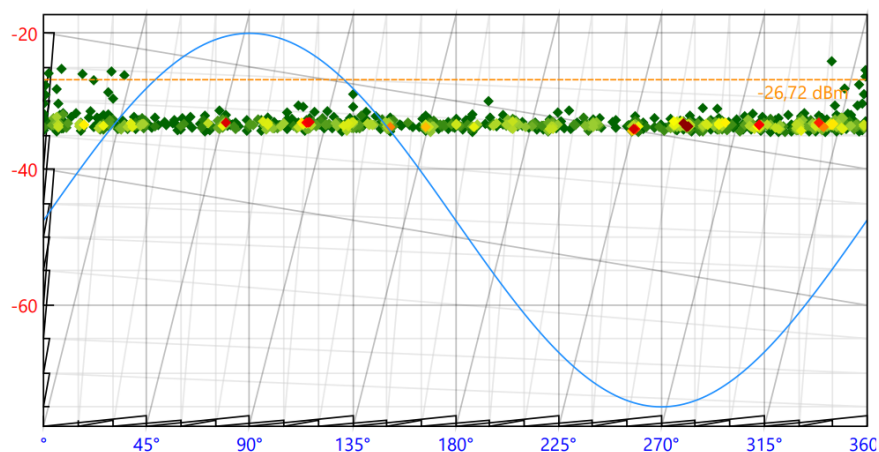


Рисунок 2 – Энергия частичных разрядов: 698,21 мкВт×с, амплитуда (Q02): -26,72 dBm при напряжении 15,6 кВ

Таблица 1

Энергия частичных разрядов в зависимости от напряжения

Напряжение, кВ	15,6	19,5	21,5	23,5	25,5
Энергия частичных разрядов, мкВт×с	698,21	898,42	1011,43	1249	1612,43

Таблица 2

Соотношение энергий частичных разрядов при напряжении 15,6 кВ

Полная энергия импульсов	800	800	60	260	500	480	560	330	220	650	1070
Энергия ЧР	820	540	0	0	500	0	350	330	0	650	1070
Усредненная энергия ЧР	820	820	750	600	460	420	350	350	280	290	290

На графиках, рис.3-5, приведены соотношения энергий частичных разрядов при напряжении 15,6 кВ, изменения интенсивности частичных разрядов за выбранный интервал времени при напряжении 15,6 кВ, а также зависимости энергии разрядов от напряжения установки

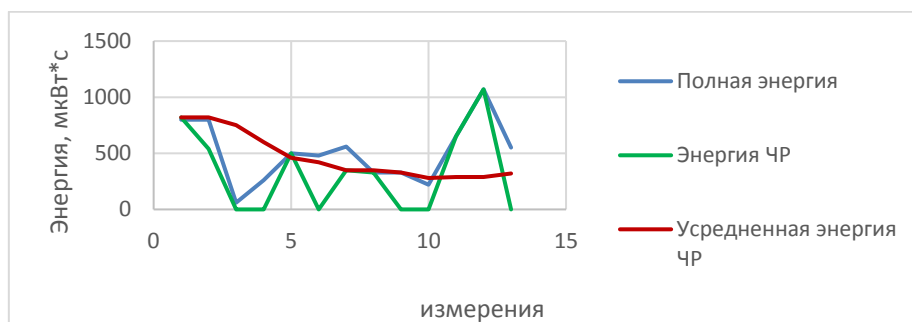


Рисунок 3 – Соотношение энергий частичных разрядов при напряжении 15,6 кВ

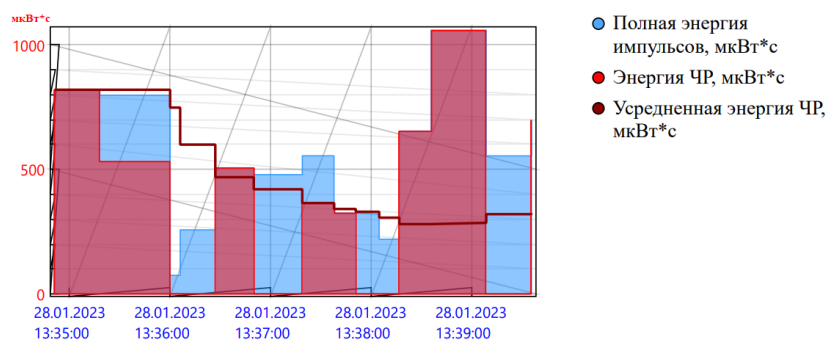


Рисунок 4 – График изменения интенсивности частичных разрядов за выбранный интервал при напряжении 15,6 кВ

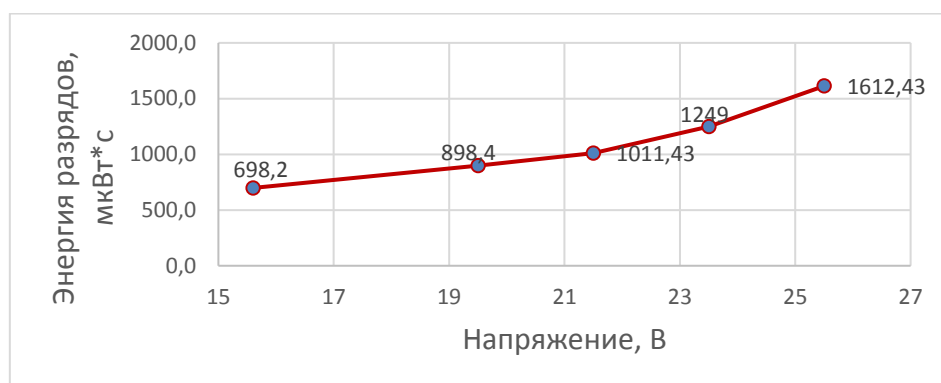


Рисунок 5 – График зависимости энергии разрядов от напряжения установки

Таким образом, частичные разряды по поверхности диэлектрика (стекла) генерируют импульсы частичных разрядов, доступные для наблюдения прибором PD-Analyzer HF/UHF. Зона интенсивного разряда наблюдается при переходе напряжения в положительную зону. Зарегистрированный сигнал может быть включен в базу контрольных сигналов измерительного прибора.

Библиографический список

1. Привалов, И.Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35 кВ включительно // ПЭИПК. – С.-Пб. 2008. – 104 с.
2. Вдовико В. П. Методология системы диагностики электрооборудования высокого напряжения // Электричество. 2010. № 2. С. 14-20.
3. Чумаков Г.И. «Методы и средства неразрушающего контроля изоляции электроустановок: атлас». – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 140 с.
4. Материалы сайта <https://dimrus.ru/antenna.html>.

Шабалин А.Э., обучающийся, гр. УЭСм-21-1 ИРНИТУ; Чумаков В.Г., ведущий инженер; Чумаков Г.И., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОЦЕНКИ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГОЕМКОСТИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Шамарова Н.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
k15@istu.edu

Для решения проблем нестабильности, вызванных прерывистым характером энергии, вырабатываемой от ВИЭ, применяются системы накопления электрической энергии, которые обладают временем отклика в диапазоне миллисекунд и способны в реальном времени компенсировать высокую изменчивость возобновляемых ресурсов [1]. В результате выходная мощность от ВИЭ становится более управляемой, предсказуемой и менее переменной [2]. Благодаря своим характеристикам, таким как быстрый отклик, низкий уровень саморазряда, длительный цикл и календарный срок службы, такие батареи, как литий-ионные аккумуляторы могут участвовать также в первичном регулировании частоты и напряжения, снижения пиковой нагрузки [3]. Кроме этого, система накопления электрической энергии (далее – СНЭЭ) может быть использована для увеличения дохода от электроэнергии для субъектов микросети путем зарядки энергии в периоды низких цен и разрядки энергии в периоды высоких цен [4].

Вопросы эксплуатации и составления графиков работы СНЭЭ рассматривались многими исследователями [6-10], но разработка и оценка оптимального размера батареи для достижения экономически эффективной системы с минимальными потерями энергии и чрезмерного инвестирования хранения энергии все еще продолжается [5].

Существуют различные модели нахождения оптимальной мощности и энергоемкости накопителей в распределительных сетях и выбора стратегии их конфигурации. Сложность определения размеров СНЭЭ и затрат в таких сетях связана со стохастической природой выработки возобновляемой энергии и резких колебаний нагрузки. При этом также недостаточно исследований посвящено вопросу разработки модели нахождения оптимального размера накопителей электроэнергии (далее – НЭЭ), учитывающую скорость деградации аккумуляторных батарей (далее – АКБ).

Срок службы АКБ в отдельных случаях может существенно отличаться от заявленного производителем в связи с разными режимами эксплуатации АКБ. В зависимости от задач использования НЭЭ в микросети, деградация батареи значительно варьируется и зависит от уровня проникновения ВИЭ, цикличности работы, температуры и др. Таким образом, стратегия определения мощности СНЭЭ, капитальных и эксплуатационных затрат могут быть улучшены за счет точной оценки срока службы АКБ и другой оперативной информации об энергосистеме.

Учет влияния различных стресс-факторов на деградацию АКБ, позволяет разработать стратегию увеличения срока службы. Например, традиционный метод – это установка накопителя большей энергоемкости, чем требуется, позволяющие уменьшить среднюю глубину разряда (DOD) батареи для сохранения продолжительности рабочего цикла, а также способ наращивания СНЭЭ с добавлением новых элементов батарей в течение времени. Однако такой поход вызывает технические трудности в соединении новых и старых батарей.

Скорость тока разряда и температура также существенно влияет на величину размера доступной энергоемкости АКБ и на скорость деградации, которые необходимо учитывать при этапе планирования и эксплуатации СНЭЭ.

Размер и, следовательно, стоимость накопителя энергии зависит также от уровня параметра надежности, необходимого для конкретной микросети. Параметр надежности означает вероятность на временном горизонте, когда генерация не сможет удовлетворить спрос. Этот отказ может быть вызван либо неправильным проектированием распределенных энерго-ресурсов, либо мгновенным падением мощности от возобновляемой энергии, либо увеличением спроса на электроэнергию. Соответственно, необходимо проектировать мощность СНЭЭ с учетом режима ее работы в сети, представляющий собой некий компромисс между производительностью (доступной емкостью и энергоэффективностью), надежностью и сроком службы АКБ.

В общем случае оптимальный выбор размера СНЭЭ требует учета различных входных величин, представленных на таблице 1.

Планирование и эксплуатация энергетических систем требует более точных прогнозов стохастичности генерации от ВИЭ и нагрузки, которые учитывали бы влияние деградации аккумуляторов на систему. В то же время, в литературе недостаточно отражены вопросы влияния потери емкости АКБ в зависимости от стохастического заряда в микросетях с большой долей ВИЭ, а также стохастического разряда, в случае подключения активного потребителя или увеличение нагрузки от электромобилей, регулирование энергетического рынка с использованием НЭЭ и др. Таким образом, необходимо выявить основные стресс-факторы, влияющие на степень деградации АКБ, используемые в составе микросети. в период эксплуатации НЭЭ. Кроме того, в течение всего срока службы должна оцениваться емкость АКБ.

Соответственно актуальным является разработка точной динамической модели оценки остаточной емкости и прогноза деградации СНЭЭ в условиях работы микросети.

Таблица 1

**Входные величины для нахождения оптимального размера
батареи в микросети**

Публикация	Ограничение энергосети				Ограничение СНЭЭ		Ссылка
	Оптимальный поток мощности	Неопределенность	Цена на э/э и ставка дисконтирования	Надежность	Деградация	Стоимость единицы мощности и затраты на обслуживание	
Sufyan M., 2019	✓	✓					[5]
Narayan N., 2018	✓	✓				✓	[10]
Shin H., 2020	✓	✓					[11]
Dulout J., 2017	✓	✓					[12]
Lan H., 2015	✓	✓					[13]
Shang Y., 2020	✓	✓					[14]
Carpinelli G., 2017			✓				[15]
Soltani N, 2020	✓	✓			✓	✓	[16]
Yue M., 2015	✓	✓					[17]
Knap V., 2015	✓						[18]
Bhusal N., 2021	✓						[19]
Baloyi T., 2021					✓		[20]
Astaneh M., 2018				✓	✓		[21]

Библиографический список

1. Saez-de-Ibarra A. et al. Sizing study of second life Li-ion batteries for enhancing renewable energy grid integration //IEEE Transactions on Industry Applications. – 2016. – Т. 52. – №. 6. – С. 4999-5008.
2. Rasmussen C. N., “Energy storage for improvement of wind power characteristics,” in *Proc. IEEE PowerTech*, Jun. 2011, pp. 1–8.
3. Pinson P., Papaefthymiou G., Klockl B., and Verboomen J., “Dynamic sizing of energy storage for hedging wind power forecast uncertainty,” in *Proc. IEEE PES Gen. Meet.*, Jul. 26–30, 2009, pp. 1–8.
4. Lombardi P. et al. Use of energy storage in Isolated Micro Grids //2014 Power Systems Computation Conference. – IEEE, 2014. – С. 1-6.
5. Sufyan M. et al. Optimal sizing and energy scheduling of isolated microgrid considering the battery lifetime degradation //plos one. – 2019. – Т. 14. – №. 2. – С. e0211642.

6. Gupta S. et al. Coordinated stochastic optimal energy management of grid-connected microgrids considering demand response, plug-in hybrid electric vehicles, and smart transformers //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – C. 111861.
7. Suslov K. V. A microgrid concept for isolated territories of Russia //2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). – IEEE, 2012. – C. 1-5.
8. Yang Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving //IEEE Transactions on smart grid. – 2013. – T. 5. – №. 2. – C. 982-991.
9. Yang Y. et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving //IEEE Transactions on smart grid. – 2013. – T. 5. – №. 2. – C. 982-991.
10. Narayan N. et al. Estimating battery lifetimes in Solar Home System design using a practical modelling methodology //Applied energy. – 2018. – T. 228. – C. 1629-1639.
11. Shin H., Hur J. Optimal energy storage sizing with battery augmentation for renewable-plus-storage power plants //IEEE Access. – 2020. – T. 8. – C. 187730-187743.
12. Dulout J. et al. Optimal sizing of a lithium battery energy storage system for grid-connected photovoltaic systems //2017 IEEE second international conference on dc microgrids (icdcm). – IEEE, 2017. – C. 582-587.
13. Lan H. et al. Modeling analysis and improvement of power loss in microgrid //Mathematical Problems in Engineering. – 2015. – T. 2015.
14. Shang Y. et al. Stochastic dispatch of energy storage in microgrids: An augmented reinforcement learning approach //Applied Energy. – 2020. – T. 261. – C. 114423.
15. Carpinelli G., Mottola F., Proto D. Addressing technology uncertainties in battery energy storage sizing procedures //International Journal of Emerging Electric Power Systems. – 2017. – T. 18. – №. 2.
16. Soltani N. Y., Nasiri A. Chance-constrained optimization of energy storage capacity for microgrids //IEEE Transactions on Smart Grid. – 2020. – T. 11. – №. 4. – C. 2760-2770.
17. Yue M. and Wang X., “Grid inertial response-based probabilistic determination of energy storage system capacity under high solar penetration,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 6, no. 3, pp. 1039–1049, Jul. 2015.
18. Knap V. et al. Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve //IEEE Transactions on Power Systems. – 2015. – T. 31. – №. 5. – C. 3447-3456.
19. Bhusal N. et al. Optimal sizing and siting of multi-purpose utility-scale shared energy storage systems //2020 52nd North American Power Symposium (NAPS). – IEEE, 2021. – C. 1-6.

20. Baloyi T., Chowdhury S. Sizing and Selection of Battery Energy Storage System for Time of Use Arbitrage in a Commercial Building in South Africa //2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica. – IEEE, 2021. – С. 1-5.

21. Astaneh M. et al. A novel framework for optimization of size and control strategy of lithium-ion battery based off-grid renewable energy systems //Energy conversion and management. – 2018. – Т. 175. – С. 99-111

Шамарова Н.А., ассистент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.321

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ АКТИВНОЙ ЧАСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Шепенков Д.А., Чумаков В.Г., Чумаков Г.И.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
tamoenanamimidzuki@gmail.com

Нарушение геометрии обмоток силового трансформатора в результате воздействий при протекании больших токов или нарушения механизма прессовки является серьезным дефектом, приводящим к отказам из-за витковых замыканий или потери устойчивости обмотки. При протекании по обмоткам трансформатора больших токов (например, токов внешних КЗ) возникают электродинамические силы, которые могут вызвать деформацию отдельных проводников, катушек или всей обмотки. Вероятность повреждений при таких воздействиях зависит не только от значения тока, но и от числа внешних КЗ, создавших броски тока через трансформатор. Ослабление усилий прессовки приводит к повышенным вибрациям обмотки и как следствие к витковым замыканиям из-за истирания изоляции.

К числу опасных дефектов относятся осевые смещения отдельных катушек и радиальные их деформации. Более 80% повреждений мощных трансформаторов при коротких замыканиях связано с потерей радиальной устойчивости обмоток. Диагностирование описанных дефектов возможно как электрическими, так и вибрационными методами контроля.

Деформация обмотки изменяет ее локальные (частичные) емкости, а также собственные и взаимные индуктивности ее элементов (катушек). При этом меняется частотная характеристика обмотки. Изменение взаимного расположения обмоток создает соответствующие изменения их взаимной индуктивности и, следовательно, сопротивления короткого замыкания. Существенные изменения частотной характеристики обмотки связаны, как правило, с осевыми деформациями. Изменение значимо при радиальных смещениях обмотки. Вибрация обмотки создает повышенную вибрацию бака трансформатора. Диагностическими признаками, связанными с вышеперечисленными дефектами, являются частотная характеристика обмотки, сопротивление короткого замыкания между обмотками и вибрационная ха-

рактеристика трансформатора. Развитие дефектов вызывает соответствующие изменения указанных характеристик. К методам вибрационной диагностики относятся измерение уровня вибрации на стенке бака трансформатора (контактный метод), спектральный метод вибродиагностики, частотный метод контроля уровня прессовки обмоток [1]. Кроме того, существует метод определения состояния активной части силового трансформатора по измерению его сопротивления короткому замыканию и сравнения его с нормативным значением.

При вводе трансформатора в эксплуатацию снимается исходная осциллограмма (нормограмма). В ходе эксплуатации при тех же схемах соединения снимается контрольная осциллограмма (дефектограмма).

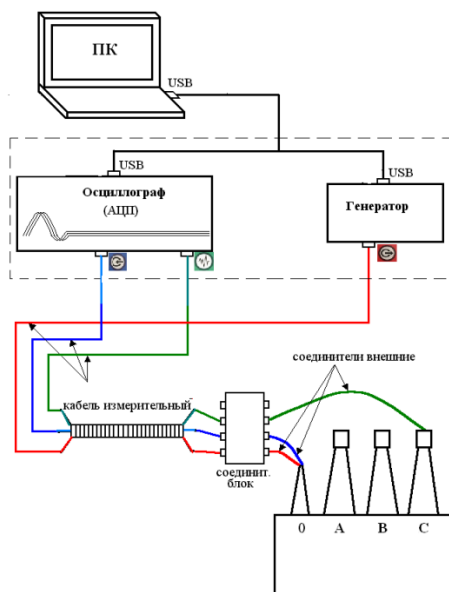


Рисунок 1 – Схема измерений при контроле методом частотных характеристик

Изменение геометрии обмотки выявляется при сравнении дефектограммы с нормограммой. Спектр частот переходной характеристики трансформатора, несущий диагностическую информацию, охватывает область до 1 МГц.

Соответственно выбираются параметры осциллографа и форма импульса напряжения, который в указанной области должен иметь плоский спектр. Эксплуатационное применение метода связано с трудностями обеспечения необходимой воспроизводимости результатов. Источниками ошибок являются погрешности установки амплитуды и формы импульсов, изменения скорости развертки осциллографа и схемы измерений. Погрешность определения отклонений дефектограммы относительно нормограммы велика, так как реальные дефекты создают лишь небольшие изменения амплитуд. Применение дифференциальной схемы (рис. 1, фазы А и С), где осциллографируется разность переходных характеристик двух обмоток и, следовательно, сразу выявляется относительное изменение их состояния,

уменьшает погрешность расшифровки дефектограмм, а также влияние внешних полей.

Однако неоднозначность получаемых результатов, связанная с тем, что разные по характеру дефекты могут дать похожие дефектограммы, ограничивает применение метода в эксплуатации.

Метод частотных характеристик позволяет выявить изменение параметров обмотки более точно, чем метод импульсов. Частотная характеристика обмотки определяется путем подачи на вход трансформатора определенного напряжения, изменяемого по частоте, и измерения на выходе (нейтрали) соответствующего тока или напряжения. Отношение выходного напряжения к входному K и является искомой частотной характеристикой. Возможно также использование переходной частотной характеристики двух обмоток. Для выявления изменений состояния обмотки полученная частотная характеристика сравнивается с исходной, снятой при вводе трансформатора в эксплуатацию. Метод пригоден для определения изменений как емкости, так и индуктивности обмоток.

Метод короткого замыкания основан на измерении тока через одну из обмоток трансформатора при замыкании выводов другой [2]. Измерение производится при низком напряжении промышленной частоты (обычно 380 В). По результатам измерения рассчитывается значение сопротивления короткого замыкания. Диагностический параметр - относительное изменение сопротивления короткого замыкания:

$$\frac{\Delta z_k}{z_{k.б}} = \frac{z_k - z_{k.б}}{z_{k.б}} \quad (1)$$

Здесь $z_{k.б}$ - исходное (базовое) значение сопротивления, по отношению к которому определяется изменение z_k . В качестве исходного следует использовать значение z_k , полученное измерениями при вводе трансформатора в эксплуатацию. Возможно применение паспортного значения:

$$z_{k.п} = \frac{U_{ном} U_k}{100 I_{ном}} \quad (2)$$

где $U_{ном}$ и $I_{ном}$ - номинальные фазное напряжение и ток обмотки, на которую подается напряжение, а U_k - паспортное значение напряжения короткого замыкания для проверяемой пары обмоток (в процентах). Предельное (браковочное) значение изменения сопротивления короткого замыкания $\Delta z_k / z_{k.б} = 3\%$. Чувствительность метода зависит от точности определения значений z_k и $z_{k.б}$. При использовании для расчетов паспортных значений $z_{k.п}$, которые могут отличаться от действительных на 2%, браковочный норматив увеличивается до 5%. Изменения z_k , которые необходимо выявить, сопоставимы с возможными погрешностями измерений в эксплуатационных условиях. Необходимо применение измерительных приборов с высоким классом точности (не более 0,5). Если при измерениях частота сети f' отличается от

номинальной, то полученное значение z'_k должно быть приведено к частоте 50 Гц:

$$z_k = \frac{50}{f'} z'_k \quad (3)$$

На результат измерений влияет также качество выполнения перемычек между выводами трансформатора (переходные сопротивления контактов, сечения проводов).

В процессе работы над данной статьей нами был проведен опыт короткого замыкания (рис. 2) на силовом трансформаторе ТТУ-АЛ-315/6/0,4. Выполнение эксперимента было произведено соответствующим оборудованием с соблюдением условий опыта.

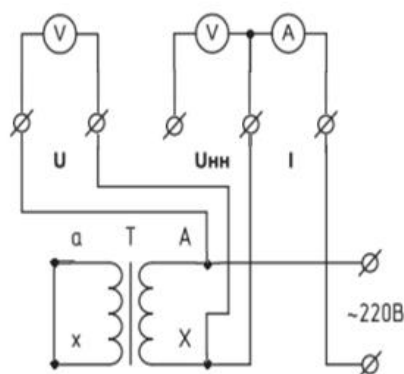


Рисунок 2 – Схема подключения при определении сопротивления короткого замыкания

Таблица 1

Результаты измерений сопротивления короткого замыкания

	В-С	А-С	А-В
U	225,58	225,41	225,4
I	16,854	16,895	16,821
R	13,384	13,341	13,4

После выполнения всех необходимых действий был произведен анализ результатов. Он состоял из подсчетов на основе полученных данных.

Применив формулу (1), получим 10,89 Ом, тогда соотношение $\Delta z_k/z_{к.б.}$ составило 22,87%, что говорит о неисправности исследуемого трансформатора.

$$z_{к.п.} = \frac{U_{ном} U_k}{100 I_{ном}} \quad (4)$$

Метод вибрационных характеристик заключается в определении изменения во времени амплитуд вибрации бака трансформатора. Вибрационные характеристики определяются путем измерения наибольших амплитуд вибрации поверхности бака, проводимых в 10-15 точках по периметру и в 3-4 сечениях по высоте.

Вибрация трансформатора зависит от большого количества факторов, в том числе и от его режима (нагрузки). Если сравнивать вибрационные характеристики трансформатора, снятые при одинаковых режимах, могут быть выявлены изменения, связанные с наличием механических дефектов, таких, как ослабление креплений, уменьшение усилия прессовки обмотки и т.п.

Возможно также сравнение с усредненными данными, полученными на группе однотипных трансформаторов, работающих в одинаковых (близких) режимах [3].

Библиографический список

1. Гавриленко А.В., Долин А.П. Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов – 2004. 18
2. Сопротивление трансформаторов усилиям при КЗ: Опыт Франции в испытаниях, ремонтах и расчетах/ Р. Macor, G. Robert, D. Giradot et al.// Доклад СИГРЭ 12-102. 2000
3. Дегтярев С.А. Применение нетрадиционных методик для оценки технического состояния силовых трансформаторов: Сб. докладов конференции молодых специалистов электроэнергетики – 2000. М.: Изд-во НЦ ЭНАС. 2000. С. 101-103

Шепенков Д.А., обучающийся, гр. ЭСм-21-1; Чумаков В.Г., ведущий инженер; Чумаков Г.И., доцент каф. электрических станций, сетей и систем

УДК 621.311

БЕСКОНТАКТНАЯ ДИАГНОСТИКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Шепураев А.А., Тигунцев С.Г., Ошоров А.Д.

Иркутский национальный исследовательский технический университет
shepuraefa@mail.ru, stiguncev@yandex.ru

В настоящее время одной из приоритетных задач в электроэнергетике является снижение аварийных отключений при эксплуатации электроустановок и электрооборудования электрических сетей. Выполнение данной задачи может обеспечить применение средств диагностики, которые в процессе эксплуатации электрооборудования позволяют выявить на ранних стадиях образования вид дефекта, его масштабы, место расположения.

Возникающие дефекты на ВЛ можно разделить на следующие основные направления [1]:

– Проблемы деградации подвесной изоляции, развивающиеся достаточно медленно, в течение значительного интервала времени. Это внутренние дефекты подвесной изоляции линии, поверхностное загрязнение;

- Проблемы ЛЭП, развивающиеся сравнительно быстро, за несколько часов. К ним относятся атмосферные факторы – появление обледенения проводов, атмосферное увлажнение загрязненной подвесной изоляции;

- Проблемы электромагнитных и динамических воздействий на линию, к которым следует отнести высоковольтные импульсные перенапряжения различной природы, все типы замыкания проводов линии между собой и на землю.

Использование комплексной диагностики ВЛ способствует уменьшению влияния всего комплекса факторов на надежность работы высоковольтных ЛЭП, а так же дает возможность предупредить образование дефектов на ранней стадии.

В данной работе рассмотрена диагностика медленно развивающихся внутренних дефектов изоляции. Суть используемого метода заключается в регистрации значений тока в линии и напряжений по концам линии, что позволяет регистрировать в базе развитие дефектов. На основании измерений с обоих концов линии выполняются расчеты эпюр фазных напряжений и токов вдоль линии с одного конца линии и с другого, которые должны совпадать. Как известно развитие дефектов в изоляции характеризуется увеличением тока утечки на землю [2], следовательно, появление дефекта приведет к изменению эпюр напряжений вдоль линии и их несовпадению.

Рассмотрим предлагаемый метод диагностики на практике. *Начальным этапом является создание модели ВЛ* (рис. 1). На схеме представлена схема трехфазной линии длиной 200 км с двухсторонним питанием напряжением 220 кВ, подключенная концами к шинам подстанций (ПС), которые связаны через сопротивления с питающими системами, заданными фазными ЭДС (модули и углы). Для удобства расчета линия была разделена на 20 участков длиной 10 км.

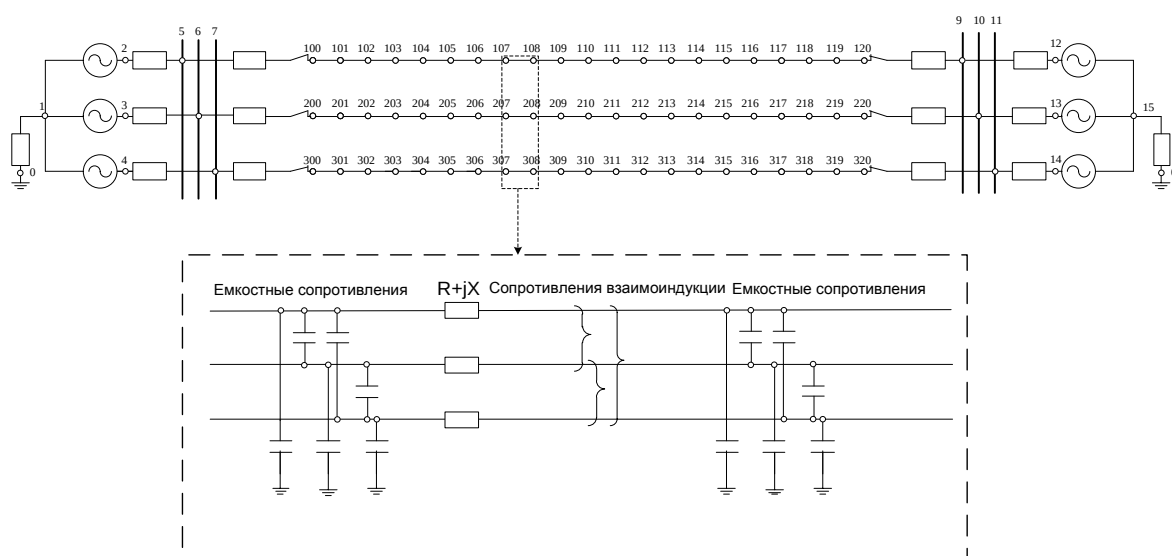


Рисунок 1 – Схема замещения одноцепной линии в фазных координатах

С помощью метода фазных координат для одноцепной ВЛ 220 кВ, провод марки АС-240/32, тип опор П-220-1, без грозозащитного троса была найдена матрица продольных и поперечных сопротивлений ВЛ для участка 10 км [3,4]:

$$Z_{L_{10}} = \begin{bmatrix} 1.68 + j6.797 & 0.5 + j2.823 & 0.5 + j3.125 \\ 0.5 + j2.823 & 1.68 + j6.797 & 0.5 + j2.796 \\ 0.5 + j3.125 & 0.5 + j2.796 & 1.68 + j6.797 \end{bmatrix}$$

Для расчета режима необходимо иметь значения напряжения в начале и конце линии, для этого зададимся напряжением на шинах первой подстанции $U_{\phi} = 139884$ В, ток в каждой фазе составит 300 А, найдем напряжение на конце линии.

Сопротивление ВЛ длиной 200 км:

$$Z_L = Z_{L_{10}} \cdot 20 = \begin{bmatrix} 33.6 + j175.947 & 10 + j56.461 & 10 + j62.492 \\ 10 + j56.461 & 33.6 + j175.947 & 10 + j55.915 \\ 10 + j62.492 & 10 + j55.915 & 33.6 + j175.947 \end{bmatrix}$$

Напряжение и ток в начале линии:

$$U_1 = \begin{bmatrix} 139884 \\ 139884 \cdot a^2 \\ 139884 \cdot a \end{bmatrix}; I = \begin{bmatrix} 300 \\ 300 \cdot a^2 \\ 300 \cdot a \end{bmatrix}$$

Напряжение на конце ВЛ составит:

$$U_2 = U_1 - Z_L \cdot I = \begin{bmatrix} 1.3437 \cdot 10^5 - j3.3941 \cdot 10^4 \\ -9.7587 \cdot 10^4 - j9.7171 \cdot 10^4 \\ -3.5217 \cdot 10^4 \cdot j1.3104 \cdot 10^5 \end{bmatrix}$$

Найдем модули напряжений на конце линии:

$$U_{AA2} = |1.3437 \cdot 10^5 - j3.3941 \cdot 10^4| = 1.3887 \cdot 10^5$$

$$U_{BB2} = |-9.7587 \cdot 10^4 - j9.7171 \cdot 10^4| = 1.3772 \cdot 10^5$$

$$U_{CC2} = |-3.5217 \cdot 10^4 \cdot j1.3104 \cdot 10^5| = 1.3565 \cdot 10^5$$

Фазы напряжений составляют:

$$U_{A\phi 2} = \arg(U_{AA2}) \cdot \frac{180}{\pi} = -14.58$$

$$U_{B\phi 2} = \arg(U_{BB2}) \cdot \frac{180}{\pi} = -135.192$$

$$U_{C\phi 2} = \arg(U_{CC2}) \cdot \frac{180}{\pi} = 105.101$$

По рассчитанным параметрам ВЛ, по полученным токам и напряжениям питающих систем, с помощью специализированного программно-вычислительного комплекса (ПВК) «Фазные координаты» находим параметры режима в каждом узле линии согласно схеме замещения. Проведем расчетные эксперименты по расчету параметров режимов для случаев, когда на линии отсутствуют утечки токов и когда утечки токов имеются.

Для построения эпюр напряжения вносим в программу определения места повреждения (ОМП) [5] параметры участков, полученные данные

напряжений и токов в начале и конце ВЛ (рис. 2) и получаем эпюры напряжений (рис. 3-5). В программе ОМП заложен алгоритм определения токов и напряжений в конце каждого участка трехфазной линии по известным токе и напряжению в начале участка и продольным и поперечным параметрам участка. Расчет проводится с одного и другого концов линии.

Программа ОМКЗ для n линии

Значения Графики

Line length (Km): 200 Number of wires: 3

☐ U/I ☐ Z ☐ Y

	U'	$\arg(U')$	U''	$\arg(U'')$
1	140825.505	-2.498	138290.163	-12.159
2	140789.307	-122.553	137028.357	-132.824
3	140838.477	117.612	135093.629	107.675

	I'	$\arg(I')$	I''	$\arg(I'')$
1	309.165	7.508	-294.726	-7.448
2	308.755	-112.87	-296.662	-127.541
3	303.268	127.863	-298.747	112.251

Рисунок 2 – Ввод данных режима для расчета эпюр

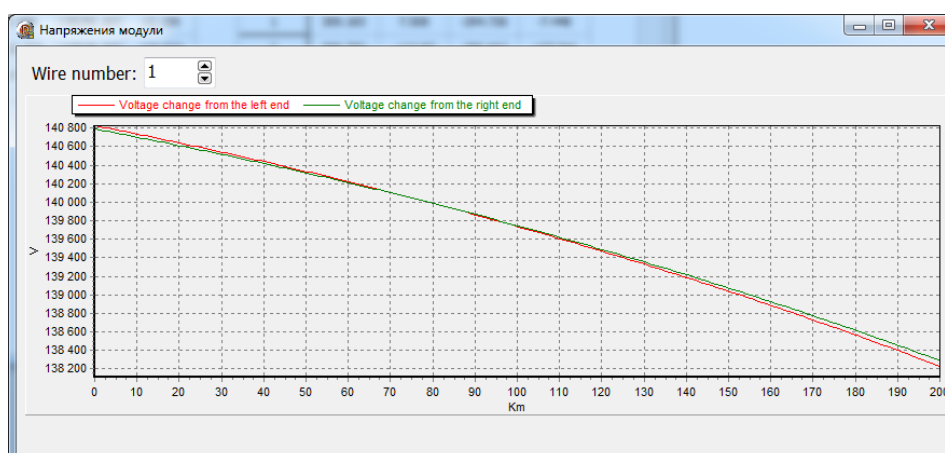


Рисунок 3 – Эпюра напряжения фазы А, нормальный режим

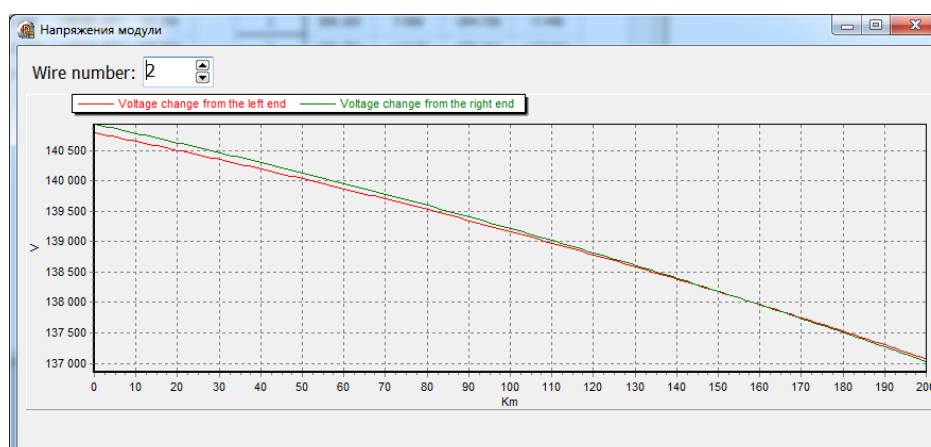


Рисунок 4 – Эпюра напряжения фазы В, нормальный режим



Рисунок 5 – Эпюра напряжения фазы С, нормальный режим

На рис. 3-5 видно, что эпюры фазных напряжений практически совпадают. Небольшое расхождение напряжений (менее 0,1 %) можно объяснить тем, что расчет на модели линии выполняем для участков по 10 км, а эпюры напряжений строим для участков по 1 км.

Как уже говорилось выше, дефекты изоляции характеризуются увеличением тока утечки. Для моделирования повреждения изолятора (тока утечки) в 314 узле фазы С (140 км) в ПВК «Фазные координаты» было введено активное сопротивление на землю (5 кОм). Результаты расчета (напряжения и токи по концам линии) введены в программу ОМП. Получены эпюры фазных напряжений (рис. 6-8)

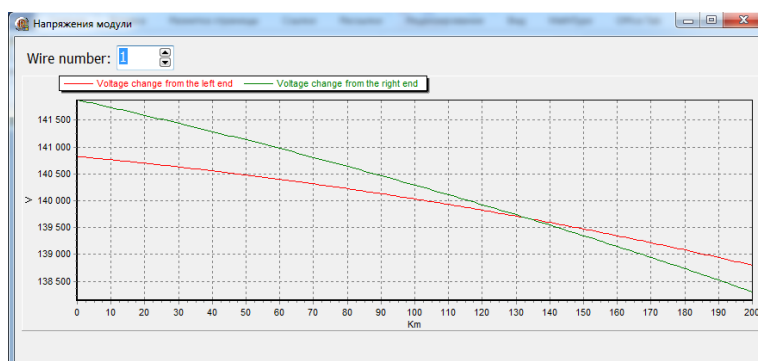


Рисунок 6 – Эпюра напряжения фазы А, нарушение изоляции

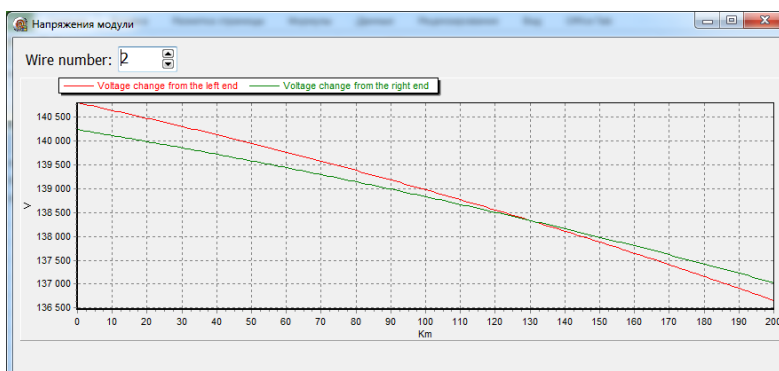


Рисунок 7 – Эпюра напряжения фазы В, нарушение изоляции

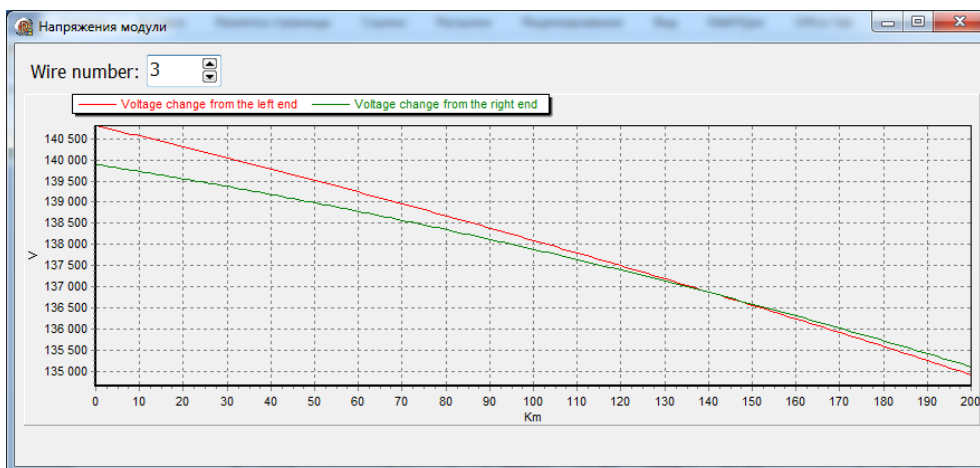


Рисунок 8 – Эпюра напряжения фазы С, нарушение изоляции

Анализ эпюр (рисунки 6-8) показывает, что на 140 км линии присутствует развивающаяся неисправность – незначительное нарушение изоляции. На реальной линии в этом случае требуется проводить дальнейшую периодическую диагностику в форме расчетных экспериментов.

Библиографический список

1. DiLin – система мониторинга и диагностики технического состояния воздушных линий [Электронный ресурс] URL: <https://ntc-eds.ru/dilin/>
2. GMC-INSTRUMENTS. Коварный ток утечки [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/publications/tsifrovye-tekhnologii-svjaz-izmenija/5537/>
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
4. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие / Под ред. А.Н. Висящева. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – 270 с.
5. Тигунцев С.Г. Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление, 2015 г., Иркутск.

Шепураев А.А., обучающийся гр. ЭСм-22-1 ИРНИТУ; Тигунцев С.Г. доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ, к.т.н.; Ошоров А.Д., обучающийся гр. ЭСм-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311.1

АНАЛИЗ РЕЖИМА ГОРОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Юдин Н.С, Голуб И.И., Семенова Л.В.

Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева

Иркутский национальный исследовательский технический университет

nickita.yudin@yandex.ru

Распределительные сети (РС) являются частью электроэнергетической системы, ответственной за обеспечение энергией конечных потребителей. Перечень задач, для которых необходима информация о нагрузках и потокораспределении в РС среднего напряжения очень широк. Это оценка потерь энергии, регулирование реактивной мощности и напряжения, оптимизация размещения источников генерации, реконфигурация сети, прогнозирование нагрузок, усиление сети, релейная защита и автоматика. Расчет режима РС может производиться по информации о контрольном замере, информации о краткосрочных прогнозах нагрузок, информации об измерениях средних фазных значений модулей напряжений, активных и реактивных нагрузок, выполняемых балансными интеллектуальными счетчиками на стороне низкого напряжения трансформаторных пунктов.

Топология РС среднего напряжения – слабозамкнутая. Фидеры оснащены нормально замкнутыми секционными выключателями (СВ) и связывающими фидер с источником питания фидерными выключателями (ФВ), имеются также нормально разомкнутые линейные выключатели (ЛВ), обеспечивающие радиальную конфигурацию сети. При отключении СВ или ФВ восстановление питания производится замыканием ЛВ, входящего с отключенным в общий независимый контур. Восстановление питания максимального числа потребителей замыканием ЛВ при отключении СВ или ФВ является основным назначением реконфигурации (РК).

Варианты ЛВ, которые могут использоваться для восстановления электроснабжения при отключении любого из СВ или ФВ могут быть найдены с использованием алгоритма теории графов [1], заключающегося в определении по хордам дерева, соответствующим связям с разомкнутыми ЛВ как независимых контуров, так и состава входящих в контуры связей с СВ и ФВ. Поскольку одна и та же ветвь дерева может входить в несколько контуров, восстановление режима при отключении СВ или ФВ может быть обеспечено включением любого из объединенного с ним общим контуром ЛВ. Для определения контуров, в которые входят ФВ, узлы питания фидеров объединены в единый балансирующий узел [2]. Критерием для выбора ЛВ при отключении связи с СВ или ФВ, вошедших в несколько контуров, могут быть, например, минимальные потери мощности в сети после реконфигурации.

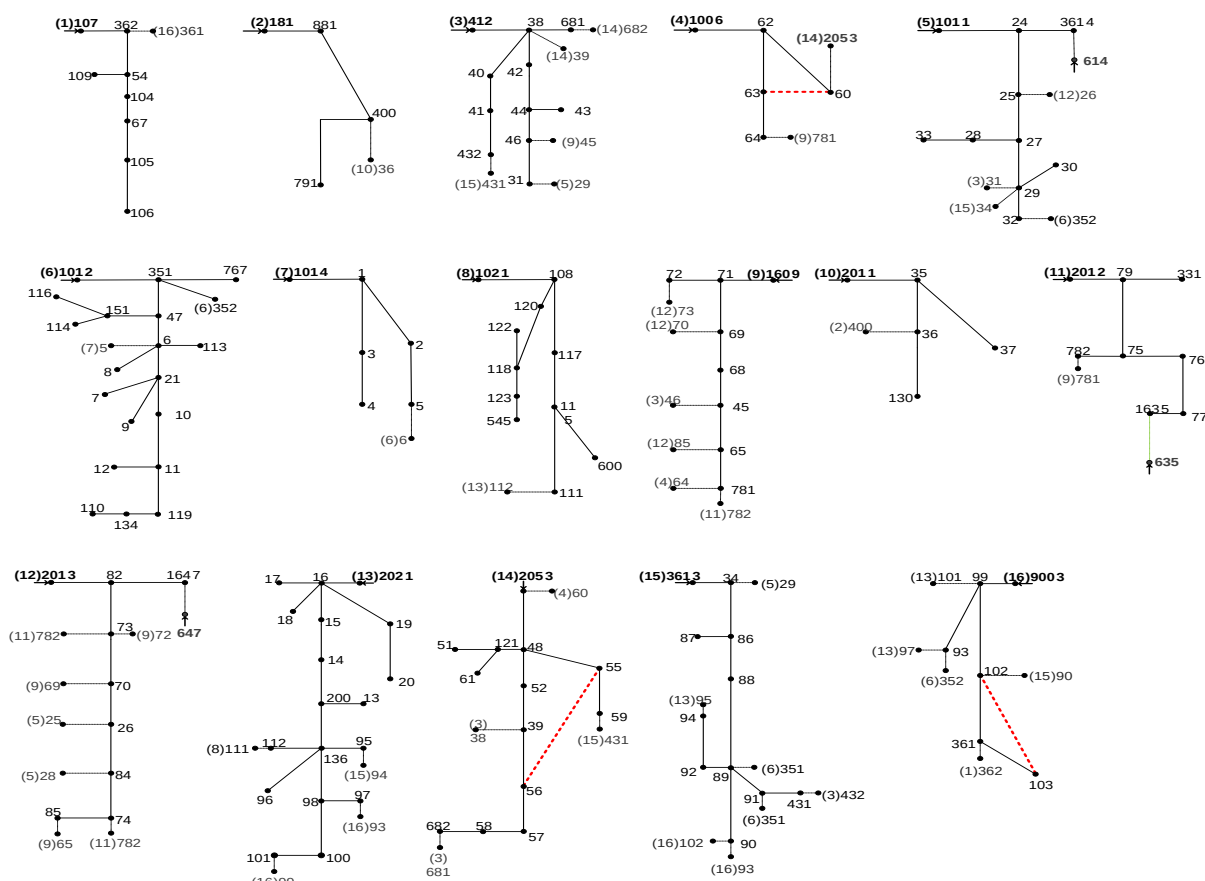


Рисунок 4 – Схемы, иллюстрирующие состав узлов и связей 16 фидеров с СВ

Возможность оценки надежности электроснабжения потребителей с использованием указанного алгоритма будет проиллюстрирована для реальной РС микрорайона Иркутск-2. Напряжение сети – 6 кВ, активная и реактивная нагрузки сети для режима максимальных нагрузок 2022 г. соответственно равны 24267,3 кВт и 3422 квар, потери мощности составляют 632 кВт и 100 квар. Схема замещения сети включает 153 узла и 188 связей. Несмотря на то, что измерение нагрузок производилось в основном напряжении 0,4 кВ трансформаторных пунктов, трансформаторы на начальном этапе исследования в схему замещения не вводились. Узлы и связи 16 фидеров РС показаны на рисунке 1. Из 188 связей РС 33 связи содержат разомкнутые ЛВ, из которых, 3, выделенные на рисунке 1 жирными пунктирными линиями, принадлежат 4, 14 и 16 фидерам, из остальных 155 связей 16 связей с ФВ и 139 связей с СВ. На рисунке 1, например, для 1 фидера тонкой пунктирной линией указана связь 362-361, объединяющая его с 16 фидером с разомкнутым ЛВ, аналогичные связи с имеют и другие фидеры.

Фидеры получают питание от 3 источников: с первых шин первого источника питание получают 5, 6, 7, 8 фидеры, а со вторых шин первого источника – фидеры 10, 11, 12, 13; от второго источника питания получают 3, 4, 14 фидеры; от третьего источника, ГПП-110/6 кВ, получают питание 1, 2, 9, 15, 16 фидеры.

Кроме того, у первого источника на каждой шине имеются резервные источники питания, из которых либо первый, либо второй источники подключается к 352 узлу 6 фидера, имеющего связь с СВ с 351 узлом. 351 и 352 узлы 6 фидера имеют связи с ЛВ с 32 узлом 5 фидера и 93 узлом 16 фидера, 89 и 91 узлом 15 фидера, которые могут обеспечить резервирование питания 5, 6, 15 и 16 фидеров. Резервное питание 5, 11 и 12 фидеры могут получить от третьего источника питания.

На рисунке 2 показана структурная схема объединения между собой 16 фидеров связями с ЛВ. Так, например, 2 объединен связью 400-36 с 10, другие связи для этих фидеров в сети отсутствуют.

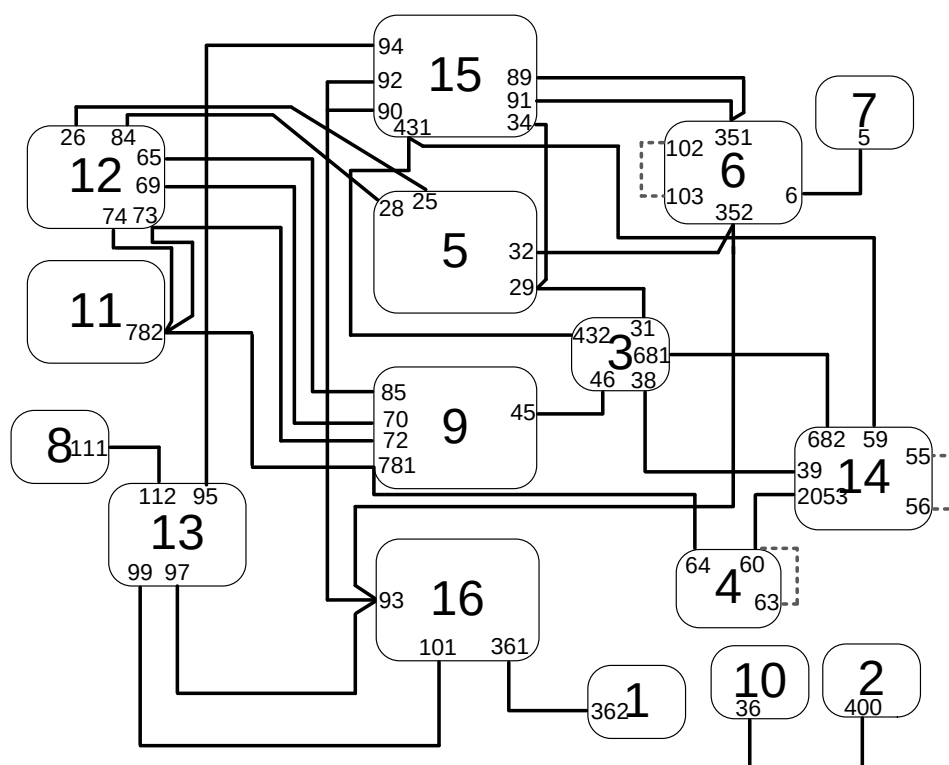


Рисунок 2 – Структурная схема распределительной сети, фидеры которой объединены связями с ЛВ

В исходной сети с разомкнутыми ЛВ каждый фидер работает независимо и получает питание от связанного с ним источника. Характеристики фидеров анализируемой РС приводятся в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики фидеров РС для исходного режима

Номер фидера	Генерация, кВт	Нагрузка, кВт	Потери мощности, кВт	Число узлов в фидере	Число нагрузок в фидере
1	1534.3	1510	24.274	8	5
2	153.1	151.80	0.323	4	2
3	1581.3	1574.7	6.588	11	10
4	1116.4	1114.7	1.715	5	4

Окончание табл. 1

Номер фидера	Генерация, кВт	Нагрузка, кВт	Потери мощности, кВт	Число узлов в фидере	Число нагрузок в фидере
5	640.9	635.1	5.833	9	7
6	2377.5	2300.6	76.91	19	10
7	1991.5	1976.3	15.243	6	4
8	2390.8	2218.5	172.267	11	9
9	1165.7	1157	8.778	8	7
10	2959.8	2774.7	185.129	5	3
11	173.1	172.5	0.551	8	2
12	1548.2	1507.2	41.055	9	6
13	1744.9	1678.5	66.404	18	5
14	2469.2	2458.9	10.231	13	11
15	2158	2142.4	15.654	11	10
16	1048	1046.4	1.638	6	5

На рисунках 3 и 4а представлены активные и реактивные мощности нагрузок, и значения напряжений в РС для исходной сети. Из рисунка 4а видно, что напряжения в узлах сети не выходят за нижнее допустимое значение, равное 5,7 кВ, а узлом с максимальным отклонением напряжения является узел 545.

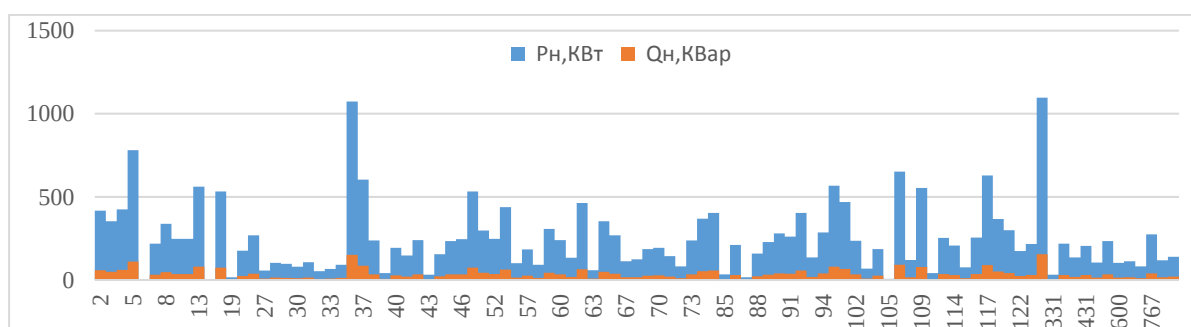


Рисунок 3 – Активные и реактивные нагрузки распределительной сети

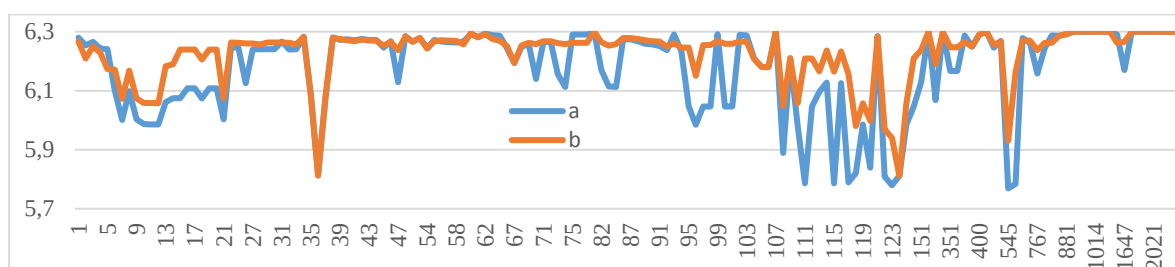


Рисунок 4 – Уровни напряжений в узлах исходной распределительной сети при одинаковых напряжениях в узлах питания каждого из 15 фидеров, а-исходная сеть, б-сеть после реконфигурации

Анализ структурной схемы РС, рисунок 2, показывает, что число связей с разомкнутыми ЛВ между фидерами различно, например, 8 связей у 15 фидера, 7 – у 12 фидера, 6 связей – у 9 и 16 фидеров, 3, 5 и 6 фидеры имеют

по 5 связей, 13 и 14 – по 4 связи, 11 – 3 связи, 4 – две связи, а 2, 7, 8, и 10 – по одной связи. Отличается и число контуров, в которые входят связи фидеров с СВ или ФВ.

В процессе функционирования РС возникают отказы связей как с ФВ, так и СВ, наиболее тяжелыми из них являются отказы связей с ФВ, связывающими фидеры с источниками питания. В работе была проанализирована возможность восстановления режима после отключения каждого из 16 фидерных выключателей замыканием ЛВ, входящих в общие с ними контуры. Восстановление электроснабжения обеспечивается присоединением обесточенного фидера к другому фидеру, замыканием объединяющего фидеры ЛВ. В строках таблицы 2 приводится информация только о тех фидерах, в которых при отказах связей с ФВ и последующем восстановлении электроснабжения происходит нарушение ограничений как на допустимые по нагреву токи в связях РС, так и на уровни напряжений, в нашем случае такими являются 3, 7, 8, 14, 16 фидеры. Для фидерного выключателя, входящего в несколько контуров, в таблице 2 приводится только информация о восстановлении режима с минимальными потерями.

Таблица 2

Нарушения ограничений после восстановления исходного режима

Отключаемый ФВ	Включаемый ЛВ	Изменение потерь мощности, кВт	Число нарушенных ограничений по току нагрева	Превышение допустимого по нагреву тока, А	Минимальное значение напряжения / в узле, кВ
ФВ3	38-39	662,76	1	2,56	5,768/545
ФВ7	5-6	828,39	3	167,24	5,767/134
ФВ8	111-112	1032,21	4	160,6	4,988/545
ФВ10	36-400	569,13	2	92,85	5,768/545
ФВ14	38-39	674,09	2	130,02	5,768/545
ФВ16	90-93	653,15	4	19,04	5,768/545

Анализ ветвей дерева и его хорд позволяет выделить в фидерах подсистемы деревьев, ветви которых не вошли ни в один из контуров. Нагрузки таких деревьев не имеют резервного питания, поэтому выпадение связей, объединяющих нагрузки деревьев с фидером, приводит к нарушению их электроснабжения. Наиболее крупные недоотпуски энергии, за время перерыва электроснабжения возникают, например, при отказе связи 2011-35, 10 фидера, при котором будет потеряно три нагрузки с суммарной мощностью 2774 кВт, при отказе связи 362-54 1-го фидера будет потеряно 5 нагрузок с суммарной мощностью 1510 кВт, при отказе связи 6-113 6-го фидера будет потеряно 5 нагрузок с суммарной мощностью 1346 кВт.

Проведенный анализ показывает, что для повышения отказоустойчивости изучаемой РС при отказах связей необходимо заменить кабели для

обеспечения ограничений по нагреву, рассмотреть возможность введения дополнительных связей между фидерами, найти места подключения дополнительных источников питания, проанализировать возможность проведения расчета режима сети с использованием измерений балансных счетчиков на низкой стороне трансформаторных пунктов.

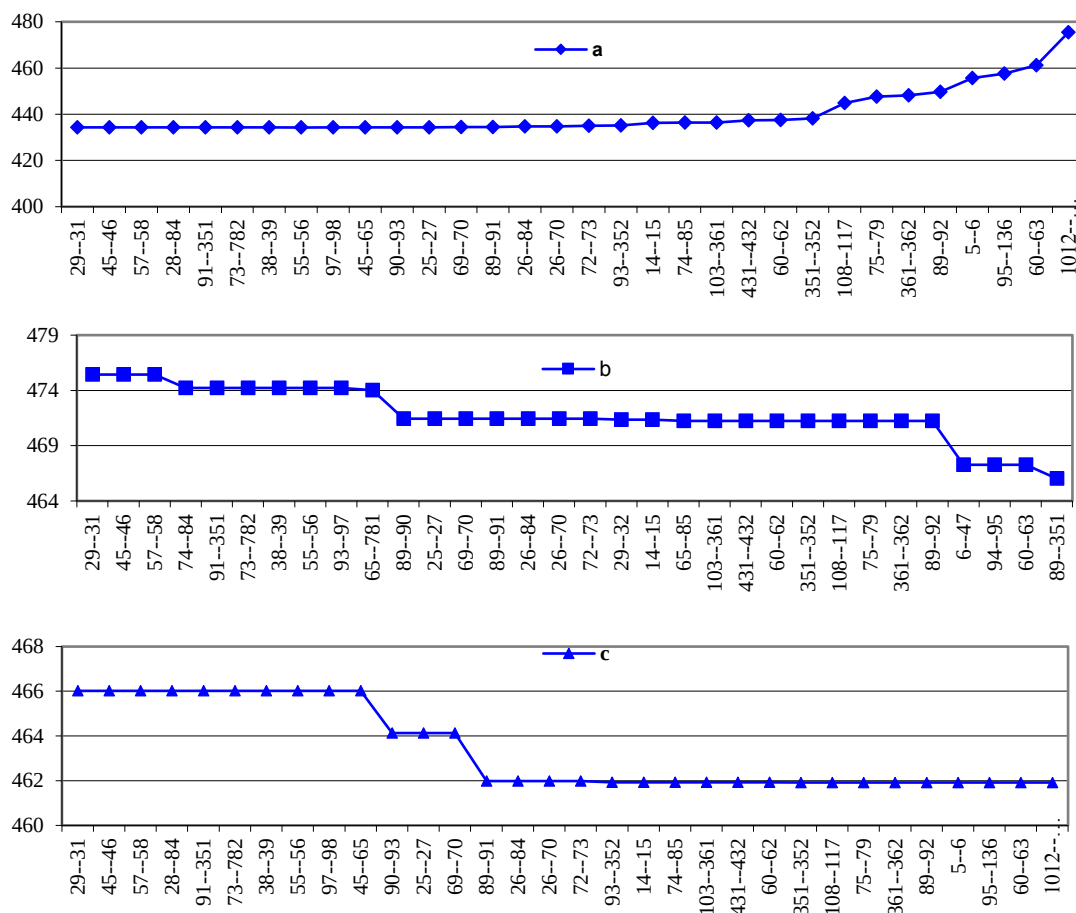


Рисунок 5 – Три шага реконфигурации топологии РС для снижения в ней потерь мощности: а,b,c

Что касается потерь мощности в РС, то для этой цели может быть проведена проиллюстрированная на рисунке 5 а,b,c, реконфигурация РС по критерию минимизации потерь мощности и потерь напряжений [3]. Для реконфигурации использовался комплекс программ СДО [4]. Напомним, что в исходной сети при разомкнутых ЛВ потери мощности были равны 632 кВт. Алгоритм реконфигурации в нашем случае включал четыре шага. Вначале все ЛВ были замкнуты, что позволило уменьшить потери в сети уменьшаются до 434,3 кВт. На следующем шаге размыканием хорд с минимальными токами производилось построение максимального покрывающего дерева, приведшее к увеличению потерь с 434,3 кВт до 475,432 кВт, как показано на рисунке 5а, по оси абсцисс которого записаны связи с СВ. На следующих двух шагах производилась коррекция ветвей дерева, позволившая заменой

ветвей в дереве уменьшить потери до 466,018 кВт и до 461,918 кВт, рисунок 5b и рисунок 5с. Одновременно со снижением потерь в РС после реконфигурации возросли уровни напряжений в сети, как это показано на рисунке 4b, где минимальные напряжения не опускаются ниже 5,8 кВ.

Таблица 3

Характеристики фидеров РС после оптимальной реконфигурации

Номер фидера	Генерация, кВт	Нагрузка, кВт	Потери мощности, кВт	Число узлов в фидере	Число нагрузок в фидере
1	1534.3	1510	24.274	8	5
2	153.1	152.8	0.32	4	2
3	1756.1	1748.1	7.99	13	12
4	1543.6	1536.8	6.832	12	7
5	448.3	445.5	2.813	4	2
6	963.7	954.7	9.005	8	4
7	3388.8	3322.1	66.666	18	10
8	1481.6	1411.3	70.339	7	6
9	1044.6	1037.8	6.834	7	6
10	2959.8	2774.7	185.129	5	3
11	32.8	32.7	0.044	3	1
12	435	432.1	2.864	5	2
13	556.8	549.1	7.642	7	3
14	2742.9	2731.8	11.08	13	11
15	2118.8	2107.7	11.036	15	14
16	3723.1	3672.9	50.225	23	12

Таблица 4

Нарушения ограничений после восстановления оптимального режима

Отключаемый ФВ	Включаемый ЛВ	Изменение потерь мощности, кВт	Число нарушенных ограничений по току нагрева	Превышение допустимого по нагреву тока, А	Минимальное значение напряжения/в узле, кВ
ФВ1	361-362	474,84	1	113,53	5,811/130
ФВ3	38-39	496,17	1	22,13	5,767/130
ФВ7	6-47	675,02	3	167,24	4,988/134
ФВ8	108-117	556,67	3	117,41	5,768/545
ФВ13	14-15	482,18	1	23,69	5,811/130
ФВ14	60-62	508,77	1	7,88	5,811/130
ФВ15	90-93	507,11	1	170,44	5,811/130
ФВ16	90-93	582,56	6	262,75	5,811/130

В таблице 3 приведены характеристики фидеров после реконфигурации, обеспечившей снижение потерь мощности, а в таблице 4 приводится информация о фидерах, в которых после восстановления электроснабжения

замыканием объединяющего фидеры ЛВ, происходит нарушение допустимых ограничений как на токи нагрева в связях РС, так и на уровни напряжений. Как видно из таблицы 4 в изучаемой РС такими являются 1,3,7, 8, 13,14, 15,16 фидеры. Число нарушенных ограничений по сравнению с исходной схемой увеличивается, а рекомендации по увеличению отказоустойчивости сети остаются прежними.

Библиографический список

1. Хэпп Х. Диакоптика и электрические сети. – М.: Мир, 1974. – 344 с.
2. Golub I. Reconfiguration of Primary Distribution Network with Several Independent Power Sources / I. Golub, O. Voitov, E. Boleev, L. Semenova // IFAC-PapersOnLine. 2019. Vol. 52. No. 4. P. 437–442. DOI: 10.1016/j.ifacol.2019.08.249.
3. Golub I. Method of Distribution Network Reconfiguration at Daily Operation Scheduling / I. Golub, O. Voitov, L. Semenova, E. Boleev // Acta Energetica, 2017. Vol. 31. No. 2. P. 57–62.
4. Войтов О.Н. Анализ и оптимизация установившихся режимов систем энергетики // Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ, отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. С. 324–346.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 г.г.

Юдин Н.С. обучающийся, гр. СЭМ-21-1 ИРНТУ; Голуб И.И. в.н.с. ИСЭМ; Семенова Л.В. инженер ИСЭМ

УДК 621.311

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ИНФОРМАЦИОННОЙ И КИБЕР-БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Юдин Р.В., Коркина Е.С., Колосок И.Н.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН

roman.yudin.99@mail.ru

Введение. Необходимость в обеспечении информационной безопасности (ИБ) объектов электроэнергетики (ЭЭ) обоснована в первую очередь статусом энергетики как системообразующей отрасли государства. Надежность и энергетическая безопасность – это важнейшие условия функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС) и каждого её объекта, но не менее важным условием является ИБ и кибер-безопасность (КБ) отрасли [1]. Быстрый рост автоматизации и процесс цифровизации в ЭЭ дает возможность создания SmartGrid и интеллектуального управления с привлечением

возможностей Интернета Энергии (IoE). Особое внимание при цифровизации отрасли нужно уделить ИБ и КБ важнейшего звена любого объекта ЭЭ – автоматизированных систем управления (АСУ), которые обрабатывают технологические данные, формируют команды управления по результатам расчетов вычислительных комплексов, руководят переключениями и меняют уставки оборудования при изменении технологических условий функционирования энергообъекта.

В статье рассматриваются виды систем управления на объектах ЭЭ, уязвимости и угрозы ИБ и КБ, средства и меры защиты применительно к системам управления. Для повышения эффективности защитных мер ИБ и КБ применяется аналитический подход Bow-Tie (“галстук-бабочка”), который помогает скоординировать проактивные (предупредительные) и реактивные меры защиты.

Безопасность систем управления в электроэнергетике. Управление объектами ЭЭ организовано с помощью различных систем управления - АСДУ, АСУ ТП, АСТУ. АСДУ – обширная иерархическая структура ЕЭС, построенная на базе микропроцессоров, цифровых каналов, коммутационного оборудования для ведения круглосуточного диспетчерского управления режимами работы ЭЭС [2]. Благодаря АСУ ТП и АСТУ сохраняется устойчивость ЭЭС и надежное снабжение электроэнергией: поддерживаются уровни напряжения, нормативные резервы мощности и регулирование частоты электрического тока, управление режимами загрузки ЛЭП и оборудования. АСУ ТП состоит из 3 сетевых уровней: на верхнем уровне установлены серверы и рабочие станции инженеров и технологов, на среднем – программируемые контроллеры (PLC), на нижнем – подключенные к оборудованию исполнительные механизмы (ИМ) и датчики. АСУ ТП постепенно переросли из закрытых управляющих устройств в широкомасштабные промышленные сети, где для обмена данными между датчиками, PLC и ИМ используются различные интерфейсы и протоколы передачи данных [3,4]. АСТУ обеспечивает обработку информации о режимах электрических сетей (ЕНЭС) и также осуществляет выполнение функций технологического управления. Для сбора информации и передачи данных в диспетчерский центр, их отображения для контроля и управления в АСУ установлены системы SCADA.

Угрозы и уязвимости в ИБ и КБ на объектах ЭЭ. Существует ряд уязвимостей в информационных (IT)-службах ЭЭС, которые помогают хакерам проводить удачные кибератаки:

- Некорректно разработанные сети СУ, в которых нет средств и мер киберзащиты;
- Удаленный доступ к СУ без надежного контроля и строгих прав администрирования;
- Ненадлежащая организация, управление или работа инфраструктур поддержки и критических ситуаций и другие.

Для СУ объектов ЭЭ существует целый ряд специфических угроз [5]:

- Несанкционированное управление терминалом релейной защиты и автоматики (РЗА): изменить уставки терминала и получить доступ к управлению выключателем может тот злоумышленник, кто имеет доступ на территорию ПС и обладает знаниями о работе терминала РЗА;
- Несанкционированное управление по линии связи или подмена данных;
- Атака на серверное оборудование – всевозможные вирусы и не защищенное программное обеспечение (ПО) могут допустить к удаленному управлению серверами.

При использовании сетей связи GSM, Internet и т.п. вероятность осуществления таких угроз только растет.

При построении ИБ высокоавтоматизированных подстанций (ВАПС) особое внимание нужно уделять таким потенциальным угрозам как (IEC 62351-1): некомпетентность персонала, отключение защиты, нарушение прав авторизации, компрометация канала связи («Man-in-the-middle»), атаки типа «Отказ в обслуживании» (DoS), действие вредоносного ПО («компьютерные вирусы», «черви» и т.д.). Необходимость в обеспечении ИБ ВАПС связана с [6]:

– ростом общей информатизации энергообъекта (информационные воздействия, нацеленные на нарушение нормального режима работы ВАПС (вредоносное ПО, хакерские атаки) и др.);

– работой ВАПС без постоянного присутствия персонала (несанкционированный доступ к выполнению технологических операций лиц, не имеющих прав на это).

Так называемый человеческий фактор играет большую негативную роль в нарушении ИБ и КБ любого объекта. Поэтому работа по кибер-защитным мерам начинается с обучения персонала: строгие ограничения прав доступа в компьютерную сеть, работа только на лицензионном оборудовании и ПО, пресечение негативных проявлений (выход в Интернет с рабочего места – так как с компьютеров АСУ ТП можно попасть на произвольные сайты Интернета), нецелевое использование флеш-карт и т.д. Промышленные сети подвержены заражению вредоносными программами, а атаки на SCADA могут оказаться особенно разрушительными [7]. В [8] сообщается, что “самый заметный рост во второй половине 2022 года по доле компьютеров АСУ ТП, на которых были заблокированы вредоносные объекты, наблюдался в энергетике”.

Средства и меры защиты систем управления и SCADA. Системы ИБ и КБ должны максимально детально проводить анализ уязвимостей всех компонентов IT-системы: это контроль сетевых соединений (с помощью межсетевого экрана) и файлов, передаваемых через сетевой периметр (с помощью шлюзового антивируса и программ обнаружения/подавления втор-

жений), а также проверку действий пользователей (контроль привилегированных учетных записей). Необходимо корректно конфигурировать серверы АСУ, коммутаторы, фаерволы, своевременно обновлять ПО и прошивки устройств РЗА, выявлять многоступенчатые таргетированные атаки с помощью специальных алгоритмов и аналитических средств. Такие меры безопасности отнесем к *проактивным мерам* защиты систем управления.

В том случае, если случилось злонамеренное вторжение в сеть, для восстановления работоспособности ИТ-системы по ситуации необходимы так называемые *реактивные средства защиты* систем управления и сети. Так, установленные системы защиты идентифицируют происшедшее вторжение как вирусную атаку, выполняют проверку антивирусами для её устранения, отформатируют жесткие диски и переустановят операционную систему. Есть средства, работающие с типовыми протоколами АСУ ТП и умеющие анализировать их до уровня конкретных команд [9]. Таким устройством является WF-SME (MODCON WF) [7]: интегрированное с уникальной аппаратурой, работающей с множеством протоколов и серверов SCADA, WF-SME обеспечивает высокопроизводительную защищенную, одностороннюю передачу данных в режиме реального времени от серверов и приложений SCADA в промышленных сетях коммерческим сетям, при этом исключая любую возможность сетевых атак.

В зависимости от типа вторжения и его последствий необходимо оперативно решать задачу восстановления работоспособности системы управления энергообъекта, разрабатывать и расширять перечень мер и средств восстановления от инцидентов (*реактивных средств защиты*), а в последствии переводить их в разряд *проактивных мер*. Как понять, какие меры на текущий момент на объекте проактивные, а какие реактивные?

Bow-Tie. Метод дерева угроз был создан на основе метода графического анализа, созданного в теории надежности и названного деревом отказов. Метод дерева угроз помогает выработать проактивные меры для объекта (рис.1.), но они не могут полностью защитить объект, всегда существует риск исполнения угрозы путём кибератаки.



Рисунок 1 – Дерево угроз кибербезопасности АСУ ТП энергообъекта

Метод дерева событий позволяет назначить реактивные меры восстановления объекта после инцидента. Если реактивные меры сработали успешно, то в дальнейшем их нужно перенести в разряд проактивных.

Тогда необходимо реагировать теми средствами защиты, которые срабатывают именно в условиях конкретной ситуации (рис.2.).

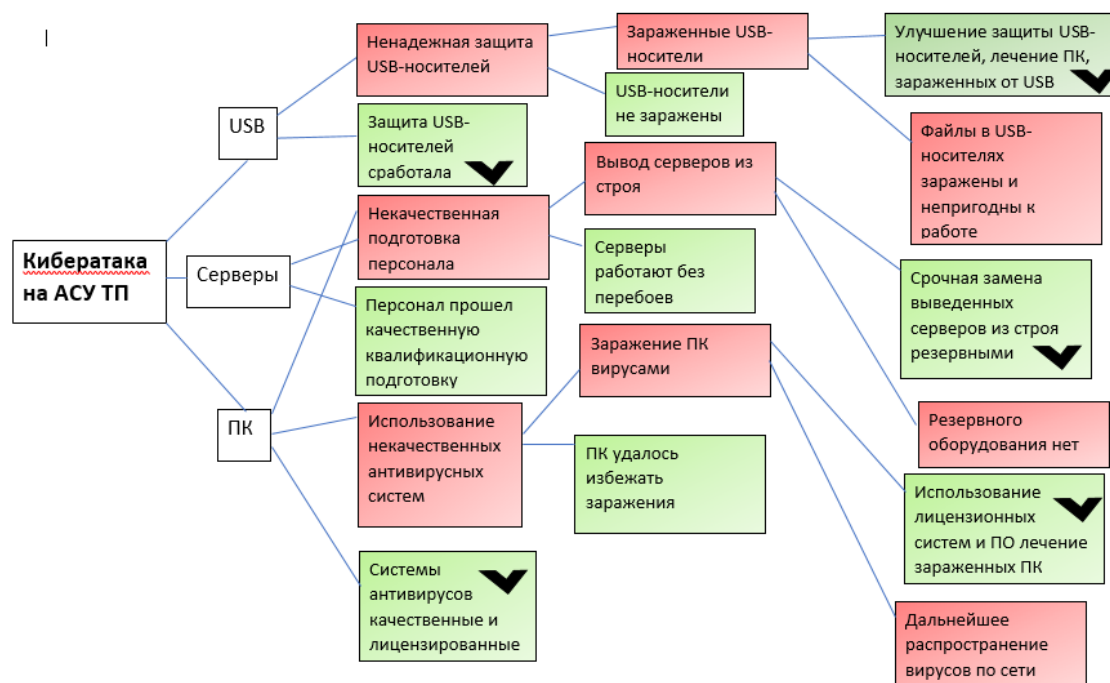


Рисунок 2 – Дерево событий (реактивные меры – прямоугольники со значком V)

Для эффективной координации проактивных и реактивных мер применяется графический аналитический подход Bow-Tie (“Галстук-бабочка”, рис.3) [10]. Диаграмму-бабочку можно строить при обсуждении рисков нежелательного воздействия, а позже обновлять, достраивать и применять. Другое преимущество Bow-Tie – это стандартные диаграммы-бабочки, в которых уже рассмотрены типовые риски, эти стандартные средства следует расширять и дополнять для конкретных условий.

Диаграмма-бабочка состоит из нескольких частей:

1. Опасное событие – это центральный узел диаграммы-бабочки, реализация аварийной ситуации / несчастного случая и т.п.
2. Причина – опасный фактор, который может причинить вред.
3. Источник (опасного события) – событие, инициирующее исследуемое опасное событие.
4. Последствие (опасного события) – описание результатов воздействия опасного события на людей, окружающую среду, инфраструктуру и т.п.
5. Средства контроля и методы управления / барьеры / – используются как для снижения вероятности того, что причина опасного события

приведёт к опасному событию (левое крыло “бабочки”), так и для снижения тяжести последствий опасного события (правое крыло “бабочки”).

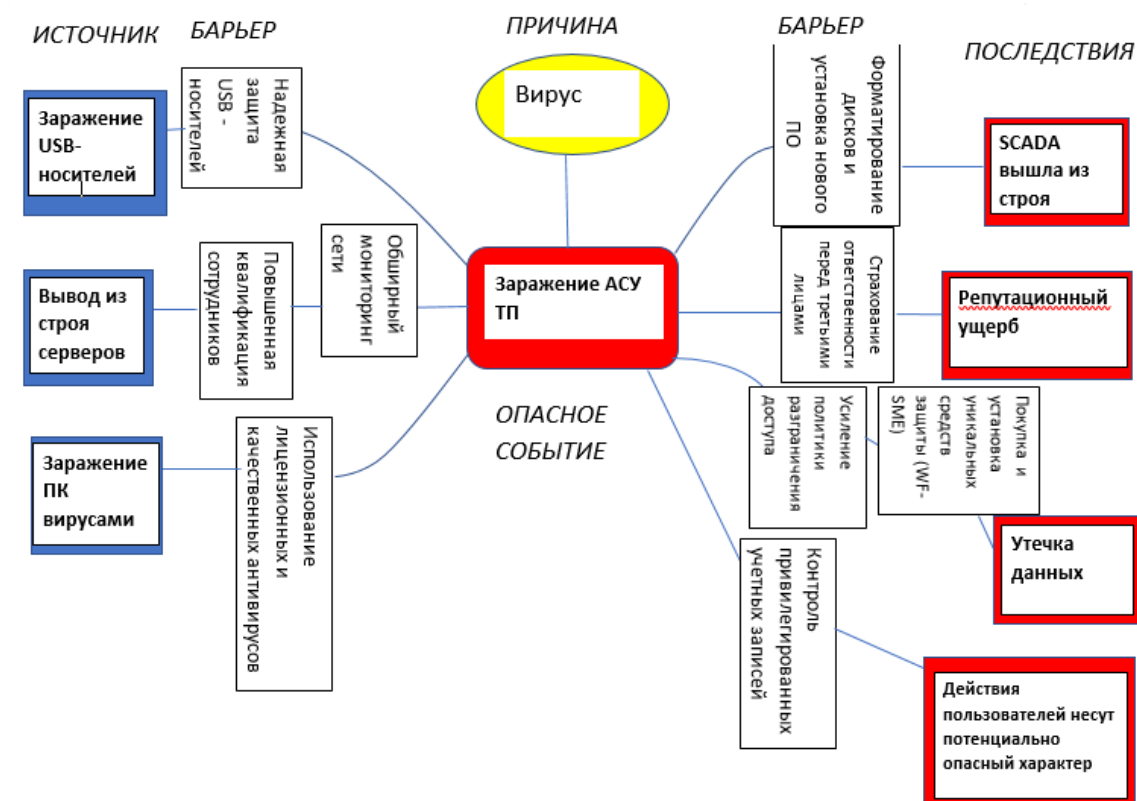


Рисунок 3 – Диаграмма-бабочка для инцидента в АСУ ТП

Заключение. Необходимо, чтобы системы управления объектов ЭЭ были как можно более защищенными от злоумышленного воздействия. Предупредительных мер всегда недостаточно, так как злоумышленники всегда находятся “на шаг впереди”. Меры, которые нужно предпринять в случае произошедшей кибератаки, могут быть совершенно новыми (защитные устройства нового поколения) или же достаточно известными, но они просто не были предусмотрены службой ИБ как предупредительные (проактивные). Для того, чтобы СУ объектов ЭЭ были как можно менее уязвимы, необходимо увеличивать число проактивных защитных мер, пополняя их новыми реактивными мерами. Для этого предложен подход графического анализа “Галстук-бабочка”, который объединяет диаграммы Дерева угроз и Дерева событий и показывает фактическую расстановку проактивных и реактивных мер защиты ИБ и КБ.

Библиографический список

1. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем // Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 53-61.

2. Технологии и технические средства управления режимами ЭЭС / Под ред. Шарова Ю.В. 2018. 360 с. – М.: Инновационное машиностроение.
3. Атаки на АСУ ТП. <https://www.anti-malware.ru/threats/APCS-attacks>
4. Протоколы связи в АСУ ТП. <https://plcsystems.by/articles/651>
5. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надежности ЭЭС https://www.researchgate.net/publication/301551630_Kiberbezopasnost_obekto_v_elektroenergetiki_kak_faktor_nadeznosti_EES
6. Алымов И. Проблемы информационной безопасности подстанции и способы их решения <http://digitalsubstation.com/blog/2016/02/17/problemny-informatsionnoj-bezopasnosti-podstantsii-i-sposoby-ih-reshe-niya/>
7. Безопасность систем SCADA и АСУ ТП. <https://modcon.ru/wp-content/uploads/2014/08/SCADA-Security-rus.pdf>
8. Россия вошла в ТОП-3 по доле заблокированных объектов на компьютерах АСУ ТП <https://www.anti-malware.ru/news/2023-03-06-118537/40658>
9. Кибератаки на АСУ ТП: тенденции и современные средства защиты <https://www.securitylab.ru/blog/company/AngaraTech/347875.php>
10. Бажанова Ю. Метод “галстук-бабочка” для оценки рисков <https://upravlenie-proektami.ru/metod-galstuk-babochka-dlya-ocenki-riskov>

Исследование проводится в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 годы (рег. № АААА-А21-121012190027-4)

Юдин Р.В., обучающийся, гр. СЭМ-21-1 ИРНИТУ; Коркина Е.С., к.т.н., доцент кафедры ИРНИТУ, с.н.с. ИСЭМ СО РАН; Колосок И.Н., д.т.н., профессор кафедры ИРНИТУ, в.н.с. ИСЭМ СО РАН

СОДЕРЖАНИЕ

Стенников В.А., Головщиков В.О., Федчишин В.В. Газификация Иркутской области. Проблемы и перспективы развития.....	3
Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Методические основы организации теплоснабжения в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений.....	10

ПРОИЗВОДСТВО, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1. Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Планирование режимов ЭЭС в рыночных условиях на среднесрочную перспективу.....	16
2. Аллаяров И.Д., Солонина З.В. Обеспечение работоспособности воздушных и кабельных линий электропередачи.....	20
3. Аллаяров И.Д., Солонина Н.Н. Применение технологии векторных измерений в интеллектуальных системах.....	25
4. Альзаккар А., Грачева Е.И. Выбор графика температуры обмоток и масла трансформаторов с использованием функции аппроксимации.....	30
5. Аракшинов И.П., Константинов Г.Г. Особенности проектирования двухполюсного турбогенератора.....	33
6. Ахметова А.Л., Маслов И.Н. Перспективы внедрения водородного топлива с целью декарбонизации энергетической отрасли России.....	36
7. Балыкин М.С., Чеботнягин Л.М. Проблемы определения потерь электрической энергии в электрических сетях электросетевого хозяйства несетевых организаций.....	41
8. Барахтенко Е.А., Сердюкова Е.В. Исследование структурной надежности интегрированных энергетических систем	45
9. Бодиев Н.А., Мусоев М.И., Карамов Д.Н. Актуальность применения солнечных электростанций для электрификации удаленных поселений республики Таджикистан.....	49
10. Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Жураев Ж., Лаптев Н.И., Коренев И.А., Муссонов Г.П. Определение значений параметров сигнала (часть 4). Гармонические колебания. Параметры энергии, определяемые по мгновенным значениям.....	53
11. Бочаров Д.Е., Давыдова И.А., Дубицкий М.А. Безопасность гидроэлектростанций.....	58
12. Булгадаев И.А., Жоголь А.В., Маркевич Т.В., Потапов М.С., Федосов Д.С. Разработка способа восстановления формы вторичного тока для обеспечения правильной работы цифровой дифференциальной защиты.....	61

13.	Бураев А. Э., Усов И. Ю. Приоритеты развития электротехнического машиностроения в современных условиях.....	67
14.	Вилсон Лафарге Йована, Вэй Боянь, Сомсиков Р.Н. Применение гибких передач переменного тока в современных системах электроснабжения.....	71
15.	Вильвовский А.Е., Бухаев А.А., Головков А.Ю., Муссонов Г.П. Анализ водно-энергетических режимов и выработки электроэнергии Иркутской ГЭС.....	76
16.	Воденников Д.А. Опыт применения сенсорных сетей для воздушных линий электропередачи.....	80
17.	Войтов О.Н, Карпова Е.В. Алгоритм определения допустимого режима распределительной сети с учетом дискретных управлений.....	86
18.	Воронина Е.В., Крюков А.В. Моделирование электромагнитных полей тяговых сетей 25 кВ в аварийных режимах.....	93
19.	Воскобойников Ф.Ю., Лукьянов А.В., Федосов Д.С., Чикалин А.Е. Анализ влияния инверторов возобновляемых источников электроэнергии на режимы работы электрической сети.....	97
20.	Газизова Р.А., Маслов И.Н. Система экономической безопасности топливно-энергетического комплекса.....	101
21.	Гаученов П.Д., Константинов Г.Г. Четырёхполюсные турбогенераторы: особенности проектирования и область применения.	104
22.	Герасимов Д.О., Суслов К.В. Применение концепции энергетического хаба в современных системах энергоснабжения.....	108
23.	Головня И.И., Гришкин М.Е., Кособрюхов А.И., Муссонов Г.П., Соколов Д.А., Цыбиков Д.З. Определение значений параметров сигнала (часть 5). Погрешность квантования. Определение амплитудных значений сигналов из их суммы.....	115
24.	Голубев В.В., Яблочкин А.А., Пузина Е.Ю. Целесообразность усиления системы тягового электроснабжения участка Ангара-кан-Таксимо при выводе в ремонт Северомуйского тоннеля..	119
25.	Гончаров Е.А. Применение трансформатора отбора мощности как перспективное техническое решение для широкого круга задач по обеспечению электроснабжения.....	124
26.	Горностаев Е.В., Мусоев М.И., Юдин А.Ю., Баженов Э.В. Реализация алгоритма управления спросом на базе цифровой платформы управления распределенными энергоресурсами.....	129
27.	Дружков А.В., Игнатьева Ю.С., Кузнецов Р.В., Мальцев Д.П. Современные системы интеллектуального учета электроэнергии.....	135
28.	Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Набока В.И., Попов К.Е., Саитова Д.Р. Основные характеристики электроэнергетических систем и их взаимосвязь.....	138

29.	Дубицкий М.А., Снопкова Н.Ю., Федчишин В.В., Хармагиров В.А. Обеспечение экологической безопасности города Иркутска.....	144
30.	Дунаева Е.А., Щелкунова А.Ю., Тёткин В.А., Горшков А.М., Дунаева Т.Ю. Перспективное развитие гидроэнергетики Свердловской области.....	148
31.	Дунаева Т.Ю., Шкода И.О., Ладин А.В., Кузнецов И.Г., Богданова В.В. Повышение резервов НПРЧ в ОЭС Востока.....	153
32.	Егоров Н.О., Петрова А.Н., Бондаренко С.И. Обзор режимов заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ.....	157
33.	Жигулина Э.И., Сердюкова Е.В. Опыт внедрения солнечно-дизельных электростанций в Иркутской области.....	164
34.	Жилкина Ю.В. Влияние цифровой трансформации на электроэнергетику государств – участников СНГ.....	170
35.	Жилкина Ю.В. Опыт реформ электроэнергетики в контексте экономической теории.....	175
36.	Жилкина Ю.В. ремонтная кампания ПАО «Россети» в условиях COVID-19.....	181
37.	Зацаринная Ю.Н., Исаева О.В. Деловая игра «Розничные рынки электроэнергии».....	186
38.	Зацаринная Ю.Н., Курилов С.С., Ковалев Г.С. Micro Grids и их влияние на изменение энергосистемы России.....	189
39.	Ибатуллин Э.Э. Определение оптимальных режимов работы силовых трансформаторов.....	194
40.	Ибрагим М., Пантелеев В.И. Распределение баланса мощности в многотерминальных электротехнических комплексах с учетом влияния сопротивления линии постоянного тока.....	197
41.	Игнатьева Ю.С., Батоболотова Т.Б., Шушпанов И.Н. Моделирование фотоэлектрических преобразователей с учётом изменения природно-климатических показателей (на примере единого часового пояса КНР).....	203
42.	Игэдзу Мискабэ Ассефа, Батоболотова Т.В., Иванов Н.А., Малых А.В. Использование активных энергетических комплексов в составе энергосистем.....	207
43.	Ильин Д.В., Педранова Ю.И., Чепига Е.К. Современные методы мониторинга кабелей из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ и выше.....	213
44.	Кизян Е.А, Суслов А.К. Состояние и перспективы развития солнечной электроэнергетики в России.....	217
45.	Ким Е.А. Применение систем SCADA в системах электроснабжения пищевой промышленности.....	221

46.	Ковальчук Д.В., Глазунова А.М. Математическое моделирование элементов активного энергетического комплекса для решения задачи управления.....	226
47.	Кожемякин В.Е., Кожемякина Д.А. Современные проблемы устойчивости ветроэлектростанций.....	230
48.	Кралин Ал.А., Крюков Е.В., Петухов Я.И., Кралин Ан.А. Разработка и исследование системы электрогенерации поплавковой волновой электростанции.....	234
49.	Крюков А.В., Нгуен Куок Хиеу. Моделирование систем тягового электроснабжения постоянного тока с шестипульсовыми преобразователями.....	239
50.	Крюков А.Е. Моделирование электромагнитных влияний тяговых сетей на трубопроводы при различных значениях проводимости изоляционных покрытий.....	244
51.	Крюков О.В., Ипполитов В.А., Романов Л.Р. Эффективность арктических систем электроснабжения объектов добычи газа...	249
52.	Кудакаев А.Р. Использование кибербезопасности для защиты от кибератак и киберугроз в электроэнергетике.....	254
53.	Кузнецов Р.В., Потапов В.В., Ким Е.А., Шауркин М.О. Платформенный подход к управлению распределенными энергоресурсами.....	257
54.	Латыпова А.А., Маслов И.Н. Экономические предпосылки внедрения водорода в электроэнергетику России.....	262
55.	Лопухов А.С., Шушпанов И.Н. Значимость и современное состояние атомной энергетики России, перспективные направления развития и проекты.....	265
56.	Лоскутов А.А., Петров И.А. Разработка киберфизического стенда для проведения предаттестационных полунатурных испытаний микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.....	270
57.	Мальцев Д.П., Чеботнягин Л.М., Бывальцева Н.И., Москалева Т.Е. Основные компоненты архитектуры цифровой платформы для управления распределенными энергоресурсами.....	275
58.	Марченко О.В., Соломин С.В. Оценка влияния экологических ограничений на перспективную структуру электроэнергетики России.....	280
59.	Мигунова Л.Г., Строчков А.В. Структура модели УРЗА с гибкой логикой в рамках симулятора релейной защиты.....	284
60.	Мигунова Л.Г., Строчков А.В., Кожухова А.А. Разработка симулятора релейной защиты: основные положения, цели, проблемы и пути их решения.....	288
61.	Миронов А.А., Крупенёв Д.С. Влияние механизма Demand Response на надежность электроэнергетических систем.....	291

62.	Мольков В.А, Суслов К.В. Перспективы применения ветроэлектрических станций в Западной и Восточной Сибири.....	295
63.	Муссонов Г.П., Алижонов З., Мурадалиев Б., Махмуджонов А. Определение значений параметров сигнала (часть 6). Погрешность вычислений. Случайная составляющая.....	300
64.	Новобрицкий В.А., Федосов Д.С. Обеспечение чувствительности релейной защиты при применении датчиков магнитного поля для выявления коротких замыканий.....	305
65.	Овчинников Д.А., Солонина З.В. Современные подходы к повышению качества электроэнергии.....	311
66.	Овчинников Д.А., Солонина Н.Н. Компенсация реактивной мощности.....	316
67.	Окладников К.К., Сомсиков Р.Н., Сташкевич Е.В. Майнинговая деятельность в ценозависимом управлении электропотреблением.....	320
68.	Паркачев К.Н., Тигунцев С.Г. Исследование эффективности применения устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора.....	325
69.	Петров А.Р., Грачева Е.И. Анализ функциональных параметров предохранителей низковольтных сетей.....	330
70.	Петров А.Р., Грачева Е.И. Исследование основных технических характеристик контакторов внутрицехового электроснабжения.....	334
71.	Петрова Р.М., Грачева Е.И. Исследование вероятностных характеристик надежности магнитных пускателей внутрицеховых сетей.....	338
72.	Петрова Р.М., Грачева Е.И. Характеристики надежности контакторов внутрицеховых систем электроснабжения.....	343
73.	Пилюгин Г.А., Пантелеев В.И., Филатов А.Н. Обобщенная математическая модель системы электроснабжения промышленного предприятия с активными элементами.....	347
74.	Пиманкин Н.В., Сизганова Е.Ю. Цифровой двойник системы электроснабжения промышленного предприятия.....	351
75.	Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А. Информационное моделирование средствами программного комплекса nanoCAD BIM Электро.....	356
76.	Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А. Информационное моделирование средствами программного комплекса Renga.....	359
77.	Пионкевич В.А., Середкин Д.А., Пузанов И.А. Информационное моделирование средствами программного комплекса компас-3D.....	363

78.	Питерский Н.С., Шунаев С.А. Решение задачи нелинейного программирования при выборе мощности компенсирующих устройств в цеховой распределительной сети 0,4 кВ.....	368
79.	Потемкин М.Н., Акишин Л.А., Борисов В.С. Отключение трансформаторов в режиме минимальных нагрузок.....	373
80.	Пузина Е.Ю. Повышение эффективности работы электропривода насосных станций.....	379
81.	Пузина Е.Ю. Эффективность внедрения устройств ограничения напряжения холостого хода сварочных аппаратов на промышленных предприятиях.....	383
82.	Реутин Г.В., Зацаринная Ю.Н., Ковалев Г.С. Определение электрических величин в сложносимметричных режимах с помощью расчётных выражений.....	388
83.	Сафиуллин Т.Н., Грачева Е.И. Анализ потерь напряжения в цеховых трансформаторах.....	392
84.	Сафиуллин Т.Н., Грачева Е.И. Потери электроэнергии в системах электроснабжения.....	395
85.	Свеженцева О.В., Умнова М.О., Эшониен Х., Шауркин М.О. Развитие навыков самостоятельного принятия решений в рамках курса «Организация учебного процесса и научно-исследовательской работы в ВШ на кафедрах технического профиля».....	398
86.	Селезнев А.С., Бадмаев А.Б. Способы уменьшения влияния высших гармоник.....	403
87.	Селезнев А.С., Очиров Э.Ц. Компенсации реактивной мощности в распределительных сетях 6-35 кВ.....	409
88.	Сосновский И.К., Баденко В.В., Пензик М.В., Козлов А.Н. Исследование режимов работы гибридной микросети.....	415
89.	Сташкевич С.В., Ефимов Д.Н. Применение структурного анализа для быстрой оценки устойчивости энергосистемы.....	419
90.	Степанов А.Д. Разработка метода диагностирования жёстких поперечин контактной сети.....	424
91.	Сумин Е.А., Харипон Е.Р., Аракшинов И.П., Ткачев Д.А., Телешев Д.С, Фоменко А.А, Баракова Д.Ю, Непомнящих Н.С, Тигунцев С.Г. Определение поврежденного присоединения в электрических сетях Бурятэнерго с изолированной нейтралью..	427
92.	Толканова А.А., Мигунова Л.Г. Энергоснабжение бригад ТКРС с помощью автономных интеллектуальных гибридных установок.....	435
93.	Федорова В.Р., Маслов И.Н. Влияние энергетики на развитие экономики.....	439
94.	Худоногов И.А. Основные диагностические параметры силовых маслонаполненных трансформаторов.....	442

95.	Худоногов И.А. Требования к современным системам диагностирования технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов тяговых подстанций.....	446
96.	Чумаков Г.И., Шабалин А.Э., Чумаков В.Г. Анализ современных методов диагностирования электрооборудования измерением частичных разрядов.....	450
97.	Шамарова Н.А. Анализ исследований в области оценки оптимальной мощности и энергоемкости систем накопления электрической энергии.....	454
98.	Шепенков Д.А., Чумаков В.Г., Чумаков Г.И. Современные методы диагностики активной части силовых трансформаторов...	458
99.	Шепураев А.А., Тигунцев С.Г., Ошоров А.Д. Бесконтактная диагностика линий электропередачи.....	462
100.	Юдин Н.С, Голуб И.И., Семенова Л.В. Анализ режима городской распределительной сети среднего напряжения.....	468
101.	Юдин Р.В., Коркина Е.С., Колосок И.Н. Аналитический подход к повышению информационной и кибер-безопасности систем управления объектами электроэнергетики.....	475