МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

(Иркутск, 19-22 апреля 2022 г.)

Том 1
Под общей редакцией В.В. Федчишина

ИЗДАТЕЛЬСТВО
Иркутского национального исследовательского технического университета
2022

УДК 621

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с межд. участием (Иркутск, 19-22 апреля 2022 г.): в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2022. – Том 1. – 455 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. Сборник рассчитан на специалистов, занимающихся проблемами производства и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. Может быть полезен для инженерно-технических работников и студентов энергетических специальностей.

© Иркутский национальный исследовательский
технический университет, 2022

СЕССИЯ ПЛЕНАРНЫХ ДОКЛАДОВ

УДК 621.311

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОПЕРЕХОДА

Стенников В.А.[1], Головщиков В.О.[2], Федчишин В.В.[3], Самаркина Е.В.[4]
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vladgo@isem.irk.ru, fedchishin@istu.edu

Изменения, происходящие в российской энергетике, связаны с переходом от вертикально подчиненной структуры к горизонтальным принципам управления [1] и построения систем с равномерно распределенными генерирующими источниками электрической и тепловой энергии и потребителями с управляемым ими спросом.

Во многом это обусловлено и корреспондируется с глобальными вызовами, имеющими место в мировой энергетике. Они определяются, прежде всего, двумя основными направлениями развития. Первое из них предполагает осуществление энергетического перехода, как объективно предопределенного сменой технологического уклада и переходом к обществу знаний, цифровым системам, информационным технологиям, интеллектуальному управлению и т.п. Активность потребителей и развитие рынка новейших технологий и оборудования мотивировали энергопереход, к основным положениям осуществления которого нередко относят концепции 3-х Д (Декарбонизация, Децентрализация, Диджитализация) и 3-х С (Со-обеспечение, Со-организацию, Со-развитие) [2]. Первая из них предполагает, прежде всего, технологические преобразования, а вторая – организационные.

В рамках энергоперехода трансформация энергетических систем осуществляется в направлениях применения конвергентных технологий, пересмотра принципов их построения, создания распределенных архитектур, интеграции технологических систем, цифровизации на основе M2M (межмашинное взаимодействие), IoT (ИНТЕРНЕТ-вещей), 5G (мобильная связь 5-го и выше поколений).

Энергетическая система будущего рассматривается подобной ИНТЕРНЕТ инфраструктуре (энергетический ИНТЕРНЕТ), что обуславливает появление у них новых и эволюцию существующих свойств, необходимость проведения активных исследований и развития теории системных исследований в направлении изучения свойств, развития методических подходов анализа и синтеза систем [3].

Второе направление, в большей мере как тренд, позиционируется в рамках обеспечения углеродной нейтральности экономики в целом и энергетики в частности.

Нередко энергопереход ассоциируют с отказом от использования углеводородного топлива с целью сокращением выбросов двуокиси углерода, т.е. направлением, получившим название «безуглеродной энергетики». В тоже время «безуглеродную энергетику» считают первопричиной энергетического перехода и связывают с определяющим негативным воздействием энергетики на глобальное потепление климата на земле. В тоже время, по сути энергопереход – это нечто большее; не только решение климатических проблем, но и обеспечение энергетической независимости, основанное на энергоэффективности, снижении парниковых выбросов, использовании возобновляемых источников энергии и т.д. Энергетический переход обусловлен складывающейся объективной реальностью, а требования по выбросам парниковых газов представляют ограничения для энергоперехода.

Энергетический переход приводит к развитию распределенной (малой) генерации энергии и созданию централизованно-распределенных систем. Это значительно повышает значимость распределительного электросетевого комплекса и требует к нему повышенного внимания. Это относится не только к электросетевому комплексу, но и к газо-, нефте- и теплоснабжающим системам [4].

Многие из перечисленных аспектов представляются очень актуальными как для России в целом, так и для Иркутской области в частности.

Распределенные (малые) источники генерации энергии принципиально изменяют архитектуру и принципы построения энергосистем. От традиционно однонаправленной системы: источник-сети-потребитель они переходят к многонаправленной системе, включающей передачу из системы к потребителю и от потребителя в систему. Это существенно меняет построение распределительного электросетевого комплекса. По своему построению он становится таким же как и крупные системообразующие комплексы, что требует изменения подходов к управлению его развитием и функционированием. Многие вопросы приобретают новое содержание и характер решения в результате цифровизации и последующей интеллектуализации энергетических систем. Применение интеллектуального прогнозирования и управления режимами позволяет повысить точность их планирования, уменьшить дефицит мощности, минимизировать участие диспетчера в этом процессе и т.п. [5].

Формирование больших комплексов генерации энергии на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также несовпадение центров их сосредоточения с местами расположения потребителей приводит к необходимости формирования межгосударственных энергетических объединений (МГЭО), таких как европейское супреэнергообъединение на базе ВИЭ, Се-

вероамериканское МГЭО, МГЭО Стран АСЕАН, Азиатское суперэнергообъединение, Глобальное суперэнергообъединение и др. [6]. Аналогичное объединение стран Азии периодически рассматривается и с возможным вовлечением в него и Иркутской энергосистемы. Впервые предложение о создании электропередачи Россия-Китай (Братск-Пекин) было инициировано Администрацией Иркутской области и Иркутскэнерго в 1992 г. Это предложение было поддержано Министерством энергетики России. В 1997 г. Была сформирована российско-китайская рабочая группа для разработки технико-экономического обоснования, на этом все остановилось. Основной причиной было требование китайской стороны, чтобы цена на электроэнергию для КНР была такой же, как в Иркутской области. В 2005 г. Иркутскэнерго вернулось к проекту электропередачи Братск-Пекин. Однако условия 2005 г. кардинально отличались от условий 1997 г. В частности, электропотребление к 2005 г. было фактически восстановлено и не было избытков электроэнергии для передачи в Китай. Предложенное объединение энергосистем Сибири (где годовой максимум электрической нагрузки приходился на зиму) и Северного Китая давало возможность организовать обмен сезонными избытками электроэнергии за счёт разносезонности наступления годовых максимумов нагрузки в указанных системах. Летом электроэнергия передавалась из России в Китай, а зимой – наоборот. Однако проект также не получил продолжения.

Серьезные изменения происходят в развитии теплоснабжающих систем. Прежде всего, они связаны с переходом от пассивных принципов качественного управления к активным с количественным регулированием отпуска тепловой энергии. Другим важным направлением является разделение систем теплопотребления, тепловых сетей и источников на независимые контуры с помощью установки теплообменников. Все это позволит обеспечить регулирование температуры в помещениях в соответствии с фактической температурой наружного воздуха в реальном времени, повысить надежность и качество теплоснабжения. В таких системах повышаются возможности перспективного развития, позволяющие осуществить интеграцию возобновляемых источников энергии и реализовать идеологию управления спросом самими потребителями, в том числе с включением их источников и аккумуляторов энергии в теплоснабжающую систему. Это направление активно развивается в мире и имеет определенные начала в отечественных системах [7].

Следует отметить, что теплоснабжение в России по уровню теплопотребления в сопоставимых единицах более чем в два раза превышает электропотребление. По установленной мощности теплоисточники более чем в 3 раза превосходят мощность электрогенерации. Они в наибольшей степени воздействуют на окружающую среду, так как работают в неэкономичных режимах, характеризуются большой изношенностью, низким коэффициентом использования установленной мощности и т.п. Прежде всего, это ха-

рактерно для условий Сибири и Дальнего Востока, где превалирующим видом топлива является уголь. Так если для России в целом доля угля составляет 12%, то для Сибири она равна 86%, а для Дальнего Востока – 62%. Сохранение использования угля в этих регионах делает проблематичным выполнение повышенных требований по экологии и эмиссии двуокиси углерода, что диктуется внешнеэкономическими требованиями и долгосрочными ориентирами «Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». Эмиссия двуокиси углерода здесь в удельном выражении более чем в два раза превосходит среднероссийские уровни и стран Северо-Восточной Азии. Отставание по удельным расходам топлива на производство электроэнергии на ТЭС составляет от 23 до 215%. В связи с этим необходимо планировать развитие энергетики региона с учетом стоящих перед энергетикой внешних вызовов [5].

Анализ структуры совокупных выбросов парниковых газов по секторам экономики показывает, что наибольшую величину они имеют в сфере энергетики и в целом не могут быть компенсированы поглощающей способностью российских лесов. Сибирь и Дальний Восток обладают наибольшей углеродоемкостью отпускаемой электрической и тепловой энергии. Наибольшие объемы CO_2 поглощают «управляемые леса» (за счет расширения площади посадок) Сибири и Дальнего Востока (а именно Республики Саха (Якутия), Красноярского края, Иркутской области и Хабаровского края). Это напрямую связано с общей площадью этих лесов. В то же время удельные показатели поглощения для Сибири и Дальнего Востока – одни из самых низких в стране в силу суровых климатических условий. Однако учитывая огромные площади этих территорий почти половину всего вклада в абсорбцию углекислого газа управляемыми лесами России вносит азиатская часть страны.

Важнейшим направлением экологического оздоровления для регионов Сибири и Дальнего Востока является переход от сжигания угля на использование природного газа с широким охватом населения, социальной сферы и производственной деятельности с получением максимума добавленной стоимости. В силу экономических факторов и обеспечения доступности природного газа для потребителей целесообразно его комплексное освоение и использование, включая промышленное применение и экспорт в трансграничные территории азиатского региона. Формирование газотранспортной системы на востоке страны обеспечит пространственное развитие регионов и страны в целом, энергетическую безопасность и надежность их энергоснабжения, а также интеграцию в энергетические рынки стран СВА.

В локальных системах целесообразно ориентироваться на местные энергоресурсы, на нетрадиционные и возобновляемые ресурсы, которые позволят не только снизить экологическую нагрузку, но и уменьшить затраты бюджета на доставку топлива в отдаленные северные регионы. Здесь

привлекательным может быть применение, прежде всего, для теплоснабжения древесных отходов.

Наиболее жесткие экологические требования определены для Центральной экологической зоны Байкальской природной территории (ЦЭЗ БРПТ), где запрещены некоторые виды деятельности, в том числе строительство новых угольных котельных с одновременным определением возможности проведения реконструкции существующих угольных котельных. К объектам энергетики на территории этой зоны отнесены ТЭЦ г. Байкальск и многочисленные котельные, в большинстве из которых сжигается уголь [8]. Здесь эффективное экологически чистое энергоснабжение (включая теплоснабжение), как показывают многочисленные исследования, можно осуществить только на базе централизованного электроснабжения. Лишь в отдельных пунктах (в небольшом количестве) могут быть использованы возобновляемые источники энергии, где это будет эффективным.

Важнейшим направлением может быть энергосбережение и повышение энергетической эффективности. При производстве, потреблении, и транспорте энергоресурсов в России по укрупненным оценкам теряется около трети расходуемого топлива, примерно такие же оценки соответствуют иркутскому региону. Потенциал энергосбережения в России, по предварительным оценкам, составляет не менее 400 млн. тонн условного топлива. Реализация этого потенциала позволит существенно оздоровить окружающую среду и снизить финансовую нагрузку на потребителей. Необходимо отметить, что следует комплексно подходить к проблеме энергосбережения, поскольку локальные мероприятия по экономии энергии у одних потребителей могут приводить к увеличению затрат у других потребителей. Эффективными представляются мероприятия по энергосбережению в системах энергоснабжения, которые ведут к снижению затрат у всех потребителей. Наиболее рациональной может быть схема энергосбережения, когда экономия от реализации одних мероприятий направляется на выполнение других энергоэффективных мероприятий [9].

С целью стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности нередко применяются различные механизмы, к числу которых относится тарифное регулирование. Для этого используют двухставочные тарифы в виде ставки за мощность и ставки за энергию. Для небольших потребителей они могут преобразовываться в одноставочные, однако при этом учитываются обе ставки. Это позволяет учитывать экономию как по мощности, так и по энергии, что значительно усиливает эффект от экономии энергоресурса. Стимулирующим фактором повышения энергосбережения и энергоэффективности также является дифференциация тарифов по зонам суток для всех групп потребителей.

Анализ современных тенденций глобального энергетического перехода показывает, что, как было отмечено выше, «цифровизация» становится высокоэффективным инструментом существенно улучшить функциониро-

вание и развитие энергетики. В развитых странах активно внедряются технологии Smart Grid и Smart Meters и прежде всего в распределительном электросетевом комплексе. В России есть положительные примеры развития этих новейших направлений, но в целом этот процесс находится в начальной стадии. Ключевыми элементами в структуре «умных сетей» и «умных измерений» являются развитые измерительные системы, охватывающие все основные элементы энергосистемы. Только развитые системы учета позволяют получить объективную информацию о состоянии энергообъектов и на её основе сформировать оптимальные управляющие воздействия. Первичным источником информации в подавляющем большинстве случаев являются современные «интеллектуальные» счетчики электрической и тепловой энергии, которые позволяют не только собирать информацию в темпе процесса, но и формировать определенный набор управляющих воздействий (включение-отключение).

В заключение следует отметить, что трансформация энергетических систем в условиях энергоперехода проходит одновременно по многим взаимосвязанным направлениям – экология, технология, принципы структурной организации, взаимодействие на глобальном уровне и т.д. Каждое из этих направлений оказывает существенное воздействие на трансформацию энергетических систем в различных временных разрезах – от краткосрочных до долгосрочных.

Библиографический список

1. Смородинская Н.В. Глобализация экономики: от иерархий к сетевому укладу. М.: ИЭ РАН, 2015. 344 с.
2. Д.Холкин. И.Чаусов. Новая формула энергетического перехода // Энергетическая политика. 2020. №12.
3. Воропай Н.И, Стенников В.А. Интегрированные энергетические системы – будущее энергетики/ М: изд-во ИНП РАН. 2016. – 52 с.
4. Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А, Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А. Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134-141.
5. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН-Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. 210 с. ISBN 978-5-91438-028-8.
6. Podkovalnikov S., Trofimov I., Trofimov L., Chudinova L. The computing and information system for study of scenarios for interstate power grids expansion // Proceedings of the 16th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2019. ID: 8955179. P.1-4. ISBN (print): 9781728133614. DOI: 10.1109/ECTI-CON47248.2019.8955179.

7. В.Стенников А. Пеньковский. Рынок тепла: мировой опыт развития централизованного теплоснабжения // Энере гетическая политика. 2021.№ 10. – С. 3-8.
8. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Майсюк Е.П., Тугузова Т.Ф., Иванов Р.А. Энергетическая инфраструктура центральной экологической зоны: воздействие на природную среду и пути его снижения // География и природные ресурсы. №5. 2016. С.218-224.
9. Стенников В.А., Еделева О.А., Майсюк Е.П., Соколов П.А. Применение энергосберегающих мероприятий в тепловом хозяйстве на примере Байкальской природной территории // Сб.тр. II Междунар. науч. конф. «Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития». – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ. – 2019. С.71-75.

[1] Стенников В.А., член-корр. РАН, д.т.н., директор ИСЭМ СО РАН
[2] Головщиков В.О., к.т.н., с.н.с. главный специалист ИСЭМ СО РАН
[3] Федчишин В.В., к.т.н. доцент ИРНИТУ
[4] Самаркина Е.В., к.т.н. и.о. директора Института энергетики ИРНИТУ,
Экспертиза выполнена 14.04.2022 г.

УДК 621.311

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СРЕДНЕГО И НИЗКОГО КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПЕРСПЕКТИВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ

Стенников В.А.[1], Головщиков В.О.[2], Федчишин В.В.[3], Тюрюханов С.Ф.[4]
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vladgo@isem.irk.ru

Перспективы функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса (РЭСК) среднего и низкого классов напряжения (35 кВ и ниже) Российской Федерации (РФ) во многом определяются его существующим состоянием в технологическом, организационном и финансово-экономическом аспектах.

Анализ ситуации, сложившейся в последние годы в электроэнергетике России и её регионах, проводился и озвучивался на конференциях, совещаниях, «круглых столах» и т.д. различного уровня и неоднократно публиковался не только в научно-технической литературе, например: [1-3] и др. Он показывает, что улучшение ситуации в РЭСК РФ происходит крайне медленно, а в некоторых районах субъектов Федерации в части надежности функционирования и качества электроэнергии ситуация близка к критической.

Актуальность эффективного функционирования и развития РЭСК в современных условиях приобретает особую важность по целому ряду при-

чин: во-первых, этот комплекс является технологической основой розничного рынка электроэнергии и мощности (РРЭМ) и выполняет ведущую роль в поставке электроэнергии потребителям этого рынка, а во-вторых (что ещё более повышает его важность) – его роль существенно возрастает в условиях развития современных тенденций внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ), усиления активности потребителей энергии и постепенным переходом от централизованного электроснабжения к децентрализованным структурам.

К сожалению, на федеральном уровне проблемы РЭСК РФ не получили должного внимания. В частности, в утвержденной 9 июня 2020 г. Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г. Постановлением Правительства РФ №1523 [4] дается детальная оценка состояние электроэнергетики страны с выделением проблем и рисков, при этом полномасштабные реальные действия по их устранению отсутствуют. Например: 1) «Несовершенство действующей модели отношений и ценообразования в сфере энергоснабжения и теплоснабжения и недостаток конкуренции на рынке электрической энергии и мощности». Однако фактически существующая модель просто не работает. 2) «Сохранение перекрёстного субсидирования, снижающее эффективность централизованной системы энергоснабжения». 3) «Сохранение наряду с рыночными отношениями нерыночных отношений и обременений в сфере конечного потребления продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса, в том числе наличие перекрёстного субсидирования». При этом ликвидация перекрестного субсидирования и формирование полноценных рыночных отношений были закреплены ещё в Постановлении №526 (2001 г.) «О реформировании электроэнергетики» и в Федеральном законе №35 (2003 г.) «Об электроэнергетике». Положения, затрагивающие функционирование и развитие РЭСК, в упомянутой Стратегии фактически отсутствуют. С большой долей условности к ним можно отнести следующие пункты Стратегии: 1) «Диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их фактическими значениями». Это обостряет проблему с присоединением новых потребителей, 2) «Низкая платёжная дисциплина потребителей на розничном рынке электрической энергии». По имеющейся информации, задолженность по оплате за электроэнергию в РФ достигла многих миллиардов рублей, что в свою очередь создает крупные проблемы для развития всего электросетевого комплекса страны. На расширенном совещании в начале 2022 года, по вопросам прохождения осенне-зимнего отопительного сезона, которое проводил Президент РФ, было отмечено, например, что оплата потребленной электроэнергии в Ингушетии - не более 5-6%, а в Дагестане - не более 12%. Совершенно очевидно, что покрытие выпадающих доходов энергокомпаний ложится на добросовестных плательщиков.

Формально иная ситуация с отношением государства к проблемам электросетевого комплекса (ЭСК) страны отражена в некоторых действующих нормативно-правовых актах, а также в проектах документов, появившихся в последние два года. Были определенные надежды, что улучшить ситуацию в электросетевом комплексе РФ в целом и в РЭСК в частности, обеспечит выход распоряжения Правительства РФ №511-р от 03.04.2013 г., в котором были определены в общем виде основные направления его улучшения. Например, к моменту выхода этого постановления в РФ было более трех тысяч территориальных электросетевых организаций (ТСО низких классов напряжения) различного масштаба и с различной эффективностью функционирования. Многие из них находились в состоянии предбанкротства [5]. Такие ТСО абсолютно не обеспечивали надежное и качественное электроснабжение миллионов юридических и физических лиц, при этом они существенно увеличивали конечный тариф (цену) для потребителей, поскольку все эти организации, как известно, получали тариф за свои услуги по передаче электроэнергии по сетям. К сожалению, предполагаемое массовое сокращение неэффективных ТСО, которое было закреплено в распоряжении №511-р, к настоящему времени не выполнено в полном объеме. По всем субъектам федерации это сокращение носило формальный характер (чаще всего, чтобы отчитаться), хотя распоряжение №511-р требовало проведение тщательного анализа финансово-экономического и технологического состояния всех ТСО с последующей передачей сетевых активов неэффективных ТСО наиболее успешным. Например, в Иркутской области за несколько лет число ТСО сократили с сорока до двадцати пяти, но тщательный анализ функционирования этих ТСО не проводился, хотя в настоящее время из оставшихся ТСО можно было ликвидировать ещё не менее пяти неэффективных компаний.

Следует отметить, что за последние несколько лет состояние электросетевого комплекса страны улучшилось, но это улучшение затронуло в основном системообразующие сети высоких классов напряжения. ПАО «Россети» инвестируют огромные средства в развитие этих электросетей, в том числе применяя метод RAB-регулирования, который предполагает возврат инвестиций через увеличения тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям, то есть в конечном итоге – за счет потребителей.

Однако мероприятия, реализуемые в электросетях высоких классов напряжения (110 кВ и выше), не привели к кардинальному улучшению функционирования и развития распределительного электросетевого комплекса страны. Следует отметить, что в настоящее время продолжается оплата потребителями невостребованной ими услуги по передаче электроэнергии по сетям высокого, а часто и среднего напряжения. При этом существующие высокие затраты в тарифах электросетевых компаний в основном приходятся на компании, эксплуатирующие высоковольтные сети. Темпы износа основных фондов РЭСК существенно превышают попытки

улучшения состояния оборудования за счет проведения текущего его ремонта, не говоря уж о дальнейшем развитии многих РЭСК. Например, износ электротехнического оборудования ОГУЭП «Облкоммунэнерго» – ОГУЭП ОКЭ (крупнейшая ТСО Иркутской области с областной формой собственности) составляет 80%. Значительную часть фондов компании необходимо было заменить ещё «вчера» [6]. Даже в крупнейшей электросетевой компании ПАО «Россети, обладающей большими финансовыми ресурсами, наблюдается старение основных фондов в принадлежащих ей РЭСК. В среднем по стране износ возрос от 48% (на 01.01.2016 г.) до 51% (на 01.01.2020 г.). Приведенные данные являются усредненными для 77 субъектов Федерации (из 85), поэтому можно утверждать, что во многих регионах состояние ТСО аналогичное ОГУЭП ОКЭ. Ситуация с аварийными отключениями также оставляет желать лучшего. Например, число аварийных отключений (без учета сетей напряжением 0,4 кВ!) в ОГУЭП ОКЭ возросло с 107 в 2016 г. до 203 в 2020 г., то есть удвоение за четыре года. По мнению руководства ОГУЭП ОКЭ – это следствие недофинансирования компании, в том числе вследствие проводимой в стране тарифной политики. Частично это так, но имеются и системные проблемы, связанные со структурой компании и её бизнес-процессами.

С учетом совокупности всех негативных факторов и тенденций, сложившихся в ЭСК РФ за семилетний период с момента выхода распоряжения №511-р, Минэнерго РФ опубликовало в 2020 г. Проект стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации на период до 2035 г. для обсуждения в научно-техническом сообществе [7]. В этом проекте озвучены многие важные моменты (тенденции, риски и угрозы), из которых в обобщенном тезисном виде, по мнению авторов, можно выделить следующие:

1. Надежность объектов энергетики в целом и электросетевого комплекса в частности, определяется качеством проектирования, эксплуатацией, ремонтом, объемами инвестиций в модернизацию, развитие и т.д.
2. Недостаток инвестирования за период «экономических реформ» в России привел к тому, что огромное количество основных фондов электросетей давно выработало свой нормативный срок службы, в результате чего существенно снизились надежность и качество электроснабжения.
3. Ограниченность финансовых ресурсов на полную модернизацию электросетевого комплекса заставляет перейти к рискориентированному управлению, что подразумевает фактический отказ от планово-предупредительных ремонтов (ППР) и переход к ремонтам по фактическому состоянию.

4. Прогрессирующее старение фондов РЭСК, требует существенного увеличения инвестирования в этот сегмент электросетевого комплекса РФ.

5. Продолжающийся рост перекрестного субсидирования не только между группами потребителей электроэнергии, но и между регионами страны.

6. Продолжающее снижение загрузки электросетей высоких классов напряжения. Некоторые ЛЭП загружены не более, чем на 15-20%.

7. Увеличение числа ТСО с низкой эффективностью, в том числе из-за растущих неплатежей за услуги по передаче электроэнергии, обусловленных неэффективной работой энергосбытовых компаний (ЭСБК).

8. Несоблюдение потребителями (юридическими лицами) установленных значений величины реактивной мощности, влияющих на качество электроэнергии (уровни напряжения) и потери в сетях.

9. Наличие значительного объема бесхозяенных сетей, появившихся в ходе «экономических реформ» в стране, что обостряет проблему низкой надежности и качества электроснабжения.

10. Несоизмеримо малая величина оплаты населением технологического присоединения к электросетям по сравнению с юридическими лицами (отличается в десятки раз).

В упомянутом выше проекте постановления [7] предложен ряд мер по улучшению функционирования и развития электросетевого комплекса РФ, часть которых уже предлагалась в распоряжении №511-р в 2013 г. Некоторые, наиболее важные из них, в изложении авторов доклада, приводятся ниже:

1. Ускоренное развитие систем учета электроэнергии. При этом, начиная с 01.07.2020 г., установку приборов учета должны осуществлять электросетевые компании совместно с энергосбытовыми компаниями (ЭСБК). Следует отметить, что, согласно Федерального закона №261-фз от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности», вся страна должна была быть оснащена приборами учета электрической и тепловой энергии ещё в середине 2012 г. Кроме того, периодически ЭСК и ЭСБК поднимают вопрос о компенсации понесенных ими своих затрат по установке приборов учета за счет надбавок к тарифам за электроэнергию.
2. Существенное улучшение всего процесса технологического присоединения потребителей к сетям в организационном и финансовом аспектах (службы «одного окна», корректные расчеты оплаты услуг за присоединение и т.д.).
3. Совершенствование (а фактически создание новой!) системы перспективного планирования развития ЭСК, учитывающей современные условия, с опорой на двадцатилетний период реформы электроэнергетики.

4. Выполнение сложной задачи по доведению уровня функционирования и развития систем электроснабжения потребителей аналогичного лучшему зарубежному опыту.
5. Повышение эффективности функционирования и развития ЭСК на основе цифровой трансформации, в том числе:
- внедрение современных информационных технологий в управлении основными фондами ЭСК (технологическими процессами), а также финансово-экономической деятельностью сетевых компаний, в том числе на основе интеллектуальных систем управления;
- развитие системы интеллектуального учёта электрической энергии и, в первую очередь, создание автоматизированных информационно - измерительных систем коммерческого и технологического учета электроэнергии (АСКУЭ).
6. Переход на долгосрочное тарифное регулирования в ЭСК с соответствующей коррекцией на уровень фактической инфляции.
7. Поэтапное сокращение перекрёстного субсидирования для всех категорий потребителей, присоединенных как к магистральным, так и к распределительным сетям.
8. Внедрение механизма по оплате потребителями избытков резерва сетевой мощности, который возникает, как правило, из-за недостаточного планирования (прогнозирования) потребности в этой мощности.
9. Поэтапное формирование единого ЭСК РФ на основе создания соответствующих организационно-правовых, финансовых и технологических механизмов.

Анализ представленных выше направлений улучшения функционирования и развития ЭСК РФ в целом [7] показывает, что большинство этих направлений может быть отнесено и для РЭСК. Это подтверждается тем, что, как отмечалось выше, в современных условиях возрастает роль РЭСК. Этот распределенный электросетевой комплекс страны, состоящий из многих электросетевых компаний (как правило, напряжением 35 кВ и ниже), приобретает свойства системообразующего со своей спецификой. Однако в связи с этим, возникает спорный вопрос о целесообразности (а тем более о необходимости) создания единого ЭСК для РФ (см. п.9) с включением в него всех электросетевых компаний страны. По мнению авторов, достаточно существующего объединения Федеральной электросетевой компании (ФСК) и межрегиональных распределительных электросетевых компаний (МРСК) напряжением 110 кВ и выше в составе ПАО «Россети». К этим направлениям следовало бы добавить исследования и практическое применение нового направления – «гибкие энергосистемы», которые активно развиваются в западных странах и, прежде всего, для распределительных энергетических комплексов (сети и энергоисточники), в которых одну из важнейших ролей играют РЭСК. По мнению авторов, необходимо также сформулировать и обосновать важнейшее направление, обусловлен-

ное современными тенденциями и вызовами – принципиальное изменение подхода к построению, функционированию и развитию РЭСК, основанному на новых структурных, технологических принципах, информационных технологиях, цифровизации и т.д.

Перечисленные направления (п.1-п.9) в основном относятся к среднесрочной перспективе (3-5 лет). В то же время научно-техническое сообщество уже не раз предлагало осуществить конкретные первоочередные мероприятия, позволяющие улучшить функционирование и развитие РЭСК, которые необходимо было реализовать ещё «вчера» [1-3, 5]. Из этого перечня можно выделить: 1) приоритетное финансирование РЭСК по сравнению с системообразующим ЭСК РФ; 2) внести дополнения в Постановление Правительства РФ от 17.10.09 №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», требующие рассмотрения также электросетей напряжением 35 кВ и ниже, как наиболее распространенных в РЭСК; 3) постепенный переход в большинстве случаев от напряжения 10 кВ на напряжение 20 кВ, а при новом строительстве закрепить такой переход в качестве обязательного; 4) уход от «котлового метода» оплаты услуг за передачу электроэнергии по сетям, к методам, учитывающим нахождение потребителя по отношению к центрам питания; 5) предоставить право субъектам Федерации разрешать энергосбытовую деятельность региональным электросетевым компаниям, если это экономически и технологически целесообразно, так как предполагаемая (целями реформы электроэнергетики) конкуренция между ЭСБК («борьба за потребителей») не состоялась; 6) цифровизация – «драйвер развития» электроэнергетики, на первом этапе может рассматриваться как необходимый инструментарий для рискориентированного управления взамен ППР.

Библиографический список

1. Головщиков В.О. Проблемы территориальных распределительных электросетевых компаний. Электроэнергия: передача и распределение. №3 [24]. 2014 г. - с.114-119.
2. Головщиков В.О. Проблемы функционирования и перспективы развития территориальных распределительных электросетевых компаний (на пример Иркутской области). Автоматизация и IT в энергетике, №5,(56), 2014г. - с. 40-44.
3. Стенников В.А., Головщиков В.О. Электросетевой комплекс России: проблемы и перспективы развития. Оперативное управление в электроэнергетике. №2, 2018 г.
4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г, утверждённая распоряжением Правительства РФ от 09.06.20 г. №1523-р, [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru/node/18038.

5. Стенников В.А., Головщиков В.О. Современные проблемы и пути преобразования электроэнергетики России. Энергетик. 2020 г., №6. – С.6-9.
6. ОГУЭП «Облкоммунэнерго», техническое состояние сетей. [Электронный ресурс] URL: https: // облкоммунэнерго38.рф / about / statistics / technicalstate/.
7. Министерство энергетики Российской Федерации. Проект стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации на период до 2035 г. [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru/node/18940

Работа выполняется в рамках государственного задания (№ FWEU-754 2021-0001). Программа фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 годы, АААА-А21-121012190027-4

[1] Стенников В.А., член-корр. РАН, д.т.н., профессор, директор ИСЭМ СО РАН, профессор ИРНИТУ
[2] Головщиков В.О., к.т.н., ст.н.с., главный специалист ИСЭМ СО РАН, доцент ИРНИТУ
[3] Федчишин В.В., к.т.н., директор Института энергетики ИРНИТУ
[4] Тюрюханов С.Ф., аспирант ИСЭМ СО РАН
Экспертиза выполнена 14.03.2022 г.

ПРОИЗВОДСТВО, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.331

МОДЕЛЬ МНОЖЕСТВЕННОЙ РЕГРЕССИИ ДЛЯ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕПЛОВИЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Азиев Д.Р.[1], Степанов А.Д.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения
Aziev.denis@mail.ru, *irkutsk-energo@yandex.ru*

Системы электроснабжения, включая системы тягового электроснабжения электрифицированных железных дорог, образует значительное количество устройств, длительная эксплуатация которых без надлежащей диагностики технического состояния может привести к выходу их из строя и значительному экономическому ущербу [1-8]. Для реализации эффективной диагностики устройств электроснабжения необходимы методики контроля и современные технические средства.

Инфракрасное диагностирование [9], осуществляемое с помощью высокочувствительных портативных тепловизоров, позволяет при минимальных финансовых затратах, в сжатые сроки, без вывода оборудования из работы проверять надежность контролируемого объекта, выявлять дефекты на ранней стадии их развития, сокращать затраты на техническое обслуживание за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ [10-14].

В системах электроснабжения предприятий железнодорожного транспорта термография может применяться по всему циклу распределения и потребления электроэнергии: от тяговых подстанций до электрооборудования электроподвижного состава [12]. Термограмма быстро и четко укажет на возникшие неполадки задолго до того, как они превратятся в крупные эксплуатационные проблемы.

Задача диагностики электрооборудования может быть эффективно решена на основе тепловизионного мониторинга. Так, на примере обследования системы электроснабжения ВЧД-7 Восточно-Сибирской железной дороги выявлено 11 дефектов, требующих немедленного устранения. Самые яркие из них показаны на рис. 1, 2.

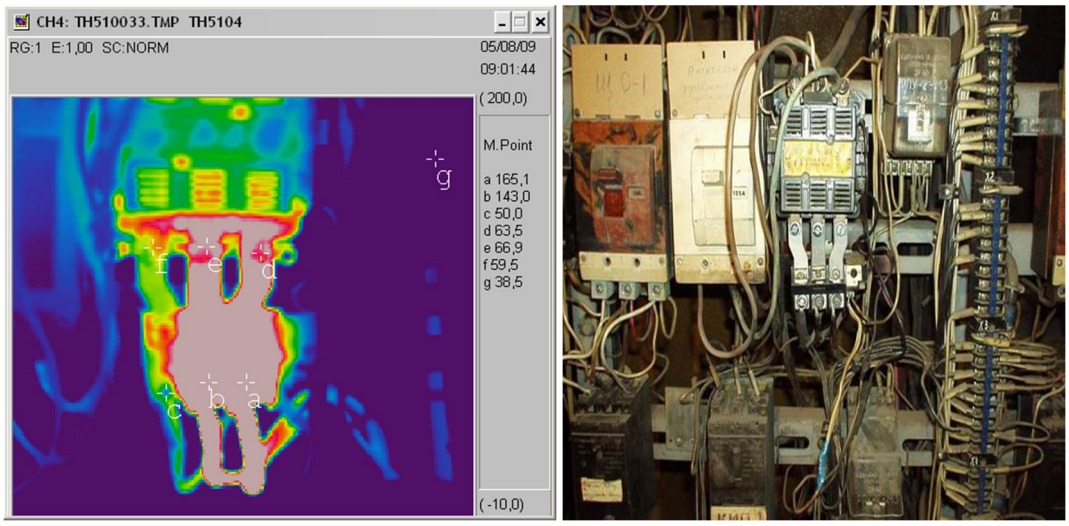


Рисунок 1 – Щитовая котельной, панель 1, пускатель питающего насоса

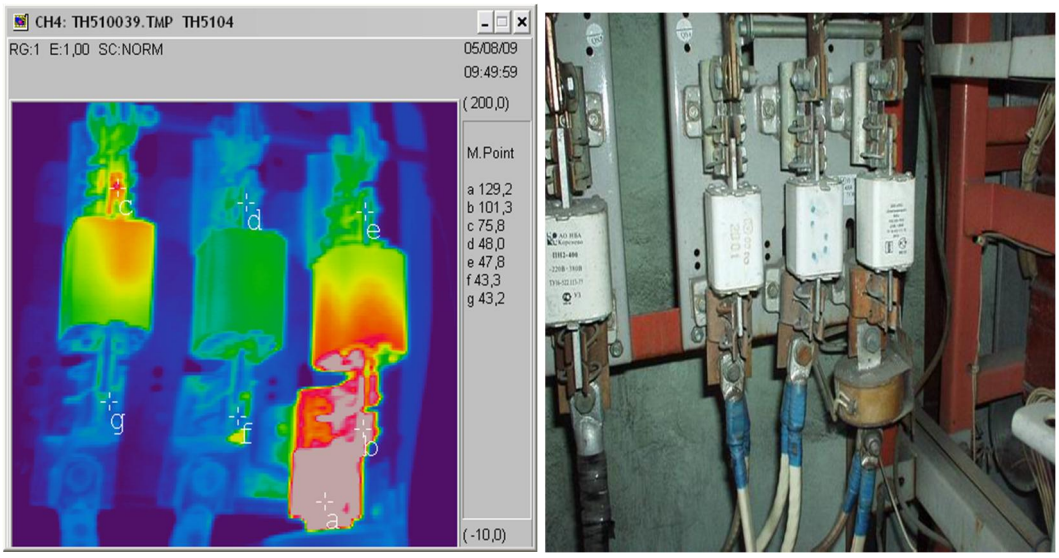


Рисунок 2 – ТП-702, панель 1, ангар ф4

Условная классификация обследуемых объектов и типов выявляемых нарушений приведена в таблице 1.

Таблица 1

Классификация объектов и выявляемых нарушений

Группа объектов	Тип объекта	Тип выявляемых нарушений	Основные нормативы
Промышленные, жилые и административные здания	Цеха, многоквартирные дома, квартиры, дачи, школы, больницы	Некачественная укладка утеплителя и пароизоляции; трещины в кирпичной кладке, и панельных швах; брак при монтаже фундамента и кровли; участки с повышенной влажностью (очаги плесени); дефекты монтажа окон и дверей; поиск теплого пола и труб отопления	ГОСТ Р 54852-2011 СП 50.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 23-02-2003) ГОСТ 25380-2014

Окончание табл. 1

Группа объектов	Тип объекта	Тип выявляемых нарушений	Основные нормативы
Промышленные сооружения	Дымовые трубы, мосты, градирни, стальные конструкции	Нагрев болтовых и клепаных соединений; нарушение футеровки и теплоизоляции; трещины несущих конструкций	РД-13-04-2006
Машины и оборудование	Транспорт, котлы, холодильники, двигатели, конвейеры, насосы, лопатки турбин, компрессоры, зубчатые передачи	Превышение поверхностного нагрева; зоны повышенного трения; нарушения теплоизоляции;	РД-13-04-2006
Энергетические сети	Трубопроводы, ЛЭП, ЦТП, печи, котлы, радиаторы отопления, солнечные батареи	нарушения теплоизоляции трубопроводов; воздушные пробки радиаторов отопления (завоздушивание); нарушение футеровки цементной печи; непроклеи панелей солнечных батарей	РД-13-04-2006; РД 153-34.0-20.364-00
Электрооборудование	Распределительные щиты, трансформаторы, конденсаторы, генераторы, предохранители, силовые кабели, радиоэлектроника, печатные платы	Зоны перегрева электропроводки; замыкания печатных плат; нарушения герметичности	РД 153-34.0-20.363-99

В настоящее время при проведении тепловизионного обследования (ТВО) ставят в основном задачи выявления участков локального теплового перегрева, обусловленного потенциальными дефектами, и при их обнаружении задачу считают выполненной. Это сужает рамки ТВО и не позволяет использовать инфракрасную технику в полном объеме. Превратить ТВО в полноценный способ технического диагностирования можно на основе разработки математических методов и компьютерных технологий обработки результатов обследований.

Для оценки факторов, от которых зависит число дефектов, выявляемых в системах электроснабжения предприятий железнодорожного транспорта, был проведен множественный регрессионный анализ. В качестве влияющих факторов выбраны следующие параметры:

- средний отработанный ресурс оборудования T_P, годы;
- число зарегистрированных дефектов в прошлом N_R;
- мощность тягового трансформатора S_H, кВ·А;
- расход электроэнергии на тягу W_T, млн. кВт·ч.

Исходная система уравнений для определения коэффициентов множественной регрессии может быть представлена так

$$\mathbf{XB} = \mathbf{L}_S, \qquad (1)$$

где X – матрица значений всех рассматриваемых факторов; $\mathbf{B} = [b_0 \quad b_1 \quad b_2 \quad b_3 \quad b_4]^T$ – вектор искомых коэффициентов; $\mathbf{L}_S = [L_{S1} \quad L_{S1} \quad ... \quad L_{SN}]^T$; $L_{Si} = 10\lg N_{Si}$.

Регрессионная зависимость построена в следующем виде

$$L = b_0 + b_1 L_{WT} + b_2 k_3 + b_3 L_{NR} + b_4 L_T .$$

На основании (1) записана система нормальных уравнений

$$\mathbf{X}^T \mathbf{X}\mathbf{B} = \mathbf{X}^T \mathbf{L}_S .$$

Вектор коэффициентов определялся из выражения

$$\mathbf{B} = \left(\mathbf{X}^T \mathbf{X}\right)^{-1} \mathbf{X}^T \mathbf{L}_S .$$

Проверка значимости регрессионной зависимости проведена по *F* – критерию Фишера. В результате установлено, что полученная регрессионная зависимость статистически значимо описывает анализируемые данные. Полученная модель множественной регрессии позволяет анализировать результаты ТВО и формировать планы инфракрасного диагностирования.

Библиографический список

1. Пузина Е.Ю., Туйгунова А.Г., Худоногов И.А. Системы мониторинга силовых трансформаторов тяговых подстанций. Иркутск, 2020. – 184 с.
2. Пузина Е.Ю., Алексеенко В.А. Регрессионный анализ повреждаемости измерительных трансформаторов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Иркутск, 2010. С. 421-423.
3. Пузина Е.Ю., Алексеенко В.А. Анализ времени наработки до отказа измерительных трансформаторов // Транспорт-2010. Ч. 2. 2010. С. 307-309.
4. Алексеенко В.А., Пузина Е.Ю. Анализ повреждений измерительных трансформаторов на тяговых подстанциях ВСЖД//Транспортная инфраструктура Сибирского региона. Иркутск. Т. 2. 2009. С. 4-9.
5. 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.
6. 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.
7. Пузина Е.Ю. Оценка потенциала повышения энергоэффективности системы тягового электроснабжения Абаканской дистанции электроснабжения. Транспорт: наука, образование, производство: сборник научных трудов Международной научно-практической конференции. - Ростов-на-Дону: Изд-во РГУПС, 2017. – С. 154-157.
8. 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.
9. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2000. 76 с.
10. Коновалов Ю.В., Дудко А.А. Исследование свойств генерирующих электротехнических комплексов // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Иркутск. 2014. В 2-х т. Т. 1. С. 88-92.
11. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Степанов А.Д. Экспериментальная проверка математических моделей электрических систем, построенных на основе фазных координат // Вестник ИрГТУ. № 4. 2004. С. 152-157.
12. Тепловизионное диагностирование объектов железнодорожного транспорта / А.Р. Мещеряков, Н.И. Молин, В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, А.Д. Степанов // Железнодорожный транспорт. № 11. 2007. С. 31-39.
13. 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.
14. Горбунова В.С., Пузина Е.Ю. Эффективность внедрения системы энергоменеджента в промышленных компаниях России. Транспортные системы и технологии. №1 2018. С. 119-137.

[1] Азиев Д.Р., обучающийся гр. ЭУмз-19
[2] Степанов А.Д., к.т.н., доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311

ПЛАНИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РАБОТЫ РОЗНИЧНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И.
Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН
zen@isem.irk.ru, palam@isem.irk.ru

Введение. На протяжении последних 30 лет в электроэнергетике России реализуются масштабные преобразования, призванные поднять эффективность работы отрасли. В 90-е годы прошлого столетия внедрены рыночные отношения, реструктурированы региональные энергокомпании, запущен в работу Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). В начале 2000-х годов повышена платежная дисциплина потребителей энергии. На территории субъектов РФ были сформированы региональные розничные рынки электроэнергии (РРЭ).

В литературе опубликованы многие статьи, оценивающие итоги реформирования электроэнергетики за последние 30 лет. Большинство ис-

следований приходит к выводу, что проводимая реформа на сегодняшний день не получила своего логического завершения. Не достигнута одна из главных целей – снижение тарифов на энергоснабжение потребителей.

В представленной статье приведены математические модели, предназначенные для анализа параметров и планирования состояния розничных рынков электрической и тепловой энергии [1].

Отличительные черты отечественных розничных рынков энергии. Следует выделить следующие особенности отечественных рынков:

- практически все крупные поставщики электроэнергии выведены на ОРЭМ. Электростанции с установленной мощностью $P_{\text{уст}} \geq 25$ Мвт должны реализовывать выработанную электроэнергию только на оптовом рынке;
- розничные рынки электроэнергии и тепла практически разъединены. В условиях несовершенства методики разделения затрат на выработку электроэнергии и тепла становится возможным искажение цен (тарифов) на поставляемые потребителям электричество и тепловую энергию;
- деление производства на конкурентные (генерация, сбыт) и монопольные (передача энергии) виды деятельности с запретом совмещать их в рамках одной компании приводит к несовершенству схем энергоснабжения потребителей. Гарантирующие поставщики превратились в монопольных закупщиков электроэнергии для ее перепродажи региональным потребителям;
- цены (тарифы) на электроэнергию для бытовых потребителей в России ниже, чем в промышленно развитых странах за рубежом. Цены для отечественных промышленных потребителей превышают уровни цен у конкурирующих зарубежных потребителей. В РФ наблюдается значительное перекрестное субсидирование цен для населения за счет завышения цен для промышленности;
- эффективность систем энергоснабжения зависит от распределения полномочий и ответственности между органами федеральной и местной власти. Часто сложности в распределении функций управления возникают из-за несовпадения интересов взаимодействующих структур. Это система жизнеобеспечения в муниципальных образованиях и сфера интересов бизнеса со стремлением наращивать собственную прибыль.

Предложения по устранению недостатков розничных рынков

1. Для повышения эффективности энергоснабжения потребителей необходимо вернуть все ТЭЦ на розничные рынки независимо от величины их установленной мощности и форм собственности. Генерация ТЭЦ должна конкурировать с поставками электроэнергии с оптового рынка и с предложениями других генерирующих установок. Цены на электроэнергию и тепло должны назначаться с учетом комбинированного производства двух видов энергии. Поставки электроэнергии с ОРЭМ со своими

ценами должны присутствовать на РРЭ в качестве балансирующих ресурсов [2].

2. Для повышения качества государственного регулирования цен на электрическую и тепловую энергию необходимо делегировать дополнительные права в пользу региональных и муниципальных органов власти. Розничные рынки должны стать конкурентными торговыми площадками, обеспечивающими обоснованные уровни рентабельности поставщиков энергии с учетом интересов потребителей и других субъектов отрасли [2].

3. Для оптимизации электросетевых комплексов целесообразно снять запрет для электросетевых компаний иметь на своем балансе расположенные в регионе генерирующие мощности. Функции гарантирующих поставщиков тоже должны быть закреплены за электросетевыми компаниями. Приближение источников энергии к потребителям повысит надежность электроснабжения, сократит число строящихся ЛЭП и подстанций, снизит потери электроэнергии в распределительных сетях [2].

4. Для снижения перекрестного субсидирования цен бытовых потребителей целесообразно введение дифференцированных тарифных меню для населения и приравненных к нему групп потребителей. В таких меню можно учесть климатические особенности территорий, разные объемы и цели потребления электроэнергии, разные требования к показателям качества электроснабжения.

5. При планировании состояний розничных рынков важно предусматривать оптимальную загрузку теплофикационного и конденсационного оборудования каждой электростанции. Рациональное планирование использования оборудования снижает общие затраты на производство энергии и дает возможность более обоснованно определять уровни цен на оба вида энергии.

Требования к моделям анализа состояний розничных рынков. Новые подходы к построению математических моделей должны принимать во внимание:

- многообразие участников розничных рынков (ТЭЦ, КЭС, разные категории потребителей электрической и тепловой энергии, блок-станции промышленных предприятий, котельные, установки распределенной генерации, включая ВИЭ);
- эффективность работы рынка должна рассматриваться не только как эффективность производства энергии, но и как эффективности ее использования. Эффективность рынка должна оцениваться по показателю эффективности совокупной продукции (сумме двух видов энергии) [3];
- модели анализа состояния розничного рынка должны давать возможность определять уровни рыночных цен на электроэнергию и тепло при оптимальном соотношении объемов выработки каждого из видов энергии [3];

- определение оптимальных объемов электрической и тепловой энергии на розничном рынке должно выполняться с учетом балансов каждого вида энергии в узлах энергосистемы, допустимых значений перетоков по линиям электрической и тепловой сети [4];
- при моделировании состояний розничных рынков необходимо учитывать объемы и цены покупки и продажи электроэнергии с оптового рынка.

Математическая модель для анализа состояний розничного рынка. Разработанная модель предполагает максимизацию суммарной прибыли поставщиков и потребителей на розничном рынке. Суммарная прибыль включает выгоды от обращения как электрической, так и тепловой энергии.

Целевая функция задачи в обобщенном виде выглядит:

$$FM=\sum_t\left[\left(W_{d\Sigma}^t + W_{q\Sigma}^t\right) - \left(C_{d\Sigma}^t + C_{q\Sigma}^t\right) + W_{d\ spot}^t - C_{d\ spot}^t + W_{g\ spot}^t\right] \to max \quad (1)$$

где $W_{d\Sigma}^t$ – суммарная выгода всех потребителей от покупки электроэнергии на розничном рынке в интервале t, $W_{q\Sigma}^t -$ суммарная выгода всех потребителей от покупки тепловой энергии на розничном рынке, $C_{d\Sigma}^t$ – суммарные издержки производства электрической энергии во всех генерирующих узлах, $C_{q\Sigma}^t -$ суммарные издержки производства тепловой энергии во всех узлах с выработкой тепла, $W_{d\ spot}^t -$ суммарная выгода потребителей от покупки электроэнергии, передаваемой с оптового рынка, $C_{d\ spot}^t -$ суммарные затраты потребителей на покупку электроэнергии, передаваемой с оптового рынка, $W_{g\ spot}^t -$ суммарная выручка поставщиков от продажи электроэнергии на оптовый рынок. Методики определения размеров выгод и издержек приведены даны в [3].

Сложность среднесрочного планирования состояний розничного рынка вытекает из необходимости одновременного рассмотрения нескольких временных интервалов. В решаемой оптимизационной задаче могут участвовать межинтервальные ограничения, связывающие значения отдельных параметров режимов в нескольких интервалах t. Это относится к объемам выработанной энергии на электростанциях. Учет межинтервальных ограничений усложняет решение задачи.

Задача нахождения максимума суммарной прибыли потребителей и поставщиков FM на розничном рынке решается с соблюдением ограничений на параметры электроэнергетических и теплофикационных режимов. При этом обеспечиваются:

- балансы электрической и тепловой энергии в узлах;
- запреты на встречные потоки электрической и тепловой энергии в связях;
- ограничения на объемы потребляемой электрической и тепловой энергии в узлах;

- ограничения на выработку электрической и тепловой энергии в узлах;
- ограничения на перетоки электроэнергии и тепла в связях;
- межинтервальные ограничения, связывающие параметры режимов нескольких временных интервалов.

Перечисленные ограничения рассматриваются во всех временных интервалах *t*.

Искомыми переменными в оптимизационной задаче являются объемы электрической энергии, вырабатываемые ТЭЦ в теплофикационном и конденсационном режимах, объемы электрической и тепловой энергии, реализуемые на розничном рынке, объемы потребляемой электрической и тепловой энергии, величины перетоков электроэнергии и тепла по связям электрической и теплофикационной сети, значения цен на каждый вид энергии в узлах рассматриваемых схем замещения. Искомые переменные определяются во всех временных интервалах периода планирования.

Методы решения задачи моделирования состояний розничного рынка. В рассматриваемой задаче используются линейные функции спроса потребителей на электрическую и тепловую энергию. Функции издержек поставщиков на производство электроэнергии и тепла, в том числе при совместной выработке двух видов энергии на ТЭЦ в теплофикационных режимах, представляются квадратичными зависимостями. При таких допущениях задача максимизации суммарной прибыли (1) может быть представлена в виде задачи квадратичного программирования.

В результате решения задачи цены на электроэнергию на розничном рынке определяются, как двойственные переменные к балансовым ограничениям электрической энергии в узлах системы. Цены оптового рынка, по которым электроэнергия отпускается сбытовым компаниям на розничный рынок, заранее известны. Цены на тепловую энергию для большинства потребителей регулируются государством. В разрабатываемой модели эти цены считаются заданными.

Отличие использованного метода для решения задачи моделирования состояний розничного рынка состоит в формулировке комплементарных условий Каруша-Куна-Таккера [5]. Для записи этих условий необходимо дополнить систему перечисленных выше ограничений условиями первого порядка задачи максимизации функции Лагранжа. В эту задачу входит функция совместной прибыли (1) и система режимных ограничений.

Одной из сложностей решения комплементарной задачи является большая размерность, связанная с количеством узлов и временных интервалов рассмотрения. Возможны два метода решения комплементарной задачи: а) прямое решение задачи нелинейного программирования; б) поиск решения итерационным способом, когда на каждой итерации фиксируются объемы генерации электрической и тепловой энергии для всех поставщи-

ков, исключая одного. После нахождения оптимума, на следующей итерации фиксируются объемы для этого поставщика. Они фиксируются. После чего ищется оптимальное состояние другой генерирующей компании.

В рамках настоящей работы использован итерационный метод.

Библиографический список

1. Кутовой Г.П. О целях и задачах продолжения реформ в электроэнергетике и ценообразования на электроэнергию для потребителей реального сектора экономики //"Энергетическая политика", 2017, №2. С. 3-9.
2. Мищеряков С.В., Кутовой Г.П. О преобразовании территориальных электросетевых комплексов в рамках субъектов Российской Федерации в торговые платформы конкурентных розничных рынков электроэнергии (мощности) //"Энергетик", 2021, №11. С. 30-33.
3. Молодюк В.В. Метод расчета тарифов ТЭЦ на региональном рынке электрической и тепловой энергии при условии достижения максимальной балансовой прибыли всех участников рынка //"Энергосовет", 2017, №48. С. 29-36.
4. Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Среднесрочное планирование режимов электроэнергетических систем в условиях оптового рынка электроэнергии //"Известия РАН. Энергетика", 2020, №6. С. 17-30.
5. Hobbs B.F., Metzler C.B., & Pang J.S. Strategic gaming analysis for electric power systems: An MPEC approach // IEEE transactions on power systems, 2000. V. 15(2). P. 638-645.

Работа выполняется в рамках государственного задания (№ FWEU-754 2021-0001) Программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 годы, АААА-А21-121012190027-4

УДК 621.311

О ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА В СЕТЯХ 6-10 кВ ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ НАПРЯЖЕНИЯ НА ТРАНСФОРМАТОРАХ С ПБВ

Акишин Л.А., Микитишина М.Е.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
akileo@bk.ru; me.mik@mail.ru

Актуальные задачи, решаемые на основе расчета и анализа режимов распределительных сетей 6-10 кВ – это снижение потерь активной мощности в линиях и трансформаторах (до обоснованного уровня) и обеспечение требуемого напряжения (по качеству электроэнергии) на шинах низкого напряжения (НН) трансформаторов. Данные задачи постоянно решаются на разных этапах развития и функционирования электрических сетей и, если в качестве основной задачи формулируется и решается одна из них, то

при этом решается и вторая задача, поскольку они математически и технически взаимосвязаны.

При расчетах режимов распределительных сетей 6-10 кВ (в отличие от сетей высокого напряжения 110-220 кВ) считается допустимым применять различные упрощения, например: а) не учитывать поперечную составляющую падения напряжения, а потерю напряжения принимать равной продольной составляющей падения напряжения; б) пренебрегать поперечными проводимостями линий и потерями холостого хода трансформаторов [1,2]. Очевидно, что использование упрощений должно быть обосновано, во-первых, целью расчета режима распределительной сети и, во-вторых, знаниями о степени влияния упрощений на параметры режима.

Для регулирования напряжения в распределительных сетях применяют трансформаторы 10(6)/0,4 с устройством ПБВ (переключение без возбуждения) на обмотке высокого напряжения (ВН) (рис. 1).

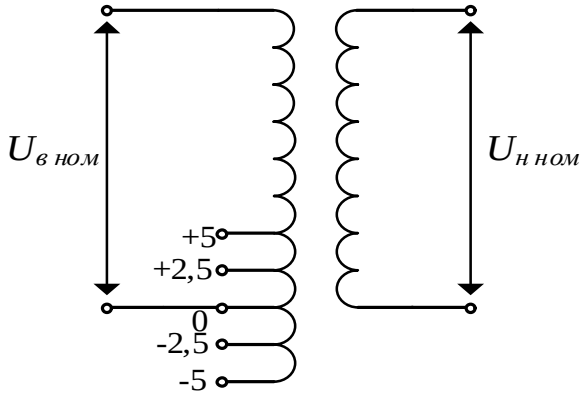


Рисунок 1 – Схема обмоток трансформатора с ПБВ

Переключение выполняется с помощью основного и четырёх дополнительных ответвлений (-5 %, -2,5 %, 0, 2,5 %, 5 %). Если требуется повысить напряжение на стороне НН понижающего трансформатора, то количество витков на обмотке ВН убавляют, если требуется понизить – прибавляют. На трансформаторе 10/0,4 кВ с устройством ПБВ при переключении устанавливают одно из пяти значений напряжения ответвления $U_{отв}$, кВ = 10,5; 10,25; 10; 9,75; 9,5. Среднее значение $U_{отв} = U_{в\ ном}$ (см. рис.1). Соответственно имеем пять значений коэффициента трансформации $K_T = U_{отв}/U_{н\ ном}$ = 26,25; 25,625; 25; 24,375; 23,75.

Переключение без возбуждения (ПБВ) выполняют редко от сезона – к сезону (весенне-летний – осенне-зимний периоды), это плановые сезонные переключения витков, когда трансформатор выводится из эксплуатации.

Смена ответвлений при переключениях изменяет количество рабочих витков обмотки ВН и, следовательно, значения сопротивлений (R_T, X_T) и проводимостей (G_T, B_T) трансформатора, которые определяют по формулам:

$$R_T = \Delta P_K \times \frac{U_{отв}^2}{S_{ном}^2};\ X_T = \frac{U_к\%}{100\%} \times \frac{U_{отв}^2}{S_{ном}};$$

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{отв}^2};\ B_T = \frac{I_x\% \times S_{ном}}{100\% \times U_{отв}^2}.$$

С учетом этих выражений наибольшее изменение сопротивлений составит $\delta Z_T = (1{,}05^2 - 0{,}95^2)\ Z_T = 0{,}2 Z_T$, т. е. каждое переключение на одно ответвление изменяет сопротивления трансформатора примерно на 5% (табл.1) и может оказать существенное влияние на определяемые параметры режима.

Таблица 1

Значения сопротивлений R_T и X_T и проводимостей G_T и B_T трансформатора ТМ-100/10/0.4 с ПБВ в зависимости от $U_{отв}$

Ответвление ПБВ	$U_{отв}$	$K_T = U_{отв}/U_{н\ ном}$	R_T	X_T	G_T	B_T
%	кВ	-	Ом	Ом	мкСм	мкСм
–5	10,5	26,25	21,719 (+10,2%)	44,606 (+10,2%)	3,265 (-9,3%)	23,58 (-9,3%)
–2,5	10,25	25,625	20,697 (+5,1%)	42,507 (+5,1%)	3,427 (-4,8%)	24,75 (-4,8%)
0	*10*	*25*	*19,7*	*40,459*	*3,6*	*26,0*
+2,5	10,25	24,375	18,727 (-4,9%)	38,461 (-4,9%)	3,787 (+5,4%)	27,35 (+5,4%)
+5	9,5	23,75	17,779 (-9,8%)	36,514 (-9,8%)	3,989 (+10,8%)	28,81 (+10,8%)

Примечание: в скобках показана в % величина изменения сопротивлений и проводимостей трансформатора по сравнению с их значениями (выделены курсивом) при нулевом ответвлении.

Как видно из табл.1 наибольшие различия в значениях сопротивлений и проводимостей трансформатора по сравнению с их значениями при нулевом ответвлении составляет существенные величины: для сопротивлений – от -9,8% до +10,2%; для проводимостей – от -9.3% до +10,8%. Поэтому исследуем влияние изменения сопротивлений (R_T, X_T) и проводимостей (G_T, B_T), вследствие регулирования трансформаторов 10(6) кВ, на величину действительного напряжения $U_н$ на стороне НН трансформаторов и на величину потерь мощности ΔP_T в этих трансформаторах. Необходимо иметь представление о величине погрешностей в определении параметров режима, например, при оценке эффективности различных мероприятий по снижению потерь напряжения и электроэнергии, потому что данная погрешность влияет на достоверность этих оценок.

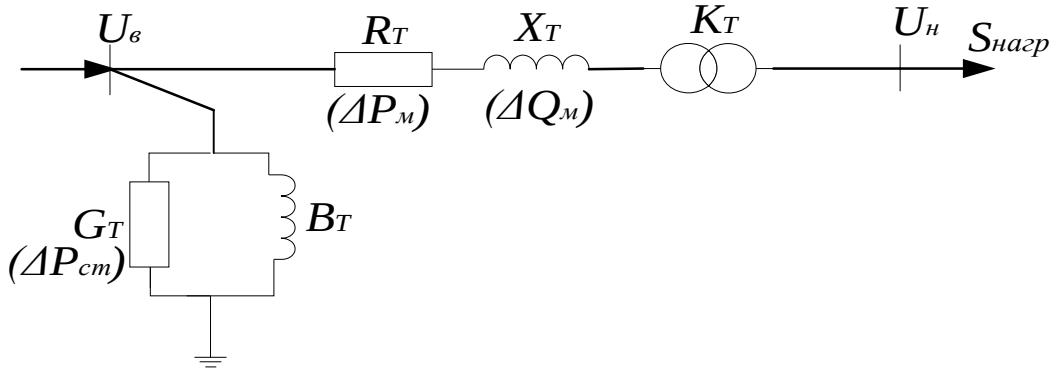


Рисунок 2 – Схема замещения трансформатора

При расчетах режимов для двухобмоточного трансформатора обычно применяется Г-образная схема замещения (рис. 2). На схеме замещения (кроме ее параметров R_T и X_T, G_T и B_T , K_T) показаны параметры режима, в том числе, задаваемые перед расчетом рабочее напряжение $U_в$ на шинах ВН и мощность нагрузки $S_{нагр}$ на шинах НН, а также, вычисляемые в результате расчета потери активной мощности $\Delta P_м$ и $\Delta P_{ст}$ в трансформаторе и напряжение $U_н$ на шинах НН.

Потери активной мощности в трансформаторе ΔP_T складываются из тепловых потерь в медных обмотках $\Delta P_м$ и на вихревые токи в стальных сердечниках $\Delta P_{ст}$:

$$\Delta P_T = \Delta P_м + \Delta P_{ст} = \left(\frac{S_{нагр}}{U_н \times K_T}\right)^2 \times R_T + U_в^2 \times G_T .$$

Напряжение $U_н$ на шинах НН при известном напряжении $U_в$ на шинах ВН можно определить следующим образом:

$$U_н = \left(U_в - \frac{(P_{нагр} + \Delta P_м) \times R_T + (Q_{нагр} + \Delta Q_м) \times X_T}{U_в}\right) \Big/ K_T ,$$

где $P_{нагр} = S_{нагр} \times \cos\varphi$, $Q_{нагр} = \sqrt{S_{нагр}^2 - P_{нагр}^2}$; $\Delta Q_м$ – потери реактивной мощности в медных обмотках трансформатора:

$$\Delta Q_м = \left(\frac{S_{нагр}}{U_н \times K_T}\right)^2 \times X_T .$$

Расчетные исследования проведены с использованием программно-вычислительного комплекса, разработанного на кафедре ЭССиС ИРНИТУ для расчетов режимов электрических сетей и систем. Результаты эксперимента по оценке погрешностей определения напряжения на шинах НН ($\delta U_н$) и потерь активной мощности ($\delta \Delta P_T$) в трансформаторе ТМ100/10/0,4 вследствие не учета изменения сопротивлений и проводимостей при РПН представлены в табл. 2.

Таблица 2

Погрешности определения $U_н$ и ΔP_T вследствие не учета изменения сопротивлений и проводимостей трансформаторов при РПН

Нагрузка	Ответвление ПБВ	Напряжение $U_н$		Погрешность $\delta U_н$	Потери		Погрешность $\delta \Delta P_T$
		без учета ПБВ	с учетом ПБВ		без учета ПБВ	с учетом ПБВ	
%	%	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%
100	–5	0,3645	0,3628	+0,47	2,555	2,765	-8,2
	0	0,3827	0,3827	0	2,555	2,555	0
	+5	0,4029	0,4047	-0,44	2,555	2,367	+7,4
70	–5	0,3695	0,3683	+0,33	1,417	1,496	-5,6
	0	0,3880	0,3880	0	1,417	1,417	0
	+5	0,4084	0,4096	-0,29	1,417	1,351	+4,7
50	–5	0,3727	0,3719	+0,22	0,897	0,919	-2,5
	0	0,3914	0,3914	0	0,897	0,897	0
	+5	0,4120	0,4128	-0,19	0,897	0,884	+1,5
30	–5	0,3759	0,3754	+0,13	0,556	0,542	+2,5
	0	0,3947	0,3947	0	0,556	0,556	0
	+5	0,4155	0,4160	-0,12	0,556	0,577	-3,8
10	–5	0,379	0,3788	+0,05	0,385	0,354	8,1
	0	0,3979	0,3979	0	0,385	0,385	0
	+5	0,4189	0,4191	-0,05	0,385	0,422	-9,6
0	–5	0,3805	0,3805	0	0,361	0,328	9,1
	0	0,3996	0,3996	0	0,361	0,361	0
	+5	0,4206	0,4206	0	0,361	0,4	-10,8

Для получения более полного представления о возможных погрешностях $\delta U_н$ и $\delta \Delta P_T$ расчеты режимов работы указанного трансформатора проведены при различной нагрузке в % относительно номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$ = 100 МВА при cos φ = 0,8 (см. табл.2).

Результаты расчетных исследований, представленных в табл.2, показывают, что изменение сопротивлений и проводимостей трансформаторов при РПН незначительно влияют на напряжение $U_н$ на шинах НН (погрешность $\delta U_н$ составляет менее 0,5% при любой нагрузке, вплоть до равной номинальной мощности трансформатора) и значительно влияют на потери активной мощности ΔP_T (погрешность $\delta \Delta P_T$ может достигать 10 %).

Аналогичные значения погрешностей $U_н$ и ΔP_T получены в результате расчетных исследований, выполненных для других трансформаторов 10(6) с ПБВ, в том числе, для трансформаторов ТМ-100/6/0.4, ТМ-1000/10/0.4, ТМ-1000/6/0.4 ТМ-250/10/0.4 и ТМ-2500/10/0.4.

Покажем в графическом виде зависимость погрешности $\delta \Delta P_T$ от мощности нагрузки трансформатора (рис. 3)

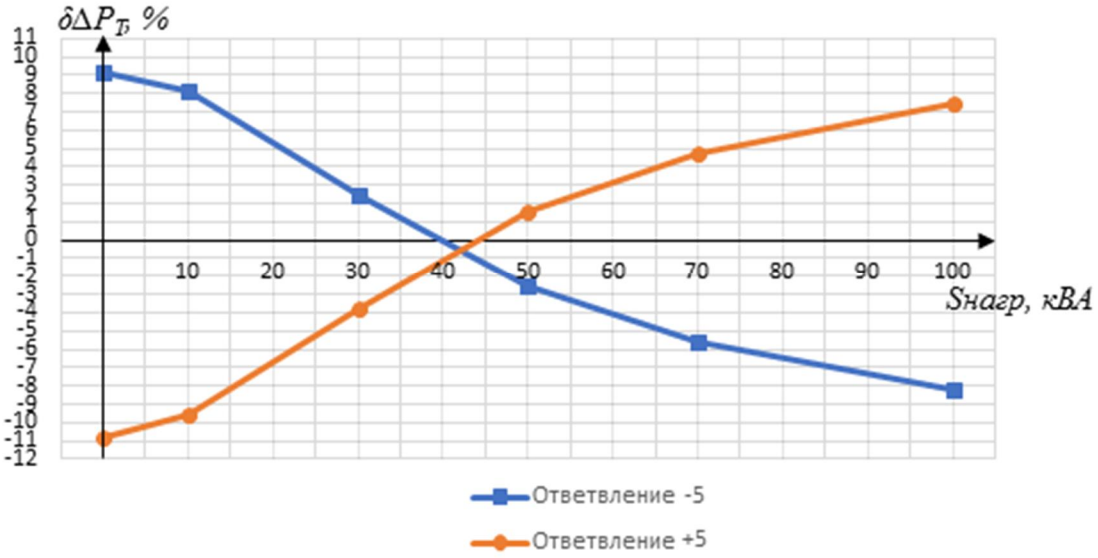


Рисунок 3 – Погрешность $\delta\Delta P_T$ вследствие не учета изменений параметров R_T, X_T,G_T и B_T трансформатора ТМ-100/10/0.4 при регулировании с ПБВ в зависимости от мощности нагрузки

На основании проведенных расчетных исследований можно сделать следующее заключение.

В практике расчетов режимов распределительных сетей 6-10 кВ, как правило, не учитывается изменение активных и реактивных сопротивлений и проводимостей трансформаторов 10(6) кВ, вызванных изменением числа витков в обмотке ВН при регулировании напряжения с использованием устройства ПБВ. Максимальные переключения от –5% до +5% дают значительный диапазон изменений сопротивлений и проводимостей трансформаторов порядка = ±10% до + 9,1%, что приводит к погрешностям в определении потерь активной мощности в трансформаторах от +9,1% до –10,8%. Данная погрешность недопустима при проведении работ, направленных на снижение потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях. Достоверность оценок эффективности мероприятий по снижению потерь напрямую зависит от точности определения этих потерь при расчетах режимов работы сетей.

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 электроэнергетических специальностей / В. И. Идельчик, 2009. - 592 с.

Микитишина И.Н., обучающаяся, гр. ЭСм-20-1 ИРНИТУ
Акишин Л.А., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Аладина А.Т., Головешкина Т.Ю., Мицай Д.В., Швайкин А.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
coj45@yandex.ru

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:

- 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 $Z_л$.

$$P = \frac{U_1 U_2}{Z_л} \sin \delta$$

Поэтому 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 мощно-

сти. СТК предназначены для стабилизации напряжения в соответствующих узлах электрической сети и, следовательно, повышения ее пропускной способности.

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.

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 несинусоидальность 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 сек-

ций (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. 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.

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 тиристоров 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 тиристоров 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 (СТАТКОН). При работе инвертора в его токе и напряжении на сто-

роне 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 $\Delta U_к$. Это напряжение будет сдвинуто по отношению к току линии на ±90 эл. град., что эквивалентно включению емкости («–») или индуктивности («+»). При изменении величины $\Delta U_к$ 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 $И_1$ и последовательного $И_2$), 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 $И_2$ выполняет основную функцию этого регулятора путем введения в линию через последовательный трансформатор напряжения $\Delta U_к$. 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 $И_2$ фаза вектора $\Delta U_к$ 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 $И_1$ осуществляет подачу активной мощности к $И_2$ 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 измене-

ния 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 тиристоров. 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. Arrillaga, Jos., Watson N.R. Power system harmonics, Chichester: Wiley, 2nd edition
2. Илюшин П.В., Чусовитин П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей // Релейная защита и автоматизация. 2014. №4. С. 16-22.
3. Илюшин П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12-24.
4. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Distributed power quality monitoring // Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. Сер. "Proceedings of 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2014

УДК 621.311

МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Аманкулов Дж.Н., Муссонов Г.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
amankulov.jama@gmail.com

Введение. Узбекская энергосистема является составной частью Объединенной энергосистемы Центральной Азии (ОЭС ЦА), функционирующей параллельно с единой энергосистемой государств – участников Содружество Независимых Государств. Располагаясь географически в центре объединенной энергосистемы и обладая около 50% мощности всей ОЭС ЦА, энергосистема Узбекистана играет заметную роль в обеспечении надежного энергоснабжения потребителей региона, в осуществлении транзитных перетоков электроэнергии и экспортных поставок в смежные государства. Важным фактором, способствующим качественному функционированию и развитию электроэнергетики, является усиление международной кооперации в этой области. Электрические сети республики являются основными путями для реверсивных перетоков электроэнергии в Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан.

Анализ текущей ситуации. В настоящее время располагаемая генерирующая мощность республики составляет 12,9 ГВт. На рис. 1 в процентах представлена доля электрической энергии, выработанная электростанциями различных типов.

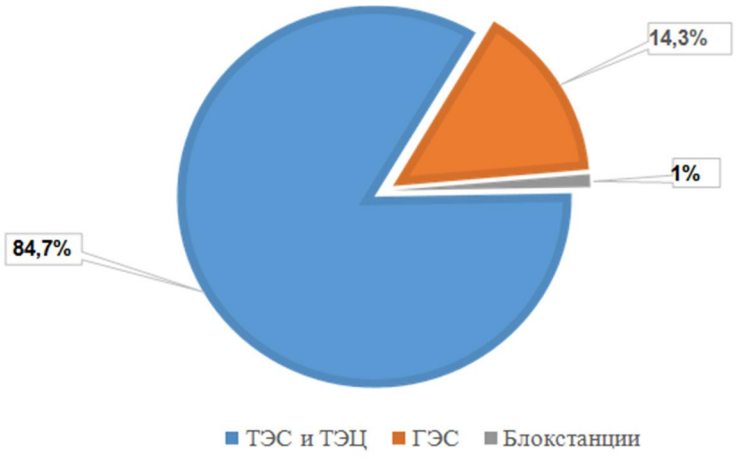


Рисунок 1 – Структура генерации электрической энергии

Транспортировка электрической энергии от источников генерации к потребителям осуществляется по линиям с напряжением 0,4-500 кВ. У значительной части объектов электросетевого хозяйства превышена отметка в 30 лет сроков эксплуатации. На рис. 2 представлен диаграмма состояние линий электропередач (ЛЭП), а также трансформаторных подстанций (ТП).

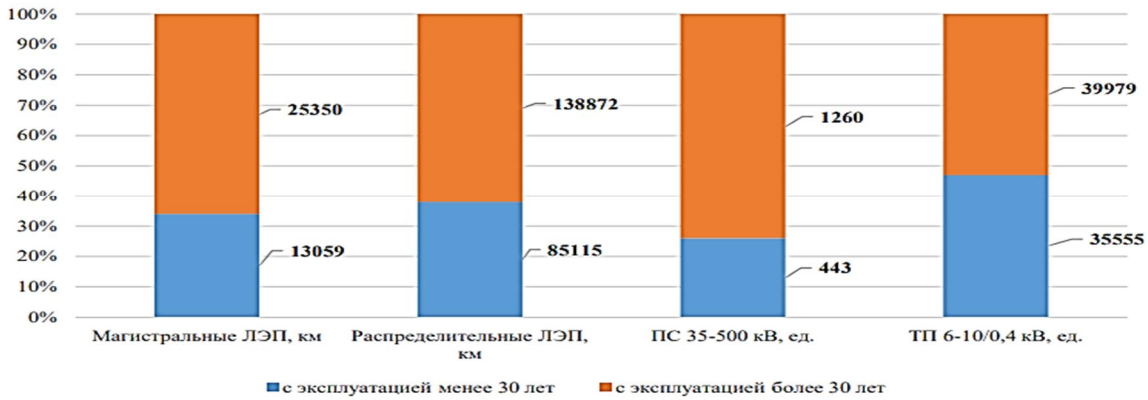


Рисунок 2 – Состояние электрических сетей

В то же время существует ряд проблем, основными из которых являются:

- низкий КПД (30-35 процентов) введённых более 25 лет назад энергоблоков. ТЭС и высокий удельный расход топлива по сравнению с современными ПГУ (в 2 раза);
- низкая пропускная способность значительной части действующих ЛЭП и трансформаторов ограничивает возможность поставки электрической энергиипотребителям в требуемых объёмах;
- низкий уровень автоматизации и цифровизации объектов электроэнергетики.

Эти проблемы негативно влияют на возможность предотвращения и быстрой ликвидации технологических нарушений и аварийных режимов.

Прогноз динамики и структуры спроса к 2030 году. В период с 2012 по 2019 годы наблюдался постоянный рост производства электрической энергии в среднем на уровне 2,6 % в год, что отражено на рис. 3. Однако, спрос наэлектрическую энергию удовлетворялся не в полном объеме, дефицит составлял порядка 9,4 % от потребности.



Рисунок 3 – Фактическая динамика производства и потребности вэлектрической энергии в период 2012-2019 гг.

Основные цели и задачи. Основной целью Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы является удовлетворение растущей потребности в электрической энергии по конкурентоспособным ценам и динамичное развитие электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан. Это планируется достичь посредством модернизации и реконструкции существующих электрических станций, строительства новых генерирующих мощностей на базе высокоэффективных технологий производства энергии, совершенствования системы учета электроэнергии, диверсификации топливно-энергетических ресурсов с развитием использования возобновляемых источников энергии.

Основными задачами в рамках совершенствования обеспечения республики электрической энергией являются:

- обеспечение потребности республики в электрической энергии в полном объёме за счёт собственной генерации, без привязки к импорту энергоресурсов с целью сохранения энергетической безопасности;
- повышение энергоэффективности экономики с параллельным снижением её энергоёмкости, в том числе за счёт создания финансовых механизмов стимулирования бережного и рационального использования электрической энергии потребителями;
- повышение энергоэффективности производства, транспортировки и распределения электрической энергии для удовлетворения её растущего спроса;
- снижение уровня износа электрооборудования путём постепенного его обновления;
- увеличение резерва мощностей генерирующего оборудования и резерва транспортирующих мощностей электрических сетей;
- развитие и расширение использования существующих возобновляемых источников энергии и их интеграция в единую электроэнергетическую систему;
- разработка эффективной базовой модели рынка электрической энергии в интересах производителей и потребителей.

Мероприятия по реализации. Основные приоритетные направления Концепции до 2030 года будут реализованы посредством осуществления комплекса системных мероприятий, в частности предусматривающих:

1. Развитие тепловой энергетики. В период с 2020 по 2030 годы намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов по строительству новых ТЭС общей мощностью 3800 МВт, что увеличит производство тепловой электроэнергии в 1,3 раза.

2. Развитие гидроэнергетики. В период с 2020 по 2030 годы намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт.

3. Развитие генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

4. Развитие магистральных и распределительных электрических сетей.

В период с 2020 по 2030 годы планируются реконструкция ЛЭП на новые параметры, строение новых ПС, замена трансформаторов и переход напряжений распределительной сети от 6 (10) кВ на 20 кВ и выше.

5. Переход к оптовому рынку и совершенствование тарифной политики в электроэнергетической отрасли. Основные концепции оптового рынка:

- обеспечение потребителям доступа к электроэнергии по обоснованным и конкурентным тарифам;
- расширение, модернизация, диверсификация генерирующих мощностей, в том числе на условиях государственно-частного партнерства;
- установление прозрачного, последовательного и предсказуемого регулирования электроэнергетической отрасли;
- поэтапный переход к методике формирования тарифов с учетом передовой международной практики и др.

Ожидаемые результаты и количественные показатели реализации Концепции. В результате достижения поставленных задач к 2030 году ожидается рост установленной мощности, показанный на рис. 4.

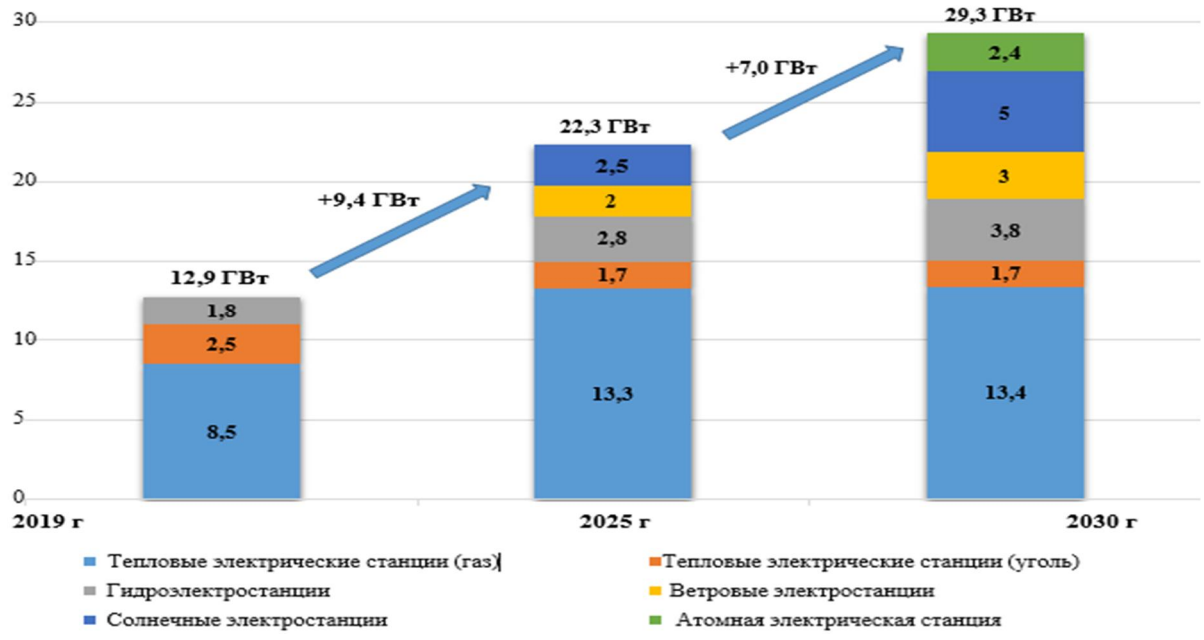


Рисунок 4 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

Библиографический список

1. [Электронный ресурс] http://minenergy.uz/.
2. [Электронный ресурс] uz-concept-energo-2020.pdf (littel.uz).
3. [Электронный ресурс] http://energo-cis.ru/
4. [Электронный ресурс] https://www.energycharter.org/
5. [Электронный ресурс] https://unece.org/
6. [Электронный ресурс] http://www.uzbekenergo.uz/

Аманкулов Дж.Н., обучающаяся, гр. УЭСм-20-1 ИРНИТУ
Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

БАЗОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ АКТИВНОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Амосова Д.В., Глазунова А.М.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
dar.amosova@mail.ru, glazunova@isem.irk.ru

Введение. В связи с постоянным ростом стоимости услуг по передаче электрической энергии, развитием цифровых и аппаратных комплексов, все больше платежеспособных потребителей выходят из Единой энергетической системы России (ЕЭС России) [1]. Данный факт негативно сказывается на надежности функционирования системы, качестве электрической энергии и образовании тарифов для потребителей, оставшихся в ЕЭС России [2]. Для оптимизации процесса управления ЕЭС было принято решение о создании пилотного проекта по внедрению активных энергетических комплексов (АЭК) на территории Российской Федерации [3]. Для участия в пилотном проекте установленная генерирующая мощность объекта должна быть менее 25 МВт, а также объект не должен быть участником оптового рынка электрической энергии [4]. Общая мощность, генерируемая АЭК, ограничивается 250 МВт на всю территорию России [1)a)a)(1)(a)(i)3].

АЭК – это локальная энергоячейка, имеющая собственную генерацию (электростанции на различных видах энергии), электросетевой комплекс и коммерческого потребителя [2,3]. В результате перехода к АЭК:

- в регионах, на территории которых расположены активные энергетические комплексы, создаются стабильно развивающиеся энергоячейки, повышается сетевая мощность и растет инвестиционная привлекательность;
- для энергогенерирующих предприятий возможным является оптимизация производственных процессов, увеличение загрузки оборудования за счет присоединения большего количества потребителей;

- промышленные и коммерческие потребители, входящие в АЭК, способны обеспечить себя электрической энергией от собственных генерирующих предприятий, тем самым снизить потребление из ЕЭС, затраты на энергоснабжение, а также повысить конкурентоспособность и энергетическую ответственность [5].

1. Общая информация о субъектах АЭС. Активные энергетические комплексы могут состоять из генерирующих предприятий и коммерческих потребителей, связанных управляемым интеллектуальным соединением (УИС) для регулирования перетоков электрической энергии внутри АЭК.

1.1. Управляемые интеллектуальные соединения (УИС). Управление энергетическими режимами и поддержание параметров перетока из ЕЭС России осуществляются в режиме реального времени с учетом особенностей, связанных с относительно малыми размерами АЭК и ограниченными возможностями получения энергии и мощности из сети. Решение данных задач обеспечивается открытой платформой – интеллектуальной системой управления АЭК, реализуемой с помощью программно-аппаратного комплекса (ПТК) управляемого интеллектуального соединения (УИС) [1)a)a)(1)(a)(i)6].

1.2. Активные потребители. Одной из ключевых функциональных характеристик АЭК является мотивация активного поведения конечного потребителя, а именно: обеспечение возможности самостоятельного изменения объема и функциональных свойств (надежности, качества и т.п.) получаемой электроэнергии на основании баланса своих потребностей и возможностей АЭК с использованием информации о характеристиках цен, объемах поставок электроэнергии, надежности, качестве и др. Данная концепция нацелена на стимулирование потребителей к участию в регулировании нагрузки [1)a)a)(1)(a)(i)7].

Активный потребитель (АП) – это участник розничного рынка электроэнергии, который в соответствии со своими нуждами имеет возможность оптимизировать график нагрузки с целью минимизации затрат на электрическую энергию, и с целью получения дохода от продажи электроэнергии и мощности.

АП принимает участие в:

- управлении режимом своего электропотребления, оптимизируя затраты;
- определении степени своего участия в предоставлении дополнительных услуг;
- обозначении условий загрузки собственной мощности (при ее наличии) для формирования заявки на участие в покупке/продаже электроэнергии на оптовом и розничном рынках [1)a)a)(1)(a)(i)8].

Управление спросом – это комплексный подход к взаимодействию с потребителем, основанный на его активном участии в формировании и ре-

гулировании нагрузки с применением мер поощрения активного потребителя, на базе управления нагрузкой и динамического ценообразования. Система управления спросом в электроэнергетике включает в себя технологические аспекты – контроль перетоков, систему учета, а также экономические (маркетинговые) аспекты – систему модификации тарифов и цен [1)a)a)(1)(a)(i)7].

Управление АП (объемами его потребления и генерации, перераспределением нагрузки) производится посредством гибко настраиваемых тарифов как на потребляемую, так и на экспортируемую в сеть электроэнергию. Такое управление основано на мотивационном воздействии на экономические интересы потребителя.

1.3. Ветровые электростанции. Наиболее оптимальным решением энергоснабжения коммерческих потребителей удаленных районов является строительство собственных генерирующих электрических станций с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), так как процесс окупаемости всех капиталовложений займет меньше времени в сравнении с электрическими станциями, использующими традиционные виды топлива.

К основным техническим характеристикам, влияющим на их выбор, относятся: номинальная мощность, номинальная скорость ветра, рабочий диапазон скорости ветра, диаметр ветроколеса и высота колонны.

1.4. Накопители электрической энергии. Для повышения качества электрической энергии, поддержания мощности и управления энергопотреблением используют накопители электрической энергии (НЭ). Системы накопителей энергии заряжаются в период избыточной мощности и разряжаются в момент ее дефицита, тем самым обеспечивая баланс мощностей в изолированной системе с собственной генерацией.

Наиболее важными критериями выбора и рентабельности использования НЭ являются система оценки мощности и время разряда до номинальной мощности. Оптимальная емкость накопителя зависит от количества энергии, вырабатываемой ВИЭ, типа ВИЭ и стоимости недоотпуска электроэнергии.

Главным недостатком накопителей электрической энергии является их высокая стоимость. Инвестиции на установку НЭ становятся рентабельными только в том случае, если энергия, вырабатываемая от ВИЭ, составляет более 30% от годового потребления [1)a)a)(1)(a)(i)9].

2. Разрабатываемая система-советчик управления АЭК. Для поиска оптимального экономически выгодного решения по управлению АЭК предлагается создать систему-советчик, целью которой является исследование возможных стратегий управления микрогридом и выбор наиболее эффективной стратегии для заданного отрезка времени.

На рис.1 показана блок-схема системы-советчика для выбора оптимального управления микрогридом, в котором имеются активные потреби-

тели, ветровая электростанция и аккумулирующая батарея. Активные потребители контролируют собственные суточные графики нагрузок, распределяя пиковые нагрузки на период с минимальным энергопотреблением. Электроснабжение потребителей происходит двумя способами: использование собственной генерирующей мощности или при ее недостатке использование мощности из сети. Источников собственной генерации могут выступать малые ТЭС и ГЭС, дизельные электростанции или электростанции, использующие ВИЭ.

Для создания системы-советчика, сначала определяются стратегия управления батареей (всего B) и стратегия управления спросом (всего C). Затем вычисляется оптимальное решение.

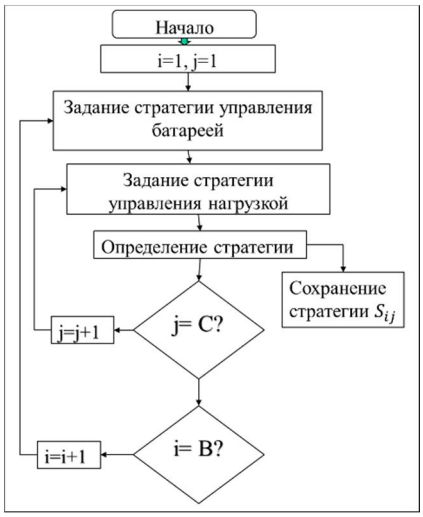


Рисунок 1 – Блок-схема системы советчика

Выводы. В статье представлена общая информация об активных энергетических комплексах, создание которых является экономически и технически выгодным для микрогридов, имеющих собственную генерирующую мощность. Даны краткие характеристики субъектов, которые могут быть объединены в АЭК. Приведена блок-схема системы-советчика управления АЭК для поиска оптимального экономически выгодного решения по управлению АЭК.

Библиографический список

1. Дацко, К. А. Активные энергокомплексы / К. А. Дацко // Энергетическая политика. – 2020. – № 6(148). – С. 64-75. – DOI 10.46920/2409-5516_2020_6148_64;

2. Авдеев, Я. В. Предпосылки для создания активных энергетических комплексов в России / Я. В. Авдеев // Россия молодая: Сборник материалов XIII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Кемерово, 20–23 апреля 2021 года / Редколлегия: К.С. Костиков (отв. ред.) [и др.]. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2021. – С. 21301.1-21301.4;

3. Активный энергетический комплекс: как интегрировать распределенную энергетику в ЕЭС и снизить затраты потребителей АО "СО ЕЭС" // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 2(59). – С. 26-29.;
4. АЭК. Технические требования [Электронный ресурс]. – 2020. – URL: https://активныйэнергокомплекс.рф (дата обращения 19.11.2021);
5. Активные энергетические комплексы – новый формат отношений между розничным производителем и промышленными потребителями электрической энергии на основании Постановления Правительства Российской федерации от 21 марта 2020 года [Электронный ресурс]. – 2020. URL: https://активныйэнергокомплекс.рф/assets/presentation.pdf/ (дата обращения 22.10.2021);
6. Каранина, Е. В. Создание активных энергетических комплексов на территориях опережающего социально-экономического развития: формирование нового субъекта рынка энергетики и оценка экономических эффектов от его внедрения / Е. В. Каранина, М. А. Бортников // Экономика и управление: проблемы, решения. – 2020. – Т. 3. – № 1. – С. 61-68.;
7. Волкова, И. О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И. О. Волкова, Д. Г. Шувалова, Е. А. Сальникова // Академия энергетики. – 2011. – № 2(40). – С. 50-57.;
8. Волкова, И. О. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации / И. О. Волкова, М. В. Губко, Е. А. Сальникова // Проблемы управления. – 2013. – № 6. – С. 53-61.;
9. Сокольникова, Т. В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т. В. Сокольникова, К. В. Суслов, П. Ломбарди // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 10(105). – С. 206-211.

Амосова Д.В., аспирант ИСЭМ СО РАН
Глазунова А.М., д.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 620.9

ПРИМЕНЕНИЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Артемьева Я.И., Константинов Г.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yartem102001@gmail.com, kgg40@mail.ru

Введение. Современная цивилизация построена на использовании электрической энергии, значительную часть которой человечество в настоящее время получает благодаря атомным электростанциям (до 20-80 %). Поэтому ядерную энергию можно без преувеличения назвать одним из важнейших ресурсов для развития мировой экономики, который,

в отличие от многих других, снижает негативное воздействие на окружающую среду. Для России атомная энергетика имеет огромное значение, так как именно в СССР в г. Обнинске в 1954 году 27 июня, была введена в эксплуатацию первая в мире промышленная атомная электростанция (АЭС). С тех пор этот вид энергетики постоянно совершенствовался и улучшался, а к 2021 году доля атомной генерации составила около 20% от всего объема выработки электроэнергии в России.

Одним из основных элементов атомной электростанции является турбогенератор, который является наиболее сложным типом электрической машины, в которой тесно сочетаются проблемы мощности, габаритов, потерь, электромагнитных характеристик, нагрева и охлаждения.

В данной статье поставлена задача рассмотреть, что представляют собой турбогенераторы для атомных электростанций и чем они отличаются от турбогенераторов для тепловых электростанций.

В настоящее время в мире существует несколько типов ядерных реакторов. Это реактор типа ВВЭР (Водо-Водяной Энергетический реактор), реактор РБМК (Реактор Большой Мощности Канальный), реактор на тяжелой воде и реактор на быстрых нейтронах. У каждого типа реакторов есть свои особенности конструкции, отличающие его от других, хотя, безусловно, отдельные элементы конструкции могут заимствоваться из других типов.

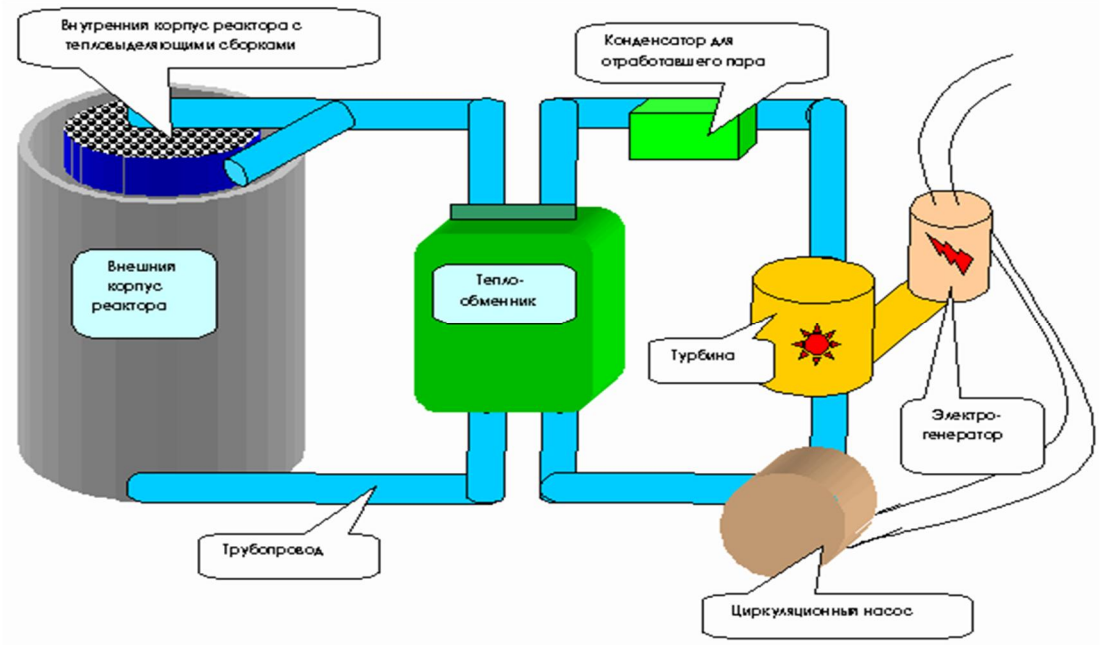


Рисунок 1 – Принципиальная схема реактора *ВВЭР*

Принципиальная схема реактора ВВЭР представлена на рис. 1. Рассмотрим кратко принцип действия АЭС на примере наиболее распространенного в России типа ректора ВВЭР. В этом реакторе наиболее привлекательны дешевизна используемого в них теплоносителя-замедлителя и относительная безопасность в эксплуатации, несмотря на необходимость ис-

пользования в этих реакторах обогащенного урана. Из самого названия реактора ВВЭР следует, что у него и замедлителем, и теплоносителем является обычная легкая вода. В качестве топлива используется обогащенный до 4.5 % уран.

Как видно из рис. 1, реактор имеет два контура. Первый контур, реакторный, полностью изолирован от второго, что уменьшает радиоактивные выбросы в атмосферу. Циркуляционные насосы (насос первого контура на схеме не показан) прокачивают воду через реактор и теплообменник (питание циркуляционных насосов происходит от турбины). Вода реакторного контура находится под повышенным давлением, так что, несмотря на ее высокую температуру (293 градуса – на выходе, 267 градусов – на входе в реактор), ее закипания не происходит. Вода второго контура находится под обычным давлением, так что в теплообменнике она превращается в пар. В теплообменнике-парогенераторе теплоноситель, циркулирующий по первому контуру, отдает тепло воде второго контура. Пар, генерируемый в парогенераторе, по главным паропроводам второго контура поступает на турбины и отдает часть своей энергии на вращение турбины, после чего поступает в конденсатор. Конденсатор, охлаждаемый водой циркуляционного контура (так сказать, третий контур), обеспечивает сбор и конденсацию отработавшего пара. Конденсат, пройдя систему подогревателей, подается снова в теплообменник. Энергетическая мощность большинства реакторов ВВЭР в нашей стране – 1 000 МВт.

Следующим важным блоком в цепи производства электроэнергии на атомных электростанциях является турбина (рис.2).



Рисунок 2 – Конструкция турбины для *АЭС*

Турбины на атомных электростанциях как, правило, являются тихоходными (1 500 об/мин), потому что реакторы на АЭС не могут обеспечить параметры «свежего» пара давлением более 4,5-7,0 МПа, а температуру выше 250-350°С. В то время как на тепловых станциях удается получать параметры «свежего» пара давлением до 24 МПа и температурой до 550 °С, позволяющими получать высокий коэффициент полезного действия турбины при частоте ее вращения 3000 об/мин. Это обстоятельство приводит к тому, что турбины большой единичной мощности (а именно такие и устанавливаются на АЭС) в ряде случаев оказываются по эффективности (КПД) и надежности работы предпочтительными на частоте вращения 1500 об/мин.

В зависимости от выбранного реактора и паровой турбины в АЭС применяются турбогенераторы, которые подразделяются на тихоходные (1 500 об/мин) и быстроходные (3 000 об/ мин). Тихоходные турбогенераторы проектируются как четырехполюсные, а быстроходные как двухполюсные.

Чем вызвано более широкое применение тихоходных (четырехполюсных) турбогенераторов на АЭС в мире по сравнению с быстроходными (двухполюсными) турбогенераторами, которые применяются на тепловых станциях?

Причин несколько. Важнейшими являются следующие:

1. Повышенной надежностью. Дело в том, что аварийная остановка турбогенератора на АЭС связана с большими неприятностями, чем на электростанции, работающей на органическом топливе. Причины этого – невозможность немедленной остановки реактора и необходимость в течение некоторого времени перепуска пара помимо турбины; обычно ремонт турбогенератора на АЭС требует больше времени. Кроме того, надо учитывать, что составляющая стоимости электроэнергии, зависящая от капитальных вложений, на АЭС существенно выше, чем на ТЭС, и внеплановая остановка блока АЭС приводит к повышению стоимости выработки электроэнергии в системе.

2. Значительно большой предельной мощностью (до 2000 МВт), меньшими механическими напряжениями от центробежных сил в роторе, меньшими вибрациями сердечника статора, более надежной работой паровоф турбины при частоте вращения 1500 об/мин. В настоящее время наибольшая мощность современных четырехполюсных турбогенераторов, установленных на атомных электрических станциях в нашей стране, составляет 1500–1650 МВт. В то время как мощность двухполюсных турбогенераторов, установленных на тепловых электрических станциях не превышает 1200 МВт.

Таким образом, на современных АЭС во всем мире применяются, как правило, четырехполюсные турбогенераторы, в отличие от двухпо-

люсных турбогенераторов на тепловых станциях. Хотя в последние годы начинают применяться на АЭС и двухполюсные турбогенераторы.

Библиографический список

1. Константинов Г.Г. Турбогенераторы для тепловых и атомных станций: учеб. пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2020.-316 с.
2. Извеков В.И. и др. Проектирование турбогенераторов – М: Изд-во МЭИ, 2005.-440с.
3. https://studfile.net/preview/2715362/page:4
4. https://ru.wikipedia.org/wiki
5. https://v-nayke.ru

Артемьева Я.И., обучающаяся, гр. ЭСб-19-1, ИРНИТУ
Константинов Г.Г., профессор каф. Э и ЭТ, ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ИЗ-ЗА НЕСЕЛЕКТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПО ПРИЧИНЕ НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 35-110 кВ

Бунаев А.В.[1], Селезнев А.С.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Artboxgt@mail.ru

Трансформатор тока (ТТ) является одним из основных источников информации для релейной защиты и телемеханики, а также измерения и учета электроэнергии. От правильности и корректности полученных данных зависит не только точность учёта электроэнергии, но в главной мере – надежность энергосистемы. Так с появлением защит на микропроцессорных терминалах сократилось время работы релейной защиты, а значит – позволяет быстрее отключить поврежденный участок системы, что позволяет увеличить динамическую устойчивость электроэнергетической системы (ЭЭС). В работе проведен анализ случаев неселективного действия релейной защиты по причине насыщения трансформаторов тока в сетях 35 кВ и выше.

Эффективность и качество электроснабжения – главные задачи, которые необходимо решать путем улучшения надёжности действия релейной защиты и автоматики (РЗиА) и повышения точности технического и коммерческого учёта. И здесь главную роль играет качество полученной информации о первичных токах и напряжения. Одними из главных источников информации о токах для устройств РЗиА, измерений и телемеханики в электрических сетях России являются электромагнитные трансформато-

ры тока (ТТ) класса Р, магнитопроводы которых выполнены без немагнитного зазора [1]. Данным ТТ по стандарту IEC 60044-6 присвоен класс TPX. По причине того, что остаточная магнитная индукция в них в ряде случаев [2] достигает своего предельного значения и появлением быстродействующих защит, участились случаи неселективных действий основных защит линий, трансформаторов. Данный процесс, который наступает при работе сверх номинальной нагрузки и в переходных режимах при коротком замыкании (КЗ) [2], существенно искажает вторичный ток - это приводит либо к замедлению действия РЗиА, либо к их излишнему срабатыванию. Приведенные причины, в совокупности, снижают запас динамической устойчивости ЭЭС и уровень надёжности электроснабжения потребителей.

Неселективная работа основных защит, например, действием дифференциальных защит шин (ДЗШ), отмечено в ряде случаев в электрических сетях напряжением 110 кВ при однофазном КЗ в переходном режиме вне зоны действия защиты. Неправильное действие ДЗШ произошло на одной из ПС 110 кВ в Ханты-Мансийском автономном округе 02 августа 2018 г. На линии 110 кВ произошло двукратное отключение КЗ. После этого на этой же линии из-за однофазного КЗ произошёл пуск ДЗШ 1 и 2 секций шин с последующим их отключением. Причиной отключения стало протекание тока по вторичным цепям неповрежденной фазы С выключателя линии и шиносоединительного выключателя из-за снижения электрического сопротивления ТТ, вследствие их насыщения [3].

Излишнее срабатывание дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) было отмечено на одной из ПС 35кВ в Иркутской области 28 декабря 2020 г. Схема данной ПС приведена на рис. 1.

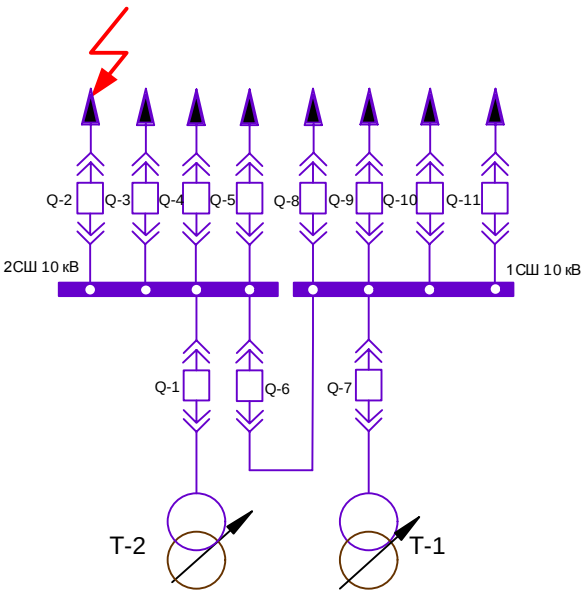


Рисунок 1 – Однолинейная схема ПС 35 кВ

На отходящей линии 10 кВ второй секции шин произошло КЗ, но по причине того, что не отключился собственный выключатель линии Q-2,

отключился выключатель вводной ячейки 10 кВ второго трансформатора (Т-2) Q-1 действием МТЗ-10 через 1,2 с. На рисунке 2 показаны осциллограммы из терминала защит Т-2 в промежуток времени до аварии.

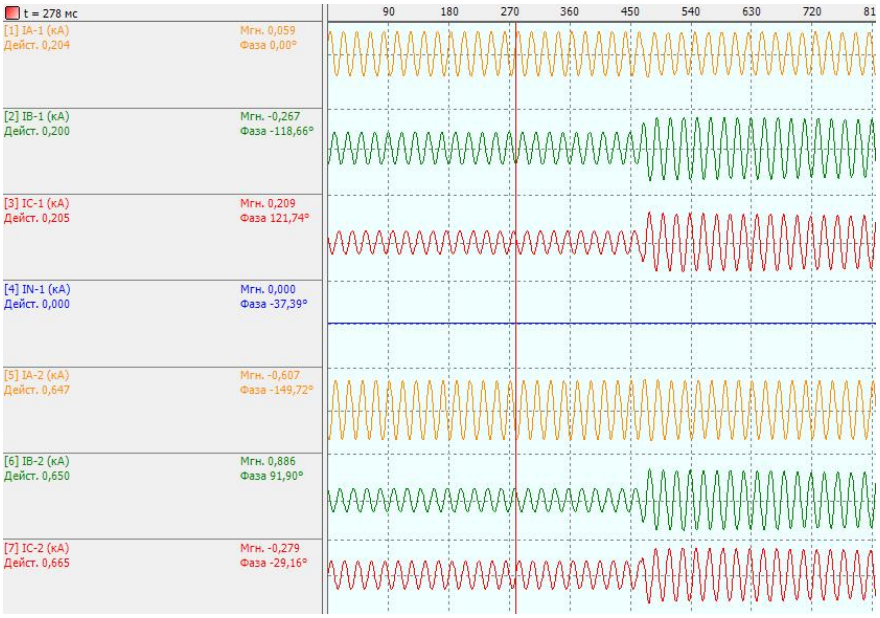


Рисунок 2 – Осциллограммы с терминала основных защит Т-2 MiCom P643 в промежутке времени перед КЗ

Собственное время отключения выключателя 10 кВ Т-2 составило 0,16 с. После этого он самопроизвольно включился на нагрузку секции и на неустранившееся КЗ через 0,268 с. На рисунке 3 приведен процесс отключения и самопроизвольного включения выключателя Q-1.

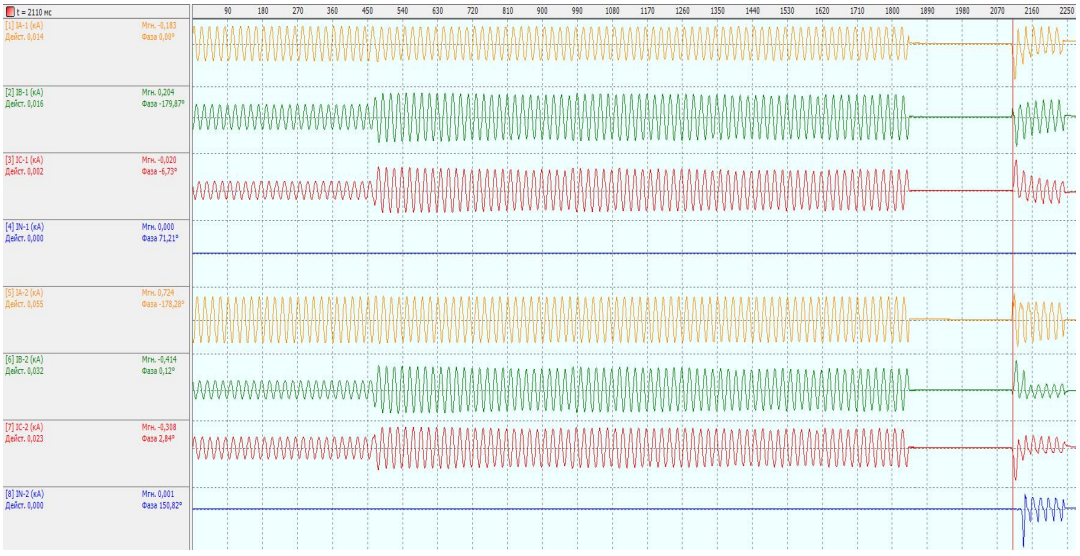


Рисунок 3 – Осциллограммы с терминала основных защит Т-2 MiCom P643 в момент самопроизвольного включения В-10 Q-1 на неустранившееся КЗ

Через 0,09 с В-10 Q-1 Т-2 отключился от действия ДЗТ по фазам В и С. На рисунке 4 видно, что дифференциальные токи по фазам В и С превышают тормозные.



Рисунок 4 – Дифференциальные и тормозные токи

Причина неселективной работы ДЗШ заключается в появившемся токе небаланса при «сквозном» токе КЗ из-за насыщения ТТ, вызванным протеканием тока КЗ во время «первого» КЗ.

Таким образом, результаты анализа отмечают актуальность темы насыщения ТТ в схемах релейной защиты, построенных на базе быстродействующих МП устройств. Выше было указано, что причиной неселективного действия РЗ стало насыщение магнитопровода ТТ из-за протекания сквозного тока КЗ. В частности, в руководстве по эксплуатации ТТ серии ТФЗМ указано, что после протекания сквозного тока КЗ, а также отключения линии электропередачи (ЛЭП) магнитопроводы следует размагничивать путем трехкратного подъема до номинального значения и снижения до нуля первичного тока при замкнутой вторичной обмотке на резистор сопротивлением 250 Ом [4]. Но на практике в процессе эксплуатации выполнять такие мероприятия затруднительно, а иногда и вовсе невозможно, например, при автоматическом повторном включении (АПВ) ЛЭП. Поэтому в настоящее время активно разрабатываются мероприятия, снижающие влияние насыщения ТТ на работу РЗиА. К таким мероприятиям отнести:

· включение требований по определению степени насыщения и остаточной намагниченности устанавливаемых ТТ в заданиях на проектирования [5];

· применение однотипных ТТ с одинаковыми характеристиками намагничивания, для защит с несколькими измерительными токовыми цепями [5];

· использование алгоритмов, отвечающих за адаптацию устройства РЗА в условиях переходного режима КЗ с насыщением ТТ: а) гармоническое торможение в дифференциальной защите трансформатора; б) применение детекторов насыщения ТТ; в) восстановление искаженного сигнала [6];

· использование алгоритма восстановления сигнала с использованием эквивалентного тепловому эффекту действующего значения сигнала, соответствующего неискаженной форме первичного тока [7];

· использования органа отстройки устройств релейной защиты от неселективных действий в переходных режимах при насыщении трансформаторов тока в неповрежденных фазах (ООНФ) [8] и т.д.

Однако даже с учетом всех вышеперечисленных мероприятий решение задача насыщения ТТ по-прежнему актуальна.

Библиографический список

1. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. Москва: ОРГРЭС, 2003. 152 с.
2. Романюк Ф.А., Тишечкин А.А., Румянцев В.Ю., Новаш И.В., Бобко Н.Н., Глинский Е.В. Влияние насыщения трансформаторов тока на работу токовых защит. Белорусский национальный технический университет. Электронный ресурс: https://energy.bntu.by/jour/article/viewFile/442/436
3. С.Л. Кужеков, А.А. Дегтярев, Н.А. Дони, А.А. Шурупов, А.А. Петров, И.А. Кошельников. Анализ неселективных действий дифференциальных защит сборных шин при внешних однофазных коротких замыканиях с насыщением трансформатора тока в неповрежденной фазе. Релейная защита. Научно-практическое издание. 2019. С. 28-36.
4. ВЛИЕ.670105.004РЭ «Трансформатор тока ТФЗМ-500. Руководство по эксплуатации» Электронный ресурс: https://megaom.ucoz.ru/vv_oborudovanie/TT/TFZM-110.pdf
5. Малоносов А.М. Анализ алгоритмов функционирования устройств РЗА в условиях значительного насыщения измерительных трансформаторов тока. Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ Самара, Россия. В сборнике: Электроэнергетика глазами молодежи-2019. Материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции. 2019. С. 22-25.
6. Атнишкин А.Б. Гармоническое торможение в дифференциальной защите трансформатора. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.
7. Звада П. А. Метод восстановления сигнала для повышения производительности цифровой релейной защиты / Д. С. Тучина, Т. В. Стребкова, А. В. Миронов// 2-я Международная молодежная научно-техническая конференция по релейной защите и автоматике (РЗА).

8. Орган отстройки устройств релейной защиты от неселективных действий в переходных режимах при насыщении трансформаторов тока в неповреждённых фазах. Дегтярёв А.А., Кужеков С.Л., Дони Н.А., Шурупов А.А., Костарев Л.Н. Патент на полезную модель RU 195895 U1, 10.02.2020. Заявка № 2019128120 от 06.09.2019.
9. ПНСТ 283-2018. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока. – Москва: Стандартинформ, 2018.
10. ГОСТ Р 58669-2019. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях. – Москва: Стандартинформ, 2020.

УДК 621.311.16

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ГОРОДА ИРКУТСКА

Буцык Т.А, Дубицкий М.А., Кузнецов Д.А, Насриддинов Н.Ф., Чепига Е.К.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Географическое положение и климат. Иркутск раскинулся в южной части Иркутско-Черемховской равнины, примыкающей к северным отрогам Саянских гор. Он стоит на берегах Ангары, где в Ангару впадают два ее притока – Иркут и Ушаковка. Иркутск окружен таежными лесами, а сосново-лиственные и березовые рощи почти вплотную прилегают к городской черте. Город находится в зоне суровых климатических условий. Зима здесь холодная, затяжная: от 160 до 180 дней в году столбик термометра фиксирует температуру, не превышающую 0°С. Снегопады бывают редко, погода в основном ясная, сухая, морозная. Самый холодный месяц – январь, особенно вторая и третья его недели. В среднем температура держится на уровне –25°С, но нередко опускается до –36...–33 °С.

Загрязнение окружающей среды. Среди отраслей промышленности города — авиастроение, гидроэнергетика и производство продуктов питания. Транспортный узел на Транссибирской железнодорожной магистрали и федеральных автомагистралях «Байкал» и «Сибирь». По оценкам ученых, Иркутск входит в список 35-ти самых экологически неблагоприятных городов страны.

Основными загрязнителями атмосферного воздуха города являются автомобили (выхлопные газы автомобилей - 52 % выбросов) и источники теплоэнергетики (46 % выбросов); на производственные предприятия приходится около 2 % всех выбросов. Среднегодовые концентрации еще в 2010 году превышали допустимую норму:

- бензпирена в 10 раз;
- оксида азота в 1,1 раза;

- взвешенных твердых веществ в 2 раза;
- формальдегида – в 6 раз.

Наблюдается рост среднегодовых концентраций взвешенных веществ, бензпирена, формальдегида, меди, диоксида и оксида азота.

К самым загрязнённым территориям относятся часть центра и микрорайонов Ново-Ленино и Иркутск-II; к наименее загрязнённым – микрорайоны Ершовский, Солнечный и Радужный, а также берега Ангары от острова Юность до плотины ГЭС и участок у Академгородка.

По выбросам в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных источников Иркутск занимает 15-е место в России (не менее 65 тысяч тонн выбросов в год). Из них 94 % всех выбросов составляют продукты горения (угольная и мазутная смолы, бензпирен, окись углерода, двуокись азота, сернистый ангидрид). Наибольший вклад в загрязнение атмосферы от стационарных источников вносят предприятия теплоэнергетики – 69 %. К основным стационарным источникам загрязнения атмосферы относятся: Ново-Иркутская ТЭЦ (40 тыс. тонн выбросов в год), «Байкалэнерго» (6 тыс. тонн) и Иркутский авиационный завод (5 тыс. тонн).

Среди многообразия загрязнителей, поступающих в воздушный бассейн в результате работы ТЭЦ, наиболее распространенными являются твердые частицы, диоксид серы, оксиды азота и угарный газ. Все выбросы ТЭЦ являются токсическими веществами, негативно воздействующими на организм человека. Полициклические ароматические углеводороды обладают мощным канцерогенным действием. Содержащиеся в выбросах тяжелые металлы и микроэлементы могут накапливаться в различных органах человека или, сосредотачиваясь в почвах, сельскохозяйственных растениях, попадать с продуктами питания в организм человека. Массовые выбросы (оксиды азота, серы, углерода и твердые вещества) воздействуют прежде всего на органы дыхания.

Обеспечение энергетической безопасности города Иркутска. Энергетическая безопасность города Иркутска это состояние защищенности его граждан 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.

Проблема обеспечения безопасности объектов энергетики, расположенных вблизи города Иркутска является составной частью проблемы обеспечения его энергетической безопасности. На рис.1 показано соотношение проблемы обеспечения безопасности объектов энергетического комплекса и проблемы обеспечения энергетической безопасности. К основным объектам энергетического комплекса города Иркутска относится Ново-Иркутская ТЭЦ и Иркутская ГЭС.

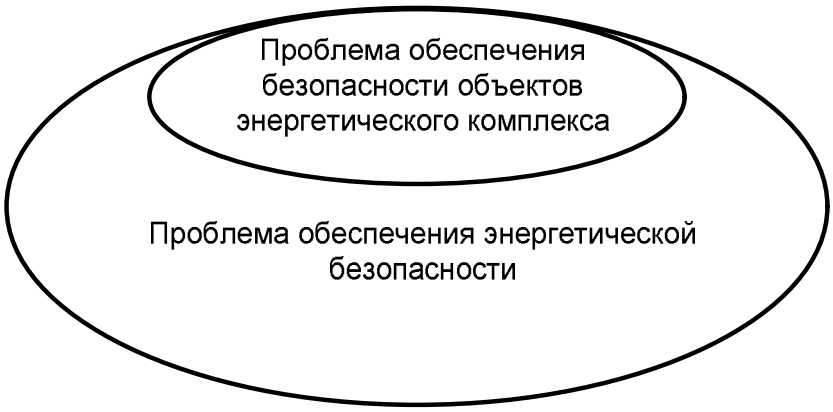


Рисунок 1 – Соотношение проблем обеспечения безопасности объектов энергетического комплекса города Иркутска и энергетической безопасности

Произошедшие за последние полвека крупнейшие аварии только на ГЭС показывают необходимость детального анализа их возможных последствий и тщательной разработки мероприятий по их предотвращению. Вот далеко неполный список таких аварий:

1963 г. 9 октября. В Италии произошло обрушение горного массива в водохранилище на плотине Вайонт реки Пьяве. Перелившаяся через край плотины вода за 15 минут уничтожила деревни Лонгароне, Пираджо, Ривальта, Вилланова, Фаэ. Погибло 1450 человек. Многие деревни в коммуне Эрто и Кассо были разрушены. Всего, по оценкам, погибло от 1900 до 2500 человек, 350 семей погибли полностью.

1975 г. В Китае тайфун «Нина» прорвал дамбу в верховьях реки Ру. Образовавшаяся гигантская волна проходит по рекам Ру и Хуай, сметая с пути все, в том числе 62 дамбы. Произошёл прорыв плотины китайского водохранилища Баньцяо на реке Жухэ в провинции Хэнань. Число жертв составило более 170000 человек и еще более умножилось эпидемиями, разразившимися в районе бедствия.

Энергетическая безопасность города Иркутска определяется надежностью электроснабжения и теплоснабжения потребителей. Надежность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) определяется структурой и параметрами управляемой и управляющей частей системы, надежностью и техническими показателями оборудования, величиной и размещением оборудования, величиной и размещением резервов генерирующей мощности и пропускными способностями линий электропередач, обеспеченностью электростанций энергоресурсами, нагрузками потребителей и режимами электропотребления, внешними воздействиями на систему и уровнем совершенства ее эксплуатации.

Объединение ЭЭС, внедрение надежного оборудования, повышение пропускной способности основных электрических связей, учет требований надежности при выборе схем электростанций и электрических сетей, широкое использование средств автоматизации управления нормальными и аварийными режимами, повышение технического уровня эксплуатации,

совершенствование методов и средств оперативного управления позволило в значительной степени повысить надежность электроснабжения потребителей и обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей города Иркутска.

Недостаточно высокая надежность теплоснабжения обусловлена наличием единственного источника теплоснабжения – Ново-Иркутской ТЭЦ. Кроме того, существующая система теплоснабжения с одним источником тепла не обладает достаточной мобильностью и маневренностью.

Целью дальнейшей работы является выбор дополнительных источников теплоснабжения таким образом, чтобы обеспечивалось надежное теплоснабжение и при этом не ухудшалась экологическая составляющая энергетической безопасности города Иркутска. В качестве альтернативных вариантов могут рассматриваться:

- котельные, работающие на газе;
- электрокотельные;
- ТЭЦ, где в качестве топлива используется газ;
- ТЭЦ, где в качестве топлива используется уголь.

УДК 621.311

АНАЛИЗ АЛГОРИТМА КОРРЕКЦИИ ТОКА ТОРМОЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ШИН

Висящев А.Н.[1], Маркевич Т.В.[2], Федосов Д.С.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
visan@istu.edu[1], mark16.00@mail.ru[2], fedosov_ds@istu.edu[3]

Важнейшим элементом любого распределительного устройства электростанции или подстанции являются сборные шины. В качестве основной защиты шин напряжением 35 кВ и выше применяется дифференциальная защита шин (ДЗШ). Как известно, принцип действия данной защиты основан на первом законе Кирхгофа: в нормальном режиме и при внешнем коротком замыкании (КЗ) сумма токов присоединений, охваченных ДЗШ, практически равна нулю, а при внутреннем КЗ эта же сумма равна току КЗ [1].

Актуальной проблемой, возникающей при реализации ДЗШ, является появление тока небаланса при внешнем КЗ. Основной причиной тока небаланса являются неодинаковые токи намагничивания у трансформаторов тока (ТТ). Увеличение токов небаланса в режиме насыщения ТТ может привести к некорректному срабатыванию ДЗШ [2]. С неправильной работой ДЗШ в 2014 году столкнулись на Ростовской АЭС, при этом причиной излишней работы ДЗШ 500 кВ явилось отсутствие в защите блокировки по 2-й гармонике, которая возникла при насыщении магнитопроводов ТТ.

Последствием данной аварии стало отключение около 2 ГВт потребителей в энергосистеме. Целью данной работы является разработка модели и анализ работы алгоритма коррекции тока торможения для дополнительного повышения надежности ДЗШ в переходных режимах.

Модель ДЗШ для шин 110 кВ с четырьмя присоединениями (рис. 1), на которой проводится исследование, разработана в среде MATLAB Simulink [3]. Модель на рис. 1 содержит три генерирующих присоединения и один блок нагрузки, соединённые между собой пофазно. Также в модель добавлены трёхфазный измеритель напряжения и тока, точки КЗ и осциллографы для наглядного отображения токов и напряжений, протекающих в цепи.

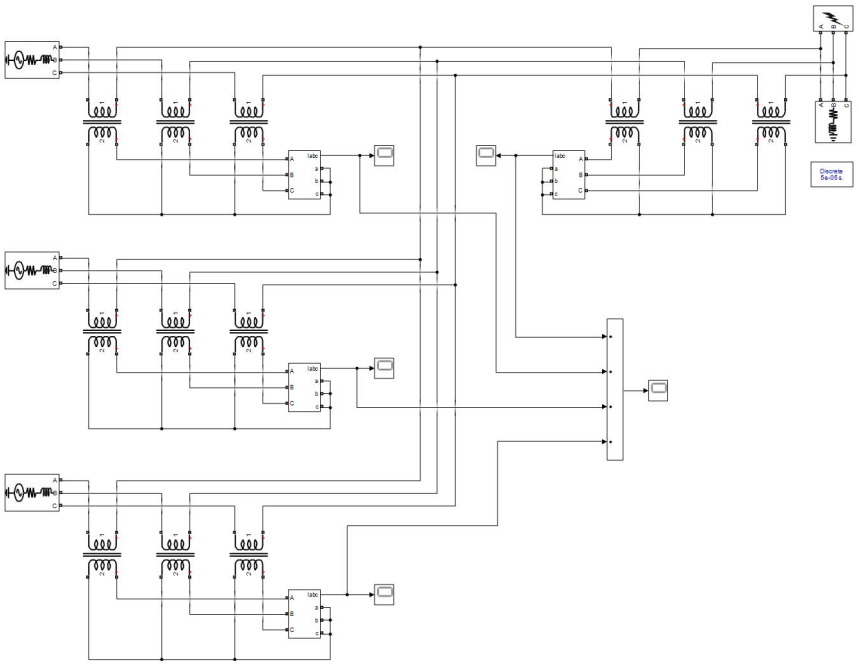


Рисунок 1 – Модель шин 110 кВ с четырьмя присоединениями в MATLAB Simulink

Вторичные цепи ДЗШ запитаны от ТТ, модели которых учитывают возможное насыщение магнитопровода и остаточную индукцию. Для моделирования ТТ использован блок Saturable Transformer. В данной статье моделирование выполнено на примере ТТ типа ТВГ-110, технические данные которого приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические данные трансформатора тока ТВГ-110

Тип ТТ	$U_{ном}$, кВ	$f_{ном}$, Гц	$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А	Класс точности	Номинальная вторичная нагрузка $S_{2ном}$, ВА	Номинальная предельная кратность K_{10}
ТВГ-110	110	50	1000	5	10Р	30	15

Для формирования нелинейной вольтамперной характеристики (ВАХ) в блоке Saturable Transformer согласно [4] задано 3 точки (рис. 2).

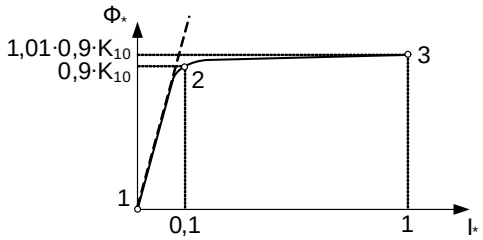


Рисунок 2 – Точки для задания вольтамперной характеристики на модели трансформатора тока

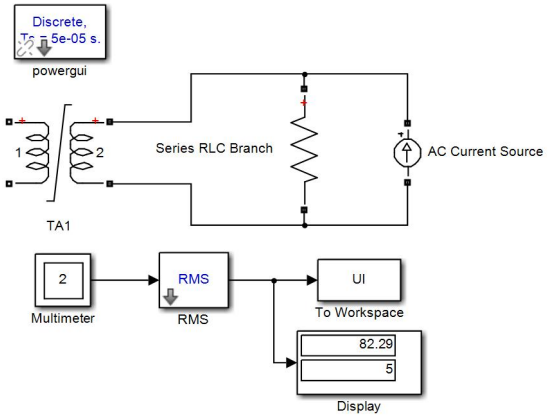
На рис. 2 точка 1 расположена в начале координат (I_{1*} = 0, Φ_{1*} = 0). Точка 2 соответствует участку, отклонение которого от линейного составляет около 10% (I_{2*} = 0,1 о.е.). Так как в MATLAB ВАХ задаётся в относительных единицах, то токи и напряжения в именованных единицах нужно разделить на номинальные параметры. При этом для приближённых расчётов можно принять:

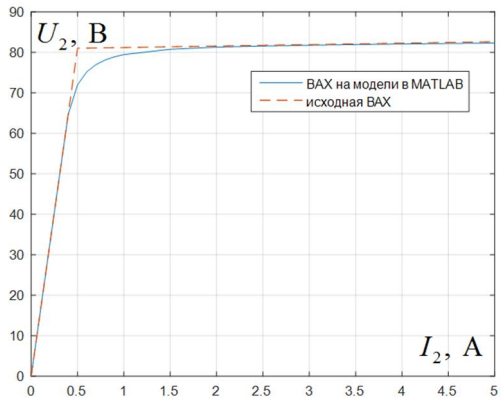
$$\Phi_{2*} = \frac{Z_{2ном} \cdot 0{,}9 \cdot I_{2ном} \cdot K_{10}}{U_{2ном}} = 0{,}9 \cdot K_{10}.$$

Точка 3 расположена в области насыщения ТТ (I_{3*} = 1). На участке насыщения малому приращению напряжения будет соответствовать резкое увеличение тока. Для задания этой точки принят магнитный поток (напряжение) на 1% больше, чем в точке 2.

$$\Phi_{3*} = \frac{Z_{2ном} \cdot 0{,}9 \cdot I_{2ном} \cdot K_{10} \cdot 1{,}01}{U_{2ном}} = 0{,}9 \cdot K_{10} \cdot 1{,}01.$$

Для построения ВАХ в MATLAB создана модель (рис. 3а), а также написан скрипт для её запуска. Скрипт позволяет автоматически менять подаваемый в обмотку ТТ ток и выполнять снятие ВАХ. Результаты построения ВАХ ТТ представлены на рис. 3б. Видно практически полное совпадение результатов.





а) ***б)***

Рисунок 3 – Модель трансформатора тока (а) для снятия вольтамперной характеристики (б)

На следующем этапе работы сформирована модель ДЗШ с алгоритмом коррекции тока торможения (рис. 4).

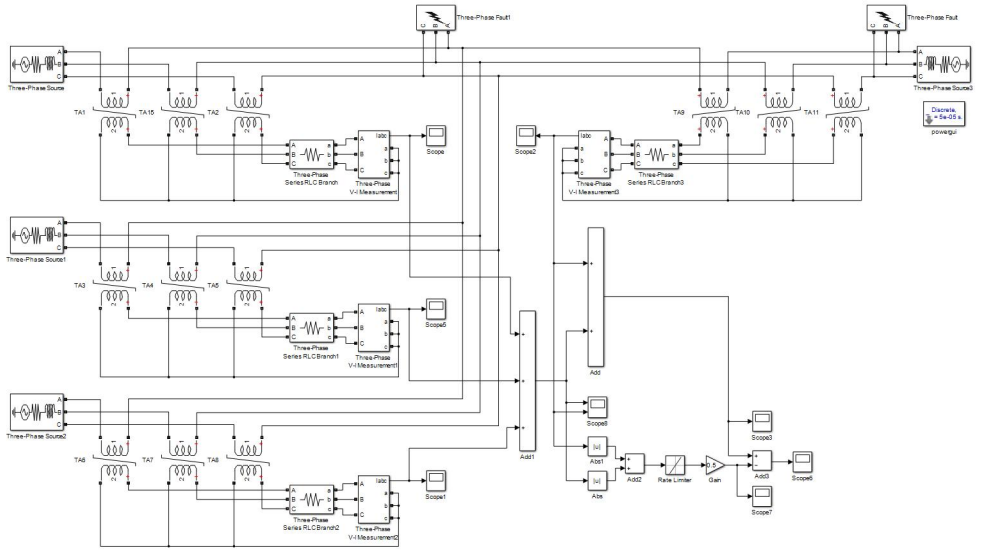
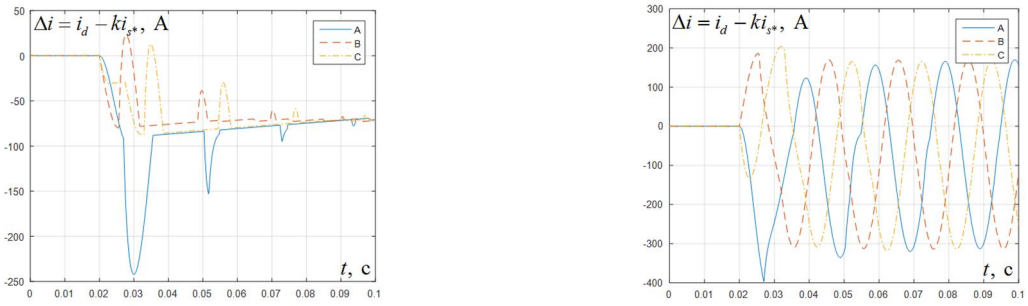


Рисунок 4 – Модель дифференциальной защиты шин с алгоритмом коррекции тока торможения

В приведенном в [2, 5] алгоритме ДЗШ 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 $i_d \geq k i_{s*}$.

Проведено исследование работы алгоритма при искажении формы вторичного тока в режиме насыщения. На рис. 5 приведены снятые осциллограммы тока $\Delta i = i_d - k i_{s*}$ при внешнем и внутреннем КЗ.



а) ***б)***

Рисунок 5 – Осциллограммы тока $\Delta i = i_d - k i_{s*}$ при внешнем (а) и внутреннем (б) коротком замыкании

Из рис. 5 видно, что внутреннее КЗ в отличие от внешнего характеризуется периодическим положительным значением тока Δi. Вторым отличием является то, что с течением времени по мере затухания апериодической составляющей промежутки времени с положительным значением Δi при внутреннем КЗ возрастают (рис. 5б), а при внешнем КЗ – уменьшаются, после чего вовсе исчезают. Таким образом, признаком внутреннего КЗ является появление больше одного-двух положительных интервалов тока Δi после начала КЗ.

Исследование показало, что разработанная модель ДЗШ с алгоритмом коррекции тока торможения работает верно в режимах с насыщением ТТ при условии замедления действия защиты на 1-2 периода тока промышленной частоты.

Заключение. В работе описана модель ДЗШ с алгоритмом коррекции тока торможения. В среде MATLAB Simulink разработана модель шин 110 кВ с четырьмя присоединениями, а также модель ТТ типа ТВГ-110. Моделирование ТТ проведено на основании расчетных точек ВАХ данного ТТ при помощи блока Saturable Transformer среды MATLAB Simulink. Разработана модель ДЗШ 110 кВ с алгоритмом коррекции тока торможения. Проверка работы модели показала, что ДЗШ с алгоритмом коррекции тока торможения смоделирована правильно, работает корректно, позволяет чувствительно выявить внутреннее КЗ и обеспечить отстройку от внешних повреждений. Для отстройки от внешних КЗ рекомендовано вводить замедление в действии ДЗШ на время 0,02-0,04 с.

Библиографический список

1. Андреенко Ю.А., Богодайко И.А., Кувшинов Г.Е., Зинкеева А.С., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Измерительное устройство дифференциальной токовой защиты шин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2011. – № 7-8. – С. 62-70.
2. Каченя В.С., Ломан М.С. Формирование мгновенных дифференциальных и тормозных токов дифференциальной защиты сборных шин // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2020. – Т. 63. – № 5. – С. 411-422.
3. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2016. – № 2(63). – С. 7-22.
4. Дячук Д.Н., Гаримыко В.П., Моисеева Е.А., Федосов Д.С. К вопросу о моделировании трансформаторов тока средствами MATLAB Simulink // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 19-22 апреля 2016 г.): в 2 т. / под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2016. – Т. 2. – С. 31-36.

5. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

---

[1] Висящев А.Н., профессор кафедры ЭССиС, к.т.н., профессор
[2] Маркевич Т.В., обучающаяся гр. ЭСм-21-1
[3] Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС, к.т.н., доцент

УДК 621.311.16

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ПО МЕЖСИСТЕМНЫМ СВЯЗЯМ

Гаврилюк А.О., Дубицкий М.А., Ильина В.С., Никонова П.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Надежность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) определяется структурой и параметрами управляемой и управляющей частей системы, надежностью и техническими показателями оборудования, величиной и размещением оборудования, резервами генерирующей мощности, пропускными способностями линий электропередач, обеспеченностью электростанций энергоресурсами, нагрузками потребителей и режимами электропотребления, внешними воздействиями на систему и уровнем совершенства ее эксплуатации.

Объединение ЭЭС, внедрение надежного оборудования, повышение пропускной способности основных электрических связей, учет требований надежности при выборе схем электростанций и электрических сетей, широкое использование средств автоматизации управления нормальными и аварийными режимами, повышение технического уровня эксплуатации, совершенствование методов и средств оперативного управления позволило в значительной степени повысить надежность электроснабжения потребителей [1].

Повышение роли ЭЭС в производственной и социальной жизни общества привело к возрастанию требований к надежности, которые учитываются при управлении развитием и эксплуатацией ЭЭС.

При планировании режимов работы ЭЭС надежность учитывается при решении таких задач как выбор состава работающего оборудования, выбор величины и размещение оперативного включенного резерва генерирующей мощности, определение оптимальных перетоков мощности по межсистемным связям и т.д. [1-4].

Увеличение планируемых перетоков мощности по межсистемным связям привело к повышению вероятности нарушения устойчивости, как при отказах элементов самой линии, так и при потере генерирующей мощности и увеличении нагрузки в системе. При наличии средств автоматического противоаварийного управления, предотвращающих нарушение

устойчивости, участились случаи появления кратковременных отключений нагрузки под действием системы аварийного отключения нагрузки (САОН) в приемной части ЭЭС. Увеличение передаваемой мощности на линиях электропередач привело также и к увеличению объема кратковременно отключаемой нагрузки. Таким образом, увеличение передаваемой мощности по межсистемной связи, с одной стороны, позволяет покрыть нагрузку потребителей и сэкономить топливо на электростанциях, а с другой стороны, вызывает повышение вероятности нарушения устойчивости или увеличение объема нагрузки, кратковременно отключаемой автоматикой для предотвращения нарушения устойчивости. Уменьшение перетока мощности по связям может потребовать увеличения расхода топлива на электростанциях и ограничения потребителей приемной части системы, но при этом уменьшается вероятность нарушения устойчивости либо сокращается объем нагрузки, кратковременно отключаемой противоаварийной автоматикой (ПА).

Если переток по межсистемной связи можно изменить только путем ограничения потребителей, то можно пренебречь изменениями расхода топлива на электростанциях при корректировке режима работы ЭЭС. В этом случае достаточно определить, что выгоднее внести ограничения потребителей, чтобы снизить переток мощности по межсистемным связям и тем самым уменьшить внезапный ущерб, или работать без ограничений потребителей, допуская возможность появления системной аварии со значительным ущербом из-за массового отключения потребителей. Рассматриваемая задача может быть сформулирована следующим образом.

При заданном во времени перетоке мощности, заданных уставках противоаварийной автоматики изменить его значения таким образом, чтобы суммарные затраты в ЭЭС были минимальными. Суммарные затраты включают ущерб при внезапном отключении потребителей, а также ущерб у потребителей при введении ограничений. Тогда критерий эффективности примет следующий вид:

$$З = У_{вн} + У_{огр} = \text{минимум}, \qquad (1)$$

где $У_{вн}$ – ущерб при внезапном отключении потребителей; $У_{огр}$ – ущерб у потребителей при введении ограничений.

Для определения $У_{вн}$ необходимо моделирование противоаварийной автоматики (ПА) основных системообразующих сетей и межсистемных связей ЕЭС России.

Для моделирования противоаварийной автоматики от наброса мощности на ЛЭП необходимо определить для каждой ВЛ зависимость частоты отключения ВЛ в функции от величины перетока мощности

$$\omega_N = f_N(Р_Ф^J), \qquad (2)$$

где $Р_Ф^J$ – величина перетока мощности в j-ом сечении.

Существенно заметить, что превышения обменной мощностью предела устойчивости обусловливали до 70% нарушений устойчивости слабых связей.

Определению зависимостей на основе статистических данных за прошедший период работы системы мог бы способствовать регрессионный и дисперсионный анализ, позволяющий апроксимировать ее выражением

$$\hat{y} = a_0 + \sum^{n} a_i x_i + \sum^{n} a_i^1 x_i^2 + \sum^{n} a_i^2 x_i^3 + \sum_{i<j}^{n-1} a_{ij} x_i x_j. \qquad (3)$$

При этом в качестве факторов целесообразно рассматривать величину планируемого перетока мощности, сезонное изменение аварийности генерирующего и сетевого оборудования.

К сожалению, из-за недостаточного количества статистических данных о работе противоаварийной автоматики от наброса мощности не удается определить коэффициенты выражения. Поэтому зависимость следует определять на основе анализа нерегулярных колебаний перетока мощности.

Случайный процесс нерегулярных колебаний обменной мощности можно рассматривать состоящим из двух частей:

$$P_{\Phi(t)} = \tilde{P}_{\Phi(x,t)} + \dot{P}_{\Phi(t)} \qquad (4)$$

где $\tilde{P}_{\Phi(x,t)}$ – детерминированная часть, т.е. функция $P_{\Phi(t)}$ с известными влияющими на ее изменения факторами x; $\dot{P}_{\Phi(t)}$ – случайная составляющая, которую можно рассматривать, как стационарный случайный процесс, имеющий нормальный закон распределения вероятности.

Тогда среднее время между срабатыванием противоаварийной автоматики от наброса мощности на ЛЭП можно определить с помощью формулы Райса:

$$\mathrm{T}_0 = \frac{1}{n_0} e^{\frac{Z^2}{2}} \Phi(Z), \qquad (5)$$

где величина n_0 равна среднему в единицу времени числу пересечений случайным процессом уровня, равного его математическому ожиданию $\overline{\mathrm{P}}_{\Phi(t)}$.

Величина n_0 характеризует переменчивость, интенсивность изменения случайных флуктуаций: чем интенсивность их изменения выше, тем n_0 больше, и наоборот. Как показал анализ нерегулярных колебаний обменной мощности в ЭЭС оценки n_0 изменяются в пределах $(15 \div 25)$ *1/*час и практически не зависят от величины суммарной нагрузки системы [5].

$$Z = \frac{\mathrm{P}^{J}_{\text{КПР}} - \overline{\mathrm{P}}_{\Phi(t)}}{\sigma}, \qquad (6)$$

где σ – среднеквадратичное отклонение обменной мощности от $\overline{\mathrm{P}}_{\Phi(t)}$; $\mathrm{P}^{J}_{\text{КПР}}$ – уставка контроля предшествующего режима в j-ом контролируемом сечении.

Значения σ и $\overline{\mathrm{P}}_{\Phi(t)}$ определяются в соответствии с рекомендациями [6].

Нормальное распределение вероятности Ф описывается выражением

$$\Phi_{(Z)} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Z} e^{\frac{x^2}{2}} dx \quad (7)$$

Для определения частоты отключения ВЛ необходимо учитывать, что при срабатывании противоаварийной автоматики от наброса мощности уменьшается переток мощности на время, в течении которого нагрузка потребителей отключена T_{0H} . Тогда частота отключения ВЛ

$$\omega_N = \frac{1}{T_0 + T_{0H}}. \quad (8)$$

Если провести расчеты для различных значений перетока мощности, то можно построить график зависимости $\omega_N = f_N(P_{\Phi}^{J})$, которую можно аппроксимировать выражением (3).

Заключение. В работе рассмотрено моделирование противоаварийной автоматики для расчета величины внезапного ущерба при набросах мощности на линию.

Библиографический список

1. Александров И.А. Проблемы надежности электроэнергетических систем. / И.А. Александров, В.А. Могилев, Ю.Н. Руденко, С.А. Совалов, В.Д. Шлимович – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976 г. – 38-45 с.
2. Гончуков В.В. Автоматизация управления энергообъединениями. / В.В. Гончуков, В.М. Горнштейн, Л.А. Крумм – Москва: Издательство «Энергия», 1979г.
3. Руденко Ю.Н. Обеспечение надежности при эксплуатации электроэнергетических систем. / Ю.Н. Руденко – Иркутск: Издательство «СЭИ СО АН СССР», 1981г. – 149 с.
4. Розанов М.Н. Эксплуатационная оценка надежности системообразующих сетей энергосистем. / М.Н. Розанов – Омск: Издательство «СЭИ СО АН СССР», 1979г. – 49 с.
5. Портной М.Г. Электрические станции / М.Г. Портной, С.А. Совалов, В.Ф. Тимченко, С.С. Кустов, – Москва: Издательство «СЭИ СО АН СССР», 1976г. – 344 с.
6. Лытаев И.А. Нерегулярные колебания активной мощности по межсистемным тяговым транзитам. / И.А. Лытаев, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Издательство «Труды ВНИИЭ», 1966г. – 152с.

УДК 620.9.002.5

ОБЗОР МОДЕЛЕЙ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ В РАМКАХ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Гальфингер А.Г.[1,2], Пискунова В.М.[1,2]
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
galfinger98@mail.ru

Введение. Тенденции энергетического перехода оказывают значительное влияние на традиционную архитектуру топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Одна из основных составляющих этого перехода - внедрение распределённой генерации и возобновляемых источников энергии. Вместе с вереницей положительных эффектов эти источники, из-за трудно прогнозируемой выработки, не могут обеспечить непрерывный поток энергии. На начальных этапах развития ВИЭ подобные проблемы решались резервированием традиционной генерацией. Теперь одним из возможных решений, сглаживающих подобный недостаток, может стать внедрение систем накопления энергии (СНЭ), повышение эффективности которых в последние десятилетия позволило расширить сферу их применения.

Принцип действия СНЭ заключается в замещении вырабатываемой генератором электрической энергии в режиме генерации на запасённую в аккумуляторных батареях (АБ) электроэнергию на период временного отсутствия нагрузки. Иными словами, их внедрение позволит переступить классическую парадигму единовременной выработки и потребления энергии, позволяя отложить процесс потребления, не останавливая выработку, таким образом заранее обеспечив ещё не сформированную потребность в энергии. Ввиду этого СНЭ могут стать ключевым элементом при приходе от традиционной архитектуры к новой итерации развития ТЭК.

В статье проводится обзор существующих моделей СНЭ. Он необходим для выбора подхода к моделированию и выявления особенностей СНЭ целесообразных в рамках поставленных задач – оценки рисков дефицита, исследования уровня надёжности энергоснабжения.

В дальнейшем поставленные задачи будут решаться с помощью единой модели ТЭК, частью которой будет модель СНЭ.

Обзор литературы. Для обзора были рассмотрены работы [1-12], в которых присутствуют различные виды накопителей, моделируемые в разных сферах применения: от электромобилей и энергетических хабов, до топливно-энергетических комплексов. В большинстве рассмотренных работ основы модели имеют схожую архитектуру, имеющую следующий вид:

$$E_{t,n} = E_{t-1,n} + P_{t,n}^{ch} \cdot \eta_n^{ch} \Delta t - \frac{P_{t,n}^{dis}}{\eta_n^{dis}} \cdot \Delta t, \quad (1)$$

где $E_{t,n}$[кВт·ч] и $E_{t-1,n}$[кВт·ч] – количество энергии, запасённой в *n*-ом аккумуляторе на текущий (t) и предыдущий (t-1) периоды соответственно; $P_{t,n}^{ch}$[кВт] и $P_{t,n}^{dis}$[кВт] – мощность заряда и разряда *n*-ого аккумулятора за период *t* соответственно; η_n^{ch} и η_n^{dis} – КПД заряда и разряда *n*-ого аккумулятора соответственно; Δt – рассматриваемый период времени.

Балансовое уравнение *B* них описывает количество энергии, накопленное в отдельно взятом аккумуляторе на текущий период времени, как сумму нескольких членов, где первый член отражает связь между текущим и предыдущим периодами времени, второй член отражает энергию, которую аккумулятор смог накопить в течении текущего периода, а третий член – это количество энергии, которую аккумулятор отдал в систему за текущий период.

Ограничения в таких моделях сводятся к ограничению мощность заряда (2) и разряда (3) в виде максимальной и минимальной мощности заряда и разряда. Пределы запасённой энергии (4) выражаются минимальной и максимальной располагаемой ёмкостью аккумулятора.

$$P_{n,min}^{ch} \leq P_{t,n}^{ch} \leq P_{n,max}^{ch}, \quad (2)$$

$$P_{n,min}^{dis} \leq P_{t,n}^{dis} \leq P_{n,max}^{dis}, \quad (3)$$

$$E_{n,min} \leq E_{t,n} \leq E_{n,max}, \quad (4)$$

где $P_{n,min}^{ch}$ и $P_{n,max}^{ch}$ [кВт] – минимальная и максимальная мощность заряда *n*-ого аккумулятора соответственно; $P_{n,min}^{dis}$ и $P_{n,max}^{dis}$ [кВт] – минимальная и максимальная мощность разряда *n*-ого аккумулятора соответственно; $E_{n,min}$ и $E_{n,max}$ [кВт·ч] – минимальная и максимальная ёмкость *n*-ого аккумулятора.

В работах [1-5] вводятся индикаторные бинарные переменные (БП), показывающие, что аккумулятор в текущий момент может находится только в одном состоянии – либо в состоянии заряда, либо в состоянии разряда, тем самым, не позволяя аккумулятору одновременно заряжаться и разряжаться (5). Аккумулятор может получать активную мощность для заряда такого же значения, как его номинальная мощность, если соответствующая переменная заряда включена (6). Аналогичная ситуация установлена при разряде аккумулятора (7).

$$\begin{gathered} u_{t,n}^{ch} + u_{t,n}^{dis} \leq 1, \\ u_{t,n}^{ch}, u_{t,n}^{dis} \in \{0; 1\}, \end{gathered} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{t,n}^{ch} \leq u_{t,n}^{ch} \cdot P_{n,max}^{ch}, \quad (6)$$

$$0 \leq P_{t,n}^{dis} \leq u_{t,n}^{dis} \cdot P_{n,max}^{dis}, \quad (7)$$

где $u_{t,n}^{ch}$, $u_{t,n}^{dis}$ – двоичные переменные заряда и разряда.

В работе [5] двоичные переменные заданы как для индуктивного и емкостного реактивного потока, так и для реактивной мощности.

В работе [12] с помощью бинарных переменных моделируется область возможной эксплуатации ТЭЦ и гарантируется не нарушение баланса тепловой энергии системы ТЭЦ-тепловой накопитель, т.е. спрос на тепловую энергию сбалансирован во все периоды времени.

В работах [1-3,6-9] присутствуют параметры, характеризующие срок службы батареи, такие как состояние заряда (SOC), глубина разряда (DOD) и скорость заряда/разряда. Для SOC задаются верхняя и нижняя границы, отражающие диапазон функционирования, при котором СНЭ наименее подвержены износу. Поддержание SOC в безопасном диапазоне помогает уменьшить деградацию батареи и подготовиться к следующему регулированию. В [1] SOC используется в модели прогнозирования заряда/разряда.

Также в этой работе применяется показатель DOD, который является основой для двух методов моделирования деградации СНЭ. Первый из них – это алгоритм подсчета дождевых циклов (the rainflow cycle), который используется для обнаружения повторения в апериодическом временном ряду и вычисления серии циклов. Второй метод, линейно подогнанный по экспериментальным данным, заключается в том, чтобы взять обменную мощность батареи в качестве цели. Эксплуатационные расходы распределяются на пропускную способность энергии каждого временного интервала. Аккумуляторная батарея регулирует глубину заряда и разряда, чтобы уменьшить износ батареи.

В работе [11] в целевую функцию вводится переменная, обозначающая ожидаемую стоимость надежности, которая равна произведению потерянной нагрузки и ожидаемой недопоставленной энергии, другими словами, она равна стоимости отключения. Недопоставленная энергия включает общий дефицит энергии в сети электроснабжения, природного газа и централизованного теплоснабжения. Для минимизации дефицитов авторами предложена модель оптимизации циклов заряда/разряда электрических, тепловых и газовых накопителей.

В работах [2,9-11] накопители моделируются при работе в энергетическом хабе (energy hub), в работах [5,7] в качестве накопителей служат электромобили.

Обобщённые результаты обзора сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Сводная таблица моделей СНЭ

[№]	БП	SOC	DOD	Целевая функция	Направленность модели
[1]	+	+	+	Двухуровневая: максимизация прибыли и минимизация общей стоимости системы	Рынок регулирования первичной частоты и энергии
[2]	+	+		Минимизация общих операционных затрат	Энергетический хаб

Окончание табл. 1

[№]	БП	SOC	DOD	Целевая функция	Направленность модели
[3]	+	+		Двухуровневая: максимизация ожидаемой прибыли и минимизация общей стоимости генерации	Virtual Energy Storage
[4]	+			Минимизация суточных затрат	Мульти-энергетические системы
[5]	+			Минимизация общих суточных эксплуатационных расходов в распредсети	Мобильная система накопления электроэнергии
[6]		+		Минимизация общей чистой стоимости энергии	Централизованное теплоснабжение на ТЭЦ с накопителем энергии и ВИЭ
[7]		+		Долгосрочные и краткосрочные минимизации общих затрат, ожидаемые недопоставок, максимизация ВИЭ	Активная распредсеть, ВИЭ и электромобили
[8]		+		Минимизация отклонения напряжения от опорного	Распредгенерация
[9]		+		Минимизации общей стоимости энергии в течение дня	Энергетический хаб
[10]				Минимизация эксплуатационных расходов	Энергетический хаб, микрогрид
[11]				Минимизация затрат на эксплуатацию, надежность и гибкость сетей	Энергетический хаб
[12]	+			Минимизация общих эксплуатационных расходов ТЭЦ	ТЭЦ с накопителем энергии

Вывод. По результатам проведённого обзора выявлено, что большинство моделей имеют схожую структуру, не зависимо от вида накапливаемой энергии (тепловые и электрические аккумуляторы), типа накопителей, сферы применения (ТЭЦ, мульти-энергетическая система, энергетический хаб, распределительная сеть, рынок энергии).

Целевые функции большинства моделей носят экономический характер и направлены на минимизацию либо стоимости энергии, либо операционных затрат. В нескольких моделях как части целевой функции присутствуют ожидаемые недопоставки энергии, надёжность и гибкость сетей, выраженные в денежном эквиваленте.

В связи с вышесказанным можно сделать вывод, что представленная структура моделей удовлетворяет поставленной задаче и может быть внедрена в единую модель ТЭК, предназначенную для анализа надёжности энергоснабжения.

Также для модели СНЭ были выделены дополнительные параметры SOC и DOD. Учёт данных параметров позволит повысить такие свойства надёжности как долговечность и безотказность. Данные параметры планируется адаптировать и внедрить в разрабатываемую модель СНЭ.

Библиографический список

1. X. Wang, L. Ying, K. Wen, et al. Bi-level non-convex joint optimization model of energy storage in energy and primary frequency regulation markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134 (2022). doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107408
2. A. Xuan, X. Shen, Q. Guo, et al. A conditional value-at-risk based planning model for integrated energy system with energy storage and renewables. *Apply Energy*, 294 (2021). doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116971
3. S. Liu, Y. Ren, Z. Zhang, et al. Optimal bid-offer strategy for a virtual energy storage merchant: A stochastic bi-level model with all-scenario feasibility. *Apply Energy*, 299 (2021). doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117270
4. Y. Cheng, M. Liu, H. Chen, et al. Optimization of multi-carrier energy system based on new operation mechanism modelling of power-to-gas integrated with CO_2-based electrothermal energy storage. *Energy*, 216 (2020). doi: 10.1016/j.energy.2020.119269
5. H. Saboori, S. Jadid. Mobile and self-powered battery energy storage system in distribution networks–Modeling, operation optimization, and comparison with stationary counterpart. *Journal of Energy Storage*, 42 (2021). doi: 10.1016/j.est.2021.103068
6. H. Wang, W. Yin, E. Abdollahi, et al. Modelling and optimization of CHP based district heating system with renewable energy production and energy storage. *Apply Energy*, 159 (2015), pp. 401-421. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.09.020
7. R. Li, W. Wang, X. Wu, et al. Cooperative planning model of renewable energy sources and energy storage units in active distribution systems: A bi-level model and Pareto analysis. *Energy*, 168 (2019), pp. 30-42. doi: 10.1016/j.energy.2018.11.069
8. Y. Xie, L. Liu, Q. Wu, et al. Robust model predictive control based voltage regulation method for a distribution system with renewable energy sources and energy storage systems. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 118 (2020). doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105749
9. T. Liu, D. Zhang, S. Wang, et al. Standardized modelling and economic optimization of multi-carrier energy systems considering energy storage and demand response. *Energy Convers Manag*, 182 (2019), pp. 126-142. doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.073
10. A. Benyaghoob-Sani, M. Sedighizadeh, D. Sedighizadeh, et al. A RA-IGDT model for stochastic optimal operation of a microgrid based on energy hub including cooling and thermal energy storages. *Int J Elec Power*, 131 (2021). doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107092
11. A. Dini, A. Hassankashi, S. Pirouzi. A flexible-reliable operation optimization model of the networked energy hubs with distributed generations, energy storage systems and demand response. *Energy*, 239(A) (2022). doi: 10.1016/j.energy.2021.121923

12. Benalcazar, P. Sizing and optimizing the operation of thermal energy storage units in combined heat and power plants: An integrated modeling approach. *Energy Convers. Manag*, 242 (2021). doi: 10.1016/j.enconman.2021.114255

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Галяутдинов Р.М., Абрамов Р.И., Ишалин А.В.
Казанский государственный энергетический университет
rus.lindemann17@gmail.com

Введение. Повышение энергоэффективности производства [1, 3] и передачи электроэнергии [2, 6] является одним из важнейших вопросов. Для опробования системы дистанционного сбора данных по электрическим сетям 0,4 кВ на основе технологии PLC было выбрано оборудование производства ООО «Инкотекс-СК». Данное оборудование имеет ряд отличительных особенностей в сравнении с аналогичными системами других производителей:

– модем встроен непосредственно в корпус счётчика, что упрощает монтаж точки учёта и обеспечивает передачу данных исключительно в цифровом виде;

– все счётчики сети равнозначны и выход из строя любого из них не оказывает влияние на получение данных от других;

– параллельная и непрерывная передача данных каждого электросчётчика сети без запроса от УСПД обеспечивает возможность получения текущих значений учтённой электроэнергии с минимальным интервалом 4-15 мин.

Тестирование системы было решено произвести в бытовом секторе города Бугульма с перспективной малоэтажной коттеджной застройкой, обслуживаемом в части электроснабжения Бугульминским городским РЭС. Основным критерием выбора районов для монтажа оборудования было наличие в них большой величины небаланса электроэнергии и затруднённого доступа к узлам учета потребителей. Опробование было начато в сентябре 2018 г. с установки оборудования на КТП №101 и отходящих ВЛ-0,4 кВ (поопорная схема ВЛ-0,4 кВ и центр питания КТП №101). Счетчики устанавливались на главный рубильник в КТП и каждую отходящую ВЛ-0,4 кВ, а также для каждого потребителя [1, 4, 5].

При тестировании нами было использовано следующее оборудование:

1. Счетчики электроэнергии со встроенными модемами передачи данных по силовой сети ВЛ-0,4 кВ (PLC-модемами) – однофазные «Меркурий 203.2T LBO» и трехфазные «Меркурий 233 ART-01 ORL».

2. Концентраторы «Меркурий 225.2», являющиеся основным узлом системы и осуществляющие приём, обработку и хранение информационных пакетов с данными от счётчиков электроэнергии по одной фазе ВЛ-0,4 кВ.

3. GSM-шлюзы «Меркурий 228», используемые для передачи данных от концентраторов до рабочего места пользователя.

4. GSM модем «Siemens MC35», подключаемый к ПЭВМ для обеспечения двухсторонней связи по каналу GSM с шлюзом.

Монтаж концентраторов и шлюзов был произведён в РУ-0,4 кВ КТП.

Установка электросчетчиков производилась в щитах учета наружной установки (выносные щиты учета далее ВЩУ), в основном монтируемых на опорах ВЛ-0,4 кВ. Выбор такого варианта монтажа приборов учета был обусловлен следующим:

- исключение из схемы «счетчик-концентратор» потребительских электросетей (от магистрали ВЛ-0,4 кВ до вводных устройств), неудовлетворительное состояние которых, отрицательно влияет на качество передачи данных;

- доступность учета для проверки эксплуатирующей организации в любое время суток;

- исключение вмешательства в схему узла учета;

- опционально, возможность установки в выносной щит учета коммутационных и др. аппаратов (ASP, УЗО, ОПН и т.д.) для повышения надёжности электроснабжения и защиты, как электросетей потребителя, так и электросетей ОАО «Сетевая компания» от коротких замыканий, грозовых и коммутационных перенапряжений и обрывов нулевых проводов [2, 4].

В случае, если у потребителя уже был установлен ВЩУ, производилась только замена в нём прибора учёта.

Проведён анализ состояния и динамики потерь электроэнергии в распределительной сети от КТП № 101 за период с 2019 г. по 2020 г. По мере увеличения охваченных системой точек учёта наблюдается резкое снижение величины потерь электроэнергии. Это, в первую очередь, связано с выносом приборов учета с территории домохозяйства потребителей на границу балансовой принадлежности, а также с дистанционным контролем электропотребления [6, 7]. Также прослеживается динамика уменьшения объёма электроэнергии, поступающего в распределительную сеть данной КТП (в течение двух лет – около 11%), с одновременным увеличением реализации. Это стало следствием формирования у потребителей более рационального и экономичного подхода к использованию электрической энергии и применением различных электро и теплосберегающих технологий. Опыт опробования показал, что система дистанционного сбора данных по сетям 0,4 кВ на основе счетчиков электроэнергии с PLC-модемами производства ООО "Инкотекс-СК" работоспособна и имеет дальнейшие

перспективы ее применения. В частности, учитывая возможность дистанционного отключения потребителей, возможны гибкие схемы оплаты за потребленную электроэнергию удобные для абонента – это и авансовые платежи, и кредитные платежи с процентными ставками.

Благодаря тесному взаимодействию производителя и сетевой организации система учета электроэнергии постоянно совершенствуется путём доработки программного обеспечения, улучшением эксплуатационных характеристик модемов, обновления прошивки концентраторов.

В последнее время в связи с активизацией вопроса управления потерями меняется и структура компании (добавляются новые структурные единицы и должности), ужесточаются требования к персоналу, добавляются новые задачи.

Библиографический список

1. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
2. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
3. Mendeleev D.I., Maryin G.E., Akhmetshin A.R. Improving the efficiency of combined-cycle plant by cooling incoming air using absorption refrigerating machine // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. vol. 643. article number 012099. DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012099.
4. Mendeleev D. I., Galitskii Y.Y., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants // E3S Web of Conferences. 2019. vol. 124. article number 05061. DOI 10.1051/e3sconf/201912405061.
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. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
7. Sokolnikova P., Lombardi P., Arendarski B., Suslov K., Pantaleo A.M., Kranhold M., Komarnicki P. Net-zero multi-energy systems for Siberian rural communities: A methodology to size thermal and electric storage units. Renewable Energy. 2020. Vol.155. pp.979-989.

УДК 621.311

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МУЛЬТИЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Герасимов Д.О., Суслов К.В., Гнатюк С.Л.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
souslov@istu.edu

Современные системы энергоснабжения представляют собой инфраструктурные технологические объекты. Одним из направлений развития которых является всё более тесная интеграция различных каналов электроснабжения между собой. Развитие данного направления привело к возникновению понятия мультиэнергетических систем и энергетического хаба. В основополагающих работах [1-3] рассмотрены основные положения концепции энергетического хаба. Актуальность данного подхода была обоснована анализом существующих и перспективой развития будущих энергетических систем. В работах [4,5] авторами проведена дальнейшая разработка данной концепции, уточнены основные положения и определена область практического применения данного подхода. Математическое описание подобных систем получило законченный вид и приводится в следующих работах [6,7]. В настоящее время основные положения концепции мультиэнергетических систем находит всё большее применение [8-11].

Вместе с тем, в последнее время при исследовании режимов функционирования энергетических объектов широкое распространение получил следующий подход. Исследование режимов работы энергетического объекта проводятся на имитационных моделях. Данные полученные в результате моделирования являются основой для решения оптимизационных задач или являются основой для проектирования различных систем анализа и управления (Большие данные, цифровая тень, системы прогнозирования и управления, основанные на применении нейронных сетей).

В работе [12] рассмотрены два возможных подхода к моделированию мультиэнергетических систем. Интегрированный подход – когда все элементы мультиэнергетической системы моделируются на единой программной платформе. Подход с использованием увязки имитационных моделей отдельных элементов с помощью единого программного блока, согласующего входы и выходы отельных блоков между собой. При этом отдельные компоненты имеют свои собственные специализированные модели характерные для различных каналов энергоснабжения.

Авторами рассмотрены особенности имитационного моделирования мультиэнергетических систем с использованием данных подходов. Рассмотрены ограничения, накладываемые на имитационную модель при использовании данных подходов. Предложены алгоритмы создания имита-

ционной модели единичного энергетического хаба и модели функционирования энергетического хаба в составе системы энергоснабжения.

В процессе разработки подходов к моделированию мультиэнергетических систем необходимо учитывать ряд основополагающих факторов, одним из которых является область применение концепции. В работах [13-15] определены границы применимость с точки зрения географического расположения объектов:

- электрические станции с когенерацией и тригенерацией;
- крупные промышленные предприятия, в технологическом процессе которых используются различные типы энергоносителей;
- крупные административные здания;
- ограниченные географические районы;
- островные энергетические системы.

Выше представленную классификацию можно условно разделить на две большие группы:

- локальные объекты в технологическом процессе энергоснабжения которых используются различные типы энергоносителей. Вместе с тем, данные объекты являются частью более крупной системы энергоснабжения;
- локальные энергетические системы (островные энергетические системы), в состав которых входят источники, системы передачи и приемники различных типов энергоносителей.

Для моделирования первой группы наиболее точно подходит подход предложенными авторами данной статьи в работах [16,17]. Условно можно назвать моделированием локального хаба. В основе программной реализации которого лежит интегрированный подход.

Для анализа возможности использования методов имитационного моделирования при исследовании режимов работы энергетического хаба, рассмотрим хаб содержащий три канала энергоснабжения. В качестве исходного используем уравнение [2]:

$$L = C[P - Q] - M, \qquad (1)$$

где L – вектор выходных каналов энергоснабжения; C – матрица прямого преобразования; P – вектор входных каналов энергоснабжения; M – вектор потока энергии накопителей; Q – вектор мощностей накопителей.

С учетом канала энергоснабжения с накопителями энергии, уравнение (1) можно представить в следующим виде:

$$\underbrace{\begin{vmatrix} p_a \\ p_b \\ p_c \end{vmatrix}}_{P} - \underbrace{\begin{vmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{vmatrix}}_{Q} = \underbrace{\begin{vmatrix} \% p_a \\ \% p_b \\ \% p_c \end{vmatrix}}_{\% P}; \quad \underbrace{\begin{vmatrix} \% l_a \\ \% l_b \\ \% l_c \end{vmatrix}}_{\% L} = \underbrace{\begin{vmatrix} c_{aa} & c_{ba} & c_{ca} \\ c_{ab} & c_{bb} & c_{cb} \\ c_{ac} & c_{bc} & c_{cc} \end{vmatrix}}_{C} \underbrace{\begin{vmatrix} \% p_a \\ \% p_b \\ \% p_c \end{vmatrix}}_{\% P}; \quad \underbrace{\begin{vmatrix} \% l_a \\ \% l_b \\ \% l_c \end{vmatrix}}_{\% L} - \underbrace{\begin{vmatrix} m_a \\ m_b \\ m_c \end{vmatrix}}_{M} = \underbrace{\begin{vmatrix} l_a \\ l_b \\ l_c \end{vmatrix}}_{L}. \qquad (2)$$

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

В процессе реализации имитационной модели энергетического хаба в системах моделирования необходимо учитывать следующее:

· особенности передачи сигналов в системе имитационного моделирования;

· ограничения, накладываемые на использования типовых блоков;

· учет различных единиц измерения по различным каналам энергоснабжения;

· возможности технической реализации систем накопления и преобразования одного вида энергии в другой;

· алгоритмы описания нелинейных элементов систем передачи и преобразования;

· простота, наглядность и возможность менять параметры моделирования в режиме непосредственного управления;

· возможность использования полученных алгоритмов создания модели для исследования функционирования энергетического хаба в зависимости от целевых функций;

· возможность использования полученной модели в качестве объекта управления, для исследования применимости различных алгоритмов управления.

При моделировании необходим учет особенностей распространения сигналов в системах имитационного моделирования.

Структурную схему хаба целесообразно представлять с учетом правила распространения сигналов в системах имитационного моделирования (см. рис. 1)

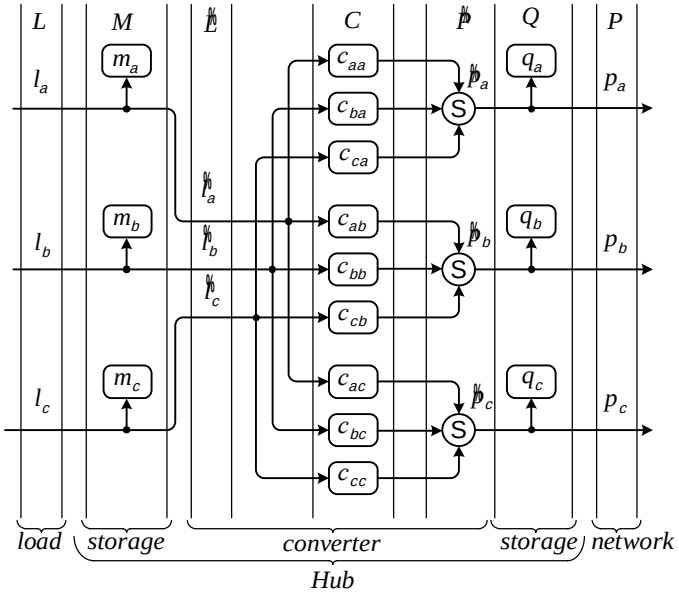


Рисунок 1 – Структурная схема энергетического хаба с учетом правила распространения сигналов в системах имитационного моделирования

Переходные процессы в системах электроснабжения длятся 5÷7 периодов питающего напряжения, переходные процессы в системах теплоснабжения могут достигать десятков минут.

Таким образом, целесообразным является использование базовой библиотеки Simulink. В случае необходимости учета переходных процессов имитационную модель можно расширить, используя блоки из специализированных библиотек.

Учет различных единиц измерения по различным каналам энергоснабжения. Рассмотрим мультиэнергетическую систему по трем наиболее распространённым типам энергоносителей: электроэнергия, тепло, природный газ. Для упрощения внутренней структуры модели энергетического хаба, является необходимым на входе и на выходе хаба расположить блоки преобразующие различные единицы измерения к единой единице. За такую базовую единицу измерения примем Дж (Вт·с).

Возможности технической реализации элементов энергетического хаба. Для создания упрощенных моделей элементов энергетического хаба необходимо рассмотреть технический состав системы. На основании полученных данных определить необходимые и достаточные параметры элементов модели в зависимости от целевой функции реализуемой имитационной моделью. В общепринятых допущениях энергетический хаб состоит из преобразователей, накопителей и систем передачи энергии.

Под системами преобразования энергии будем понимать:

1. Системы изменяющие характеристики энергетического канала без преобразования одного вида энергии в другой системы без конвертирования энергии (СБКЭ): трансформаторы, теплообменные аппараты;
2. Системы, преобразующие один вид энергии в другой, т.е. системы конвертирования энергии (СКЭ): электронагревательные устройства, газотурбинные установки и т.д.

Системы накопления энергии – накопители (Н):

1. Накопители электрической энергии: электрохимические накопители, пневматические, гидроаккумулирующие устройства, кинетические накопители;
2. Устройства аккумулирования тепловой энергии: баки и т.п.;
3. Газовые хранилища.

Системы передачи энергии (СПЭ):

1. Линии электропередачи;
2. Тепловые сети;
3. Газоснабжающая структура.

Для моделирования реальной мультиэнергетической системы необходимо рассмотреть возможность её технической реализации и необходимость учета структуры в имитационной модели.

Исходя из изложенного, имитационную модель мультиэнергетической системы, реализующей интегрированный подход можно представить следующим образом (рис. 2).

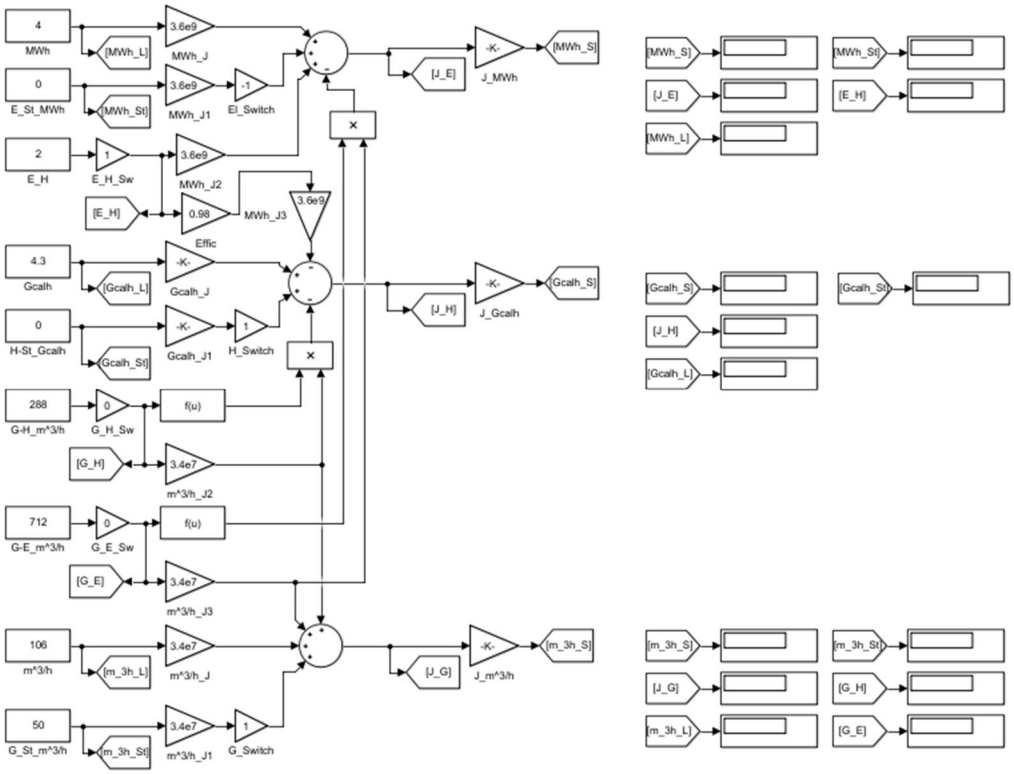


Рисунок 2 – Имитационная модель мультиэнергетической системы

Анализ вышеуказанных подходов позволяет сделать вывод, что для имитационного моделирования реальных энергетических объектов целесообразным является сочетание интегрированного и подхода с использованием увязок имитационных моделей отдельных элементов.

Первый подход используется для моделирования локальных объектов. Второй подход используется для моделирования локальных энергетических систем. где системы генерации и передачи описываются именованными уравнениями реальных физических величин. Сочетание данных методов позволяет учитывать как распределение потоков энергии внутри локальных энергетических объектов с возможностью оптимизации в зависимости от различных целевых функций. Использование второго подхода при моделировании систем генерации и передачи позволяет учитывать специфические особенности характерные для различных каналов энергоснабжения (перетоки мощности, потери энергии).

Библиографический список

1. Favre-Perrod P. A vision of future energy networks // Proceedings of the power engineering society inaugural conference and exposition in Africa, IEEE, 2005, p. 13–7.

2. Geidl M, Andersson G. Optimal power dispatch and conversion in systems with multiple energy carriers. // Proceedings of the 15th power systems computation conference (PSCC); 2005
3. Geidl M, Andersson G. A modeling and optimization approach for multiple energy carrier power flow // Proceedings of Power Tech, 2005 IEEE Russia; 2005. p. 1–7.
4. Kienzle F, Favre-Perrod P, Arnold M, Andersson G. Multi-energy delivery infrastructures for the future // Proceedings of 2008 first international conference on the infrastructure systems and services: building networks for a brighter future (INFRA), 2008. p. 1–5.
5. Geidl M, Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers // Power Syst IEEE Trans on 2007, vol.22. – p.145–155.
6. Geidl M. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems. – Zurich: Eidgenssische Technische Hochschule Zurich; 2007.
7. Koeppel G.A. Reliability considerations of future energy systems: multi-carrier systems and the effect of energy storage. - Zurich: Swiss Federal Institute of Technology; 2007.
8. Luo X.J., Oyedele L.O., Akinade O.O. Ajayi A.O. Two-stage capacity optimization approach of multi-energy system considering its optimal operation// Energy and AI., 2020, vol.1.
9. Klemm C., Vennemann P.Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021, vol. 135.
10. Sokolnikova P., Lombardi P., Arendarski B., Suslov K., Pantaleo A.M., Kranhold M., Komarnicki P. Net-zero multi-energy systems for Siberian rural communities: A methodology to size thermal and electric storage units // Renewable Energy – 2020 – Vol.155 - pp.979-989
11. Wang J., Hu Z., Xie S. Expansion planning model of multi-energy system with the integration of active distribution network Applied Energy, 2019, vol. 253.
12. Ефимов Д.Н., Быков Д.М. Установившиеся режимы мультиэнергетических систем: обзор математических моделей // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 92-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, В 3-х книгах. Иркутск, 2020. – С. 386-396.
13. Yan C., Bie Z. Evaluating National Multi-energy System Based on General Modeling Method // Energy Procedia, 2019, vol. 159, p. 321-326
14. Bozchalui M.C. Optimal operation of energy hubs in the context of smart grids [Ph.D. dissertation]. Univ. Waterloo Dept. Elect. Comput. Eng. – Waterloo, Canada, 2011.
15. Ma T., Wu J., Hao L., Lee W-J., Yan H., Li D. The optimal structure planning and energy management strategies of smart multi energy systems // Energy, 2018, vol. 160, p. 122-141

16. 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.
17. Voropai N., Ukolova E., Gerasimov D., Suslov K., Lombardi P., Komarnicki P. Simulation approach to integrated energy systems study based on energy hub concept // Proceedings of 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № 0667-2020-0039)

УДК 621.311

БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Гнатюк С.Л., Лукина Г.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vashilovas@istu.edu, *lukinagv@yandex.ru*

В настоящее время технологии беспроводной передачи электрической энергии переживают бурное развитие, связанное с огромным количеством потребителей, желающих получать энергию без проводов.

Главное преимущество электроэнергии в возможности сравнительно просто передавать с помощью проводов на большие расстояния и преобразовывать в другие виды энергии. В 2013 г. в мире было произведено 23300 млрд кВт-час электроэнергии и вся эта энергия по проводам была распределена и доставлена потребителям. Это привело к тому, что линии электропередач, провода буквально опутывают и Землю, и жилище человека. Одной из важнейших задач, наряду с выработкой электроэнергии, является обеспечение электропитания мобильных устройств и транспортных средств. К сожалению, созданные автономные источники питания, в том числе аккумуляторы, не могут обеспечить потребности в быстрой зарядке, а затем длительной и энергоёмкой разрядке

Решением данной проблемы является технологии беспроводной передачи энергии. В мировой практике уже на протяжении последнего десятка лет активно как развиваются, так и внедряются технологии беспроводных зарядных устройств такими зарубежными гигантами мировой индустрии в электронной сфере, как Qualcomm Incorporated, Intel, Samsung, WiTricity и множество других.

Применение беспроводных устройств не является исключением только для зарядки аккумуляторов смартфонов и ноутбуков, данный вид технологии уже успешно применяют в промышленной сфере: заряд аккумуляторов транспортных средств, имплантируемых устройств в медицине, в военной технике, в качестве источника для светодиодного освещения в помещении и др.

История возникновения беспроводной передачи энергии. Простейшим способом передачи, который широко используется в энергетике, является электродинамическая магнитная индукция. Однако этот способ применим лишь на коротких дистанциях из-за большого рассеивания энергии в окружающем пространстве. Для удержания магнитного поля можно использовать сердечники, однако ещё более направленным распространение энергии будет при использовании резонанса. Так, резонансно связанные контуры могут обеспечивать КПД до 90% для расстояний в несколько метров. Всё зависит от размера, геометрии, настройки катушек, дистанции между ними и числа потребителей (КПД увеличивается с увеличением числа приёмников).

Беспроводная передача энергии касается многочисленного разнообразия сфер применения, в том числе и беспроводной зарядки аккумуляторов. В последнее время, как производитель, так и потребитель устремили свое внимание на возможность беспроводной передачи энергии в установках, нацеленных на массового потребителя, в частности, на технологию беспроводной зарядки аккумуляторов.

Рассмотрим, на каких физических процессах основаны основные методы беспроводной передачи электроэнергии.

Метод электромагнитной индукции. При беспроводной передаче энергии методом электромагнитной индукции используется ближнее электромагнитное поле на расстояниях около одной шестой длины волны. Энергия ближнего поля сама по себе не является излучающей, однако некоторые радиационные потери всё же происходят. Кроме того, как правило, имеют место и резистивные потери. Благодаря электродинамической индукции, переменный электрический ток, протекающий через первичную обмотку, создаёт переменное магнитное поле, которое действует на вторичную обмотку, индуцируя в ней электрический ток. Для достижения высокой эффективности взаимодействие должно быть достаточно тесным. По мере удаления вторичной обмотки от первичной, всё большая часть магнитного поля не достигает вторичной обмотки.

Электрический трансформатор является простейшим устройством для беспроводной передачи энергии. Первичная и вторичная обмотки трансформатора прямо не связаны. Передача энергии осуществляется посредством процесса, известного как взаимная индукция. Основной функцией трансформатора является увеличение или уменьшение первичного напряжения. Бесконтактные зарядные устройства мобильных телефонов и электрических зубных щёток являются примерами использования принципа электродинамической индукции.

Использование резонанса несколько увеличивает дальность передачи. При резонансной индукции передатчик и приёмник настроены на одну частоту. Производительность может быть улучшена ещё больше путём из-

менения формы волны управляющего тока от синусоидальных до несинусоидальных переходных форм волны.

Обычным применением резонансной электродинамической индукции является зарядка аккумуляторных батарей портативных устройств, таких, как портативные компьютеры и сотовые телефоны, медицинские имплантаты и электромобили. Резонанс используется как в панели беспроводной зарядки (передающем контуре), так и в модуле приёмника (встроенного в нагрузку) для обеспечения максимальной эффективности передачи энергии. Такая техника передачи подходит универсальным беспроводным зарядным панелям для подзарядки портативной электроники, такой, например, как мобильные телефоны. Техника принята в качестве части стандарта беспроводной зарядки Qi.

Метод электростатистической индукции. Электростатическая или ёмкостная связь представляет собой прохождение электроэнергии через диэлектрик. На практике это градиент электрического поля или дифференциальная ёмкость между двумя или более изолированными клеммами, пластинами, электродами или узлами, возвышающимися над проводящей поверхностью. Электрическое поле создается за счёт заряда пластин переменным током высокой частоты и высокого потенциала. Ёмкость между двумя электродами и питаемым устройством образует разницу потенциалов.

Электрическая энергия, передаваемая с помощью электростатической индукции, может быть использована в приёмном устройстве, например, таком, как беспроводные лампы. Тесла продемонстрировал беспроводное питание ламп освещения энергией, передаваемой переменным электрическим полем.

Вместо того чтобы полагаться на электродинамическую индукцию для питания лампы на расстоянии, идеальным способом освещения зала или комнаты будет создание таких условий, при которых осветительный прибор можно было бы переносить и размещать в любом месте, и он работал, независимо от того, где он находится, и без проводного подключения. Можно продемонстрировать это, создав в помещении мощное переменное электрическое поле высокой частоты.

Метод микроволнового излучения. Радиоволновую передачу энергии можно сделать более направленной, значительно увеличив расстояние эффективной передачи энергии путём уменьшения длины волны электромагнитного излучения, как правило, до микроволнового диапазона. Для обратного преобразования микроволновой энергии в электричество может быть использована ректенна (устройство, представляющее собой нелинейную антенну, предназначенную для преобразования энергии поля падающей на неё волны в энергию постоянного тока. Простейшим вариантом конструкции может быть полуволновый вибратор, между плечами которого устанавливается устройство с односторонней проводимостью, напри-

мер, диод), эффективность преобразования энергии которой превышает 95 %. Данный способ был предложен для передачи энергии с орбитальных солнечных электростанций на Землю и питания космических кораблей, покидающих земную орбиту.

Сложностью в создании энергетического микроволнового луча является то, что для использования его в космических программах из-за дифракции, ограничивающей направленность антенны, необходима диафрагма большого размера.

Японский исследователь Хидэцугу Яги исследовал беспроводную передачу энергии с помощью созданной им направленной антенной решётки. В феврале 1926 года им была опубликована работа об устройстве, известном сейчас как антенна Яги. Хотя она оказалась неэффективной для передачи энергии, сегодня её широко используют в радиовещании и беспроводных телекоммуникациях из-за её превосходных рабочих характеристик.

В 1945 году советский учёный Семён Тетельбаум опубликовал статью, в которой впервые рассматривал эффективность микроволновой линии для беспроводной передачи электроэнергии. После Второй мировой войны, когда началось развитие мощных СВЧ-излучателей, известных под названием магнетрон, идея использования микроволн для передачи энергии была развита.

В 1964 году был продемонстрирован миниатюрный вертолёт, к которому энергия передавалась с помощью СВЧ-излучения.

Лазерный метод. В том случае, если длина волны электромагнитного излучения приближается к видимой области спектра (от 10 мкм до 10 нм), энергию можно передать путём её преобразования в луч лазера, который затем может быть направлен на фотоэлемент приёмника.

Технология передачи мощности с помощью лазера ранее, в основном, исследовалась при разработке новых систем вооружений и в аэрокосмической промышленности, а в настоящее время разрабатывается для коммерческой и потребительской электроники в маломощных устройствах. Системы беспроводной передачи энергии с применением в потребительских целях должны удовлетворять требованиям лазерной безопасности стандарта IEC 60825. Для лучшего понимания лазерных систем следует принимать во внимание то, что распространение лазерного луча гораздо в меньшей степени зависит от дифракционных ограничений, как пространственное и спектральное согласование характеристик лазеров позволяют увеличить рабочую мощность и дистанцию, как длина волны влияет на фокусировку.

Рассмотрев различные возможности передачи электроэнергии, можно заявить, что на расстояниях нескольких метров уже в обозримое время беспроводные приборы для передачи электроэнергии войдут в обиход. Возможным станет включить телевизор, запитать компьютер и подзаря-

дить аккумулятор мобильного прибора, не беспокоясь о вилках, расположении розеток, вариантах подводки сети. Если же рассматривать возможность передачи нескольких киловатт мощности на расстояние от нескольких метров до нескольких километров, да еще и с КПД не менее 50%, то здесь много препятствий не только практического порядка, но и теоретического.

Библиографический список

1. «Передача электроэнергии без проводов – от начала до наших дней» [Электронный ресурс] URL: https://habr.com/post/373183/
2. Технология беспроводной зарядки [Электронный ресурс] URL: http://www.russianelectronics.ru
3. «Три способа передачи энергии без проводов» [Электронный ресурс] URL: https://domikelectrica.ru/3-sposoba-peredachi-energii-bez-provodov/
4. Тамм И.Е. Основы теории электричества. – М.: Физматлит, 2003. – 616 с.

Гнатюк С.Л., обучающаяся, гр. ЭУм-19-1, специалист по УМР дирекции института энергетики ИРНИТУ
Лукина Г.В., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

РЕКОНФИГУРАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ МЕТОДОМ МАКСИМАЛЬНОГО ПОКРЫВАЮЩЕГО ДЕРЕВА

Голуб И.И., Карпова Е.В., Семенова Л.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
karpova.e.v.96@yandex.ru

Введение. Распределительная сеть – важное звено электроэнергетической системы, связывающее источник питания и конечного потребителя. Одним из показателей ее энергетической и экономической эффективности является величина потерь мощности. Потери в электрических сетях – наглядный индикатор эффективности оперативного, эксплуатационного и ремонтного обслуживания электрических сетей, оптимальности их развития [1].

С целью минимизации потерь мощности, а вместе с этим и улучшения профиля напряжений узлов, могут применяться различные методы реконфигурации сети. Реконфигурация распределительной сети происходит при размыкании нормально замкнутых секционных выключателей и замыкании нормально разомкнутых линейных выключателей. Применяемые алгоритмы условно можно разделить на четыре группы: эвристические, мета эвристические, математические и методы, объединяющие в себе эвристические и оптимизационные алгоритмы [2].

Алгоритм реконфигурации методом максимального покрывающего дерева. В данной работе использован алгоритм, основанный на теории графов. В начале первого шага алгоритма все линейные выключатели полагаются замкнутыми. Количество итераций этого этапа равно числу независимых контуров сети. В схеме число независимых контуров k, а также число ветвей, являющимися хордами, которым соответствуют нормально разомкнутые линейные выключатели, определяется согласно выражению:

$$k = l - n + 1, \quad (1)$$

где l – количество ветвей; n – количество узлов сети.

На каждой итерации первого этапа происходит расчет потокораспределения, построение максимального покрывающего дерева и размыкание хорды с минимальным током. Существует несколько алгоритмов для нахождения максимального покрывающего дерева, наиболее известные из них – алгоритмы Прима, Краскала и Борувки [3]. Весами ветвей дерева являются модули токов I_{ij}, протекающих по ним, определяемые по стандартному выражению:

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (2)$$

где S_{ij} – полная мощность, протекающая в линии i-j; $U_{ном}$ – номинальное напряжение на участке i-j.

Оптимальным будет состав линейных выключателей, который обеспечит минимальную сумму токов в хордах покрывающего дерева.

На втором этапе реконфигурации производится последовательное замыкание каждой из разомкнутых на первом этапе хорд и определение состава ветвей связанного с хордой контура. Входящие в этот состав ветви последовательно размыкаются, производится расчет потокораспределения и определение суммарных потерь. Хорда, размыканию которой соответствуют минимальные потери, является оптимальной. Таким образом, обеспечивается минимальная величина потерь мощности в распределительной сети. Важнейшим преимуществом данного алгоритма является сохранение радиальной структуры сети.

Потери мощности напрямую связаны с величиной потерь напряжения в ветвях сети, так снижение потерь мощности приводит к повышению напряжений в узлах сети. В случае, когда применение алгоритма реконфигурации не позволяет обеспечить допустимых значений узловых напряжений, могут использоваться такие мероприятия, как повышение напряжения источника питания, подключение дополнительных источников активной или реактивной мощности, управление спросом активных потребителей, а также сочетания указанных мероприятий.

Реконфигурация тестовой распределительной сети. В качестве примера проведем реконфигурацию распределительной сети, состоящей из

118 узлов, 132 ветвей и 15 линейных выключателей, показанной на рис. 1. Параметры элементов схемы замещения и нагрузки взяты из [4].

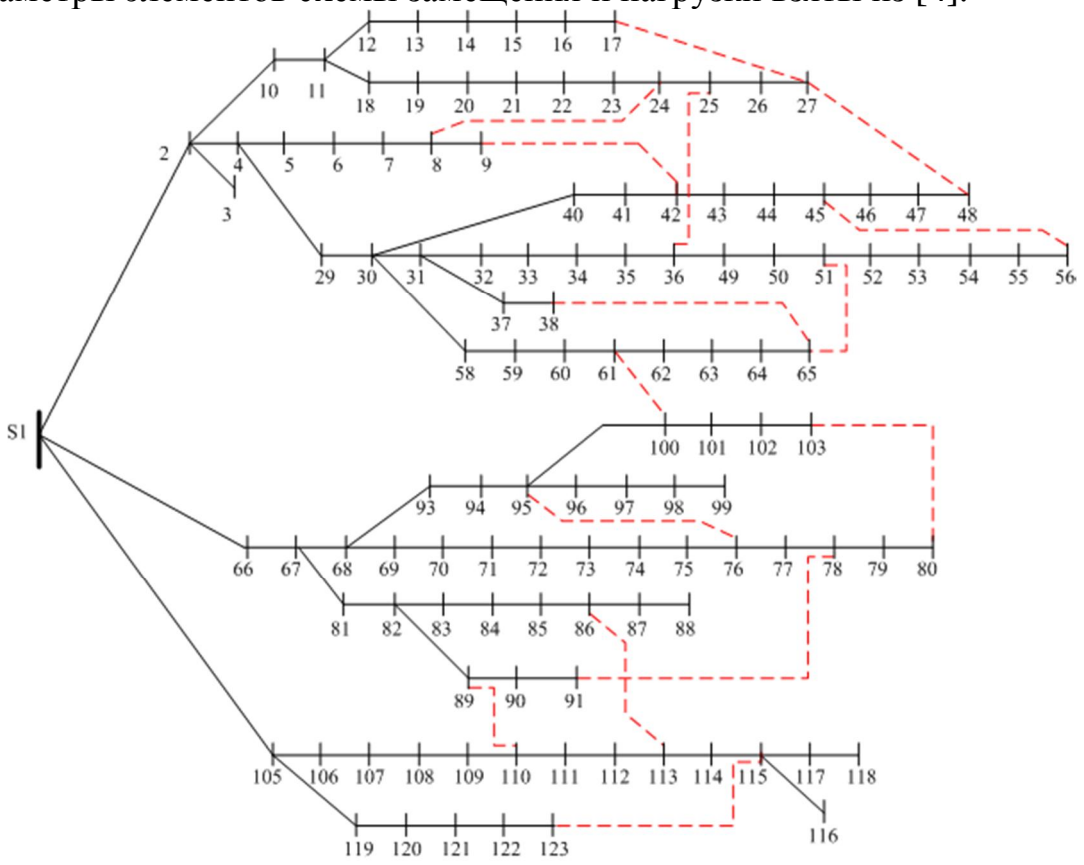


Рисунок 1 – Исходная схема распределительной сети

Ниже приведен состав независимых контуров исходной схемы, определяемых хордами (линейными выключателями) – (8-24), (9-42), (17-27), (25-36), (27-48), (38-65), (45-56), (51-65), (61-100), (76-95), (78-91), (80-103), (86-113), (89-110), (115-123):

1) **8**-7-6-5-4-2-10-11-18-19-20-21-22-23-**24**;
2) **9**-8-7-6-5-4-29-30-40-41-**42**;
3) **17**-16-15-14-13-12-11-18-19-20-21-22-23-24-25-26-**27**;
4) **25**-24-23-22-21-20-19-18-11-10-2-4-29-30-31-32-33-34-35-**36**;
5) **27**-26-25-24-23-22-21-20-19-18-11-10-2-4-29-30-40-41-42-43-44-45-46-47-**48**;
6) **38**-37-31-30-58-59-60-61-62-63-64-**65**;
7) **45**-44-43-42-41-40-30-31-32-33-34-35-36-49-50-51-52-53-54-55-**56**;
8) **51**-50-49-36-35-34-33-32-31-30-58-60-61-62-63-64-**65**;
9) **61**-60-59-58-30-29-4-2-S1-66-67-68-93-94-95-**100**;
10) **76**-75-74-73-72-71-70-69-68-93-94-**95**;
11) **78**-77-76-75-74-73-72-71-70-69-68-67-81-82-89-90-**91**;
12) **80**-79-78-77-76-75-74-73-72-71-70-69-68-93-94-95-100-101-102-**103**;
13) **86**-85-84-83-82-81-67-66- S1-105-106-107-108-109-110-111-112-**113**;
14) **89**-82-81-67-66- S1-105-106-107-108-109-**110**;

15) **115**-114-113-112-111-110-109-108-107-106-105-119-120-121-122-**123**.

Оптимальный состав линейных выключателей, соответствующий хордам нового покрывающего дерева, определяем с помощью быстродействующей программы расчета установившегося режима СДО-7: (17-27), (23-24), (35-36), (41-42), (44-45), (50-51), (53-54), (61-100), (64-65), (74-75), (76-77), (79-80), (85-86), (89-110), (114-115). Таким образом, исходная схема преобразуется в схему, изображенную на рисунке 2.

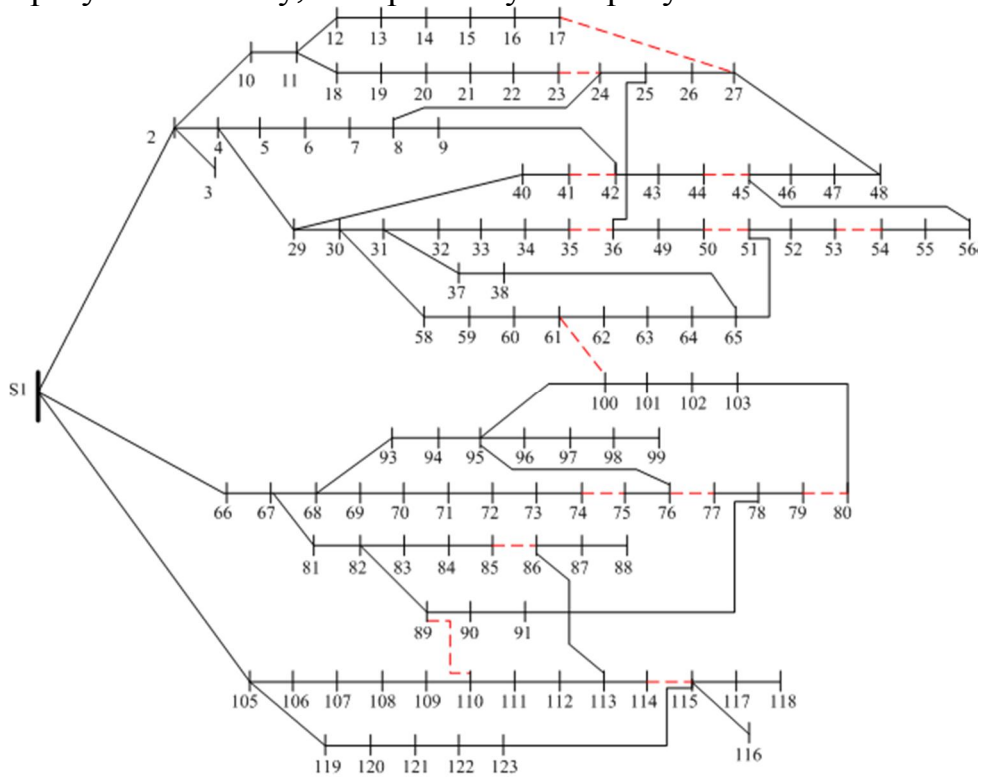


Рисунок 2 – Оптимальная схема распределительной сети

Принимая напряжение в узле питания S1 равным 11 кВ, сравним потери мощности в сети для трех ее состояний: исходного, с замкнутыми линейными выключателями, после реконфигурации. Анализ установившегося режима показал, что для исходной сети потери составили 1298,54 кВт, для замкнутой – 819,67 кВт, для сети после реконфигурации – 887,48 кВт. Таким образом, была достигнута величина потерь мощности, близкая к минимальным потерям в замкнутой сети.

Кроме того, как уже было отмечено ранее, минимизация потерь мощности отразилась и на величине узловых напряжений в сети. Расчет установившего режима для исходной схемы показал, что в узлах 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79 и 80 наблюдается наибольшее снижение напряжения – до 9,56 кВ. Отклонение узловых напряжений от величины принятого за номинальное напряжение источника питания при исходной конфигурации сети достигает –13%, что превосходит нормативные показатели. После определения оптимального состава линейных выключателей отклонения узловых напряжений не превышают –7%, что наглядно показано на рис. 3.

Дальнейшее повышение уровней напряжений в сети может быть получено, например, повышением напряжения источника питания.



Рисунок 3 – Напряжение в узлах распределительной сети

Заключение. Приведенные численные результаты подтверждают эффективность применения метода максимального покрывающего дерева с целью снижения потерь мощности и выравнивания профиля напряжения в узлах распределительной сети.

Библиографический список

1. Воротницкий В.Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях// Энергия единой сети, 2013, №2 (7), с. 24-35.
2. Голуб И.И., Войтов О.Н., Болоев Е.В., Семенова Л.В. Выбор краткосрочной фиксированной конфигурации распределительной сети // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2018, т. 20. № 9-10, с. 39-51.
3. Козырский В.В., Гнучий Ю.Б., Гай А.В., Костюк В.А. Применение теории графов для расчетов систем электроснабжения. Центр графа. Оптимальное расположение подстанции в электросети // Энергетика и автоматика, 2013, № 1, с. 6.
4. D. Zhang, Z. Fu, L. Zhang, An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems // Electric Power Systems Research, 2007, Vol. 77, Issues 5-6. pp. 685-694.

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

Голуб И.И., д.т.н., профессор, ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН
Карпова Е.В., аспирант ИСЭМ СО РАН
Семенова Л.В., инженер ИСЭМ СО РАН

УДК 621.331

ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕТИ УЧАСТКА ЛЕНА - КОРШУНИХА ОЖИДАЕМЫМ ПОТОКАМ МОЩНОСТИ

Горин А.А.[1], Пузина Е.Ю.[1,2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения
lena-rus05@mail.ru

В настоящее время электроснабжение подстанции (ПС) 110 кВ Верхнемарково осуществляется заходами воздушной линии (далее – ВЛ) 110 кВ Лена – Верхнемарково и ВЛ 110 кВ Верхнемаркого – Киренск.

Согласно материалам «Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на период 2022-2026 годы» от ПС 110 кВ Верхнемарково предусматривается дополнительное электроснабжение установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Марковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) с максимальной мощностью потребления 10 МВт посредством расширения комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 6 кВ ПС 110 кВ Верхнемарково на одну линейную ячейку. Схема присоединения к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» «Северные электрические сети» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств УКПГ Марковского НГКМ в 2 точках присоединения в объеме 10 МВт по I категории надежности электроснабжения.

Для определения уровня напряжений в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнены расчеты электрических режимов сети с привлечением компьютерного моделирования [1-3]. В случае превышения расчетными величинами допустимых уровней напряжения в узлах электрической сети должны быть определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима [4-6]. При превышении расчетными величинами допустимых токовых загрузок элементов сети должны быть рекомендованы мероприятия по усилению сети или замене оборудования [7-15].

Топология электрической сети расчетной модели сформирована на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 35 кВ и выше, полученной от филиала ОАО «ИЭСК» Северные электрические сети, с учетом мероприятий, предусмотренных актуальными программами перспективного развития. Границами рассматриваемого района приняты шины 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 220 кВ Лена.

Расчетные модели сформированы на основании контрольных замеров зимнего максимума и летнего минимума, полученных филиала ОАО

«ИЭСК» Северные электрические сети и филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

Согласно нормальной схемы электрических соединений на 2021 г., выполнены расчеты режимов работы исследуемого участка сети в программном комплексе RastrWin3 и их результаты представлены на рисунках 1-2. Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Токовая загрузка электросетевых объектов, А

№	Наименование режима	ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково		ВЛ 110 кВ Лена – Киренск		ПС 110 кВ Верхнемарково
		Провод ВЛ АС-95		Провод ВЛ АС-95		Т-1(Т-2), Іном
		425 А (t=-5° С)	330 А (t=+25° С)	425 А (t=-5° С)	330 А (t=+25° С)	80 А
1	Нормальная схема. Зимний максимум 2027 г. Нормальный режим	119		89		33/31
2	Нормальная схема. Зимний максимум 2027 г. Отключение Т-1, (Т-2) ПС 110 кВВерхнемарково с заменой трансформаторов	118		89		-/68
3	Нормальная схема. Летний минимум 2027 г. Нормальный режим	80		50		34/34

Расчёты электрических режимов на 2022 и 2027 годы показывают, что в нормальных и послеаварийных режимах на уровне зимнего максимума и летнего минимума нагрузок уровни напряжений на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Верхнемарково и в электрической сети рассматриваемого энергорайона находятся в допустимых пределах. Значение tg на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Верхнемарково не превышает 0,4, необходимость установки СКРМ отсутствует [3].

Вместе с тем, с учетом подключения нагрузки заявителя (УКПГ Марковского НГКМ) в объеме 10 МВт при отключении (ремонте) Т-1/(Т-2) ПС 110 кВ Верхнемарково нагрузка оставшегося в работе Т-2/(Т-1) составляет 68 А, что превышает длительно допустимый ток установленных на ПС 110 кВ Верхнемарково трансформаторов мощностью 10 МВА (50 А). Длительная перегрузка указанного оборудования не допускается [7-10]. Согласно данным ОАО «ИЭСК», схемно-режимные мероприятия для снижения токовой нагрузки отсутствуют, соответственно, при подключении вышеуказанной нагрузки требуется замена существующих трансформаторов 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА.

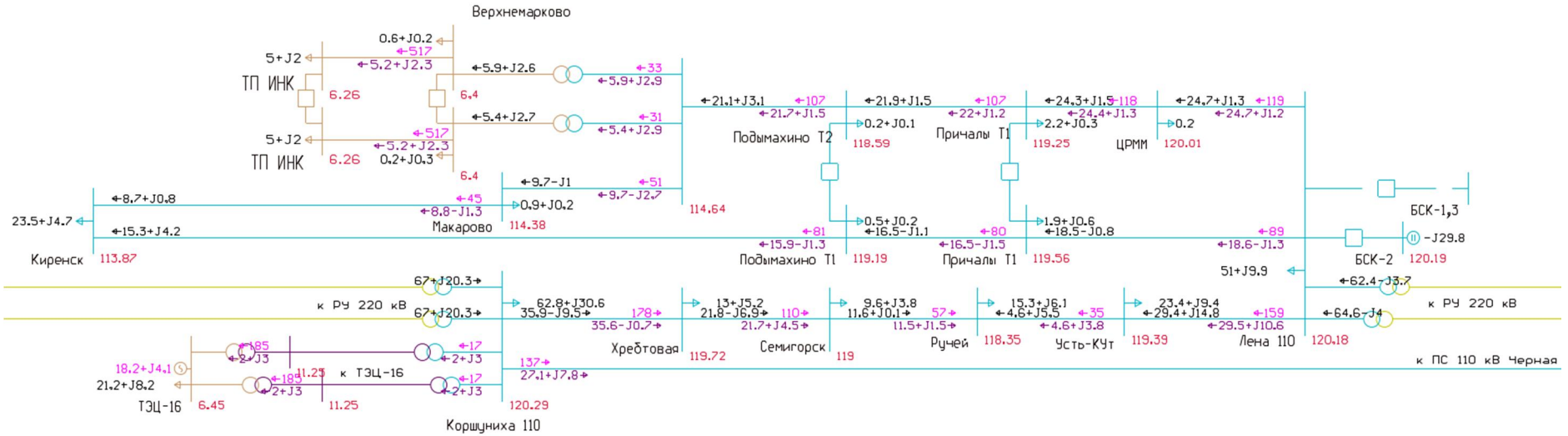


Рисунок 1 – Нормальная схема. Зимний максимум 2027 г. Нормальный режим

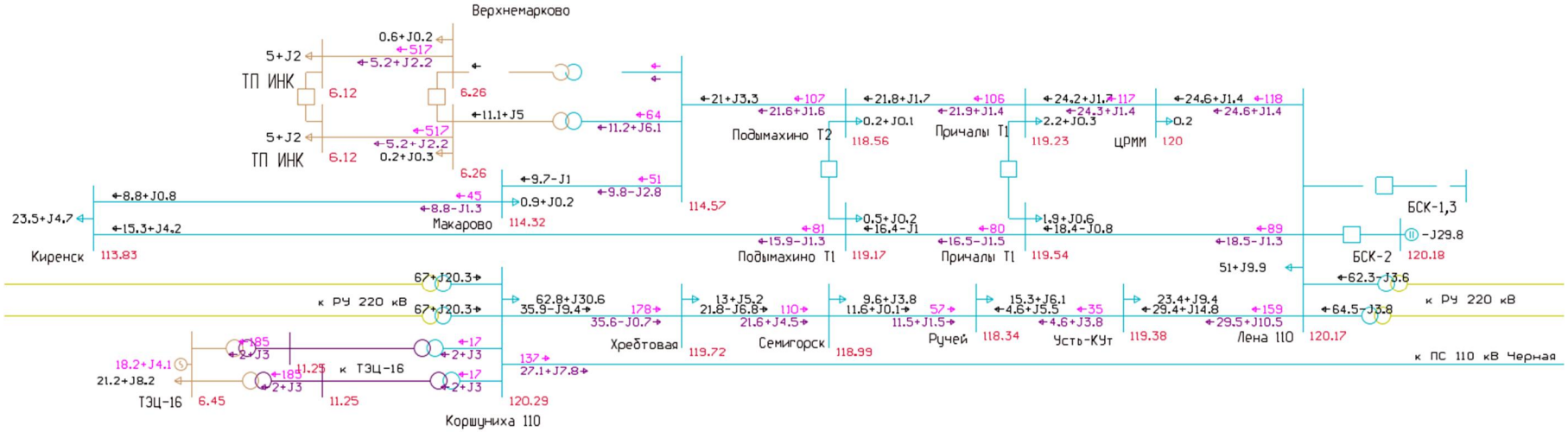


Рисунок 2 – Нормальная схема. Зимний максимум 2027 г. Отключение Т-1, (Т-2) ПС 110 кВ Верхнемарково с заменой трансформаторов

Таким образом, по результатам моделирования режимов работы указанного выше участка электрической сети с учетом ожидаемых к 2027 году потоков мощности выявлено, что требуется усиление данного участка путем замены установленных на ПС 110 кВ Верхнемарково силовых трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА, что снизит токовую нагрузку при подключения нового потребителя до допустимых значений и обеспечит нормальные условия электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. Котельников С.М., Пузина Е.Ю. Оценка баланса мощности и электроэнергии Западного энергорайона Якутской энергосистемы. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2019. С.167-172.
2. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Черепанов А.В. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения у установками распределенной генерации. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25 № 1 (156). С.31-43.
3. Черепанов А.В., Куцый А.П. Использование управляемых источников реактивной мощности в системах тягового электроснабжения. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 103-110.
4. 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.
5. Пузина Е.Ю. Усиление системы тягового электроснабжения участка Ния – Киренга Восточно-Сибирской железной дороги // Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов на железнодорожном транспорте: Материалы Шестого Междунар. симпозиума ELTRANS-2011. СПб., 2013. С. 464–468.
6. Пузина Е.Ю., Туйгунова А.Г., Худоногов И.А. Системы мониторинга силовых трансформаторов тяговых подстанций. Иркутск, 2020. – 184 с.
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.
8. Levin S.E., Chebotnyagin L.M, Suslov K.V., Potapov V.V. Protection selection against lightning overvoltages in wind energy installations in Eastern Siberia. Res electricae Magdeburgenses. 2013.Т.52. С. 49-51.

9. Пузина Е.Ю. Анализ причин повреждений силовых трансформаторов тяговых подстанций. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции и семинара вузов Сибири и Дальнего Востока. 2008. С.533-538.
10. Мелешкина Е.В., Пузина Е.Ю. Оценка состояния электрооборудования тяговых подстанций Восточно-Сибирской железной дороги. Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2009. Т.2. С. 77-82.
11. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А. Направления развития релейной защиты и автоматики в российских электрических сетях// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 2 (62). С. 77-85.
12. Khudonogov I. A., Puzina E. Y., A. G. Tuigunova. Modeling Turn Insulation Thermal Aging Process for Traction Substation Transformer. Proceeding - 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2020. 2020, С. 9112021.
13. Khudonogov I. A., Puzina E. Y., A. G. Tuigunova. The use of “technical rigidity” indices to assess climatic factors effects on power transformers reliability. Proceedings – 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2020. 2020. С.136-141.
14. Пузина Е.Ю. Целесообразность применения системы мониторинга силовых трансформаторов. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2013. С.167-171.
15. 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.

Горин А.А., обучающийся гр. ЭУмз-19
Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311.16

О ПОНЯТИИ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Наумов В.В., Рудых П.А., Шостак К.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Известно утверждение Джеймса Харрингтона «Качество – вещь забавная. Все о нем говорят, все с ним живут, и каждый думает, что знает, что это такое. Но лишь немногие придут к единому мнению об определе-

нии качества». Иногда отмечают, что слово «качество» используется поразному в зависимости от направленности деятельности. В философии – это совокупность существенных признаков объекта, выделяющих его и придающих ему определённость. В разговорной сфере это добротность, степень ценности. В шахматах – вид материального преимущества, разница в ценности между фигурами. В экономике - способность удовлетворять потребности потребителя. В технической сфере – бездефектность, соответствие принятым нормам. При этом полагают, что для электроэнергии (рассматривая техническую сферу) более подходит описание определения понятия качества электрической энергии, которое принято в существующем государственном стандарте – ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.», а именно: качество электрической энергии – это степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества электрической энергии. С таким определением нельзя согласиться по следующим причинам [1,2,3,4,5,6,7]. Во-первых, степень (по толковому словарю Ефремовой, Кузнецова, Ожегова, Ушакова, Дмитриева, Большой Советской энциклопедии) – это величина, мера или число, которые не могут быть качеством. Во-вторых, это определение является тавтологичным, т. к. в определении понятия качество электрической энергии имеется «порочный круг» – логическая ошибка, заключающаяся в том, что понятие качество электрической энергии характеризуется посредством самого себя. Наконец, в-третьих, из определения для термина качество электрической энергии видно, что понятие «качество электрической энергии» существует как бы независимо от самого продукта – электрической энергии и может появиться только в том случае, когда будет разработан и утвержден тот или иной ГОСТ на качество электрической энергии (когда появится совокупность нормированных показателей качества электрической энергии).

Известно и несколько иное определение для понятия «качество электрической энергии». *Качество электрической энергии – это соответствие характеристик электрической энергии установленным нормам*. Это определение отличается от рассмотренного тем, что было исключено слово «*степень*», а «совокупность нормированных показателей качества электрической энергии» заменена словосочетанием «установленным нормам». Это определение может быть пригодным не для понятия «качество» электрической энергии, а для понятия «требуемое качество электрической энергии». Действительно, требуемое качество электрической энергии это такое качество, когда значения показателей качества электрической энергии соответствуют установленным нормам. Обычно нормы это допустимый диапазон изменения значений показателей качества электрической

энергии. Вне этого диапазона наблюдается не требуемое, а низкое качество электрической энергии.

Для того, чтобы ответить на вопрос: «Каким должно быть определение для понятия качество электрической энергии?», следует вспомнить, что электрическая энергия это продукт электроэнергетической системы с такими основными свойствами как частота, напряжение, синусоидальность и симметрия. В Федеральном законе «Об электроэнергетике» утверждены правила Федерального оптового рынка и розничного рынка электроэнергии, в соответствии с которыми (т.е. де юре) электрическая энергия это продукт электроэнергетической системы (ЭЭС), товар (де факто), который продается и покупается.

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, обусловливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением. Этому определению не противоречит определение, которое было предложено для понятия качество электрической энергии. Качество электрической энергии – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, определяющих (обусловливающих) ее пригодность для нормальной работы электроэнергетической системы (включая потребителей электрической энергии) [1]. Это определение для понятия качество электрической энергии не противоречит тем знаниям, которые были получены при изучении философии студентами высших учебных заведений [8,9,10,11,12,13,14,15]:

«*Качество* – совокупность существенных признаков, свойств, особенностей, отличающих предмет или явление от других и придающих ему определенность»;

«*Качество* – внутренняя определенность предмета, делающая его таким, как он есть»;

«*Качество* – филосовская категория, выражающая относительную устойчивость предметов и явлений».

На рис. 1 показано соотношение комплексного свойства качества электрической энергии с его единичными свойствами и показателями качества электрической энергии, характеризующими каждое из единичных свойств.

Между качеством электрической энергии и надежностью существует взаимосвязь.

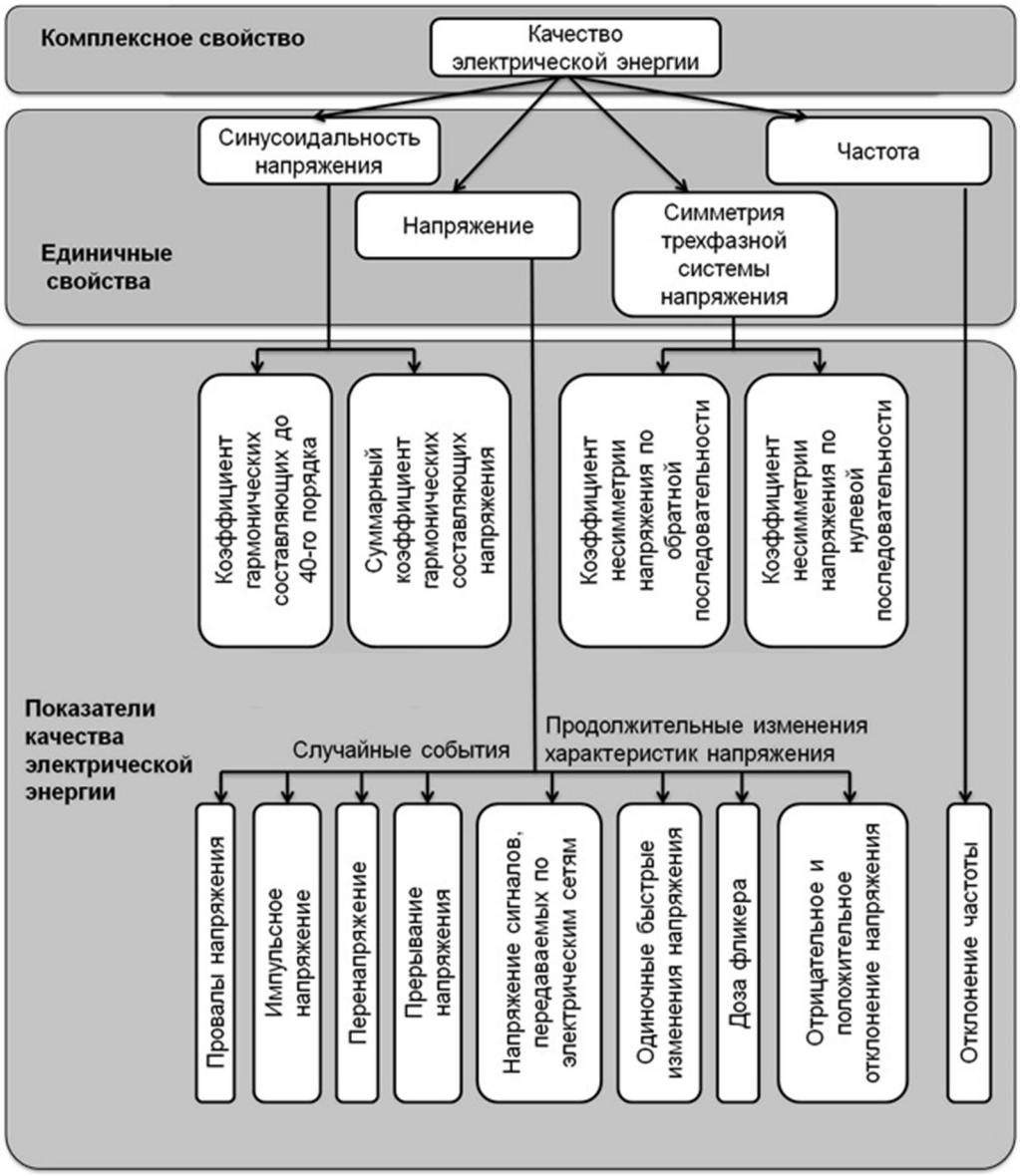


Рисунок 1 – Показатели качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013

Отказ в работе генерирующего оборудования может привести к снижению частоты в ЭЭС. Снижение частоты в ЭЭС может привести к поломке лопаточных аппаратов турбин. Пониженная частота влияет не только на безотказность, но и на долговечность оборудования, т.к. при пониженной частоте в оборудовании, содержащем элементы со сталью, увеличивается ток намагничивания и нагрев стальных сердечников. Понижение напряжения может привести к «опрокидыванию» двигателей и, следовательно, к отказам в работе ЭЭС. Отклонения напряжения отрицательно влияют на долговечность электронной техники и люминисцентных ламп. Несимметрия напряжений снижает долговечность асинхронных двигателей и может привести к выходу из строя синхронных машин. Кроме того долговечность электрических машин, трансформаторов, кабелей снижают несинусоидальные режимы из-за ускоренного старения изоляции [5].

Надежность и качество электрической энергии являются свойствами. Взаимосвязь может быть только между свойствами. Трудно представить себе взаимосвязь межде свойством и степенью или взаимосвязь межде свойством и соответствием.

Выводы:

1. Качество электрической энергии – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, определяющих (обусловливающих) ее пригодность для нормальной работы электроэнергетической системы (включая потребителей электрической энергии).

2. Требуемое качество электрической энергии это такое качество, когда значения показателей, которыми оно характеризуется, соответствуют установленным нормативным требованиям.

3. Качество электрической энергии и надежность являются свойствами, между которыми существует взаимосвязь.

Библиографический список

1. Дубицкий М.А., Сухарева Е.А. Качество электрической энергии // Вестник ИрГТУ. – 2015. – № 8(91). – С. 141–147.
2. 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.
3. Дубицкий М.А. Резервы мощности в электроэнергетических системах: учеб. пособие. Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2018. – 308 с.
4. 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.
5. Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Любовников Р.Г., Макарова А.В. Влияние надежности электроснабжения и качества электрической энергии на эффективность функционирования электроэнергетической системы. Международная научно-техническая конференция: Повышение эффективности использования энергии в условиях Сибири. ИрГТУ, г. Иркутск, – 2020. – С.102-109.
6. Дубицкий М.А., Гудзь А.В. Взаимосвязь качества электрической энергии и надежности электроэнергетических систем. Вестник АГТА. – 2015. – №9. – С. 147-151.
7. Дубицкий М.А., Гудзь А.В., Дальников А.И. Качество электрической энергии // ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ. Труды VI международной научно-технической конференции. 2015. С. 518-521.
8. Ефремова Т. Ф. Новый словарь русского языка. Толково-словообразовательный. – М.: Русский язык, 2000

9. Большой толковый словарь русского языка [Текст] : А-Я / РАН. Ин-т лингв. исслед.; Сост., гл. ред. канд. филол. наук С. А. Кузнецов. - Санкт-Петербург : Норинт, 1998. - 1534 с.; 27 см.; ISBN 5-7711-0015-3
10. Ожегов С. И., Шведова Н. Ю. Толковый словарь русского языка: 80 000 слов и фразеологических выражений / Российская академия наук. Институт русского языка им. В. В. Виноградова. – 4-е изд., дополненное. – М.: Азбуковник, 1999.
11. Толковый словарь русского языка / Под ред. Д.Н. Ушакова. – М.: Гос. ин-т "Сов. энцикл."; ОГИЗ; Гос. изд-во иностр. и нац. слов., 1935-1940. (4 т.)
12. Толковый словарь русского языка : Ок. 2000 словар. ст., свыше 12000 значений / [Ахапкин Д.Н. и др.]; Под ред. Д.В. Дмитриева. – М.: Астрель [и др.], 2003 (ГУП ИПК Ульян. Дом печати). – 989 с.
13. Прохоров Ю.К. Управление качеством : учебное пособие / Ю.К. Прохоров. – СПб : СПбГУИТМО, 2007. – 144 с.
14. Сирин А.Д. Общий курс философии. Учебное пособие.-Иркутск. Издательство ИрГТУ, 2003,-341 с.
15. Философия: учебник / коллектив авторов; под ред. В.П. Кохановского. – 22-е изд., перераб. – М. : КНОРУС, 2013. – 368 с.

УДК 621.311.22

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Дудник Д.Р., Солонина Н.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Качество поставляемой электроэнергии, как и надежность, является обязательным требованием, предъявляемым к системам электроснабжения. В прошлом большинство нагрузок были линейными. Как известно, нелинейная нагрузка генерирует гармоники, что приводит к искажению кривых напряжения и тока, и, следовательно, к ухудшению качества электроэнергии. Наряду с этим, гармоники влияют на характеристики доставляемой потребителям энергии и требуют увеличения мощности системы на величину, затрачиваемую на искажения мощности.

Гармоники в энергосистеме создаются как производителями, так и потребителями энергии. Потребителей электроэнергии условно можно разделить на две группы [1], [2].

Первая группа потребителей не генерирует гармоники в энергосистему – это электроприемники с почти линейной вольтамперной характеристикой.

Вторая группа потребителей сама генерирует гармоники в питающую сеть. Это приемники с нелинейной вольтамперной характеристикой.

Однако, есть промышленные потребители, которые можно одновременно отнести как к первой, так и ко второй группе. К ним относятся процессы электролиза в цветной металлургии. Эти процессы, потребляя электроэнергию от выпрямительных устройств, являются источниками гармоник генерируемых во внешнюю сеть. Одновременно они несут ущерб от пульсаций выпрямленного тока.

Цветная металлургия является крупным потребителем электрической энергии, на ее долю приходится около 11% от общего потребления в экономике страны. При этом около 60% этой электроэнергии используется на технологические нужды на постоянном токе. В связи с этим эффективность преобразовательных средств оказывает существенное влияние на технико–экономические показатели функционирования всей отрасли и главным образом процессов электролитического получения и рафинирования цветных металлов [1], [2].

В свою очередь, эффективность преобразовательных установок зависит от: типа используемого выпрямителя, фазности схемы выпрямления и компоновки преобразовательной подстанции, схемы и способа регулирования напряжения, и ряд других факторов.

Очевидно, что в каждом конкретном случае в зависимости от вида и характера присоединяемого потребителя постоянного тока, должна выбираться наиболее пригодная, рациональная схема преобразовательной установки. Общепринято, что их коэффициент полезного действия (КПД) преобразовательной установки, определяется следующим способом:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}, \qquad P_2 = I_d U_d, \tag{1}$$

где P_1 – активная мощность первичной обмотки трансформатора; P_2 – мощность на стороне постоянного тока; I_d – действующее значение выпрямленного тока; U_d – выпрямленное напряжение.

Согласно этому выражению, эффективность работы преобразовательных устройств никак не зависит от качества выпрямленного тока, от характера и технологических особенностей его потребителя. Однако, для электролизеров, большое значение имеет, будет ли этот ток абсолютно сглаженным или пульсирующим.

Известно, что эффективность процессов электролиза определяется количеством металла, выделившегося из раствора (расплава) на электродах. Масса металла, отложившегося на катоде *G* пропорциональна количеству электричества, протекшему через электролит за определённый про-

межуток времени, т.е. в конечном итоге зависит от среднего значения выпрямленного

$$G = \alpha_t I_{ср} t, \qquad (2)$$

где $I_{ср}$ – среднее значение выпрямленного тока; t – рассматриваемый промежуток времени; α_t – коэффициент пропорциональности. Измерения, проведённые на преобразовательных подстанциях действующих заводов, подтверждают, что значение выпрямленного тока имеет пульсации, то есть содержит как постоянную составляющую $I_{ср}$, так и гармонические составляющие i(t) (рис. 1.).

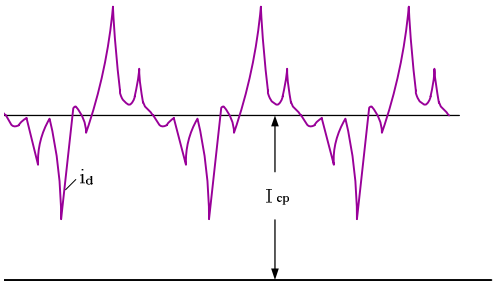


Рисунок 1 – Осциллограмма выпрямленного тока кремниевого выпрямительного агрегата

Очевидно, что гармоники, присутствующие в выпрямленном токе, накладываясь на величину среднего тока, не участвуют в выделении металла из раствора и, следовательно, не повышают эффективность процесса электролиза. Более того, гармоники в выпрямленном токе являются причиной дополнительных потерь энергии, величина которых может быть весьма значительной. Дополнительные потери, вызванные пульсацией выпрямленного тока, составляют 2,5-3%. Следовательно, общие потери на преобразование тока составляют 6-6,5%.

В связи с вышеизложенным, авторы считают, что при определении КПД преобразовательных устройств по выражению (1), полезная мощность должна исчисляться по величине среднего, а не действующего значения выпрямленного тока. Согласно выражению (2), это приведет к снижению КПД преобразовательных установок по сравнению с принятым ранее КПД, на величину $(1 + k^2)$ и будет способствовать поиску мероприятий, направленных на его повышение.

Таким образом, генерируя гармонические составляющие в процессе выпрямления переменного тока, предприятие само несет ущерб от наличия гармоник.

Решая вопрос о выборе оптимальной схемы преобразовательной установки, необходимо учитывать влияние обусловленных ею гармоник на потребителей как переменного, так и постоянного тока Пульсация выпрямленного тока также существенно снижают эффективность его потребителей. Поэтому выбор оборудования и схемы преобразовательных подстанций в каждом конкретном случае требует комплексного учета всех

факторов, в том числе влияния качества выпрямленного тока на технико-экономические показатели технологического потребителя.

Выводы:

1. Необходимо пересмотреть сложившиеся взгляды на выбор схем преобразования, проведение исследовательских и конструкторских работ по созданию более совершенных и разнообразных схем выпрямителей с учётом конкретных условий их работы и требований со стороны потребителей как переменного, так и постоянного тока.
2. Измерение гармонических составляющих и решение юридических вопросов, связанных с оплатой за эту энергию, должно побудить как электроснабжающие организации, так и потребителей принимать технические и организационные меры по снижению уровня ВГ в сети. Все это должно привести к улучшению формы напряжения питающей сети и, соответственно, к повышению эффективности использования электроэнергии потребителями.

Библиографический список

1. 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
2. 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.

Дудник Д.Р., обучающийся, гр. ЭПб-20-1 ИРНИТУ
Солонина Н.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ КОММУНИКАЦИЙ В СИСТЕМЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Дусматов Д.Х., Солонина Н.Н.
kamilladusmatov77@mail.ru

Введение. Одной из основных особенностей, присущих системам Smart Grid, является доступность информации со всех её уровней и от всех объектов. Системы коммуникации для обмена данными между объектами управления, генерации, потребителями, передающими и распределительными линиями, должны обеспечивать безопасность и надежность. Передача этих данных осуществляется в зависимости от ситуаций, возникающих в системе.

Для связи между объектами системы распределенной фильтрации предлагается использовать следующие информационно-коммуникационные технологии.

Сбор информации о состоянии системы осуществляется следующим образом. На уровне распределительной сети используется широкополосная передача по электросети (BPL – broadband over power line). Далее рассмотрим возможное применение сетей связи.

Сбор и обработка данных измерений. Задачи сбора и обработки данных всегда являлись ключевыми для систем автоматизации всех отраслей электроэнергетики – производства, передачи, распределения энергии. Для автоматизированного мониторинга счетчиков и опроса полевых устройств, распределенных по большой территории, все чаще используются современные технологии, включая спутниковую связь, GPRS, WCDMA (широкополосный множественный доступ с кодовым разделением каналов), Wi-Fi и радиомодемную передачу данных.

Требования к системам сбора и обработки данных [2]:

- должен быть организован автоматизированный опрос счетчиков систем распределения и учета потребления электроэнергии;
- системы должны быть развернуты в самых удаленных точках, несмотря на то, что стоимость обслуживания и объем ассоциированных затрат при этом будут достаточно большими;
- для построения эффективной системы мониторинга предпочтительно использовать системы беспроводной связи;
- при развертывании систем должны приниматься во внимание возможные сбои, характерные для беспроводных коммуникаций;
- системы связи должны иметь возможность мониторинга состояния соединений и производить автоматическое восстановление подключения после обрыва связи.

Преимущества:

- снижение стоимости беспроводной системы за счет отсутствия затрат на прокладку кабеля;
- сокращение времени разработки, поскольку пользователь платит только за объем данных, реально переданных по сети сотовой связи, то стоимость решения оказывается невысокой. По этой причине использование сотовой связи зачастую является более экономичным вариантом, нежели использование традиционных телефонных линий;
- промышленные IP модемы поддерживают технологии передачи данных GSM/GPRS/EDGE. Для двусторонней связи с оборудованием в режиме реального времени, таким как устройства RTU, счетчики и т.д., можно использовать Wireless WAN (WWAN) соединения. Эта особенность важна в тех случаях, когда имеется множество счетчиков и устройств, распределенных по большой географической территории. Технология

GSM/GPRS/EDGE хорошо себя зарекомендовала среди пользователей, и имеет превосходную зону покрытия, как в городах, так и в области.

Возможные варианты технической реализации представлены на рис.1 и 2 [1,2].

Для удаленного мониторинга счетчиков газа и электроэнергии могут использоваться сети сотовой связи.

Использование интегрированных коммуникаций на подстанциях. На электроподстанциях используется огромное число разнообразных устройств, на базе которых, собственно, и строится система передачи и распределения энергии. Эти устройства одновременно выполняют очень большое количество функций. Традиционно мониторинг устройств осуществляется техническим персоналом подстанции, однако это требует дополнительных финансовых затрат и не гарантирует стопроцентную надежность работы подстанции, т.к. неисправности могут возникать в любой точке системы автоматизации.

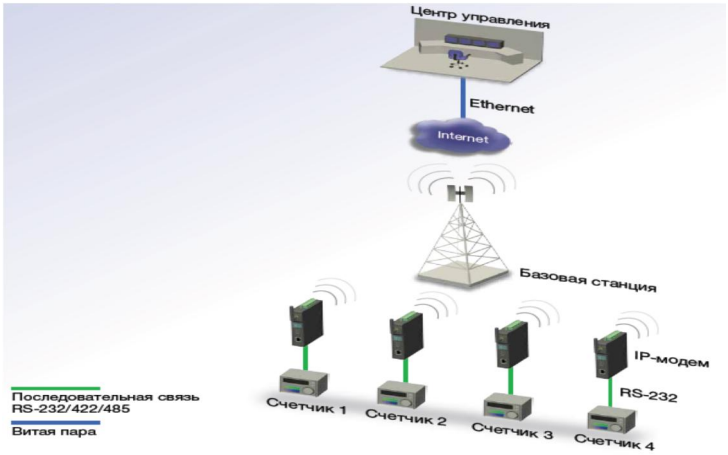


Рисунок 1 – Сотовые технологии для мониторинга удаленных счетчиков



Рисунок 2 – Системы опроса счетчиков и сбора данных по беспроводным IP-сетям

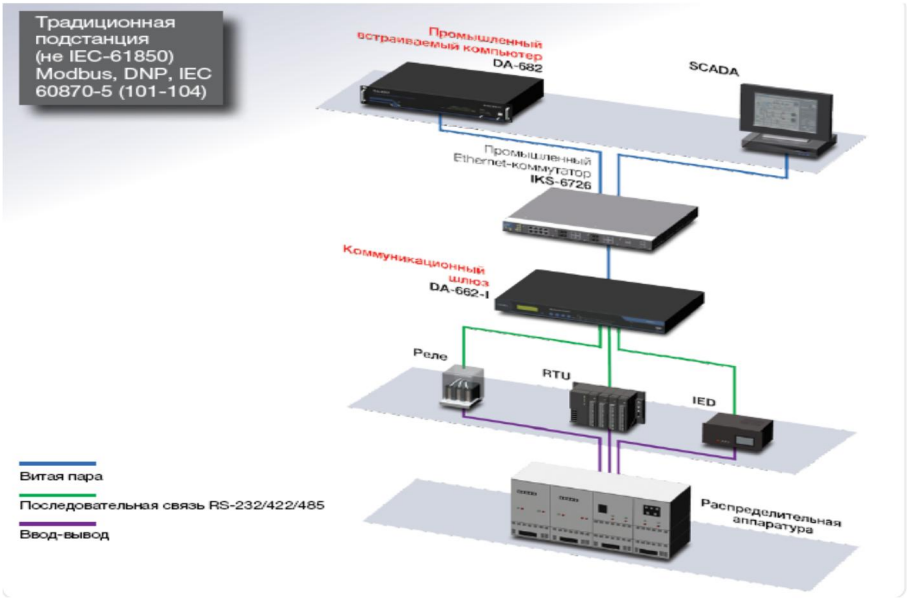


Рисунок 3 – АСУ необслуживаемых подстанций на базе встраиваемых компьютеров

Эффективное управление подстанцией требует синхронизированного управления всеми устройствами. В этих условиях все большее распространение получают необслуживаемые электроподстанции с полностью автоматизированными системами мониторинга.

Возможные варианты технической реализации таких систем приведены на рис. 3 и 4 [2].

Требования к автоматизированным системам необслуживаемых подстанций:

- должно использоваться оборудование с высоким значением MTBF (среднего времени безотказной работы), обеспечивающее надежное функционирование системы;
- должен применяться встраиваемый компьютер с функциями коммуникационного шлюза для преобразования протоколов и обработки данных;
- должно быть обеспечено взаимодействие устройств, имеющих различные интерфейсы и протоколы обмена данными;
- должно быть обеспечено наличие источников питания постоянного и переменного токов;
- должно быть обеспечено минимальное время отклика системы;
- должна быть обеспечена работа в условиях воздействия электромагнитных помех высокого уровня.

Построение надежной коммуникационной сети является одним из важнейших факторов в развертывании АСУ электроподстанций. Подстанции часто расположены на открытом воздухе в зонах, подверженных сильнейшим воздействиям электромагнитных полей и экстремальных температур. Инфраструктура подстанции должна обеспечивать защиту от электро-

магнитных воздействий, резервирование сети, высокую надежность и быть достаточно гибкой для расширения в будущем.

На рис.4 показаны: ИЭУ (интеллектуальные электронные устройства), предназначенные для управления, мониторинга и защиты выключателей, разъединителей и заземляющих ножей в любых конфигурациях распределительных устройств; РЗА – релейная защита и автоматика; РТ – модульные коммутаторы.

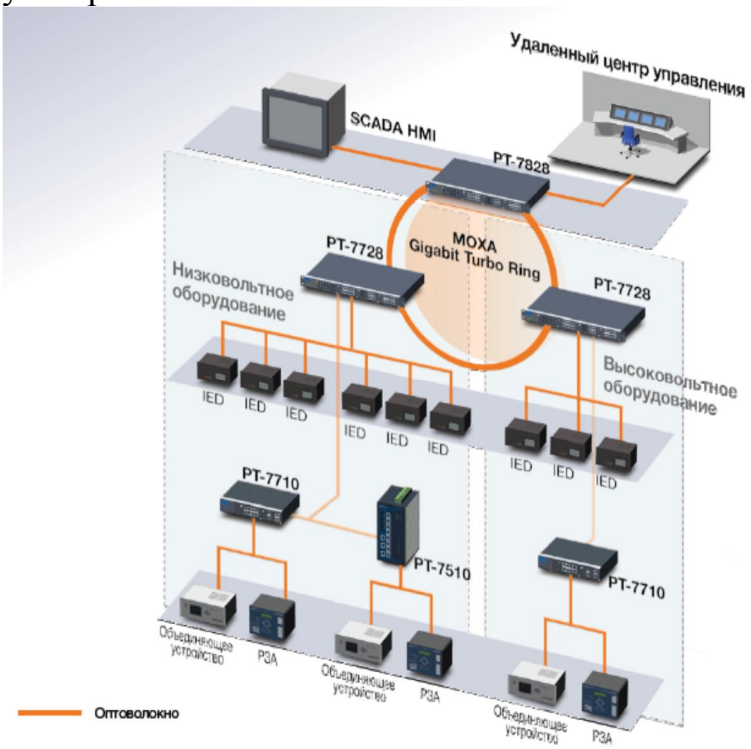


Рисунок 4 – Построение сетей связи АСУ элекроподстанциями в соответствии с IEC 61850-3

Помимо надежности, в проектировании АСУ электроподстанцией должна быть предусмотрена возможность взаимодействия различных коммуникационных протоколов. Традиционным протоколом связи на подстанциях является стандарт IEC 61850, который позволяет объединить в сеть Ethernet разнообразные интеллектуальные электронные устройства, используемые на подстанциях, обеспечив, таким образом, взаимодействие протоколов и возможность дальнейшего наращивания системы.

Требования к автоматизированным подстанциям:

- сетевое оборудование должно отвечать стандартам IEC 61850-3 или IEEE 1613 и должно быть защищенным от воздействия электромагнитных помех и обеспечивающим безошибочную передачу данных;
- должна быть использована резервированная сеть Ethernet с функциями защищенной передачи данных;
- должны использоваться оптоволоконные линии связи, характеризующиеся устойчивостью к шумам, большой дальностью передачи и высокой пропускной способностью;

• должна быть предусмотрена маршрутизация 3 уровня для защищенного удаленного мониторинга и диспетчерского контроля.

Вследствие того, что шум и электромагнитные явления могут иметь разнообразные воздействия на нормальное функционирование систем автоматизации, повсеместное использование получают волоконно-оптические сети связи.

Стоимость волоконно-оптического кабеля сегодня фактически сопоставима со стоимостью медного кабеля, и многие организации, в частности, правительственные, требуют 100 %-ного использования оптики для протяженных линий связи.

Тем не менее, в большинстве Ethernet-систем, систем последовательной связи RS-232/422/485 и даже fieldbus-систем по-прежнему используются медные кабели. Подключение перечисленных систем к волоконно-оптическим каналам связи требует использования преобразователей интерфейсов в оптоволокно, и ключевым моментом здесь является качество медиаконвертера.

Библиографический список

1. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S.. Improving the reliability of operation Microgrids // 2012 IEEE International Energy Conference and Exibition ENERGYCON 2012 Towards user-centric smart systems. Florence Italy, 9-12 September 2012.
2. Промышленные коммуникационные решения для автоматизации энергетических объектов: каталог MOXA. – vol. 91.

Дусматов Д.Х., обучающаяся, гр. ВЭАм-20-1 ИРНИТУ
Солонина Н.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Есаулов А.В.[1] Тигунцев С.Г.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Качество электроэнергии является одним из основных проблем, необходимых для нормального функционирования ответственных технологических процессов, в которых незначительное искажение напряжения питания может повлечь за собой нарушение нормальной деятельности предприятий.

Качество электроэнергии характеризуется показателями качества электрической энергии (КЭ). Подробный перечень показателей КЭ приве-

ден в ГОСТ 32144-2013. В данной работе же будет рассмотрено влияние на внутризаводские сети и электропотребителей такого показателя КЭ как провал напряжения.

Провал напряжения – это временное уменьшение напряжения в конкретной точке электрической системы ниже установленного порогового значения (т.е. напряжения на шинах имеет величину от 5% Uном до 90% от Uном). Длительность провала напряжения может быть до 1 мин.

По результатам многолетней эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий можно выделить следующие причины провалов напряжения:

· Нарушения электроснабжения на стороне питающей сети (т.е. сети 35-220 кВ). Как правило это короткие замыкания (КЗ) любых видов. Такие КЗ отключаются релейной защитой (дистанционная защита ЛЭП, дифференциальная защита трансформатора и т.п.) за десятые доли секунды и электроснабжение объекта возобновляется. Однако, на время действия защит возникает провал напряжения, который может послужить причиной аварийного останова электрооборудования, а следовательно, и технологического процесса;

· Короткие замыкания в системе внутреннего электроснабжения. При таких КЗ для сохранения непрерывности технологических процессов требуется работа автоматического ввода резерва с последующим самозапуском электродвигательной нагрузки, подключенной к потерявшему питание вводу;

· Несанкционированные отключения в цепи питания объекта. Причиной таких отключений могут быть: человеческий фактор (ошибка дежурного персонала); отключения выключателей от технологических защит (например, от понижения уровня масла) и ряд других;

· Коммутации во внутризаводской сети предприятия (пуск мощных электродвигателей, переключения и т.д.).

Провалы напряжения независимо от причины их возникновения способны привести к ущербу до нескольких десятков млн. рублей в расчете на каждое нарушение нормального режима электроснабжения. Это связано с тем, что каждый провал напряжения приводит к кратковременному сбою в работе технологического оборудования. Разные нагрузки промышленности реагируют по-своему на это явление. Особенно ощутимое влияние провалы напряжения оказывают на так называемые «непрерывные технологические процессы» в химической, нефтепереработке и других подобных отраслях. В химической и нефтехимической промышленности провалы напряжения приводят к остановам машин и механизмов, ущербам, браку продукции, загрязнению окружающей среды (выбросам продукции на "факел"), повторным запуском технологических линий с дополнительными и часто существенными тратами. Возникающий при этом ущерб в лучшем случае выражается в браке части продукции, а в худшем – требует полной

остановки технологического процесса. В отдельных случаях необходимо учитывать и стоимость недовыпущенной продукции. Если из-за внезапных провалов наносится экологический ущерб, то должны быть учтены затраты на ликвидацию всех возможных последствий.

Известно несколько решений данной проблемы: системы бесперебойного питания, технология быстрого автоматического ввода резерва (БАВР), динамический компенсатор искажения напряжения (далее ДКИН). Наиболее интересным решением представляется применение ДКИН.

ДКИН – это трехфазное устройство среднего или низкого напряжения который с помощью импульсного выпрямителя и импульсного инвертора вместе с последовательным вольтодобавочным трансформатором корректирует входное напряжение со стороны сети и выдает на выход напряжение заданной амплитуды и фазы со стороны критической к провалам напряжения нагрузки.

ДКИН состоит из бустерного (вольтодобавочного) трансформатора, выпрямителя и инвертора на IGBT - транзисторах, системы байпас и электронной системы управления (рис. 1).

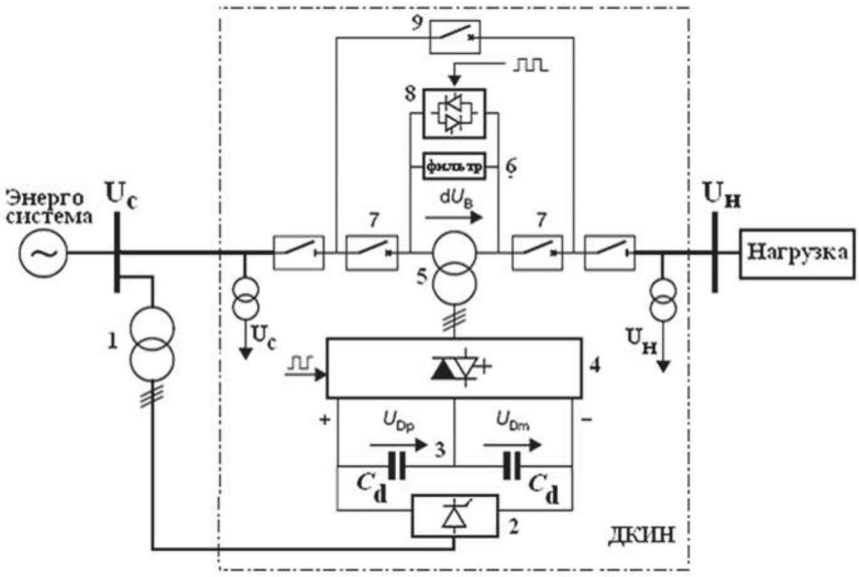


Рисунок 1 – Функциональная схема работы устройства ДКИН

Uc– напряжение энергосистемы; Uн – напряжение на нагрузке; UDp – положительное напряжение постоянного тока; UDm – отрицательное напряжение постоянного тока; dUB – напряжение компенсации провала; 1 – входной трансформатор; 2 – тиристорный управляемый выпрямитель; 3 – аккумулирующие конденсаторы; 4 – управляемый инвертор на базе ПУВ; 5 – вольтодобавочный трансформатор; 6 – фильтр высших гармонических составляющих напряжения; 7 – выключатели; 8 – защитное устройство ДКИН; 9 – байпасный выключатель

При просадке/повышении напряжения в сети или перекосе фаз ДКИН вводит коррекцию к сетевому напряжению с помощью вольтодобавочного (бустерного) трансформатора. Напряжение трансформатора складывается с напряжением сети – таким образом, напряжение на потребителе

остается в допустимом диапазоне. Добавочное напряжение формируется преобразователем частоты, состоящим из инверторного модуля ИМ, синусного фильтра СФ и выпрямительного модуля ВМ. В случае неисправности вольтодобавочный трансформатор шунтируется байпасным контактором БК.

Через управляемый выпрямитель (2) напряжение подаётся на конденсаторы Cd (3); через управляемый инвертор на базе ПУВ (4) и через вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) (5) выход ДКИН подключён к нагрузке. Вторичная обмотка ВДТ включена последовательно с нагрузкой, и в ней наводится напряжение dUв, компенсирующее провал напряжения в системе электроснабжения (СЭС). Фильтр высших гармоник (6) убирает гармонические составляющие и обеспечивает синусоидальную форму выходного напряжения.

К основным преимуществам ДКИН можно отнести:

· время реакции на кратковременные нарушение электроснабжения не более 3 мс;
· эффективность работы устройств более 97,5 % при 100 % нагрузке;
· низкая потребляемая мощность и малые эксплуатационные затраты;
· компенсация колебаний напряжения, фликеров и перенапряжений;
· синусоидальная форма выходного напряжения;

Преимущества использования ДКИН по сравнению с традиционно применяемыми решениями (источниками бесперебойного питания, статическими компенсаторами реактивной мощности, маховиками, стабилизаторами напряжения):

· отсутствие компонентов, требующих контроль и обслуживание;
· отсутствие особых требования к помещению для установки;
· не требует принудительного охлаждения;
· неограниченное количество циклов заряда-разряда;
· нет ограничений по частоте включения;
· время полного восстановления заряда всего 1 мсек.

Рассмотрим на примере подключения через ДКИН силового шкафа 0,4 кВ, питающего электродвигатель компрессора мощностью 130 кВт и вспомогательные механизмы компрессора установки производства водорода (УПВ) (рис. 2).

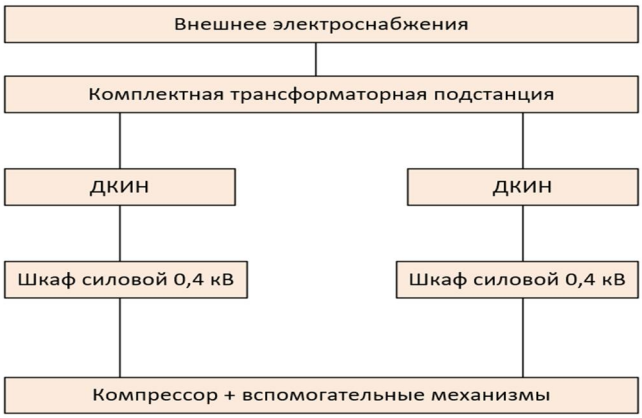


Рисунок 2 – Схема подключения ДКИН

Проектная мощность УПВ составляет 70000 тонн водорода в год. Согласно технологическому регламенту, самозапуск электродвигателя компрессора после кратковременного провала напряжения запрещен. Следовательно, каждый провал напряжения будет приводить к останову компрессора и переходу УПВ в безопасный режим. Переход установки в безопасный режим сопровождается недоотпуском водорода. Время выхода УПВ обратно на рабочую мощность, согласно процедуре останова и пуска, занимает 4 часа. Внедрение ДКИН в систему электроснабжения компрессора позволит избежать аварийного останова всей УПВ при провалах напряжения.

Экономический эффект от применения ДКИН рассчитан следующим образом:

1) За сутки проектная производительность УПВ составляет:

$$\frac{70000 \text{ тонн}}{365 \text{ дней}} = 192 \text{ т. водорода в сутки;}$$

2) За час производительность УПВ составляет:

$$\frac{192 \text{ тонны}}{24 \text{ часа}} = 8 \text{ т. водорода в час;}$$

3) Время выхода УПВ после провала напряжения составляет 4 часа, следовательно, недоотпуск водорода за это время составит:

$$8 \cdot 4 = 32 \text{ тонны водорода;}$$

4) На основании статистических данных был сделан вывод о том, что УПВ будет ежегодно останавливаться по действию технологической блокировки из-за провалов напряжения и остановки компрессора более 20 раз. Следовательно, за год эксплуатации установки, недоотпуск водорода в среднем составит:

$$32 \cdot 20 = 640 \text{ тонн водорода;}$$

5) Согласно открытым источникам, цена одной тонны водорода на март 2022 года составляет 55000 рублей. Следовательно, экономический ущерб от недоотпуска водорода может составить:

$$640 \cdot 55000 = 35{,}2 \text{ млн. рублей};$$

6) Стоимость двух шкафов ДКИН на напряжение 0,4 кВ на март 2022 года составляет 80 млн. рублей. ДКИН не требуют дополнительных расходов на обслуживание. Срок службы составляет не менее 30 лет. Следовательно, примерный срок окупаемости ДКИН составит:

$$\frac{80 \text{ млн. рублей}}{35{,}2 \text{ млн рублей}} = 2{,}27 \text{ года}.$$

Таким образом, простой срок окупаемости ДКИН на УПВ составит 2 года и 3 месяца. Экономический эффект от оборудования УПВ устройствами ДКИН на горизонте в 5 лет может составить около 88 млн. рублей. За весь заявленный производителем срок эксплуатации ДКИН, составляющий 30 лет, экономический эффект может составить 966 млн. рублей.

Есаулов А.В., студент группы ЭСм-21-1 ИРНИТУ
Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

БАЗОВЫЙ ТРЕНД РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Зацаринная Ю.Н[1]., Ковалев Г.С[2].
[1]Казанский государственный энергетический университет
[2]Казанский (приволжский) федеральный университет
zac_jul@mail.ru

Распределенная энергетика, являющаяся на сегодняшний день глобальным трендом, – это один из возможных способов перехода от традиционной централизованной организации энергосистемы Российской Федерации к новым технологиям и практикам применения автономных индивидуальных электростанций. Происходит это из-за существенных минусов централизованного снабжения: большие потери тепла: от 15 до 30% передаваемых нагрузок (норма 15%); большие затраты на прокладку теплотрасс, линий электропередач, кабельных линий; отключение множества потребителей при проведении ремонта или ликвидации аварии; отрицательное влияние на возможности энергосбережения.

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 главном случае, на распределенной генерации [1]. Данная модель подразумевает

применение, как возобновляемых источников (солнце, ветер), так и традиционного вида топлива, природного газа (микротубинные 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 определят судьбу энергетической политики станы в будущем. Данные сценарии можно описать, как негативный, консервативный и позитивный.

Рассмотрим каждый из возможных сценариев и их последствия поподробнее.

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 данный 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 станы 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 энегроэффективности и в целом будет соответствовать “зеленой энергетике” за счёт использовании 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 энергетику”. 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 электроэнергетики» 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 в и научные исследования и разработки в этой области. Для этого необходимо:

Обеспечить финансирование научных исследований в области создания технически сложного оборудования, таких как газовые и ветротурбины;

Стимулировать создание испытательных лабораторий и сертификационных центров, нацеленных на уменьшение бюрократических барьеров в процессе проведения проверок и тестирования разработанного оборудования, и их дальнейшей сертификации;

Стимулировать возможность экспорта отечественного оборудования на массовый рынок, предоставляя крупным производителям экспортные субсидии и кредиты;

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 [Электронный ресурс] 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 // BP [Электронный ресурс] 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

Ковалев Г.С., обучающийся, гр 06-152 КФУ
Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭС КГЭУ

УДК 620.92

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОТДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ С ПОМОЩЬЮ ВЕТРО-ДИЗЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Исаева О.В., Рамазанова Р. И., Зацаринная Ю. Н.
Казанский государственный энергетический университет
isaeva.olga01@mail.ru, ramzareg@icloud.com

Введение. В данной статье рассмотрены проблемы электроснабжения децентрализованных поселков, питающихся от дизельных электростанций. В работе мы привели вариант решения электроснабжения отдаленного поселка Батакан с помощью возобновляемого источника энергии. Оценили солнечный и ветряной потенциал данной местности. На основе полученных данных, мы рассмотрели внедрение ветро-дизельной установ-

ки с целью экономии дизельного топлива, снижения финансовых вложений на транспортировку ресурсов, а также на снижение стоимости тарифов на электроэнергию.

Наша страна занимает огромные территории, в России бесчисленное множество отдаленных населенных пунктов, которые не входят в систему централизованного электроснабжения. С целью улучшения качества жизни и развития этих территорий распределенная генерация требует изменений. Мотивацией для перемен стали следующие предпосылки: стареющая инфраструктура сетей, недозагруженность сетей, необходимость в обеспечении высокого уровня надежности сети, развитие промышленности. Как правило, электроснабжение отдаленных территорий происходит от дизельных электростанций (ДЭС), работающие благодаря привозному дизельному топливу. Стоимость цены за топливо увеличивается каждый год, а также она значительно повышается из-за проблем в транспортировке: неразвитая транспортная инфраструктура, тяжелые климатические условия, сложность автодорог. Таким образом, появилась острая необходимость оптимизации работы ДЭС в целом, чтобы сэкономить топливо и сберечь технический ресурс данных установок [1].

Одним из главных приоритетов электросетевых компаний является строительство эффективной и надежной инфраструктуры сетей. Для решения данной проблемы целесообразно внедрить в традиционную систему электроснабжения использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Поэтому мы предлагаем гибридную систему на базе ДЭС с ветрогенераторами, которые впоследствии помогут снизить количество потребляемого топлива посредством создания ветро-дизельных установок; уменьшить тариф на электроэнергию, а также снизить выбросы углекислого газа и др. веществ [1, 2].

В этой работе на примере поселка Батакан был проведен анализ постройки ветро-дизельного комплекса. Это поселок Забайкальского края. Данный населенный пункт снабжается электроэнергией с помощью дизельной электростанции сети 10 кВ. Ее мощность 2·200 кВт, расположена в центре. Так же в нем установлены 2 резервных дизель-генератора по 25кВт и котельные. Перебои в электроснабжении составляют не более 1000 часов.

Мы оценили потенциал возобновляемых источников энергии: солнце и ветер. Анализ потенциала инсоляции показал, что солнца в данном регионе недостаточно, чтобы обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение. Таким образом, солнечно-дизельные комплексы с использованием фотоэлектрических панелей будет невыгодным решением. Следующим шагом было рассмотрение ветро-дизельных установок. Для этого мы исследовали ветряной потенциал поселка Батакан [3].

Рассмотрим розу ветров (рис.1). Данные взяты с сайта https://www.meteoblue.com. При рассмотрении розы ветров мы можем сделать следующие выводы.

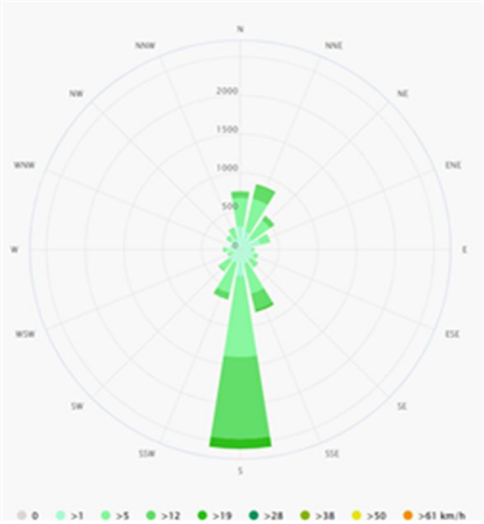


Рисунок 1 – Роза ветров рассматриваемого района установки ветроэлектростанции

Как мы видим из рисунка, преобладают ветра западного направления. Их составляющая около 20,24% в течении года. А юго-восточная порядка 15%. Все остальные ветра других направлений непериодичны.

Внедрение ветрогенераторов возможно при скорости ветра более 3-4 м/с. Внедрение ВГ обусловлено тем, что это дает дополнительный источник энергии, как следует повышение надежности питания. Анализ климатических условий подтвердил возможность применения в таких условиях возобновляемых источников электроэнергии, в данном случае это применение ветровых электростанций. Согласно данным метеослужбы Meteoblue за 5 лет непрерывных измерений зарегистрировала среднегодовую скорость равную 3,8 м/с, что позволяет использовать энергию ветра и строить в этом районе ветро-дизельную электростанцию [2, 3].

Ветро-дизельный комплекс с использованием ветряка, а также высокотехнологичных автоматизированных дизельных установок позволит нам решить ряд важных задач: снижение зависимости энергоснабжения удаленных населенных пунктов от привозного топлива; снижение тарифа на электрическую энергию; улучшение экологических условий; повышение надежности системы в целом.

Таким образом, внедрение ветро-дизельной установки может являться эффективным решением проблемы децентрализованных регионов нашей страны. Данный технологичный автоматизированный комплекс позволит сэкономить поставку дорогого привозного топлива, а в дальнейшем после истечения срока окупаемости снизит тариф на электроэнергию.

Библиографический список

1. Ершов С. В., Смолин С. О. Перспективные схемы ветро- дизельных установок/ С. В. Ершов, С. О. Смолин// Известия Тульского государственного университета. Технические науки. №12 –М., Изд. «Интернаука», 2018. – С. 49-54

2. Пархоменко О. Ю. Ветро-дизельная система электроснабжения поселка: магистерская диссертация / О. Ю. Пархоменко; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Энергети-

ческий институт (ЭНИН), Кафедра электроснабжения промышленных предприятий (ЭПП); науч. рук. Б. В. Лукутин. – Томск, 2017.
3. Исаков Д.А. Электроснабжение отдаленных посёлков Российской Федерации на примере посёлка Батакан / Д.А. Исаков, С.Б. Ахмедов // Молодой исследователь: вызовы и перспективы: сб. ст. по материалам VII Международной научно-практической конференции «Молодой исследователь: вызовы и перспективы». – № 5 (7). – М., Изд. «Интернаука», 2016.

УДК 621.311

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Камичева А.О.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
lovlevanas@gmail.com

Одним из важных направлений развития инвестиционной деятельности в Иркутской области является активное внедрение альтернативной энергетики.

На долю Байкальского острова Ольхон приходится 85% солнечных дней в году, что и позволило построить первую экологически чистую солнечную электростанцию в Сибири. Ее особенность состоит в том, что она может работать совместно с автоматической дизельной электростанцией, которая запускается, когда не хватает энергии ветра и солнца.

Сегодня экспертные прогнозы показывают, что рынок находится в нижней точке, и в ближайшей перспективе начнет восстановление. Согласно их оценкам, ожидается, что объем производства поликристаллического кремния к 2025 году увеличится на 100 тысяч тонн, а рыночный спрос – на 350 тысяч тонн. Также предполагается рост объема рынка инсталляций солнечных электростанций в мире – с 26 ГВт в 2015 году до 35 ГВт в 2025 году. Позитивная тенденция складывается и на внутрироссийском рынке, отмечают эксперты.

В дальнейших планах регионального правительства – строительство ТЭЦ возле Байкальского целлюлозно-бумажного комбината, которая будет перерабатывать его вредные отходы, например, шлам, десятки тонн которого находятся прямо на берегу Байкала.

Развитие альтернативной энергетики особенно необходимо для отдаленных районов Сибири, где нет централизованного энергоснабжения, и приходится использовать дорогие дизельные электростанции.

Территория Сибирского федерального округа обладает большими запасами гидро-, ветро- и других возобновляемых энергоресурсов. Их использование, наряду с внедрением энергосберегающих технологий, должно обеспечить устойчивое развитие региона.

В нашем регионе наибольшую пользу альтернативная энергия может принести в северных районах области. Такая энергия наиболее оптимальна для маломощных децентрализованных потребителей. Экономическая целесообразность использования альтернативной энергии складывается из трех факторов:

1) снижения зависимости отдаленных районов от завоза топлива;

2) сокращения расходов бюджета;

3) повышения качества и надежности энергоснабжения.

Наиболее перспективными для Прибайкалья способами получения энергии можно назвать малые и мини-ГЭС, ветро- и гелиоустановки, а также ТЭЦ на древесных отходах. Однако в районах, где альтернативная энергия просто необходима, производить ее либо невозможно, либо непродуктивно.

Возобновляемые ресурсы экономически необходимы в отдаленных районах, куда очень сложно и дорого завозить топливо или тянуть ЛЭП. Но наиболее выгодно альтернативную энергию производить на юге, где уже есть дешевое централизованное электроснабжение и развитая инфраструктура. Технически суммарная мощность возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в области оценивается в 5 МВт. Однако лишь не более 15% потенциала приходится на Усть-Кутский и Катангский районы, где альтернативная энергия играла бы значительную роль.

Главные препятствия для применения возобновляемых источников энергии:

во-первых, неравномерность доступности этих ресурсов. Обычная ситуация с ВИЭ: они доступны в избытке тогда, когда меньше всего нам нужны, и напротив, когда в них появляется необходимость, их доступный объем невелик. Рассмотрим, например, такой нетрадиционный ресурс как малые или микро-ГЭС. На первый взгляд, их легко использовать на севере, богатом гидроресурсами. Однако зимой реки замерзают, и ГЭС работать не может. Приходится использовать какой-то другой источник энергии. При этом основное потребление энергии приходится на зимнее время. Из-за короткого зимнего дня требуется больше света, из-за холодов необходимо отопление. Соответственно ВИЭ приходится дублировать традиционными источниками энергии. Пик потребления не совпадает с пиками наличия возобновляемой энергии;

во-вторых, это высокие капиталовложения в альтернативную энергетику. Например, для того чтобы получить эту энергию, недостаточно иметь только приемники. Ее необходимо где-то накапливать, либо должен быть второй источник питания. Сегодня доступных малогабаритных аккумуляторов еще не существует. В перспективе, с развитием соответствующих технологий, будет возможность накапливать энергию, и когда надо - отдавать. Однако в настоящее время доступны только химические аккумуляторы, не отличающиеся высокой эффективностью.

Существуют и другие способы получения энергии, которые теоретически могли бы применяться в Иркутской области, например, насосы, использующие разницу температур воздуха. Однако их массовое использование в энергетике невозможно по причинам технического и экономического характера. Для работы такого насоса требуется электроэнергия, которую нужно производить дополнительно. При этом рентабельнее использовать дизельную электростанцию, ведь ее тепло можно дополнительно использовать для обогрева.

В Байкальске рассматривалась возможность обогрева города за счет тепла байкальской воды. Но расчеты показали, что объемы воды, которые требуется перекачивать, чтобы снять должный объем тепла, огромны. С байкальской воды зимой можно «снять» не более полутора градусов тепла, потому что вода пресная, и при ее охлаждении до нуля градусов по Цельсию она замерзает.

Демонстрационная установка подобного типа используется в Байкальском музее Листвянки, где она была установлена специалистами Института теплофизики. Байкальская вода, которая дважды в день закачивается в аквариум с байкальскими нерпами, не сливается непосредственно в Байкал, а используется в тепловом насосе, мощности которого хватает на обогрев всего четырехэтажного здания музея. До этого музей отапливался электрокотельной, потреблявшей в три раза больше энергии, чем тепловой насос.

В городе Ангарске функционирует проект так называемого «умного дома», основа которого заключается в использовании энергосберегающих технологий. В марте 2012 года официально был сдан в эксплуатацию первый в Иркутской области энергоэффективный «умный» дом, тепло- и электроснабжение которого будет осуществляться за счет установленных здесь альтернативных источников энергии – солнечных коллекторов и теплового насоса, качающего тепло из верхних слоев земной коры. Как сообщают авторы проекта, солнечные панели и тепловой насос являются далеко не единственными системами, реализованными в данном жилом строении. В частности, дом буквально «напичкан» различными энергосберегающими решениями. Здесь установлены: современные тепло сберегающие стеклопакеты, энергоэффективные лампы и автоматические выключатели света, реагирующие на дневной свет и движение, а лестницы в двухуровневых квартирах помимо своей основной функции выполняют еще и роль теплообменных шахт. Применение данных технологий позволяет снизить потребление энергии на 60% по сравнению с обычными типовыми жилыми домами.

Также планируется развернуть интегрированный комплекс в поселке Онгурены. Комплекс будет одновременно использовать энергию ветра, солнца, а также дизельную установку. То есть, в периоды отсутствия ветра

и солнца будет работать дизельная станция, в остальное время будет использована энергия стихий.

Во всем мире альтернативная энергетика поддерживается государством. Государство либо инвестирует, либо платит проценты за кредиты, либо субсидирует тарифы населению. Без поддержки государства коммерциализация этих проектов нерентабельна, а соответственно невозможна. Например, тариф окупаемости солнечной установки – от 8 до 17 рублей за киловатт-час. Для сравнения, тариф иркутской ГЭС – от 40 копеек до рубля. Альтернативная энергетика требует огромных капиталовложений.

Самыми экономически выгодными проектами альтернативных источников энергии в Иркутской области являются:

- установка в Братском районе мини-ТЭЦ на древесных отходах, суммарной мощностью в 4 МВт (потребует 1,5 млрд суммарных инвестиций, со сроком окупаемости в 15 лет);

- ветроэнергетическая установка в Ольхонском районе с тем же сроком окупаемости (обошлась бы в 25 млн).

Источники альтернативной энергии, востребованные в ближайшее будущее – это, прежде всего, интегрированные системы, которые в комплексе включают разные виды ресурсов. Ветер, солнце, вкупе с топливом: углем, газом. Используя разные виды ресурсов, можно будет получать не только электричество и тепло, но и холод, а также топливо для бытовых нужд.

Интегрированная система на основе компьютерного управления, которая будет самостоятельно решать, какой ресурс необходимо использовать для того или иного вида деятельности, поможет организовать процесс энергоснабжения наиболее эффективно. Кроме того, она должна привлекать потребителя к управлению выработкой энергии. Если сегодня схему потребления нам диктует поставщик, то в будущем, напротив, потребитель будет диктовать схему производства.

Иркутская область обладает серьезным интеллектуальным, промышленным и природно-ресурсным потенциалом, имеет выгодное географическое положение, собственный научно-образовательный комплекс. Регион имеет ряд конкурентных преимуществ, среди которых основное место занимают:

– относительно низкая стоимость энергоресурсов;

– крупные запасы доступных полезных ископаемых;

– мощный промышленный потенциал;

– значительные лесные ресурсы;

– наличие на территории области крупных транспортных узлов;

– развитый научно-образовательный комплекс, концентрация квалифицированного трудового потенциала;

– уникальные рекреационные ресурсы

Однако в то же время, существуют следующие ключевые проблемы развития Иркутской области:

– низкий уровень производительности труда;

– доминирующее положение крупных, экспортоориентированных предприятий, кризис моногородов;

– высокая энергоемкость экономики и социальной сферы, низкая энергоэффективность, наличие энергоизолированных районов;

– низкая налоговая эффективность организаций по ряду отраслей;

– низкий уровень развития предпринимательства;

– низкая инновационная составляющая в производимой организациями области продукции (оказываемых услугах);

– высокий уровень износа инфраструктуры и жилищного фонда, отсутствие единой транспортной системы, нехватка современных логистических комплексов;

– неблагоприятная демографическая ситуация, отток квалифицированных кадров;

– низкое качество жизни, особенно в сельских территориях;

– неблагоприятная экологическая обстановка в индустриальных районах региона;

– высокий уровень преступности.

Потребность районов области в топливе намного превосходит суммарные мощности, которые способны теоретически дать возобновляемые источники энергии в этих районах. Использовать имеющиеся ресурсы необходимо, но полностью удовлетворить потребность в энергии только за счет альтернативных источников на данный момент невозможно. Выходом из сложившейся ситуации, прежде всего, является грамотная политика энергосбережения. Простые оценки показывают, что Иркутская область, в случае реализации экономически выгодных уже сегодня мероприятий по энергосбережению, может потреблять в три раза меньше энергии. Мы проживаем в суровых условиях и потребляем огромное количество тепла. Сокращение потребления тепла даст нам мощнейший эффект.

Библиографический список

1. Гибилиско С. Альтернативная энергетика без тайн. – М.: Эксмо-Пресс, 2010.

2. Стенников В. Альтернатива в экономии [Электронный ресурс]. URL: http://rktorgnews.ru/kompanii-i-rynki-kommentarii/valeriy-stennikov-albterna-tiva -v-ekonomii.

3. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2018-2022 годы: указ Губернатора Иркутской области от 10.08.2017 № 140-уг // 2017.

4. Водные и гидроэнергетические ресурсы // Винокуров М.А., Суходолов А.П. Экономика Иркутской области.

УДК 621.311

ТЕХНОЛОГИЯ «ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ» (INTERNET OF THINGS) В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Камичева А.О.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
lovlevanas@gmail.com

Введение. Интернет вещей (Internet of things – IoT) как концепция, позволяющая разрешать проблемы автоматизации процессов, которые либо не имели решения ранее, либо решались недостаточно эффективно, существует достаточно давно.

В период с 1999 года – момента осознания перспектив развития – непосредственная реализация IoT не могла быть осуществлена ввиду отсутствия реальных технологий, позволяющих результативно выстраивать взаимодействие на уровне устройства с устройством (Machine to Machine – M2M) с использованием сети Интернет.

Долгое время эта концепция существовала по большей части умозрительно, в том числе в сфере энергетики, однако начиная с 2010 года отрасль снова привлекла интерес инвесторов, разработчиков программного обеспечения и изготовителей систем. Вновь приобретенная популярность позволила в последние несколько лет не только расширить список сфер, в которых такие технологии могут использоваться, но и масштабно начать применять на практике технологические достижения специалистов IoT.

На текущий момент использование Интернета вещей в повседневной жизни ассоциируется в основном с технологиями, в целом характеризуемыми как «умный дом», то есть с вещами, с которыми человек сталкивается постоянно, но использование их в разрезе IoT должно стать более удобным и персонализированным. Постепенно такие технологии проникают в нашу жизнь, иногда самым неожиданным образом, который мог бы еще пару лет назад показаться совершенно невозможным.

Концептуально IoT может применяться (и применяется) в сфере энергетики в двух глобальных направлениях – снижение потребления ресурсов и отслеживание технического состояния оборудования с целью проведения своевременного технического обслуживания, а также предупреждения аварийных ситуаций. В энергетике сенсоры и датчики, подключенные к сети Интернет, используются для построения «умных» электросетей и инфраструктуры Smart Grids.

IoT в электроэнергетике. В электроэнергетике инновационный путь развития – объективная необходимость. Без современных ИТ-систем решать задачи развития отрасли сегодня все труднее, а в будущем и вовсе станет невозможно.

По оценкам Центра стратегических разработок РФ (ЦСР), технологический уклад в электроэнергетике на настоящий момент достиг предела своей эффективности. В ближайшие пять лет в тех сферах, где предъявляются повышенные требования к доступности, надежности и качеству энергоснабжения, цифровизация станет абсолютной необходимостью.

Digital-решения в электроэнергетике позволяют как оптимизировать использование существующей инфраструктуры, так и включить в процесс генерации и распределения новейшие системы накопления энергии, решения с регулируемым потреблением, а также системы, применяемые для организации энергетических сервисов в непосредственной близости к потребителям и базирующиеся на инфраструктуре распределительных сетей 110 кВт и ниже.

По оценкам PwC, при внедрении интернета вещей в сетевом комплексе электроэнергетики России следует фокусироваться на улучшении контролируемости подстанций, линий электропередачи и других элементов сети за счет дистанционного мониторинга. Такие проекты помогут снизить затраты на эксплуатацию и ремонт, параллельно предотвращая технологические и коммерческие потери.

Что касается сферы производства электроэнергии, то там применение IoT позволит уменьшить расход топлива, на закупки которого в настоящее время приходится более половины операционных затрат станций. Общий же экономический эффект от внедрения IoT в электроэнергетике до 2025 г., по прогнозам экспертов, достигнет 532 млрд руб., из которых 180 млрд составят предотвращенные потери энергии.

Эффект от внедрения IoT в электроэнергетике до 2025 г. оценивается в 532 млрд руб.

Решения на основе IoT в сфере энергетики все чаще сочетаются с функционалом искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения для обработки и анализа массивов больших данных, генерируемых в процессе работы оборудования. Технологии помогают выявить неочевидные закономерности в работе объектов, буквально «услышать» предприятие и выстроить на основе этой информации диалог на новом уровне.

Из примеров успешных IoT-проектов в российской электроэнергетике можно привести проект в «Интер РАО Электрогенерация». Внедренная в компании система сбора, передачи и расчета технологической информации (ССПРТИ) помогает сокращать пережоги топлива и повышает надежность работы. Срок окупаемости проекта оценивается в 5–7 лет с учетом того, что система позволяет экономить на топливе 130 млрд руб. ежегодно.

Там, где отсутствует техническая возможность установки датчиков, задача решается за счет снабжения персонала системами eSOMS (electronic Shift Operations Management System, электронная система управления сменой по эксплуатации). Корпорация «Росэнергоатом» внедрила такие решения на Смоленской и Воронежской АЭС, где с их помощью удалось опти-

мизировать задачи обхода объектов, составления отчетов и сверки исторических данных с возможностью создания прогнозных моделей.

На сегодняшний день в российской энергетике IoT-технологии (Internet of Things) применяются в двух основных направлениях: снижение энергопотребления и контроль технической исправности оборудования для предотвращения аварийных ситуаций. Технологии интернета вещей основаны на телеметрии и телеуправлении, поэтому используются в отрасли для построения «умных» сетей и инфраструктуры Smart Grids при помощи датчиков и сенсоров, подключенных к общему облачному или онлайн-сервису.

Система телеуправления в электроэнергетике позволяет мониторить состояние сетей в режиме онлайн.

Система телеуправления в электроэнергетике позволяет мониторить состояние сетей в режиме онлайн, сохранять данные на облачных сервисах, определять степень риска дальнейшей эксплуатации объекта и необходимость экстренного вмешательства ремонтно-сервисных служб.

Создание умных систем на основе телеметрии позволит снизить технологические риски, повысит точность учета и распределения ресурса. Например, в столице уже работает сеть для сбора данных о потреблении электроэнергии домохозяйствами на основе подключенных к специализированной беспроводной сети адаптированных счетчиков.

Согласно распоряжению президента РФ, энергокомпании обязаны приобретать российское ПО и электронные компоненты для внедрения интеллектуальных систем управления электрическими сетями. Это стимулировало увеличение спроса на такие отечественные разработки, как LPWAN-технологии, системы прогнозного мониторинга энергетического оборудования и другие инновационные продукты. В 2021-2022 годах должны стартовать пилотные проекты для создания российского «Интернета энергии» (MicroGrid, малая распределенная энергетика). Тестирование оборудования и IoT-технологий планируется проводить на базе МЭИ «Технологии транспортировки электроэнергии и распределенных интеллектуальных энергосистем», в центре компетенций НТИ.

Сейчас примерно 60 % промышленных предприятий в России используют или тестируют IoT-технологии. Ожидается, что в ближайшие 2-3 года оборот рынка интернета вещей в России увеличится в три раза: с 93 млрд до 270 млрд рублей. Основным драйвером развития станет масштабный запуск сетей пятого поколения мобильной связи (5G), которые наиболее подходят для передачи больших данных в облачных системах.

За счет объединения и внедрения этих двух инновационных технологий планируется кумулятивный эффект в размере 2,8 трлн рублей сразу в шести отраслях экономики России, из них в электроэнергетике – 532 млрд, в городской среде – 375 млрд рублей к 2025 году.

Внедрение IoT-технологий в российскую энергетику позволит повысить эффективность работы отрасли на всех этапах, оптимизировать расходы и простимулировать развитие новых источников энергии: ВИЭ, комбинированная генерация электроэнергии и тепла (когенерация), микрогенерация.

Заключение. Интернет вещей сегодня является одной из самых перспективных технологий, которая используется не только в «умных» домах, но и в сфере энергетики. В России применение таких разработок только начинается, при этом существует целый спектр проблем, связанных с развитием и распространением программного обеспечения, устройств и их систем.

Библиографический список

1. «Интернет вещей» в электроэнергетике. Применение и перспективы [Электронный ресурс]. – URL: *https://www.elec.ru/publications/tsifrovye-tekhnologii-svjaz-izmerenija/6157/*

2. Интернет вещей и проблемы энергопотребления [Электронный ресурс]. – URL: *http://zet.instel.ru/articles/8191/*

3. Топ-5 инноваций в энергетике: от интернета вещей до «умных» сетей [Электронный ресурс]. – URL: *https://www.iksmedia.ru/articles/5584620-Top5-innovacij-v-energetike-ot-inte.html*

Камичева А.О., обучающаяся, гр. ФЭКТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.01

ВИБРОМОНИТОРИНГ И ВИБРОЗАЩИТА ГИДРОТУРБИН ИРКУТСКОЙ ГЭС

Карамов Д.Н., Янюк Н.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dmitriy.karamov@mail.ru, *yanyuk.kolia@yandex.ru*

Введение. Современный этап гидроэнергетики характеризуется ростом количества оборудования, отработавшего свой ресурс, что требует его модернизации и замены [1].

При ограниченности средств, в особенности в период кризиса и пост кризиса, отчетливо просматривается тенденция сокращения финансирования ремонтных работ, в том числе за счет регламентных, что приводит к локальным и крупным авариям.

Авария на Саяно-Шушенской Гидроэлектростанция (ГЭС) в корне изменила отношение к ГЭС – из объекта, где тихо течет вода, гидроэлектростанции перешли в разряд особо опасных.

Правительственная комиссия в своем заключении по расследованию аварии на Саяно-Шушенской ГЭС особо выделяет вопросы мониторинга, необходимость разработки заводами перечня критических точек на агрегате, вибрационной надежности, пороговых значений «установок» по автоматическому отключению гидроагрегата.

Основные положения вибромониторинга. Основная задача вибрационного контроля состояния машин – предоставить необходимую информацию о техническом состоянии работающей машины для последующего технического обслуживания.

Контроль вибрации осуществляют для оценки технического состояния машины в процессе ее непрерывного длительного применения. В зависимости от вида машины и узлов, подлежащих контролю, измеряют один или несколько параметров вибрации с помощью соответствующих измерительных систем.

Цель измерений является своевременное распознавание отклонения состояния машины от нормального, чтобы выполнить корректирующие действия до того, как в различных частях машины начнется ухудшение качества работы, что, в свою очередь, приведет к сокращению срока службы или даже отказу.

Определение вибрационного состояния гидроагрегата осуществляется путем измерения вибрации опорных конструкций и биения вала гидротурбины и гидрогенератора, измерения вибрации стальных конструкций и лобовых частей обмоток статора, которые должны подвергаться также тщательному осмотру. Мерой вибрации узлов гидроагрегатов является размах полигармонического виброперемещения. Результаты вибрационных испытаний совместно с результатами осмотра позволяют достаточно объективно судить об эксплуатационном состоянии агрегата.

Силы, вызывающие вибрацию опорных конструкций и биение вала агрегата, имеют механическое, гидравлическое и электромагнитное происхождение. Как правило, они воздействуют на узлы агрегата одновременно, но в разной степени.

Определяющей частотой радиальных вибраций корпуса турбинного подшипника и биения вала является "оборотная" частота (2,08 Гц). В вертикальной вибрации корпуса турбинного подшипника преобладает "жгутовая" частота (0,4-0,8 Гц). Кроме того, в спектрах частот вибрации могут присутствовать "лопаточная" (40-44 Гц), "лопастная" (32-34 Гц) и "сегментная" (20-22 Гц) частоты, а также кратные им гармонические составляющие.

Измерение амплитуд вибраций на данных частотах или в полосах частот (0,5-1 Гц, 1-30 Гц, 30-200 Гц) позволяет судить о причинах возникновения повышенной вибрации.

Стационарная система вибрационного контроля "АЛМАЗ-7010-ГЭС" производства ООО «Диамех 2000», установленная на гидроагрегатах Ир-

кутской ГЭС, выполняет функцию виброзащиты, т.е. предназначена для ограничения в работе или отключения основного оборудования ГЭС при повышенных вибрациях с целью недопущения развития нештатной (аварийной) ситуации.

Непредвиденные отказы приводят к незапланированным простоям оборудования и, как следствие, к экономическим потерям. В то же время каждый аварийный останов компрессора, турбины, насоса нарушает нормальное течение технологического процесса и приводит к дополнительным рискам и экономическим потерям.

Принципы контроля вибросостояния гидроагрегата. Для оценки вибрации и боя должны использоваться значения, полученные в стационарных рабочих режимах работы гидроагрегата и вне зон ограничений по вибрации в соответствии с эксплуатационной характеристикой гидроагрегата.

При переходных режимах (пуск, останов, сброс нагрузки и пр.) вибрация опорных узлов гидроагрегата, бои вала могут кратковременно значительно увеличиваться по сравнению со стационарными режимами, что не является свидетельством наличия каких-либо неисправностей.

Основной контролируемой величиной вибрации является виброперемещение. Основным контролируемым параметром вибрации является размах (суммарный, полный размах), а также размах спектральных компонентов. В качестве дополнительного параметра может использоваться СКЗ (среднеквадратичное значение) виброперемещения.

Оценка вибрации производится как по суммарному размаху, так и по размаху ее спектральных составляющих, получение которых предусмотрено системой вибромониторинга в автоматическом режиме.

При превышении суммарным размахом допустимых значений должна производится оценка всех спектральных составляющих с применением соответствующего ПО при просмотре сигналов вибрации.

На многих ГЭС для специалистов РЗА актуальна проблема совмещения работ по эксплуатации систем виброконтроля с другими производствеными задачами, (т.к. на предприятиях редко формируют отдельные группы по виброконтролю).

Контроль вибрационного состояния гидроагрегатов в межремонтный период. На основе архивных данных персонал группы измерений централизованной релейной защиты и автоматики (ЦРЗА) готовит ежесуточный отчет о вибросостоянии каждого гидроагрегата в котором приводит информацию о количестве срабатываний аварийных и предупредительных уставок, максимальных средних значениях вибрации, значениях мощности гидроагрегата на которых наблюдается повышенная вибрация, о отклонениях в вибрационном состоянии гидроагрегата (при наличии таковых).

Также персонал группы измерений ЦРЗА ежемесячно готовит отчет о вибрационном состоянии всех гидроагрегатов в котором указывает количество срабатываний, значение превышения, мощность гидроагрегата, частоту на которой произошло превышение, режим гидроагрегата.

После проведения виброиспытаний персонал ЦРЗА проводит сравнение данных полученных от стационарной системы виброконтроля и отчетом подрядной организации и делает вывод о погрешностях измерения стационарной системы виброконтроля. При обнаружении существенных расхождении в показаниях определяются их причины, а при необходимости опыты виброиспытаний повторяются.

Библиографический список

1. ДИАМЕХ: Вибродиагностика и Балансировка. Стационарная система виброконтроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов АЛМАЗ-7010-ГЭС [Электронный ресурс] URL: http://www.diamech.ru/almaz_ges.html (дата обращения: 14.01.2022)

Карамов Д.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ
Янюк Н.С., обучающийся, гр. ИЭм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.01

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СТАЦИОНАРНОЙ СИСТЕМЫ ВИБРОКОНТРОЛЯ, МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Карамов Д.Н., Янюк Н.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dmitriy.karamov@mail.ru, yanyuk.kolia@yandex.ru

Введение. Комплексы для измерения и контроля параметров роторных агрегатов «АЛМАЗ–7010-ГЭС» предназначены для непрерывного измерения параметров вибрации роторных машин, применяемых на объектах гидроэнергетики.

Комплекс представляет собой совокупность независимых измерительных каналов, в числе которых каналы измерения абсолютной вибрации, относительной вибрации (биений вала) и числа оборотов ротора.

Каждый канал измерения абсолютной и относительной вибрации содержат измерительный преобразователь (датчик), согласующее устройство и контрольноизмерительный модуль (КИМ). Каналы измерения числа оборотов ротора состоят из измерительного преобразователя (датчика) и КИМ.

В каналах используется два типа датчиков: акселерометры и токовихревые датчики. Принцип действия каналов основан на осуществлении

приема, усиления и преобразования аналоговых сигналов от измерительных преобразователей и дальнейшей их обработке.

В каналах измерения абсолютной вибрации « АЛМАЗ-7010.005», используются акселерометры емкостного типа, преобразующие механические колебания в электрический сигнал, пропорциональный виброускорению (РА059). В согласующем устройстве канала осуществляется двойное интегрирование аналогового сигнала.

Токовихревые датчики, принцип действия которых основан на преобразовании контролируемого зазора в электрический сигнал, используются в каналах измерения относительной вибрации (СИЭЛ-166Д) и числа оборотов ротора (IF-5646).

Контрольно-измерительные модули осуществляют обработку сигналов, поступающих от датчиков и согласующих устройств, и вывод информации на цифровое табло, масштабную шкалу или промышленный компьютер. Каждый КИМ имеет унифицированные аналоговые и цифровые выходы, аналоговые выходы для подсоединения дополнительной аппаратуры, а также релейные выходы сигналов блокировки.

Комплекс позволяет устанавливать уровни пороговых значений (уставоксигнализации) контролируемых параметров, в случае превышения которых формируются управляющие сигналы, которые могут быть использованы в системах защиты промышленных агрегатов от превышения заданного значения контролируемого параметра. Задание пороговых значений осуществляется при помощи компьютера [1].

Принцип работы Блока согласования-нормализации. Усилитель заряда усиливает сигнал от вибропреобразователя, при прохождении через фильтры сигнал фильтруется в полосе 0,5-200 Гц и далее преобразуется в сигнал переменного тока, амплитуда которого изменяется в диапазоне 4…20 мА и пропорциональна виброускорению, а частота равна частоте вибрации контролируемой точки агрегата. Формирователь тока 7 выполнен по схеме источника тока. Нулевому значению сигнала соответствует уровень постоянного тока в линии связи – 12 мА.

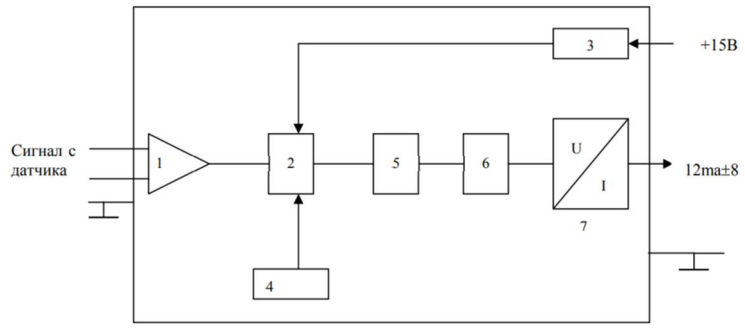


Рисунок 1 – Структурная схема блока согласования-нормализации:
1 – усилитель заряда; 2 – ключ; 3 – компаратор; 4 – генератор фиксированной частоты; 5 – фильтр низкой частоты; 6 – фильтр высокой частоты; 7 – преобразователь напряжения в ток

Питание БСН осуществляется от КИБ через компаратор, раз в 30с КИМ формирует в шине питания управляющий сигнал, по которому компаратор включат внутренний генератор и переключает ключ, сигнал от генератора поступает в линию, что дает возможность проверить работоспособность канала. Структурная схема БСН представлена на рис. 1.

Принцип работы вибропреобразователя. Конструктивно датчик выполнен в виде цилиндрического корпуса, внутри которого находится цилиндрический пьезоэлектрик, прикрепленный одним концом к корпусу датчика, а другим к инерционному элементу.

При колебаниях датчика, прикрепленного на исследуемом объекте, инерционный элемент, пытаясь сохранить состояние покоя, воздействует на пьезоэлемент. Под действием этой силы, элемент деформируется и на нем возникает электрический заряд, пропорциональный ускорению колеблющейся массы. Таким образом, вибропреобразователь преобразует механические колебания в электрический сигнал (заряд) пропорциональный виброускорению.

Принцип работы КИМ. Контрольно-измерительный модуль (КИМ) конструктивно выполнен в виде сменного модуля устанавливаемого в контрольно-измерительный блок (КИБ). Имеется два варианта исполнения с полной индикацией (аналого-цифровой 8-разрядный светодиодный матричный дисплей и столбиковый индикатор) и вариант с упрощенной индикацией (четыре светодиода с управляемым цветом свечения). Эти два варианта исполнения отличаются конструкцией платы индикации и шириной модуля. Остальные две платы образующие модуль идентичны и описываются ниже. Первая плата обеспечивает работу с аналоговыми сигналами и преобразование таких сигналов в цифровую форму, а также преобразование цифровых данных в аналоговую форму, далее данная плата именуется аналоговой платой D29.1B. Вторая плата представляет собой цифровой контроллер на основе DSP процессора сигналов – контроллер K2 D25.2. Ниже описывается исполнение контрольно-измерительного модуля с полной индикацией.

Контрольно-измерительный блок обеспечивает возможность одновременной обработки информации по двум каналам измерения вибрации, двум каналам измерений параметрического (статического) сигнала и по одному из двух тахометрических каналов.

Входной интерфейс КИМ позволяет подключать к нему датчики со стандартными интерфейсами (например, ICP или с токовым выходом 4-20 мА непосредственно или через согласующие устройства).

Для контроля входных сигналов или для анализа этих сигналов с использованием внешней дополнительной аппаратуры в КИМ предусмотрен выход каждого из этих сигналов в виде сигналов напряжения. Это позволяет использовать дополнительную аппаратуру с уже установленными

датчиками вибрации, не отключая последний от стационарной системы контроля.

Контрольно-измерительный блок обеспечивает возможность одновременной обработки информации по двум каналам измерения вибрации, двум каналам измерений параметрического (статического) сигнала и по одному из двух тахометрических каналов.

Входной интерфейс КИМ позволяет подключать к нему датчики со стандартными интерфейсами (например, ICP или с токовым выходом 4-20 мА непосредственно или через согласующие устройства. Структурная схема КИМ представлена на рис. 2.

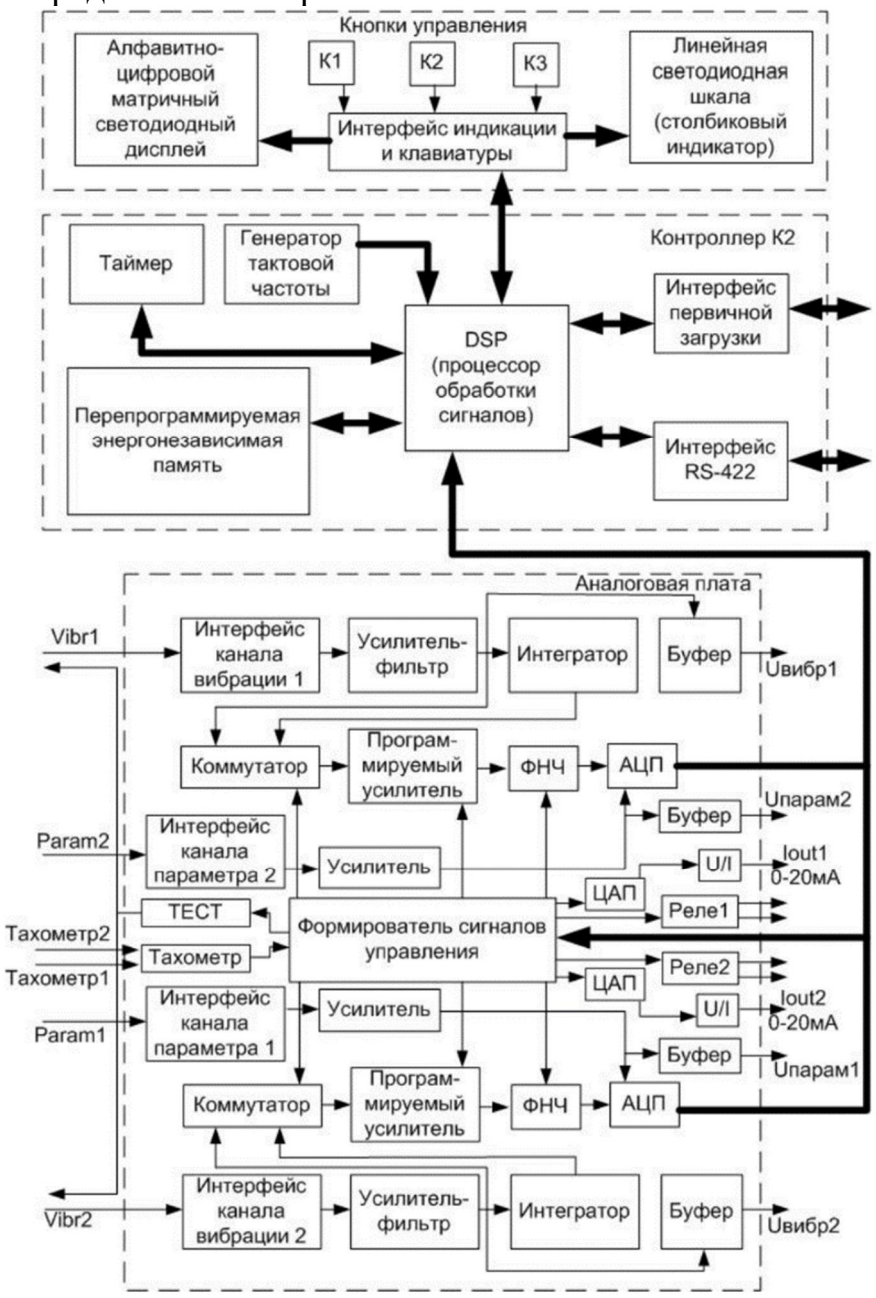


Рисунок 2 – Структурная схема контрольно-измерительного модуля

Для контроля входных сигналов или для анализа этих сигналов с использованием внешней дополнительной аппаратуры в КИМ предусмотрен выход каждого из этих сигналов в виде сигналов напряжения. Это позволяет использовать дополнительную аппаратуру с уже установленными датчиками вибрации, не отключая последнии от стационарной системы контроля.

Входной сигнал усиливается и поступает на вход аналогового интегратора. В КИМ возможно отключение аналогового интегрирования аналоговым коммутатором по сигналу от центрального процессора. Далее сигнал поступает на усилитель с программируемым коэффициентом усиления, который изменяется центральным процессором в зависимости от режима работы АЦП.

Это позволяет реализовать оптимальное масштабирование сигнала и реализовать функции автоматической регулировки усиления.

Антиалайзинговый фильтр устраняет влияние высокочастотных составляющих, которые могут исказить результаты обработки сигнала. АЦП оцифровывает сигнал и передает его в шину данных. Стабилизатор обеспечивает питание БСН и по команде ЦП формирует сигнал включения теста. Задающий генератор задает базовую частоту, которая определяет частоту работы ЦП, который управляет АЦП, интерфейсом RS-422 и частоту среза антиалайзингового фильтра.

Схема входной части измерительного канала показана на рис. 3. Выбором перемычек можно реализовать требуемый входной интерфейс (вход по напряжению, ICP, токовый вход на диапазон 0-5 или 0-20 мА), а также тип входа – по постоянному току или по переменному току (с разделительным конденсатором на входе)

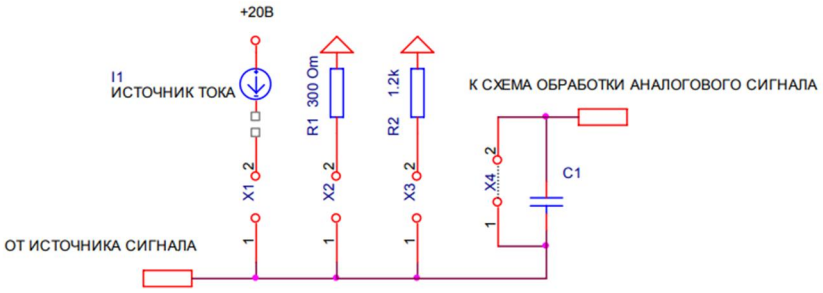


Рисунок 3 – Схема входной части канала, определяющая интерфейс по входу

На лицевой панели КИМ расположены алфавитно-цифровой индикатор (АЦИ), масштабная шкала (МШ) в виде линейного светодиодного индикатора и кнопки управления. На АЦИ выводится значение Размаха виброперемещения в выбранной полосе частот.

Во время работы на АЦИ и МШ выводится показания основного замера (для вибрации – размах виброперемещения в общей полосе, для боя вала – значение первого параметра). Каждые 30с. КИМ проводит тестиро-

вание. Кнопками управления пользователь может выбрать другой режим индикации однако через 30с. КИМ автоматически переключится в режим работы по умолчанию. В каждой полосе частот пользователь задает индивидуальные уставки предупредительной и аварийной сигнализации, измерения и контроль уставок проводится одновременно во всех контролируемых полосах независимо от того, в каком режиме работает АЦИ и МШ. При превышении предупредительного уровня уставки (в какой либо из полос) на АЦИ и МШ выводится название соответствующей полосы и уровень Размаха виброперемещения в этой полосе, при этом при превышении предупредительного уровня начинает мигать МШ, а при превышении аварийного уровня начинает мигать АЦИ и на МШ загораются отметки красного цвета.

Принцип работы датчика оборотов. Датчик оборотов представляет собой вихретоковый датчик, с логическим выходом.

На торцевой части цилиндрического не токопроводящего каркаса, расположена катушка индуктивности, питание катушки осуществляется током высокой частоты (~300 кГц). Ток такой большой частоты используется для того, чтобы токи, индуцируемые в исследуемой поверхности вала, текли только в поверхностном слое металла. Датчик реагирует на резкое изменение зазора между датчиком и валом и логическая схема, встроенная в корпус датчика выдает на выход определенный импульс, который зависит от схемы подключения датчика. Наличие индикатора в верхней части корпуса упрощает процесс установки этого датчика.

Принцип работы датчика линейных перемещений. Вихретоковые датчиковые системы предназначены для бесконтактного измерения вибрации перемещения и частоты вращения электропроводящих объектов. Наиболее часто объектом контроля является осевое смещение и радиальная вибрация вала ротора относительно корпуса.

Вихретоковая датчиковая система состоит из бесконтактного датчика линейных перемещений, удлинительного кабеля и блока генератора-преобразователя.

Вихревой датчик представляет собой металлический зонд с диэлектрическим наконечником на одном конце и небольшим отрезком коаксиального кабеля на другом. Датчик подключается к блоку генератора-преобразователя, который представляет собой электронный блок, вырабатывающий сигнал возбуждения датчика и осуществляет выделение информативного параметра.

Выходным сигналом блока генератора-преобразователя является, электрический сигнал пропорциональный расстоянию от торца вихревого пробника до контролируемого объекта.

В торце диэлектрического наконечника вихревого датчика находится катушка индуктивности. Блок генератора-преобразователя обеспечивает возбуждение высокочастотных колебаний в катушке, в результате чего

возникает электромагнитное поле, которое взаимодействует с материалом контролируемого объекта. Если материал обладает электропроводностью, на его поверхности наводятся вихревые токи, которые, в свою очередь, изменяют параметры катушки – ее активное и индуктивное сопротивление. Параметры, меняются при изменении зазора между контролируемым объектом и торцом датчика. Блок генератора-преобразователя преобразовывает эти изменения в электрический сигнал, осуществляет его линеаризацию и масштабирование.

Принцип работы генератора-преобразователя линейных перемещений. Прохождение переменного тока по катушке вихревого датчика вызывает появление электромагнитного поля, наводящего вихревые токи в близкорасположенном электропроводящем объекте, который принято называть подложкой. Возникает взаимодействие вихревых токов подложки и первоначального электромагнитного поля катушки, в результате чего катушку датчика и подложку можно считать индуктивно связанными контурами, электромагнитно взаимодействующими друг с другом, эквивалентная схема показана на рис. 4.

Катушка датчика, емкость коаксиального кабеля, активное сопротивление катушки и кабеля образуют параллельный колебательный контур с параметрами $L_к$, $C_к$ и $R_к$ соответственно. Виртуальные элементы апериодического контура $L_п$ и $R_п$ характеризуют свойства материала подложки. Электромагнитное взаимодействие параллельного колебательного контура с подложкой вызывает эффект эквивалентного увеличения $R_к$ и, как правило, уменьшения величины $L_к$, что приводит к снижению добротности и увеличению резонансной частоты контура. Основными факторами, влияющими на величину изменения $R_к$, $L_к$, являются магнитная проницаемость и удельная проводимость подложки. Генератор-преобразователь преобразует изменение величины $R_к$, $L_к$ в электрический сигнал.

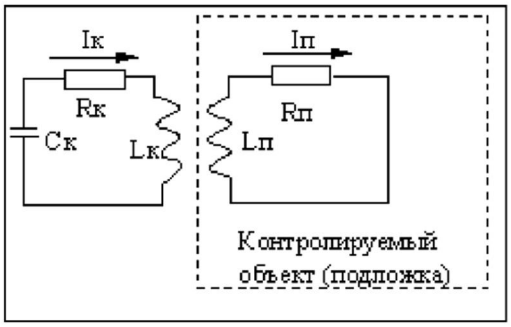


Рисунок 4 – Эквивалентная схема генератора-преобразователя линейных перемещений

Библиографический список

1. ДИАМЕХ: Вибродиагностика и Балансировка. Стационарная система виброконтроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов АЛМАЗ-7010-ГЭС [Электронный ресурс] URL: http://www.diamech.ru/almaz_ges.html (дата обращения: 14.01.2022)

Карамов Д.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ
Янюк Н.С., обучающийся, гр. ИЭм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЦИФРОВОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА С УЛУЧШЕННОЙ ОТСТРОЙКОЙ ОТ ВНЕШНИХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Колесов А.И.[1], Пестряков М.В.[2], Сысоев А.Ф.[3],
Федосов Д.С.[4], Шиханцов В.В.[5]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
work.koleso@gmail.com[1], gimair14@gmail.com[2], sas10071967@yandex.ru[3],
fedosov_ds@istu.edu[4], ingeneer02@yandex.ru[5]

В последнее десятилетие, несмотря на широкое внедрение в энергосистемах современных цифровых устройств релейной защиты (РЗ), наблюдаются случаи некорректного срабатывания цифровых дифференциальных защит (ДЗ) в режимах внешних коротких замыканий (КЗ). Это приводит к существенному экономическому ущербу из-за нарушения электроснабжения потребителей. Основной причиной некорректных срабатываний ДЗ называют насыщение трансформаторов тока (ТТ), что вызывает необходимость выполнять массовую проверку и замену ТТ на оборудование новых классов точности [1]. Однако разумно начать не с дорогостоящей замены ТТ, а с анализа алгоритмов работы самих ДЗ, которые можно скорректировать программным путём.

В рамках проектной деятельности на кафедре электрических станций, сетей и систем ИРНИТУ выполняется разработка модели усовершенствованной дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ). Необходимо создать математические модели первичного, вторичного оборудования, модели защит, провести анализ работы ДЗТ в режимах внешнего КЗ, разработать и проверить эффективность усовершенствований ДЗТ на модели.

Принцип действия устройств ДЗ основан на сравнении токов по сторонам защищаемого объекта по величине и фазе. При внутреннем повреждении сумма токов будет равна току КЗ, а при внешнем КЗ – току небаланса, вызванному погрешностями ТТ. Защита должна быть отстроена от этого тока во избежание неправильных срабатываний [2]. Ток небаланса существенно возрастает в начальный момент КЗ с апериодической составляющей. Ещё одну сложность создаёт остаточная индукция у ТТ, которая может достигать более 80% от индукции насыщения [3]. По этим причинам полностью исключить насыщение ТТ практически невозможно, что дополнительно подтверждает необходимость корректировки алгоритмов самих защит.

В работе рассмотрены модели устройств РЗ производителей ЭКРА (ШЭ1113), ИЦ Бреслер (ШТ2108), Alstom (MiCOM P643) и ABB (RET 670). Рассмотрены режимы внешнего КЗ с глубоким насыщением ТТ, когда остаточная индукция может принимать значения в диапазоне от –100%

до +100% от индукции насыщения, рассмотрены режимы с разными нагрузками на ТТ.

Модель защиты трансформатора (рис. 1) разработана в среде MATLAB Simulink [4]. Для верификации модели проведены имитации нагрузочных режимов, режимов холостого хода, внешнего и внутреннего КЗ, снятия характеристик ТТ [5]. Полученные на модели параметры режима совпали с паспортными данными оборудования. Модели терминалов ДЗ разработаны на основании их технических описаний: в моделях защит учтено выравнивание токов по величине и фазе, разработана характеристика торможения, дифференциальная отсечка, блокировка по 2-й гармонике.

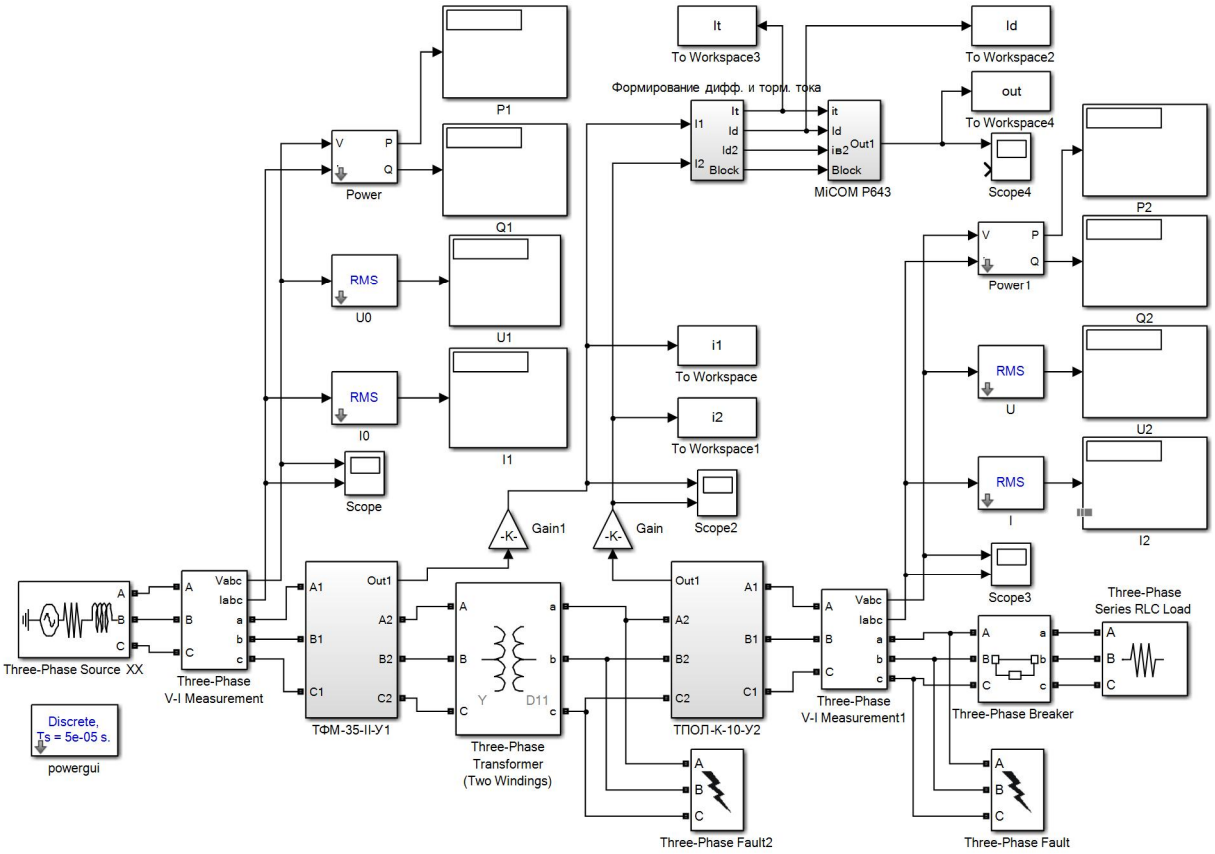


Рисунок 1 – Модель дифференциальной защиты трансформатора в MATLAB Simulink

В режимах внешних КЗ с глубоким насыщением ТТ существенная часть режимов была с некорректными срабатываниями. На рис. 2 приведён пример некорректного срабатывания при внешнем КЗ. Итоги моделирования 800 режимов для каждого из типов терминалов представлены в табл. 1. Наибольшая вероятность срабатывания наблюдалась у терминала Бреслер ШТ2108, установленного на трансформаторе ТД-80000/110/10.

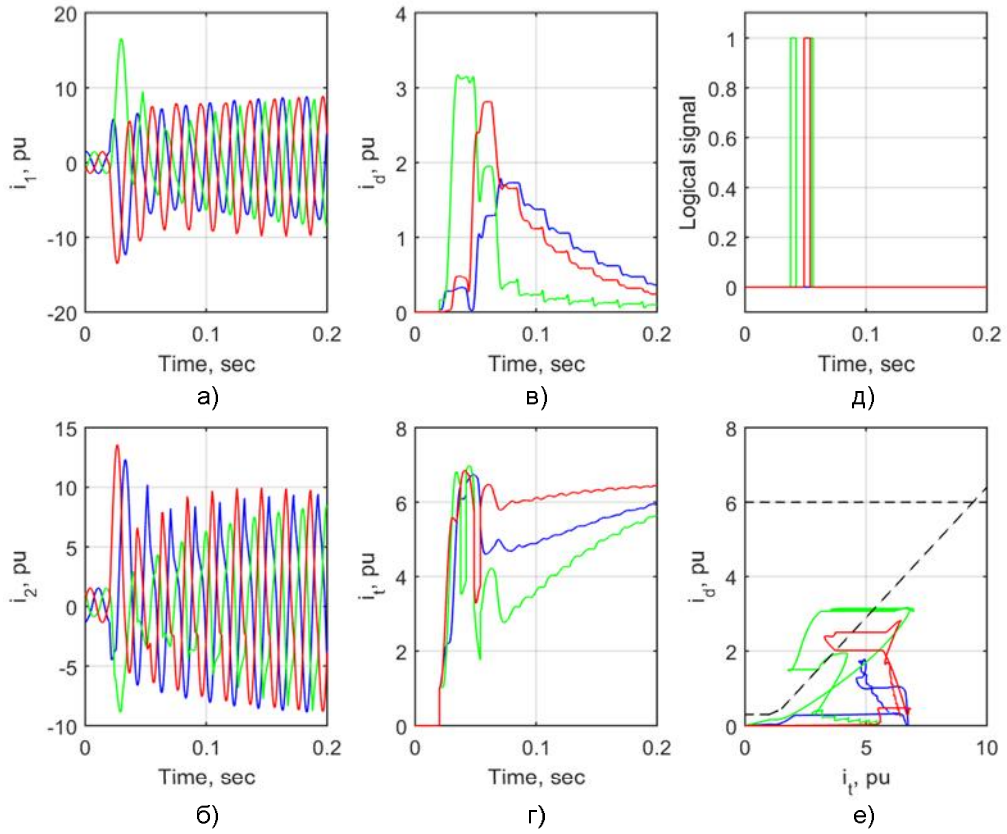


Рисунок 2 – Пример некорректного срабатывания защиты при внешнем коротком замыкании с параметрами $I^{(3)}_{КЗсист}$ = 20 кА, $Z_{*2ТТ\ ВН}$ = 0,5 о.е., $Z_{*2ТТ\ НН}$ = 1 о.е., $В_{ост.ТТ\ ВН}$ = 0%, $В_{ост.ТТ\ НН}$ = 100%, φ_{EA} = 90°:

а – осциллограммы трёхфазных вторичных токов плеча ВН; б – то же для плеча НН; в – графики трёхфазного дифференциального тока; г – графики трёхфазного тока торможения; д – графики логических сигналов срабатывания трёх фаз защиты; е – графики зависимостей токов небаланса от токов торможения в трёх фазах

Таблица 1

Результаты моделирования режимов внешних коротких замыканий с насыщением трансформаторов тока на моделях дифференциальных защит различных типов

Вариант работы защиты при внешних КЗ	Количество зафиксированных вариантов работы устройств защиты			
	ЭКРА ШЭ1113	Бреслер ШТ2108	Alstom MiCOM P643	ABB RET 670
Правильное несрабатывание	750	60	606	130
Неправильное срабатывание	50	740	194	670

В данной работе сделана попытка усовершенствовать алгоритмы самих РЗ для несрабатывания в таких режимах. Для уменьшения числа срабатываний и полного исключения возможности срабатывания РЗ при внешнем КЗ добавлена блокировка по апериодической составляющей и дифференциально-фазный орган (ДФО) на рис. 3. ДФО измеряет угол φ

между токами в плечах защиты для различения внешнего и внутреннего КЗ. При угле между токами больше 90° (cosφ < 0) КЗ считается внешним, при остром угле между токами КЗ (cosφ > 0) является внутренним. Блокировка по апериодической составляющей позволяет исключить срабатывания ДЗТ при насыщенных ТТ в режиме внешнего КЗ, поскольку именно апериодическая составляющая первичного тока и является причиной насыщения ТТ. При этом блокировка по 2-й гармонике, массово применяемая в терминалах, работает не с первопричиной насыщения ТТ, а с его следствием – искажением формы вторичного тока. Новизна предлагаемого решения состоит в совместном использовании данных принципов в ДЗТ, а не в виде отдельных устройств.

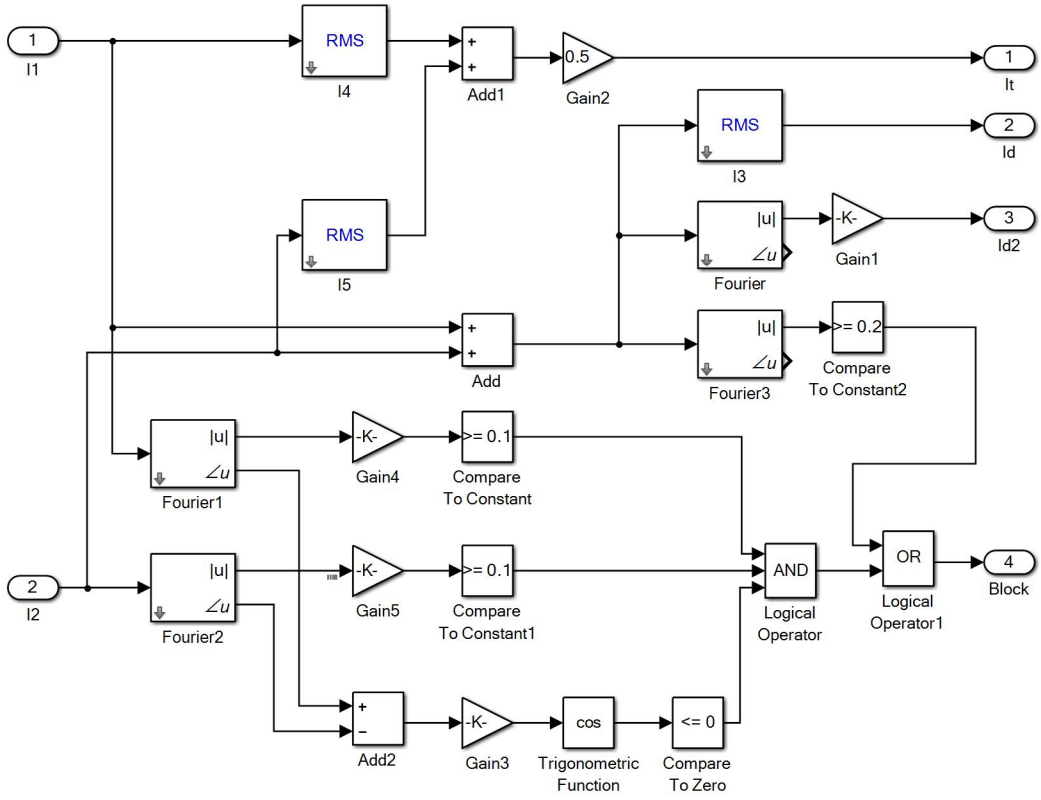


Рисунок 3 – Подсистема формирования дифференциального и тормозного токов с дифференциально-фазным органом и блокировкой по апериодической составляющей тока

Моделирование внешних КЗ с усовершенствованной ДЗТ показало, что ни в одном из 3200 случаев внешних КЗ, рассмотренных ранее, не произошло некорректного срабатывания защит. На рис. 4 приведён результат моделирования того же режима, что представлен ранее на рис. 2. Как видно из рис. 4, некорректная работа защиты устранена.

Для оценки правильности работы усовершенствованной ДЗТ при внутренних КЗ произведен расчёт 32 режимов с различным содержанием апериодической составляющей. Получено, что максимальное замедление при внутренних КЗ составило не более 0,06 с.

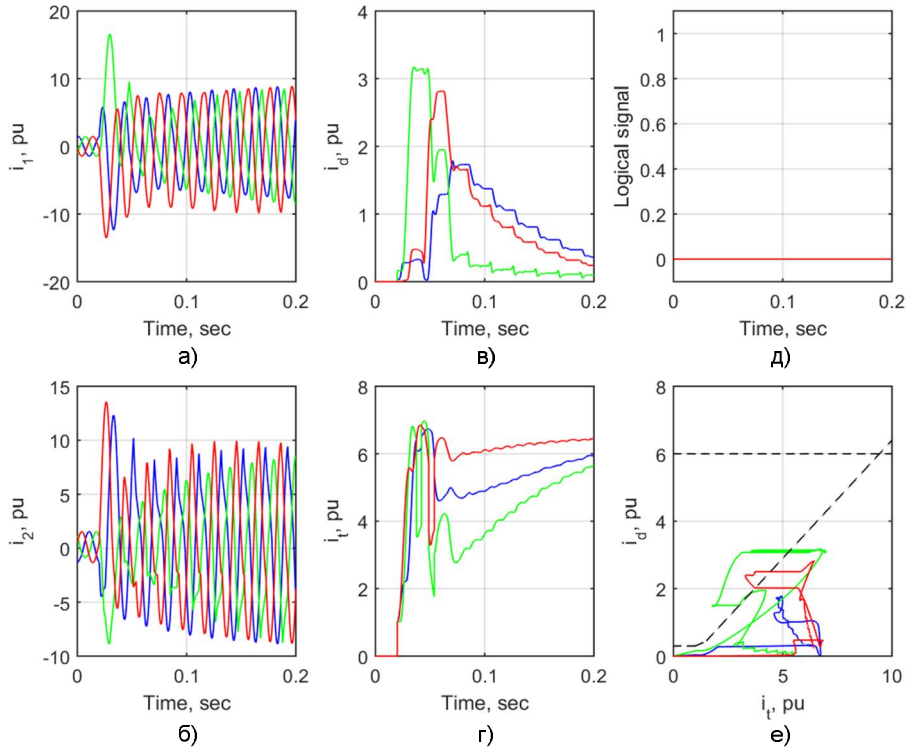


Рисунок 4 – Пример корректного несрабатывания защиты при внешнем коротком замыкании с параметрами $I^{(3)}_{КЗсист}$ = 20 кА, $Z_{*2ТТ\ ВН}$ = 0,5 о.е., $Z_{*2ТТ\ НН}$ = 1 о.е., $В_{ост.ТТ\ ВН}$ = 0%, $В_{ост.ТТ\ НН}$ = 100%, $\varphi_{ЕА}$ = 90°:

а – осциллограммы трёхфазных вторичных токов плеча ВН; б – то же для плеча НН; в – графики трёхфазного дифференциального тока; г – графики трёхфазного тока торможения; д – графики логических сигналов срабатывания трёх фаз защиты; е – графики зависимостей токов небаланса от токов торможения в трёх фазах

Заключение. В статье выполнено исследование работы микропроцессорных ДЗТ на математической модели в MATLAB Simulink в режимах внешних КЗ с насыщением ТТ. Установлено, что в большом числе случаев имеющиеся в терминалах ДЗТ алгоритмы (процентное торможение, блокировка по 2-й гармонической составляющей дифференциального тока) не позволяют обеспечить надёжное несрабатывание защит в режимах внешних КЗ.

Для уменьшения количества неправильных срабатываний предложено улучшение алгоритма ДЗТ за счёт ДФО и блокировки по апериодической составляющей тока. Результаты моделирования показали, что после введения усовершенствований выявленные ранее некорректные срабатывания ДЗТ полностью устраняются. Рекомендуется применение указанных алгоритмов в цифровых устройствах ДЗТ.

Библиографический список

1. Сивков А.С., Щеглов Л.В., Ведерников Г.А., Петрова О.В. Дополнительные параметры трансформаторов тока для обеспечения надежной работы сети // Энергоэксперт. – 2018. – № 3(67). – С. 50-53.

2. Литвинов И.И., Глазырин В.Е., Наумова А.И. Повышение чувствительности дифференциальной защиты в условиях глубокого насыщения трансформаторов тока // Ползуновский альманах. – 2020. – № 1. – С. 129-133.
3. Свистунов Н.А. Выбор измерительных трансформаторов тока, используемых дифференциальной релейной защитой // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2017. – № 12-1. – С. 113-117.
4. Куксин А.В. Математическая модель дифференциальной защиты линии электропередачи // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2020. – № 1(59). – С. 3-12.
5. Мухаметгалеева Т.С., Федосов Д.С. Разработка упрощенной модели трансформатора тока для исследования работы релейной защиты в переходных режимах // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2021. – Т. 25. – № 4(159). – С. 450-462.

[1] Колесов А.И., обучающийся гр. ЭСб-19-1
[2] Пестряков М.В., обучающийся гр. ЭСб-19-2
[3] Сысоев А.Ф., обучающийся гр. ЭСб-19-2
[4] Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС, к.т.н., доцент
[5] Шиханцов В.В., обучающийся гр. ЭСб-19-2

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СОЗДАНИИ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ОБЪЕКТОВ ИЭС

Колосок И.Н., Коркина Е.С., Демидов И.С.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kolosok@isem.irk.ru

Введение. Цифровой двойник (ЦД) – одна из перспективных технологий цифровой трансформации энергетики и создания интеллектуальной энергосистемы (ИЭС) России. ЦД создает виртуальный прототип реального объекта, с помощью которого можно прогнозировать поведение объекта и решать задачи управления его жизненным циклом. Цифровой двойник в энергетике рассматривается в качестве основного инструмента интеллектуального управления объектами современной ЭЭС.

ЦД ИЭС и ее объектов основывается на математической модели сети, для создания и постоянной актуализации которой используется информация, поступающая от систем сбора и обработки информации: для объектов высоковольтных передающих сетей это телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС) SCADA и синхронизированные векторные измерения (СВИ), поступающие от СМПР-российского аналога WAMS. Для объектов распредсетей это ТИ и ТС SCADA и показания интеллектуальных счетчиков

измерительной инфраструктуры Advanced Metering Infrastructure (AMI). СВИ из-за их большой стоимости в распределительных сетях устанавливаются достаточно редко.

Системы сбора и обработки информации SCADA, WAMS, AMI являются ключевыми составляющими информационно-коммуникационной подсистемы ИЭС, но привнося очевидные преимущества от их использования имеют существенный недостаток – высокую уязвимость к несанкционированным воздействиям или кибератакам.

При создании и функционировании цифровых двойников применяется широкий спектр различных современных информационных технологий (ИТ), таких как онтологические модели, промышленный интернет вещей (IIoT), большие данные, машинное обучение, распределенные реестры (Blockchain), агентные, облачные и граничные вычисления и др. [1-4 и др.]. ИТ-технологии обеспечивают возможность применения принципиально новых подходов для создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием ИЭС, но большинство из них в той или иной степени также уязвимы к кибератакам, что повышает риски нарушения кибербезопасности объектов энергетики при создании их ЦД.

Это определяет актуальность исследований проблемы кибербезопасности (КБ) при создании ЦД объектов ИЭС. В докладе будет рассмотрено современное состояние систем сбора и обработки информации, необходимой для создания и функционирования ЦД с позиций кибербезопасности, технологии облачных и граничных вычислений и их уязвимость к кибератакам (КА), проанализированы последствия возможных кибератак на корректность функционирования ЦД объектов ИЭС, рассмотрены вопросы целесообразности применения этих технологий при создании ЦД объектов ИЭС.

Системы сбора и обработки информации для создания и функционирования ЦД. При создании цифрового двойника энергетического объекта существует необходимость в обработке больших объемов информации разного качества в режиме реального времени. Данная информация поступает от традиционных и векторных средств измерений – систем SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), СМПР (Система мониторинга переходных режимов) и (AMI) [5-6]

SCADA-система – это программно-аппаратный комплекс сбора и обработки данных для диспетчерского управления. В SCADA-системы объекта ЭЭС поступают ТИ параметров режима и ТС о состоянии коммутационного оборудования для передачи ее в центры диспетчерского управления для поддержки действий диспетчерского персонала при оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС. Наибольшее распространение в ЕЭС России получили SCADA-системы серии СК (СК-2007, СК-11) [7].

СМПР – многоуровневая распределённая автоматизированная система сбора, обработки и хранения СВИ параметров электромеханических

переходных процессов и установившихся режимов. Данная система, как правило, применяется для объектов высоковольтных передающих сетей. Основным измерительным оборудованием СМПР являются устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ) или PMU. С созданием СМПР появляется возможность получать более детальную информацию о параметрах установившихся и переходных режимов энергосистемы, возникающих вследствие технологических нарушений или аварий. [8].

Информацию о состоянии объектов распределительной сети можно получить по измерениям интеллектуальных счетчиков измерительной инфраструктуры AMI. AMI – это интегрированная платформа, состоящая из цифрового оборудования и программного обеспечения, которое включает интеллектуальные счетчики, модули связи, концентратор данных, сетевой сервис для удаленной передачи данных, связь и головную систему (HES). [5]. На сегодняшний день для передачи данных в системах используются технологии PLC, GSM/GPRS/3G, Ethernet, BPL, беспроводные радиосистемы. Интеллектуальные счетчики, называемые Smart meter (SM), устанавливаются во вторичных цепях распределительных подстанции, а также в нагрузочных и/или генераторных узлах среднего и низкого напряжения. Кроме потребляемой энергии SM могут измерять активные и реактивные мощности, активные и реактивные токи и модули напряжений. Данная информация передается в систему управления распределительной сетью для контроля параметров сети, управления коммутационными аппаратами и др. [9].

Правильность и достоверность работы ЦД объекта ЭЭС во многом определяется качеством и объемом информации, поступающей от систем SCADA, СМПР AMI. Причинами появления грубых ошибок при передаче информации могут быть как случайные факторы, связанные со сбоями в системе сбора данных, ошибками персонала и т.д., так и преднамеренные воздействия (кибератаки) на систему сбора и передачи данных, базы данных и программу оценивания состояния. В результате могут возникнуть серьезные ошибки в решениях, принимаемых при диспетчерском управлении на базе результатов оценивания состояния (ОС.) Вследствие этого, как отмечено в большом количестве публикаций [10-12], системы SCADA, СМПР AMI относятся к критическим с точки зрения кибербезопасности, т.е. к наиболее опасным инфраструктурам по последствиям реализованных киберугроз.

Кибератаки на SCADA, WAMS, AMI. Последствия кибератак. Кибератаки – это действия киберпреступников, направленные на компьютерные системы, базы данных, инфраструктуру и посетителей веб-сайтов. Большой интерес для злоумышленников представляют такие составляющие объекта ИЭС, как SCADA, СМПР, AMI. В [13,14] представлена классификация возможных кибератак на SCADA/EMS системы, оцениваются

вероятность их выполнения и возможные последствия для процесса управления ЭЭС.

Одним из самых распространённых видов атак на систему SCADA является «внедрение ложных данных», которое приводит к искажению передаваемых и/или сохраненных данных [15]. К другим видам кибератак относят:

-прямое повреждение RTU;

- повреждение линий (каналов) связи между RTU и центром управления;

- повреждение баз данных в центре управления;

- повреждение программного обеспечения (ПО), расположенного на серверах SCADA и EMS-приложений в центре управления ЭЭС.

В [16] представлены требования к кибербезопасности SCADA, WAMS:

1. Своевременность (оперативность отправления, передачи, получения данных) Доступность означает, что любой компонент системы SCADA, WAMS должен быть готовым к использованию, когда необходимо.
2. Целостность требует, чтобы данные генерировались, передавались, отображались, хранились в системе SCADA, WAMS, будучи подлинными и неповрежденными из-за несанкционированного вмешательства.
3. Конфиденциальность относится к тому, что постороннее лицо не должно иметь никакого доступа к информации, относящейся к конкретной системе SCADA, WAMS.
4. Киберустойчивость – это способность системы сдерживать локальное воздействие кибератак, идентифицировать и задерживать поток искаженных данных в пределах области, подверженной кибератаке, без дальнейшей передачи и использования этих данных при управлении физической подсистемой, чтобы не привести к возникновению аварийных ситуаций вплоть до развития крупных системных аварий.

Представленные выше требования обусловлены серьезными последствиями, которые могут быть вызваны «успешными» кибератаками. При совершении КА на SCADA, WAMS, AMI крупного энергетического объекта, злоумышленники могут обесточить большое количество промышленных и бытовых потребителей, что в свою очередь приведет к серьезным экономическим последствиям [17].

Такие требования применимы также и к инфраструктуре AMI. Вопросу КБ инфраструктуры AMI уделяется меньше внимания в связи с тем, что, как правило, наибольший интерес для хакеров представляют крупные энергетические объекты, на которых данная инфраструктура не устанавливается.

В сетях электроэнергетики применение стандартных методов КБ является не достаточным для того, чтобы обеспечить глубокую защиту. По этой причине применяется стратегия многоуровневой защиты по всем векторам атак, особенно в критически важной служебной сети или сети авто-

матизации. Но даже применение многоуровневой сетевой защиты не может обеспечить стопроцентную защиту от кибератак и их вредоносных последствий. Поэтому важной задачей является выявление КА и уменьшение их влияния на работу физической подсистемы.

Уязвимость к кибератакам ИТ-технологий, применяемых при создании ЦД объектов ИЭС Цифровой двойник – это собирательная технология, включающая такие новейшие цифровые технологии, как IIoT, облачные хранилища и вычисления, машинное обучение и др.[1-4]. При использовании современных ИТ необходимо обратить особое внимание на проблемы кибербезопасности.

Проблема КБ является одним из барьеров применения средств IIoT в производстве электроэнергии [18]. Главным образом это связано с тем, что чем больше информации об объектах производства поступает в сеть, тем более уязвимыми с точки зрения КБ они становятся. Согласно анализу компании IBM, к 2025 году энергетические компании будут использовать данные, получаемые от более чем полутора миллиардов устройств, подключенных к IIoT – сенсоров, умных счетчиков, бытовых приборов, систем мониторинга энергетических и промышленных активов. Таким образом, совершенно очевидная сторона применения IIoT при создании и функционировании ЦД – вопрос обеспечения КБ.

Согласно результатам исследования «Лаборатории Касперского» [19], инциденты с устройствами IIoT входят в тройку угроз с наибольшим финансовым ущербом для компаний любого размера. Одной из главных проблем в сфере кибербезопасности IIoT – устройств до сих пор остается отсутствие единых стандартов.

При создании и функционировании ЦД виртуальная модель, как правило, находится в облаке. Интернет вещей – это постоянно растущая индустрия, которая требует более эффективных способов управления передачей информации и обработкой данных. Возможно, что в таком контексте на смену облачным вычислениям в ближайшее время придут туманные и граничные вычисления [20].

Облачные вычисления – это технология, которая позволяет хранить и обрабатывать данные удаленно в «облаке». Для этого используются центры обработки данных (ЦОДы). Основными недостатками Облачных вычислений являются: 1) задержка в передаче данных между клиентом и ЦОД и 2) сложная и дорогая инфраструктура, если компания не хочет использовать публичное облако и выбирает частное или гибридное.

Поэтому в ряде работ [20-22] на смену Облачным вычислениям при создании ЦД предлагается использовать туманные и граничные вычисления – **edge computing.**

Согласно определению Гартнера, **edge computing** – это подвид распределенных вычислений, в котором обработка информации происходит в непосредственной близости к месту, где данные были получены и будут

потребляться. Это основное отличие edge computing от облачных вычислений. Главное преимущество граничных вычислений – это практически нулевая задержка в передаче данных.

Промежуточное положение между облачными и граничными вычислениями занимают **туманные вычисления** –технология, благодаря которой хранение и обработка данных происходят в локальной сети между конечным устройством и ЦОД с помощью туманных облаков (мини-ЦОДов). Они берут на себя обработку время-зависимых операций, исключая обращение к основному облаку.

В таблице на основе [23] приведен сравнительный анализ безопасности и киберуязвимости облачных, туманных и граничных вычислений.

Вид вычислений	ПЛЮСЫ	МИНУСЫ
Облачные 1. публичное облако	надежная безопасность, обеспечивает провайдер публичного облака;	в публичном облаке личная информация передается через глобально связанные каналы - возможна потеря данных, кроме того, система становится уязвимой к кибератакам;
2. личное / гибридное облако	проблема потери данных может быть частично решена с помощью гибридного облака или создания личного облачного хранилища	вопросы безопасности должен решать владелец личного или гибридного облака; Облачная система может разрушиться при сбоях сети Интернет.
Туманные	риск сбоя намного ниже благодаря различным протоколам и стандартам; можно установить дополнительный уровень защиты – виртуальный файервол, сделать сегментацию трафика	Децентрализованные сети менее надежны, чем сети больших датацентров.
Граничные	самые защищенные, т.к. информацию можно не передавать в облака; повышенная надежность, т.к. вычисления можно проводить без Интернета	требуется надежный план безопасности, включающий расширенные методы аутентификации и активную защиту от атак.

Таким образом, с учетом преимуществ, недостатков и степени безопасности, для создания и функционирования ЦД следует применять ту технологию обработки данных, которая обеспечит необходимое быстродействие обмена данными при требуемом уровне КБ структуры ЦД при его функционировании.

Цифровой Двойник – средство повышение КБ энергообъектов ИЭС. Таким образом, с одной стороны использование современных информационных технологий при создании ЦД повышает риски кибератак на

энергетические объекты, но с другой стороны является эффективным средством повышения их КБ.

В ЦД заложены информационная, математическая и имитационная модели. Когда нужно проработать сценарии нестандартных (аварийных) ситуаций, к которым можно отнести и кибератаки, ЦД имитирует любое поведение энергообъекта на основе соответствующей информации, приходящей онлайн или из архивов (Базы Данных). В данном случае может быть сымитирована любая возможная атака, например:

· DDoS (Distributed Denial of Service) – непоступление данных от измерительных датчиков на вход математической модели ЦД. Такая ситуация требует создания резервного сервера и резервных каналов передачи информации, чтобы избежать потери информации.

· FDI (Fault Data Integrity) – ввод ложных данных. Наличие плохих данных может быть обнаружено с помощью процедуры Оценивания состояния. Причин появления ложных данных может быть несколько: искаженные данные пришли от внешнего непроверенного источника, искажение произошло внутри сетевого контура в Базе данных и др. ЦД должен проанализировать возможные причины появления искажений информации с помощью СОВ (систем обнаружения вторжений в сеть) или на основе статистики запросов к БД.

По результатам расчетов, имитирующих кибератаки, может быть доработана онтологическая модель ЦД, в область её охвата войдет резервное оборудование (серверы, каналы связи), система мониторинга сети и др. Являясь виртуальной моделью критической инфраструктуры, ЦД энергообъекта должен иметь в арсенале математической модели специальные киберзащитные программные и аналитические средства. С помощью алгоритмов машинного обучения можно научить ЦД обнаруживать отклонения от стандартного хода событий в сети, а затем выявлять причины этих отклонений. Таким образом, ЦД позволит минимизировать ущерб, который возник бы в случае утечки данных или их недоступности.

Заключение. При создании и внедрении цифровых двойников объектов ИЭС возникает новый вид угрозы нарушения КБ, связанный с неадекватностью виртуальной модели, для формирования которой используются данные, поступающие от систем SCADA, WAMS, AMI. Поэтому обеспечение этих систем является ключевым аспектом проблемы КБ ЦД в энергетике.

Учитывая степень обеспечения объектов энергетики датчиками измерительной информации и киберуязвимости ИТ целесообразно:

· для создания ЦД объектов, имеющих достаточно развитую информационно-коммуникационную инфраструктуру, использовать данные, поступающие от систем SCADA, WAMS, AMI и хранящихся в базах данных центров управления ЭЭС различного уровня иерархии, не прибегая к использованию IIoT и облачных технологий;

· для создания ЦД объектов, в состав которых входит большое количество объектов распределенной генерации и ВИЭ, накопителей энергии, активных потребителей и просьюмеров, в недостаточной степени оснащенных измерительными устройствами централизованных систем сбора информации, использовать технологии IIoT и облачных или туманных технологий, уделяя должное внимание обеспечению их КБ.

Несмотря на дополнительные угрозы нарушения КБ, возникающие при внедрении ЦД в структуру управления объектами ИЭС, применение ЦД дает и положительный эффект в плане КБ: возможность моделирования КА и проведения анализа их последствий, изучения реакции системы и выработки стратегий их смягчения. Этот вид анализа без ущерба для реального объекта возможен только с помощью цифрового двойника.

Библиографический список

1. Массель Л.В., Массель А.Г., Копайгородский А.Н. Эволюция технологий исследований энергетики и применения их результатов: от математических моделей и компьютерных программ к цифровым двойникам и цифровым образам // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 4 (16). С. 5-19.
2. Ерошенко С.А., Хальясмаа А.И. Технологии цифровых двойников в энергетике. Электроэнергетика глазами молодежи. В 3 т. Т. 1. Иркутск, 2019. С. 37-40.
3. Андрюшкевич С.К., Ковалев С.П., Нефедов Е. Подходы к разработке и применению цифровых двойников энергетических систем // Цифровая подстанция. 2019. № 12. С. 38-43.
4. Воропай Н.И., Массель Л.В., Колосок И.Н., Массель А.Г. ИТ-инфраструктура для построения интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики на основе цифровых двойников и цифровых образов // Известия РАН. Энергетика. №1. 2021. С. 3-13.
5. Emmanuel M., Rayudu R. Communication technolo- gies for smart grid applications: a survey // Journal of Network and Computer Applications. 2016. No. 74. P. 133–148.
6. Колосок И.Н., Коркина Е. С. Информационное обеспечение задачи создания цифрового двойника ЭЭС и ее объектов //Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Мат-лы Всерос. науч.-практ.конф. с межд. участием (Иркутск, 20-24 апреля, 2021 г.): в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2021. – Том 1. – С. 187-193
7. Программный комплекс для создания автоматизированных систем оперативно-технологического и ситуационного управления в сетевых компаниях / ЗАО «Монитор Электрик» – Россия, г. Пятигорск, 2019 [Элек-

тронный ресурс] URL: http://www.monitel.ru/files/downloads/products/CK-11.pdf (дата обращения: 21.03.2021).
8. Дубинин Д.М. Актуальные задачи развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач управления в электроэнергетике // Доклад на заседании НТС СО ЕЭС. (06.12. 2019)
9. Болоев Е.В., Голуб И.И., Федчишин В.В. Оценивание состояния распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков // Вестник ИрНИТУ 2018. No 2. С. 95–106.
10. Менгазетдинов Н.Э., Полетыкин А.Г., Промыслов В.Г. Новые кибернетические угрозы и методы обеспечения кибербезопасности в цифровых системах управления // Энергетик. №7. 2012. С. 18-23.
11. Ten C., Liu C., Govindarasu M. Vulnerability Assessment of Cybersecurity for SCADA Systems, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 24-28 June 2007, p.1-8.,
12. Zanouz S., Rogers K.M., Berthier R., Bobba R.B., Sanders W.H, Overbye T.J. SCPSE: Security-Oriented Cyber-Physical State Estimation for Power Grid Critical Infrastructure // IEEE Transactions on Smart Grid, vol.3, no.4, December 2012, pp.1790-1799
13. Hug G., Giampapa J.A. Vulnerability Assessment of AC State Estimation with Respect to False Data Injection Cyber-Attacks // IEEE Transactios on Smart Grid. Vol. 3, NO 3, September 2012, pp. 1362-1370,
14. Sandberg H., Teixeira A. and Johansson K.J. On Security Indices for State Estimation in Power Network, in Preprints of the First Workshop on Secure Control System, CPSWEEK 2010, 2010.
15. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Идентификация кибератак на системы SCADA и СМПР в ЭЭС при обработке измерений методами оценивания состояния // Электричество. 2021. № 6. С. 25- 32.
16. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка рисков управления киберфизической ЭЭС на основе теории нечетких множеств // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. В 2-х книгах. 2019. С. 238-247.
17. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Киберугрозы и кибербезопасность в электроэнергетических системах // Сборник докладов всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Иркутск, Россия, 16-20 сентября 2019 г, Том 1, С.56-67.
18. Пипия Ю. С. Использование технологий интернета вещей в электроэнергетике: возможности и ограничения //Научные записки молодых исследователей, № 5/2019, С. 56-64
19. Тремзин О., Щепетов К. Промышленный интернет вещей // Озор TAdviser «Интернет вещей» [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.tadviser.ru/index.php/ _Internet_of_Things_(IoT)

20. Хрисанфова Е. Облачные, туманные и граничные вычисления: отличия и перспективы развития технологий. [Электронный ресурс] Режим доступа: https://rb.ru/story/edge-computing/ (дата обращения 24.06.2021)
21. Курганова Н.В., Филин М.А., Черняев Д.С., Шаклеин А.Г., Намиот Д.Е. Внедрение цифровых двойников как одно из ключевых направлений цифровизации производства // International Journal of Open Information Technologies ISSN: 2307-8162 Т. 7. № 5. 2019. С.105-115.
22. Колосок И.Н., Коркина Е.С. Применение технологии граничной аналитики (Edge Analytics) при создании цифровых двойников объектов ЕЭС России // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 2021, №3 (23), С.28-39.
23. Сравнение облачных и туманных вычислений для создания проектов интернета вещей/ [Электронный ресурс] Режим доступа: https://oncloud.ru/blog/2019/06/05/oblachnye-i-tumannye-vychisleniya-dlya-IoT

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

УДК 622.732

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Конюхов В.Ю.[1], Пермякова Д.Н.[2], Узун Е.С.[2], Абсаттаров С.Н.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Московский государственный технический университет имени Николая Эрнестовича Баумана
konyuhovvy@ex.istu.edu, PermyakovaD@student.bmstu.ru, m2108409@edu.misis.ru, absattarovsn@student.bmstu.ru

Введение. Математическое моделирование в технике – это представление технической системы или процесса и в виде эквивалентной ей математической модели с целью нахождения неизвестных ранее величин. Математическое моделирование используется во многих областях науки. Например, в металлургии [1], гидравлике [2] и экологии [3]. Энергетика также использует методы моделирования для построения систем. В работе представлен обзор проблем в энергетике, а также пути их решения при помощи математических методов.

Математическое моделирование – инструмент совершенствования процесса исследования. От методов исследования напрямую зависит качество получаемых данных. На сегодняшний день математическое моделирование является одним из наиболее точных методов, применимым практически к любой системе в энергетике. Например, при помощи математики возможно провести оптимизацию трубопровода [4].

Другой автор предлагает использовать теоретические модели для работы в области солнечной энергетики в условиях севера [5]. Данный вопрос очень актуален для Российской Федерации. Для того, чтобы создать модель исследователь использует весьма перспективную идею построения блок-схем. Данный метод позволяет наглядно оценить структуру будущей модели и понять, на каких этапах возможны ошибки.

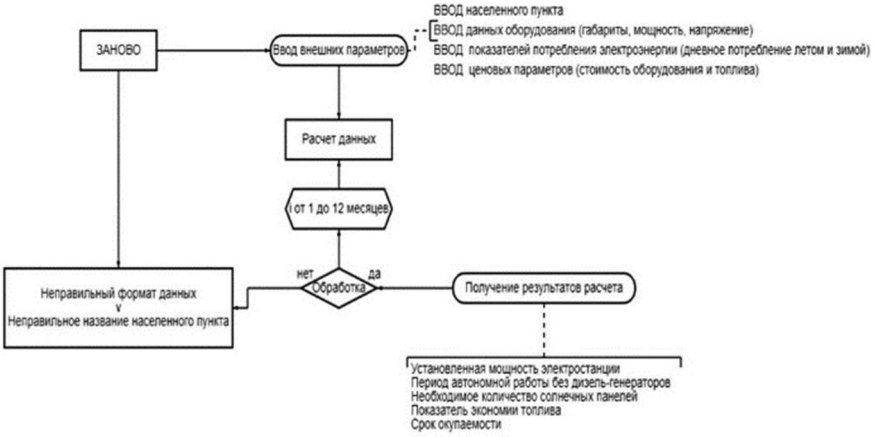


Рисунок 1 – Начальный этап разработки математической модели [5]

Другой важной проблемой, решаемой при помощи математического моделирования, является контроль радиоактивных веществ вблизи объектов энергетики [6]. Автор поднимает вопросы охраны труда и безопасности и при помощи математического анализа предлагает пути решения наиболее значимых проблем. Проблемы надежности объектов энергетики рассмотрены также в работе [7]. Проблемы, связанные с безопасностью во время чрезвычайных ситуаций, описаны при помощи математики в работе [8].

Моделирование может применяться не только для решения конкретных задач, но и для прогнозирования развития энергетических систем в будущем. В работе [9] исследователи предлагают использовать математические модели для прогнозирования развития энергетического потенциала Урала.

Заключение. Таким образом, в работе приведен краткий обзор основных направлений применения математических моделей в энергетике. Возможность использования возможностей моделирования в одних областях показывает перспективы использования и в других. Применение практического моделирования в энергетике позволяет существенно оптимизировать процесс создания конечного решения и ускорить исследование, сэкономив при этом ресурсы.

Библиографический список

1. Карлина, А. И. Применение процесса мокрого рудного самоизмельчения для дезинтеграции глины и песков металлоносных россыпей / А. И.

Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2014. – № 10(93). – С. 189-195.
2. Карлина, А. И. Изучение структуры внутренних течений и волнового движения водного и взвесенесущего потока / А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 4(99). – С. 137-145.
3. Подготовка и очистка природных и сточных вод: монография / К. Л. Ястребов, Т. Я. Дружинина, В. В. Надршин, А. И. Карлина; Иркутский государственный технический университет. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2014. – 564 с.
4. Трубопроводные системы энергетики. Математическое моделирование и оптимизация / В. К. Аверьянов, Е. В. Сеннова, А. М. Карасевич [и др.]; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск : Новосибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия "Академический научно-издательский и книгораспространительский центр "Наука", 2010. – 418 с.
5. Местников, Н. П. Разработка системы математического моделирования работы объектов солнечной энергетики в условиях Севера / Н. П. Местников, Н. С. Бурянина, П. Ф. Васильев // Грозненский естественнонаучный бюллетень. – 2021. – Т. 6. – № 2(24). – С. 81-85.
6. Зубов, В. Н. Математическое моделирование распространения радиоактивных веществ в воздушной среде в районах объектов энергетики: специальность 05.13.18 "Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Зубов Владимир Николаевич. – Ростов-на-Дону, 2009. – 20 с.
7. Волков, А. А. Разработка математических моделей и методик стохастического моделирования для вероятностного анализа безопасности и надежности объектов энергетики: специальность 05.13.18 "Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук / Волков Андрей Александрович. – Москва, 2004. – 22 с.
8. Гуменюк, В. И. Моделирование защищенности объекта энергетики от чрезвычайных ситуаций: структура модели и математический аппарат / В. И. Гуменюк, И. А. Толочко, А. Ю. Туманов // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2017. – Т. 23. – № 3. – С. 101-108.
9. Пыхов, П. А. Прогнозирование состояния энергобезопасности Урала: методический подход и результаты исследований / П. А. Пыхов // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2019. – № 12(130). – С. 65.

УДК 622.732

ПЕРСПЕКТИВА ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Конюхов В.Ю., Пермякова Д.Н., Узун Е.С., Абсаттаров С.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Московский государственный технический университет имени Николая Эрнестовича Баумана
konyuhovvy@ex.istu.edu, PermyakovaD@student.bmstu.ru, m2108409@edu.misis.ru, absattarovsn@student.bmstu.ru

Введение. Информатика является набором современных инструментов, основанных на искусственном интеллекте, программировании и аналитике данных. Решение задач происходит за счет нахождения множества решений и вариантов. Такой подход широко востребован во многих отраслях, связанных с информационными технологиями. А между тем многие методы машинного обучения можно успешно применять и для анализа и предсказания работы технических систем. В статье приведен краткий обзор литературных источников, показывающих значимость современных подходов к аналитике больших данных. Кроме того, дается оценка перспективности применения big data в энергетике [1-3].

Информационные технологии в энергетике. Сфера информационных технологий давно интегрируется во многие области науки и техники, причем не только в теоретические, но и в более прикладные. Так автор работы [4] рассматривает практическое внедрение технологии автоматизации систем на примере концерна «Росэнергоатом», ОАО «Энергомашкорпорация». Другим примером может служить работа [5]. Автоматизация систем в данном случае показана при помощи блок схем (см. рис. 1). Это в свою очередь значительно упрощает визуальное восприятие.



Рисунок 1 – Пример структуры энергетической системы

Отдельное внимание специалистов была направлено на создание безопасных энергетических систем [6]. Исследуемая проблема связана с обеспечением качества безопасности систем при помощи внедрения риск-ориентированных стандартов ISO. В результате исследования была сформирована гибридная оценочная методика, отражающая основные международные требования.

Другим немаловажным аспектом обеспечения качества функционирования в энергетике является подготовка квалифицированных специалистов. Существует множество учебных пособий для студентов-энергетиков. В большинстве показано применение информационных технологий в проектировании и автоматизации энергетических систем [7-9]. Это еще раз доказывает важность IT в исследуемой сфере.

Заключение. Таким образом, информационные технологии являются одним из ключевых направлений развития энергетики. К ранее применяемым методам и IT-инструментам возможно добавить и последние разработки индустрии. К ним относится в том числе и машинное обучение, все больше набирающее популярность.

Библиографический список

1. Разработка способа управления энергетическим режимом электролизеров для производства алюминия / И. А. Сысоев, В. В. Кондратьев, С. Г. Шахрай, А. И. Карлина // Цветные металлы. – 2016. – № 5(881). – С. 38-43.
2. Обоснование возможности нагрева глинозема теплом анодных газов алюминиевого электролизера / С. Г. Шахрай, А. П. Скуратов, В. В. Кондратьев, В. А. Ершов, А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – № 3(110). – С. 131-138.
3. Карлина, А. И. Изучение механизма процесса гравитационного обогащения и совершенствование математических моделей процессов / А. И. Карлина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 2(97). – С. 168-173.
4. Козлов, Д. О. Внедрение информационных технологий в энергетике / Д. О. Козлов // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2006. – № 3. – С. 59-64.
5. Будущее энергетики Мировой Экономический Форум. [Электронный ресурс] URL: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf
6. Лившиц, И. И. Гибридная методика оценки безопасности информационных технологий для критически важных объектов энергетики / И. И. Лившиц, А. В. Неклюдов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2017. – № 4. – С. 5-11.
7. Волков, Ю. Д. Информационные технологии в энергетике: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 140100 – "Теплоэнергетика" / Ю. Д. Волков, Ю.

А. Вантюсов, А. П. Левцев; Министерство образования и науки РФ, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Мордовский государственный университет им. Н. П. Огарёва". – Саранск: Без издательства, 2012. – 220 с.
8. Головина, Е. Ю. Применение информационных технологий в энергетике: учебное пособие по курсам "Интеллектуальные информационные технологии", "Проектирование информационных систем" и "Корпоративные информационные системы" для студентов ГПИ и АВТИ, обучающихся по направлениям "Прикладная информатика (по отраслям)" и "Информатика и вычислительная техника" / Е. Ю. Головина; Е. Ю. Головина; М-во образования и науки Российской Федерации, Московский энергетический ин-т (технический ун-т). – Москва: Изд. дом МЭИ, 2010. – 79 с.
9. Дубицкий, М. А. Информационные технологии в энергетике: Методические указания к практическим занятиям и самостоятельной работе / М. А. Дубицкий, О. А. Засухина. – Ангарск: Ангарский государственный технический университет, 2016. – 81 с.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6, 10 кВ. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ И АНАЛИЗ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА РАБОТЫ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 кВ

Корниенко Д.А., Висящев А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dima.kornienko.1998@mail.ru*, *visjashev@ges.irkutskenergo.ru

Введение. В настоящее время бесперебойная работа систем электроснабжения промышленных предприятий, транспорта, сельского, коммунального и других отраслей хозяйства напрямую зависит от надежной работы силовых кабелей низких и средних классов напряжения. В России силовые кабели на номинальное напряжение 6-10 кВ выпускаются в следующих вариантах: с пропитанной бумажной изоляцией (наиболее массовый вид продукции); с пластмассовой изоляцией; с резиновой изоляцией.

В процессе эксплуатации силовые кабельные линии (КЛ) подвергаются: комплексному воздействию электрического и теплового полей; увлажнению изоляции; механическому старению и повреждению под воздействием вибрации, электродинамических усилий и механических нагрузок; химическому старению под влиянием агрессивных веществ. Старение изоляции силовых кабелей в результате длительного воздействия эксплуатационных факторов может привести к пробою кабелей при

достижении предельных значений характеристик изоляции, что в свою очередь ведет к снижению надежности всей энергосистемы. К сожалению, состояние кабельных линий напряжения 6-10кВ в России оставляет желать лучшего.

Данные, приведенные в научном журнале «Электрик» показывают, что лишь около одной трети кабельных линий 6-10кВ находятся в удовлетворительном состоянии, а остальные – в неудовлетворительном, причем на отдельных предприятиях доля проблемных КЛ превышает 80% за счет неудовлетворительного технического состояния концевых и соединительных кабельных муфт, так же следует учитывать и то, что большинство кабелей отработали свой ресурс.

Основное содержание. С помощью собранных данных и научных статей проводится анализ основных параметров. Проверяются различные виды изоляции кабелей, таких как ААБл, АПвБПу, ААШв, АСБ, ПвПу и NA2XSE2Y исследуется их работа, выполняется оценка эффективности применения в тех или иных условиях.

Конструкция КЛ. Главными элементами конструкции кабельной линии являются:

· кабель, служащий для передачи электрической энергии;

· соединительные муфты, при помощи которых отдельные строительные длины кабелей, изготовленные на заводе, соединяются в одну линию, если строительная длина одного куска кабеля не соответствует длине линии (см. рис. 1);

· концевые муфты (заделки);

· стопорные муфты, монтируемые на крутых участках трассы линии, для предупреждения стекания кабельной массы;

· подпитывающие аппараты и система сигнализации давления масла для линий, выполненных маслонаполненными кабелями;

· кабельные сооружения (кабельные коллекторы, туннели, каналы, шахты, колодцы), специально применяемые на отдельных участках кабельных линий, когда прокладка в естественном грунте исключается.



Рисунок 1 – Кабельная линия с муфтами

Далее рассмотрим виды и конструкцию кабелей, применяемых в филиале электросетевых компаний.

Повреждения кабельных линий. Повреждения в городских сетях кабельных линий (KJI) 6-10 кВ – основная причина отключений целых районов города (по статистике 70-80%). Именно поэтому радикальное снижение аварий в кабельных сетях – это и повышение надёжности, и снижение затрат, и в какой-то мере решение одной из социальных проблем. Конечно, обученный персонал, высокая эксплуатационная культура в проведении ремонтов, монтажа и особенно профилактики имеют превалирующее значение в решении основной задачи.

Кабельную линию вполне можно сравнить с организмом человека – она, со временем подвергаясь различным факторам, стареет, в ней появляются дефекты, которые, если их своевременно не устранить, приведут к авариям и в конце концов к значительным затратам по замене не отслужившей своего срока линии.

Кабель съедает коррозия, почвенная влага проникает в изоляцию, вытекает пропитка.

Проверка кабельных линий. Существуют профилактические меры, для кабельных линий, профилактика может состоять из:

· Испытаний повышенным напряжением;

· Измерений, не разрушающих кабельную изоляцию;

· Внедрения системы с электронными кабельными паспортами и автоматическим выбором даты высоковольтных испытаний с учётом состояния КЛ.

Требования к прокладке кабельной линии. Открытая прокладка кабельных линий в горизонтальном направлении по стенам и конструкциям в каналах и коллекторах требует жесткого закрепления концов у соединительных муфт и в местах изгибов. Также рядом с ними монтируются конструкции для поддержки через каждые 80-100 см. При риске механических повреждений на высоте 2 метров устанавливается дополнительное покрытие.

Монтаж кабельных линий связан с соединением отдельных отрезков. Это осуществляется с помощью соединительных муфт. Кабели до 1 кВ соединяются чугунными или эпоксидными муфтами. В кабелях с изоляцией из пластмассы используют соединительные муфты с термоусаживаемыми изоляционными трубками. Они покрывают отдельные жилы. Также имеется общая шланговая термоусаживаемая трубка. Внутри каждой имеется термоплавкий клей. Подсоединение к распределительному оборудованию осуществляется посредством заделок и концевых муфт.

Траншейная прокладка кабеля. Это наиболее простой и экономичный вариант монтажа. В подземных кабельных линиях допустимые токи выше в 1,3 раза, по сравнению с воздушными. Это уменьшает расход используемых цветных металлов.

Глубина траншеи должна быть не менее 80 см. На дно помещается просеянная земля, создающая подушку в 10 см. Соседние части кабельных

линий, рассчитанных на напряжение до 10 кВ, должны располагаться на дистанции не менее 10 см. Сверху они засыпаются слоем песка или мягкого грунта толщиной как минимум в 10 см.

Траншейный способ не применяется:

· на участках с большими блуждающими токами, значительными физическими нагрузками, риском размытия почвы и др.;

· в местах с потенциальной угрозой попадания жидкости или разлития горячего металла.

· если под землей и на ней сконцентрированы транспортные и технологические коммуникации, а также другие конструкции;

· в местах с большим количеством кабелей;

Отрицательные факторы. Несмотря на то, что кабельные линии обычно находятся под землей, они могут испытывать ряд негативных влияний:

· влага;

· блуждающие токи;

· возможность механических повреждений во время земляных работ;

· нагрев от источников теплоты (например, теплотрасс).

· агрессивные химические агенты;

Заключение. Кабельные линии имеют определенные преимущества по сравнению с ЛЭП. Однако их прокладка дороже, поэтому они монтируются только при необходимости. Необходима разработка стандартов организации по диагностике КЛ, а также корпоративных образовательных программ по обучению персонала для проведения диагностики КЛ.

Библиографический список

1. Справочник. Кабели силовые // КПС – кабельная поисковая система. 2015-2019 [Электронный ресурс] URL: https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/ (дата обращения 19.05.2019).
2. Промышленная группа компаний МЕГА. Неразрушающий контроль и диагностика кабелей: Elec.ru [Электронный ресурс]. – 2013. – URL: https://www.elec.ru/articles/nerazrushayushij-kontrol-i-diagnostika-kabelej/ (дата обращения 19.05.2019).
3. Электрическая емкость. Поиск обрывов и разбитости // Технологии, измерения, поиск повреждений кабелей проводной связи. 2008-2018 [Электронный ресурс] URL: http://izmer-ls.ru/emk.html (дата обращения 19.06.2019).
4. Измерение сопротивления изоляции кабеля // Заметки электрика. Все об электрике: электроснабжение, электрооборудование, электромонтаж. 2011-2019 [Электронный ресурс] URL: http://zametkielectrika.ru/izmerenie-soprotivleniya-izolyacii-kabelya/ (дата обращения 19.05.2019).

5. Привалов И. Н. Современные методы и технические средства для испытаний и диагностики силовых кабельных линий номинальным напряжением до 35кВ включительно: Учебное пособие. – СПб.: ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2008. – 82с.
6. https://sts-kabel.ru/news/vidy_kabelnykh_liniy_i_ikh_naznachenie/
7. Неразрушающий контроль и диагностика кабелей // Электротехнический портал рынка России, каталог компаний и товаров. 2001-2019 [Электронный ресурс] URL: https://www.elec.ru/articles/nerazrushayushij-kontrol-i-diagnostika-kabelej/ (дата обращения 19.06.2019).
8. Волоконно-оптические датчики температуры // Информационный портал температура. 2007-2018 [Электронный ресурс] URL: http://temperatures.ru/pages/volokonno_opticheskie_datchiki_temperatury (дата обращения 19.06.2019).
9. Баширов, М.Г. Способ диагностики состояния изоляции кабельных линий / М. Г. Баширов, Д. А. Заварихин, М. / А. Миндолин // Электротехнологии, электропривод и электрооборудование предприятий. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 157 с.
10. В.А. Шабанов. Диагностика кабельных линий.- 2009 [Электронный ресурс]. URL: http://www.ruscable.ru/article/SHabanov_Diagnostika_kabelnyx_linij. html
11. Казанина И. В., Хадыева А. Р. Эффективность применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с системой мониторинга. //Вестник электротехники. – 2013. – №4. – С. 14.
12. Лебедев, Г.М. Повышение эффективности эксплуатации кабельных линий 6-10 кВ в системах электроснабжения на основе неразрушающей диагностики: дис. … докт. техн. наук: 05.09.03. / Москов-ский энергетический институт. (Технический университет). Защищена 19.10.2007. – М., 2007.- 408 с.
13. Леонов, В.М. Основы кабельной техники: учебник для студентов высших учебных заведений/ В.М. Леонов, И.Б. Пешков, И.Б. Рязанов, С.Д. Холодный; под ред. И.Б. Пешкова. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 432 с.

УДК 621.331

АКТИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Костюченко А.Е., Пальцев Р.П., Дворянский Ю.В., Балдаева М.В., Простакова Л.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. 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 [1] утверждены условия создания, функционирования и развития АЭК.

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 [2].

Задача АЭК заключается в формировании основы для развития индустриальных 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.

Причины разработки идеологии создания АЭК:

- меньшая конечная цена электроэнергии для потребителя, так как около 40% составляет стоимость передачи электроэнергии по сетям электросетевых компаний;
- потребность в выработке не только электрической, но и тепловой энергии для нужд индустриальных кластеров;
- широкая доступность технологий распределенной генерации для большинства промышленных потребителей;
- наличие современных отечественных программно-аппаратных комплексов, позволяющих реализовать системы управления АЭК.

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 АЭК. Функции оператора АЭК очень похожи на те, которые осуществляет коммерческий диспетчер – управление локальным комплексов 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].

Оператор осуществляет оптимальное управление АЭК при помощи УИС и иных средств автоматизации в целях минимизации отбора мощности из внешней сети в стоимостном выражении и получает за это вознаграждение от владельцев объектов, входящих в АЭК. В общем случае АЭК

должен обеспечивать электроснабжение особо ответственных нагрузок и в случае прерывания внешнего электроснабжения, переходя в островной режим с локальным балансированием мощности и управлением частотой [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; синхронизи-

ровать 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];
- 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 Х-1 получает/не получает от СО ЕЭС сообщение о необходимости реализовать событие по управлению спросом, отбирает для реализации соответствующий оптимальный план на сутки Х, и транслирует его субъектам АЭК для реализации в сутки Х.

§ Оператор АЭК осуществляет плановую эксплуатацию УИС.

Оперативное планирование

§ Оператор АЭК в течение суток Х, основываясь на уточненных прогнозах потребления и генерации, изменениях состава активного энергетического оборудования и состояния элементов сети АЭК, производит оперативное планирование на оставшиеся часы суток Х, 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.

Подведение экономических итогов за расчетный период

- 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.

Выводы. Активные энергетические комплексы являются перспективным средством обеспечения надежного электроснабжения потребителей в индустриальных 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. 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».
2. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л. Краткий словарь современной электроэнергетики / под общей редакцией д-ра техн. наук, проф. Б.В. Папкова. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 414 с.
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. – DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-3-47-57.
6. Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.
7. 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.
8. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19-25.
9. Папков Б.В., Илюшин П.В., Куликов А.Л., Надёжность и эффективность современного электроснабжения. – Нижний Новгород: Научно-издательский центр «XXI век», 2021. – 160 с.
10. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. № 3 (1016). С. 2-10.

11. 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.
12. Akhmetshin A., Mendeleev 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.

УДК 621.311.22

НОВЫЙ ПОДХОД К КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Кресюк Д.А., Солонина З.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. 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.

Компенсация реактивной мощности является эффективным средством повышения качества электроэнергии. Она увеличивает пропускную способность ЛЭП и позволяет снизить потери мощности.

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. [1], [2].

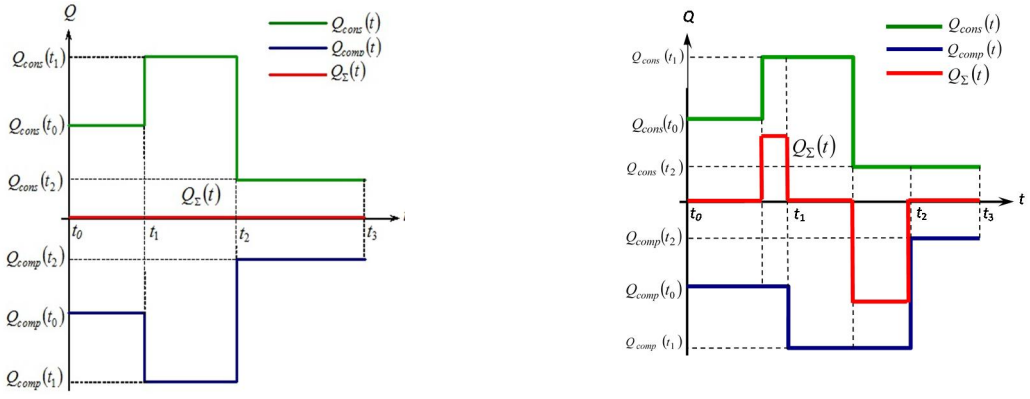
В реальных условиях реактивная мощность постоянно меняется. Чтобы добиться хорошей компенсации, необходимо своевременно регулировать реактивную мощность компенсирующих устройств. Авторами предлагается метод опережающей компенсации. В этой системе регулировка мощности компенсирующего устройства производится с учетом ожидаемого потребления реактивной мощности. Потребление прогнозируется по измеренным значениям реактивной мощности с использованием ряда Тейлора.

Основные положения подхода. Традиционно мощность компенсирующего устройства остается постоянной и численно (по модулю) равной расчетной реактивной мощности, но противоположного знака. Как правило, промышленные приемники потребляют реактивную индуктивную мощность, следовательно, компенсирующее устройство должно потреблять реактивную емкостную мощность. Недостаток этого способа заключается в том, что реально реактивная мощность приемника не остается постоянной во времени. Если потребляемая реактивная мощность отличается от расчетной, то нарушается условие полной компенсации, и из питающей сети будет поступать реактивный ток, который сопровождается потерями активной мощности в питающей сети [1], [2].

Более гибким способом является регулируемая ступенчатая компенсация реактивной мощности (СКРМ). Для этого через равные промежутки времени определяется потребляемая реактивная мощность и на этой основе устанавливается модуль компенсирующей реактивной мощности, равной потребляемой. Этот способ предполагает, что потребляемая реактивная мощность со временем изменяется строго по ступенчатому закону и перестройка компенсирующей мощности осуществляется именно в момент перехода потребляемой с одной ступени на другую. Последнее требование является трудновыполнимым технически.

Рассмотрим идеальный случай ступенчатой компенсации реактивной мощности (рис.1а). Как видно из рис.1а, если изменение реактивной мощности потребителя и компенсатора происходит синхронно, то их алгебраическая сумма равна нулю. Очевидно, что на практике наблюдается иная картина.

На рис.1б представлен реальный случай ступенчатой компенсации.



а) Идеальный случай ступенчатой компенсации

б) Реальный случай ступенчатой компенсации

Рисунок 1 – Регулируемая ступенчатая компенсация реактивной мощности

где ($Q_{cons}(t)$ – потребляемая реактивная мощность; $Q_{comp}(t)$ – регулируемая реактивная мощность ступенчатого компенсатора; $Q_{\Sigma} = Q_{cons} + Q_{comp}$ – ал-

гебраическая сумма реактивных мощностей потребляемой и компенсирующей; $Q_{cons}(t_0)$, $Q_{cons}(t_1)$, $Q_{cons}(t_2)$ – значение потребляемой реактивной энергии в моменты временны t_0, t_1, t_2. $Q_{comp}(t_0)$, $Q_{comp}(t_1)$, $Q_{comp}(t_2)$ – значение реактивной мощности компенсатора в моменты времени t_0, t_1, t_2).

Из диаграммы суммарной реактивной мощности видно, что в отдельные отрезки времени компенсация нарушается, и приемник потребляет реактивную мощность того или иного знака из питающей сети, что сопровождается потерями активной мощности в питающих проводах.

В общем случае зависимость потребляемой мощности при большом количестве потребителей реактивной мощности является достаточно плавной функцией, отличающейся от ступенчатой функции.

Постановку задачи и путь ее решения рассмотрим с помощью диаграмм, приведенных на рис. 2.

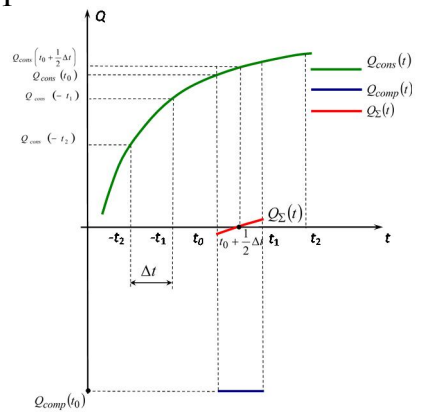


Рисунок 2 – Общий случай опережающей компенсации

где Δt – интервал измерений; $Q(t_0), Q(t_{-1}), Q(t_{-2})$ – значения $Q_{cons}(t)$ в моменты времени $t = t_0$, $t = t_{-1}$, $t = t_{-2}$, полученных экспериментально; $Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t)$ – значение $Q_{cons}(t)$, полученное теоретически (будущее значение). $Q_{\Sigma}(t)$ – результирующая мощность на интервале $[t_0, t_1]$.

Процесс опережающей компенсации реактивной мощности основан на разложении функции $Q_{cons}(t)$ в ряд Тейлора, из которой следует, что, если известно значение $Q_{cons}(t_0)$, то значение этой функции в точке $t = t_0 + 1/2\Delta t$, определится следующим образом:

$$Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t) = Q_{cons}(t_0) + Q'_{cons}(t_0)(\frac{1}{2}\Delta t) + Q''_{cons}(t_0)(\frac{1}{2}\Delta t)^2,$$

и соответственно определяем производные по приближенным выражениям.

На рис.2 показано вычисленное значение реактивной мощности потребителя $Q_{cons}(t_0 + 1/2\Delta t)$ и, соответственно, значение компенсирующей

реактивной мощности $\left|Q_{comp}\left(t_0\right)\right| = Q_{cons}\left(t_0 + 1/2\,\Delta t\right)$. Из рисунка видно, что результирующая реактивная мощность близка к нулю. Аналогично процедура повторяется для каждого последующего момента времени.

Предложенный метод опережающей компенсации является дальнейшим развитием активного метода компенсации, опирающийся на известные в математике метод экстраполяции, например, с использованием рядов Тейлора.

Выводы:

1. Предложена самонастраивающаяся система компенсации реактивной мощности.

2. Предложенный способ компенсации основан на использовании рядов Тейлора, что позволяет более своевременно и оптимально осуществить компенсацию реактивной мощности.

Библиографический список

1. Воротницкий В.Э. Снижение Потерь Электроэнергии - Важнейший Путь Энергосбережения в Электрических Сетях. Энергосбережение, Изд-во "АВОК-ПРЕСС". 2014. № 3. с 61-64.

2. Суслов К.В., Солонина З.В., Солонина Н.Н. К вопросу выбора оптимальной компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения // V международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи - 2014» 10 – 14 ноября 2014 г., Томск

Кресюк Д.А., обучающийся, гр. ЭПб-20-1 ИРНИТУ
Солонина З.В., к.э.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311, 621.331

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ОСНАЩЕННЫХ УСТАНОВКАМИ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Крюков А.В.[1, 2], Садохина М.А.[1], Дмитриева М.Л. [2]
[1] ***Иркутский национальный исследовательский технический университет***
[2] ***Иркутский государственный университет путей сообщения***
and_kryukov@mail.ru, sadokhina-ma@mail.ru, miragemL@rambler.ru

Введение. Установки продольной компенсации (УПК) являются мощным средством, обеспечивающим повышение технико-экономических показателей систем тягового электроснабжения. Эти установки используются на участках со сложным профилем пути, отличающимся значительными уклонами. Особенно эффективно применение УПК при движении тяжеловесных грузовых поездов с массами 9…12 тыс. тонн.

Вопросы, связанные с использованием УПК в тяговых сетях (ТС) 25 и 2·25 кВ, рассматриваются в большем числе публикаций. Так, например, в

статье [1] представлен расчетно-экспериментальный анализ влияния продольной компенсации на режимы системы тягового электроснабжения (СТЭ). В работе [2] выполнен параметрический синтез устройств продольной компенсации в тяговой сети с консольным питанием. Оценка эффективности применения установок продольной компенсации в ТС переменного тока сделана в статье [3]. Вопросы использования УПК для повышения пропускной способности тяговых сетей рассмотрены в работе [4]. Статья [5] посвящена решению задач автоматизации установок продольной компенсации в СТЭ. Принципы выбора мощности и размещения УПК сформулированы в работе [6]. Современная схема УПК СТЭ описана в статье [7]. Оценка влияния устройств продольной компенсации на напряжение в тяговой сети выполнена в работе [8]. Вопросы повышения эффективности работы СТЭ с устройствами продольной компенсации рассмотрены в статье [9]. Результаты решения задачи определения влияния продольной компенсации на уровень напряжения в ТС переменного тока приведены в работах [10, 11]. В статьях [12-14] представлена оценка качества электроэнергии на шинах 27,5 кВ тяговой подстанции с устройством продольной емкостной компенсации. Результаты экспериментального исследования влияния УПК на токи фидеров тяговой подстанции приведены в работе [15]. Энергетические показатели УПК проанализированы в статье [16]. Моделированию нормальных и аварийных режимов СТЭ, оснащенных установками продольной компенсации, посвящена работа [17]. Результаты анализа работы тиристоров в устройствах продольной компенсации приведены в работе [18].

Анализ представленных публикаций показывает, что многие вопросы, связанные с применением УПК в ТС, рассмотрены достаточно подробно. Полученные результаты создают методологический фундамент для проведения дальнейших исследований, направленных на решение вопросов углубленного анализа СТЭ с УПК.

Установки продольной компенсации для СТЭ выпускаются промышленностью. На рис. 1 представлен внешний вид УПК производства НИИЭФА-Энерго. Базовые параметры таких установок, использованные ниже для моделирования, приведены в табл. 1.



Рисунок 1 – Внешний вид УПК производства НИИЭФА-Энерго

Таблица 1

Параметры УПК производства НИИЭФА-Энерго

Номинальное напряжение сети, кВ	27,5		
Максимальное напряжение сети, кВ	29		
Номинальное рабочее напряжение УПК, кВ	6		
Номинальный ток, кА	1,6	2,4	3,2
Номинальная мощность УПК, Мвар	9,6	14,4	19,2
Номинальное емкостное сопротивление основного исполнения УПК, Ом	3,8	2,5	1,9

Результаты моделирования. Моделирование осуществлялось в программном комплексе Fazonord [19] применительно к участку одной из железных дорог Сибири. Рассматриваемый участок протяженностью 353 км включал в свой состав восемь тяговых подстанций (ТП). Фрагмент схемы тягового и внешнего электроснабжения представлен на рис. 2.

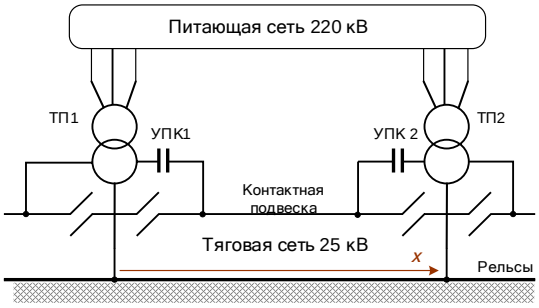


Рисунок 2 – Фрагмент схемы тяговой и питающей сетей

Фрагмент схемы расчетной модели показан на рис. 3. Внешнее электроснабжение представлено сетью 220 кВ, которая имеет связи с подстанциями 500 кВ. Сеть 220 кВ включала двенадцать линий. Все тяговые подстанции участка оснащены трансформаторами с номинальной мощностью 40000 кВ·А.

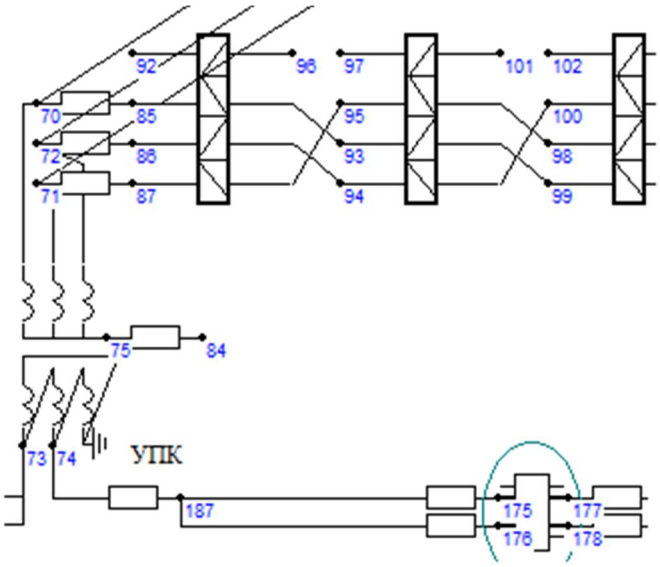


Рисунок 3 – Фрагмент схемы расчетной модели ПК Fazonord

Участок в основном выполнен двухпутным с наличием нескольких однопутных вставок небольшой длины, мало влияющих на электрический режим. Каждая межподстанционная зона содержит пост секционирования и пункт параллельного соединения. Продольный профиль пути имеет протяженный подъем для четных поездов в 10 ‰, в основном же уклоны не превышают 9 ‰. Значительное районное потребление имеет место на трех ТП, на остальных – доля нетяговых потребителей мала. На подстанциях ТП1 и ТП2 смонтированы установки продольной компенсации с емкостным сопротивлением $-j3{,}8$ Ом и номинальной мощностью 9600 квар.

Принятый при моделировании график движения 20 поездов массой 4132 т показан на рис. 4, а токовые профили представлены на рис. 5.

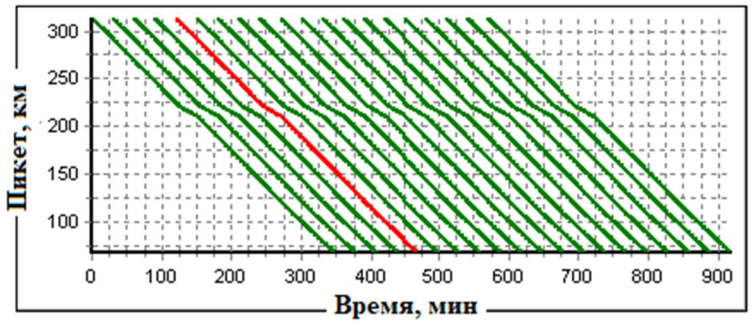


Рисунок 4 – График движения

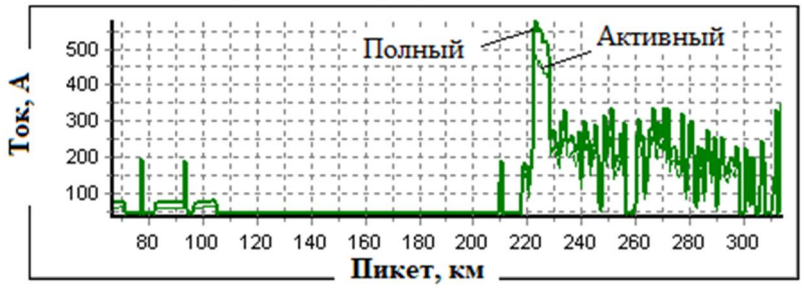


Рисунок 5 – Зависимость тока электровоза от пикета для нечетного поезда массой 4132 т

На рис. 6 и 7 показаны графики, характеризующие динамику изменения напряжений и токов на токоприемнике электровоза первого поезда.



Рисунок 6 – Динамика изменения напряжений на токоприемнике первого электровоза

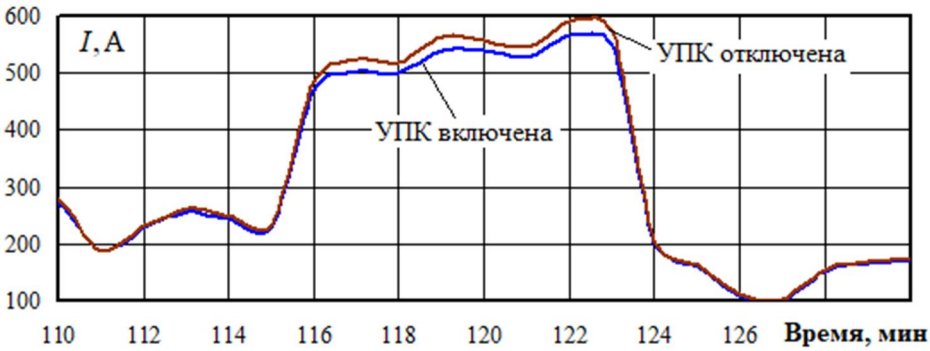


Рисунок 7 – Динамика изменения токов потребляемых первым электровозом

Анализ представленных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1) включение УПК позволяет поднять минимальное значение напряжения на токоприемнике примерно на один киловольт; наблюдается стабилизация этого параметра: среднеквадратичное отклонение снижается на 28 %, а размах колебаний – на 27 %;

2) влияние УПК на ток электровоза значительно меньше: максимальное значение уменьшается на 4 %, а СКО и размах – на 3 и 4 % соответственно.

На рис. 8 показаны графики, характеризующие динамику изменения потерь на участке тяговой сети, представленном на схеме, показанной на рис. 3.

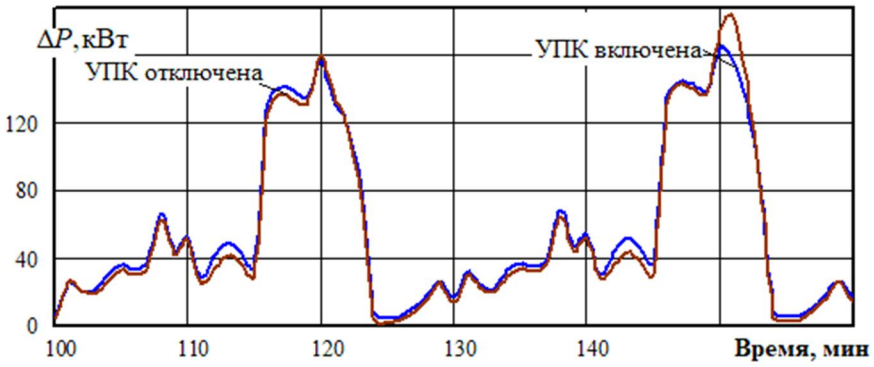


Рисунок 8 – Динамика изменения потерь на участке тяговой сети

На основе результатов анализа могут быть сформулированы следующие выводы: за счет использования УПК удается снизить средние значения потерь на 4 %, а максимумы – на 11 %; СКО и размах уменьшаются на 3 и 11 % соотвествено.

На рис. 9, 10 показаны графики, полученные в результате расчетов несинусоидальных режимов и характеризующие изменение коэффициентов гармоник напряжений и токов на вводе 27,5 кВ тяговой подстанции (узел 74 на рис. 3).



Рисунок 9 – Динамика изменения гармоник напряжения

По рис. 8, 9 можно сделать следующие выводы:

1) включение УПК приводит к снижению максимума коэффициентов гармоник напряжения на 4 %, однако аналогичный показатель по токам возрастает на 64 %;

2) происходит стабилизация зависимости $k_U = k_U(t)$, но СКО и размах колебаний показателя k_I заметно возрастают (рис. 10).



Рисунок 10 – Динамика изменения гармоник тока

На рис. 11 представлены зависимости токов короткого замыкания (КЗ) в тяговой сети от координаты *x* оси, расположенной вдоль трассы железной дороги. Из их анализа можно сделать вывод о том, что включение УПК приводит к росту токов КЗ на 52…53 %.

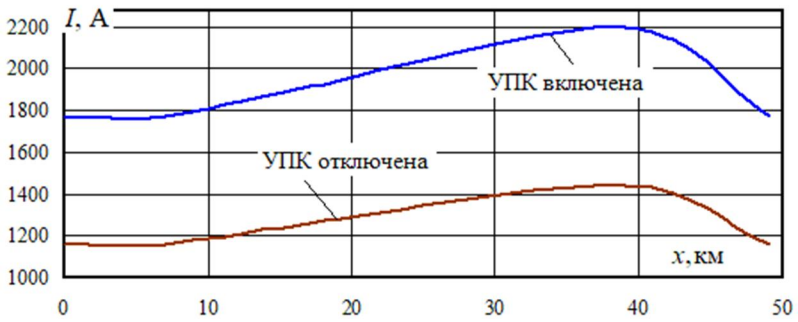
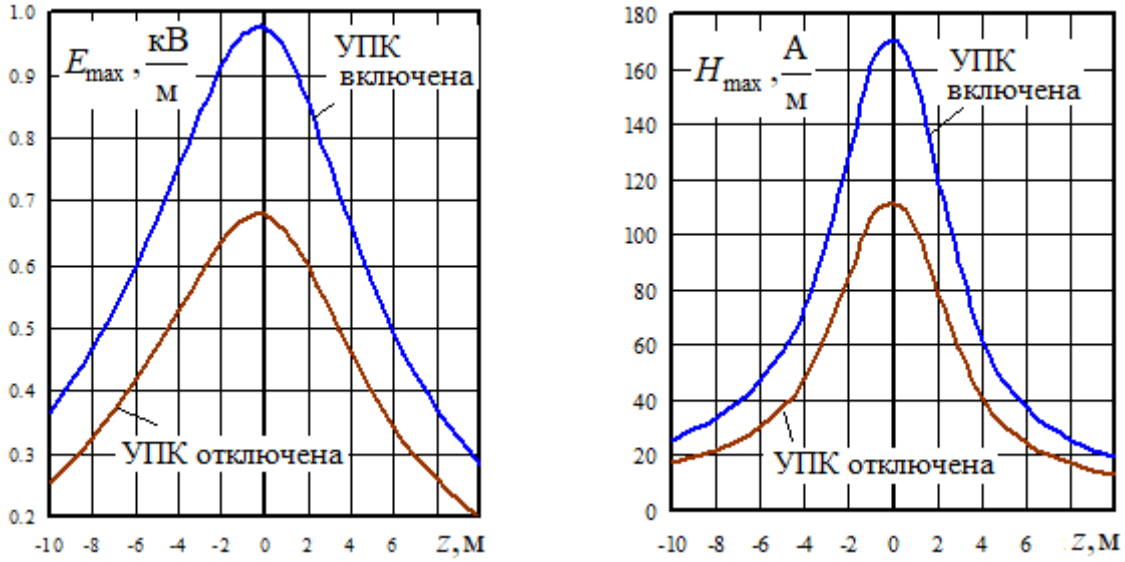


Рисунок 11 – Зависимости токов КЗ в тяговой сети от координаты *x* (рис. 1)

Изменение режимов КЗ приводит к заметному изменению напряженностей электромагнитного поля тяговой сети в этих режимах (рис. 12).



а) б)

Рисунок 12 – Зависимости амплитуд напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей от координаты *z* оси, направленной перпендикулярно трассе дороги

Максимальное значение амплитуды электрического поля возрастает при включении УПК на 44 %, аналогичный показатель для магнитного поля увеличивается на 52 %.

Заключение. Разработана методика компьютерного моделирования режимов сложных систем тягового электроснабжения, оборудованных устройствами продольной компенсации. В отличии от известных методика базируется на применении фазных координат и позволяет корректно учитывать влияние внешней сети электроэнергетической системы. Методика и разработанные компьютерные модели могут использоваться на практике при разработке мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности и качества электроэнергии в тяговых сетях железных дорог.

Библиографический список

1. Закарюкин В. П. Расчетно-экспериментальный анализ влияния продольной емкостной компенсации на режимы системы тягового электроснабжения // Вестник РГУПС. № 4. 2007. С. 86-91.
2. Бардушко В. Д., Петрякова Е. А. Анализ и параметрический синтез устройства продольной компенсации в тяговой сети с консольным питанием //Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 1 (25). 2010. С. 13-18.
3. Эффективность применения установок продольной емкостной компенсации в тяговых сетях переменного тока железных дорог / Л. А. Герман, К. В. Кишкурно, В. П. Гончаренко [и др.] // Промышленная энергетика. № 1. 2015. С. 22-25.

4. Герман Л. А., Селякин В. С., Попов Д. С. Использование емкостной компенсации для повышения пропускной способности // Железнодорожный транспорт. № 10. 2009. С. 63-65.
5. Автоматизация установки продольной емкостной компенсации в тяговых сетях железных дорог / А. С. Серебряков, Л. А. Герман, В. П. Гончаренко [и др.] // Электроника и электрооборудование транспорта. № 4. 2012. С. 2-8.
6. Герман Л. А., Бородулин Б. М. Принципы выбора мощности и размещения установок емкостной компенсации для повышения напряжения в тяговой сети переменного тока // Вестник научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. № 3. 2012. С. 29-35.
7. Герман Л. А., Гончаренко В. П. Современная схема продольной емкостной компенсации в системе тягового электроснабжения // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. № 2 (50). 2013. С. 12-17.
8. Григорьев Н. П., Трофимович П. Н. Влияние устройств продольной компенсации на напряжение в тяговой сети // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2018. Т. 1. С. 622-624.
9. Григорьев Н. П., Трофимович П. Н. Повышение эффективности работы системы тягового электроснабжения с устройствами продольной компенсации // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. Т. 62. № 3. 2019. С. 64-68.
10. Серповской Д. Н., Пинчуков П. С. Влияние продольной компенсации на уровень напряжения и его качество в тяговой сети переменного тока // Новые подходы в науке и образовании. Нефтекамск, 2018. С. 16-21.
11. Макашева С. И., Мамаев А. Р., Терлецкий С. Г. К вопросу влияния устройств ёмкостной компенсации на уровень напряжения в тяговой сети переменного тока // Проблемы транспорта Дальнего Востока. Доклады научно-практической конференции. Владивосток, 2019. Т. 1. С. 247-250.
12. Оценка качества напряжения на шинах 27,5 кВ тяговой подстанции с устройством продольной емкостной компенсации / С. И. Макашева, П. С. Пинчуков, А. Р. Мамаев [и др.] // Вестник Брянского государственного технического университета. № 3 (88). 2020. С. 11-20.
13. Макашева С. И., Кучер В. Р., Кузнецов К. В. Натурная оценка влияния продольной ёмкостной компенсации на отклонение напряжения на шинах 27,5 кВ тяговой подстанции переменного тока // Проблемы транспорта Дальнего Востока. Владивосток, 2019. Т. 1. С. 258-260.
14. Макашева С. И., Пинчуков П. С. Влияние продольной ёмкостной компенсации на уровень напряжения в тяговой сети переменного тока // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. № 2 (23). 2020. С. 6-9.
15. Макашева С. И., Кучер В. Р., Кузнецов К. В. Экспериментальное исследование влияния устройств продольной ёмкостной компенсации на то-

ки фидеров тяговой подстанции // Вестник института тяги и подвижного состава. № 15. 2019. С. 24-27.
16. Рыжов Н. А. Влияние установок компенсации реактивной мощности на энергетические показатели системы тягового электроснабжения // Молодежная наука. Красноярск, 2021. С. 148-152.
17. Моделирование нормальных и аварийных режимов систем тягового электроснабжения, оснащенных установками продольной компенсации / Булатов Ю.Н., Закарюкин В.П., Крюков А.В. [и др.] // Системы. Методы. Технологии. № 2 (34). 2017. С. 47-53.
18. Dmitry I. Panfilov, Michail I. Petrov, Pavel A. Rashitov, Michail G. Astashev, Alexander N. Rozhkov. Analysis of Thyristors Operation in Longitudinal Compensation Devices for Distribution Networks. 2018 19th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices.
19. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.

Исследования выполнены в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Повышение качества электрической энергии и электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железнодорожного транспорта, оснащённых устройствами Smart Grid, путем применения методов и средств математического моделирования на основе фазных координат», проект № АААА-А20-120111690029-4 от 16.11.2020.

Крюков А. В., профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ
Садохина М. А., аспирантка ИРНИТУ
Дмитриева М. Л., доцент ИрГУПС

УДК 621.311, 621.331

СНИЖЕНИЕ НЕСИММЕТРИИ НА ШИНАХ 0,4 кВ ПОДСТАНЦИЙ, ПИТАЮЩИХСЯ ОТ ЛИНИЙ «ДВА ПРОВОДА–РЕЛЬС»

Крюков А. В.[1, 2], Черепанов А. В.[2], Нгуен Куок Хиеу [1]
[1] *Иркутский национальный исследовательский технический университет*
[2] *Иркутский государственный университет путей сообщения*
and_kryukov@mail.ru, smart_grid@mail.ru, hieu12829@mail.ru

Введение. Для обеспечения электроэнергией стационарных потребителей железных дорог применяются линии электропередачи «два провода-рельс» (ДПР) (см. рис. 1).

Линии ДПР подключаются к тяговым шинам 27, 5 кВ, напряжения на которых отличаются значительными уровнями высших гармоник. Кроме того, имеет место несимметрия по обратной последовательности, вызванная однофазной тяговой нагрузкой. Искажение качества электроэнергии на зажимах потребителей, подключенных к подстанциям линии ДПР, возни-

кает также вследствие электромагнитного влияния тяговой сети. Поэтому задача улучшения качества электроэнергии в сетях, питающихся от таких линий, приобретает особую актуальность.



Рисунок 1 – Комплектная трансформаторная подстанция, подключенная к линии ДПР

Вопросы, связанные с изучением линий ДПР, рассматриваются в большом числе работ. Так, например, в статье [1] предложена технология модернизации таких линий, позволяющая повысить качество электроэнергии на подстанциях, которые подключены к таким ЛЭП. Имитационная модель, обеспечивающая определение режимов тяговой сети и линий "два провода-рельс" описана в работе [2]. Выявлению причин недостоверности учета электроэнергии на линиях "два провода-рельс" посвящена статья [3], опубликованная в 2021 г. Следует отметить, что эта задача была сформулирована и решена в монографии 2005 г. [4]. В этой работе на основе компьютерного моделирования было показано, что в системе ДПР – контактная сеть происходит циркуляция электрической энергии вследствие взаимного электрического влияния токоведущих частей. Переток мощности между проводами тяговой сети может привести к искажению учета электроэнергии до 25 МВт·ч за месяц. Результаты анализа технологий проведения работ на линиях ДПР приведены в статье [5]. Исследованию режимов работы и качества электроэнергии в ЛЭП ДПР посвящена работа [6]. Результаты исследований наведенных напряжений в линии ДПР представлены в статье [7]. Расчетные оценки электростатического влияния проводов контактной сети и ЛЭП ДПР приведены в работе [8]. В статье [9] рассмотрены вопросы влияние отсасывающих трансформаторов на линии ДПР. Улучшению качества электроэнергии нетяговых потребителей, питающихся от линий «два провода-рельс» посвящены работы [10-12]. Общие принципы построения линий ДПР рассмотрены в статье [13].

Ниже представлены результаты исследований, направленных на улучшение качества электроэнергии на зажимах потребителей, получающих питание от ЛЭП ДПР, на основе применения регулируемых источников реактивной мощности.

Результаты моделирования. Моделирование осуществлялось в программном комплексе (ПК) Fazonord [14] применительно к схеме тяговой и внешней сети, центральная часть которой показан на рис. 2.

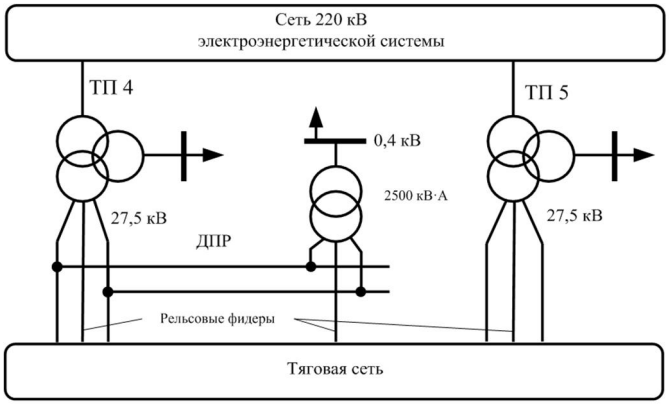


Рисунок 2 – Центральная часть схемы тяговой и питающей сетей

Часть расчетной схемы ПК Fazonord, включающая модели ЛЭП ДПР и двух подстанций 27,5/0,4 кВ, присоединенных к этой линии, показана на рис. 3.

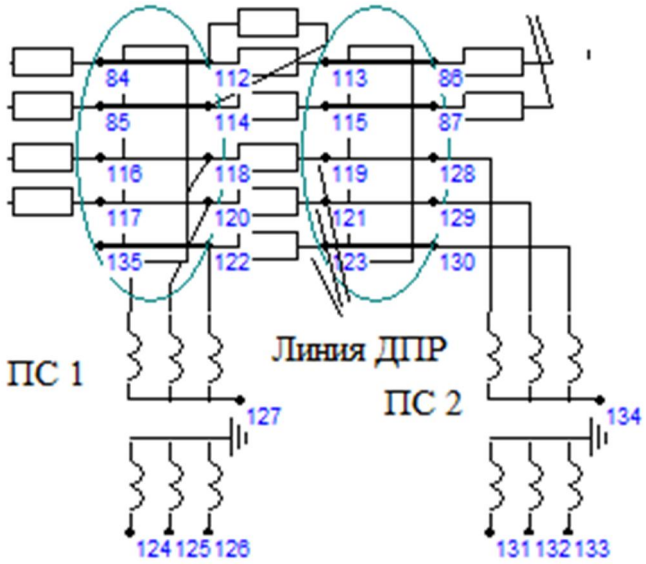


Рисунок 3 – Часть схемы расчетной модели, отвечающая линии ДПР

Внешнее электроснабжение представлено сетью 220 кВ, которая включала семь линий. Все тяговые подстанции (ТП) участка оснащены трансформаторами с номинальной мощностью 40000 кВ·А. Расположение проводов тяговой сети в пространстве показано на рис. 4.

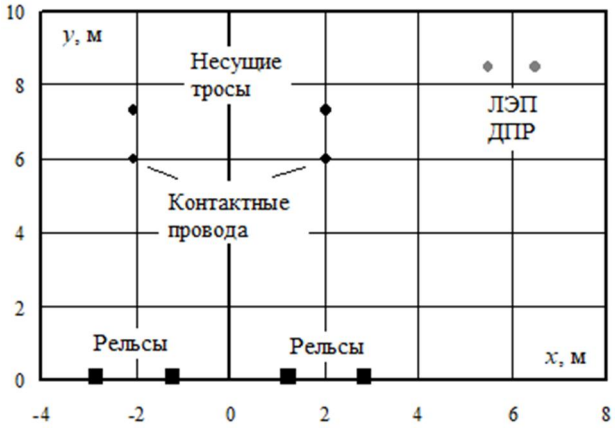


Рисунок 4 – Расположение токоведущих частей

График движения 4 поездов массой 5024 т, использованный при моделировании, показан на рис. 5, а зависимости токов электровозов от пикета представлены на рис. 6.

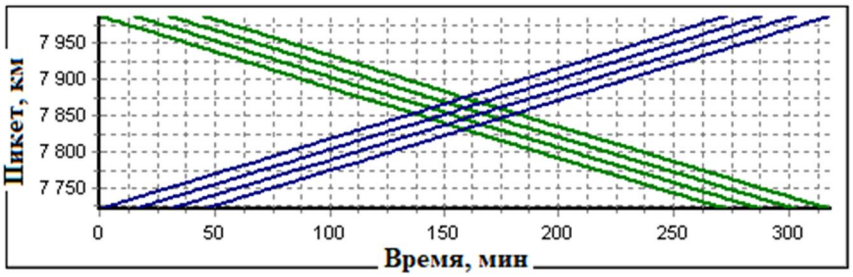
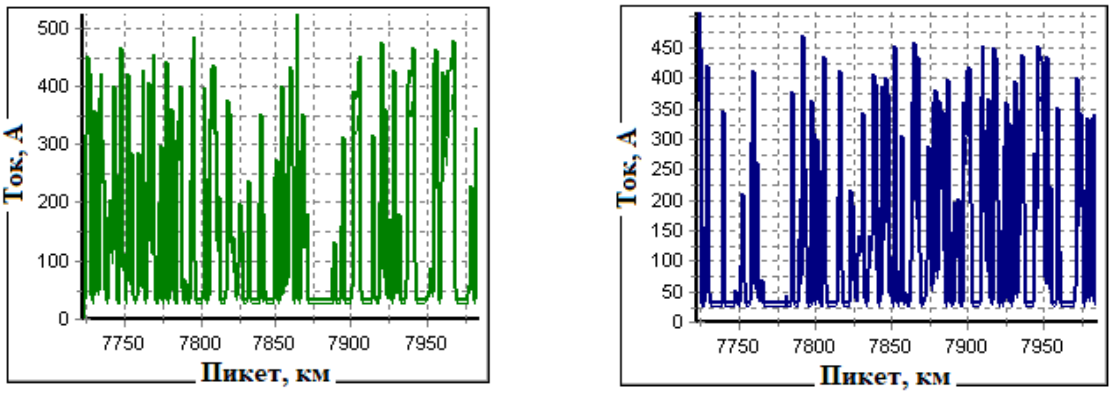


Рисунок 5 – График движения



а) б)

Рисунок 6 – Зависимость тока электровоза от пикета для нечетного (а) и четного (б) поездов массой 5024 т

Результаты моделирования представлены на рис. 7-14 и в табл. 1-4. На рис. 7 и 8 представлены графики, характеризующие динамику изменения напряжений на шинах 0,4 кВ подстанции ДПР. На рис. 9 показаны аналогичные графики, отвечающие несимметрии по обратной последовательности, которая характеризуется коэффициентом k_{2U}.

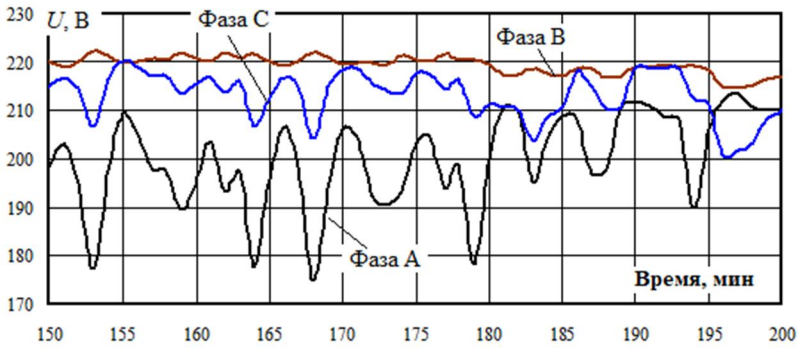


Рисунок 7 – Изменения напряжений на шинах 0,4 кВ при отключенном ИРМ

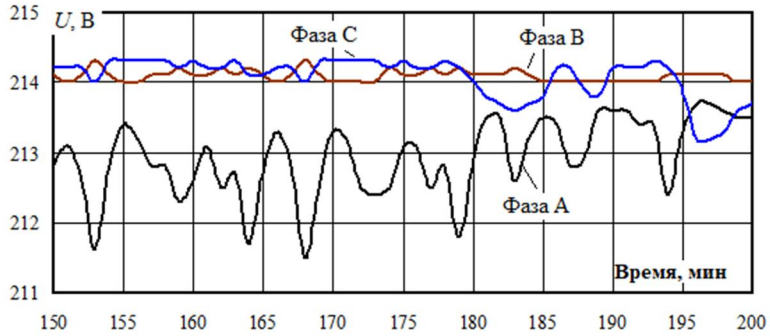


Рисунок 8 – Изменения напряжений на шинах 0,4 кВ при включенном ИРМ

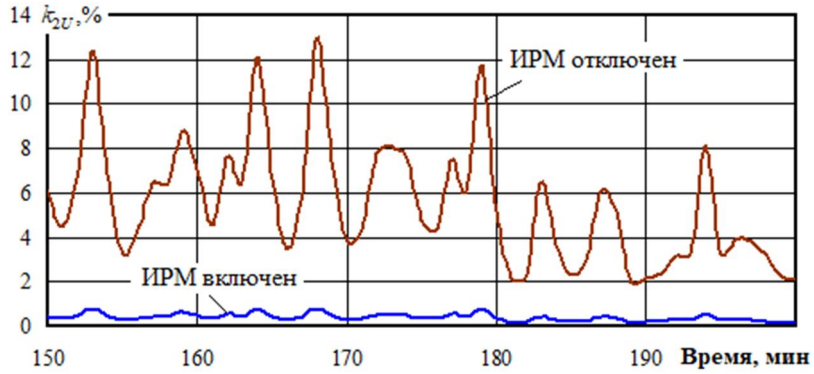
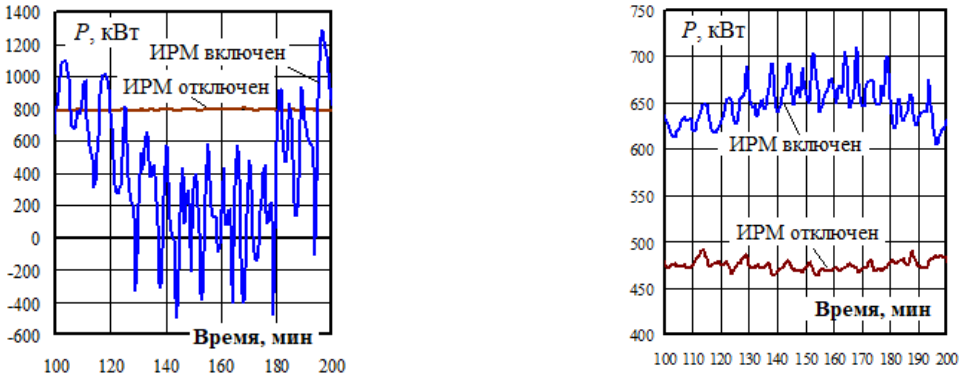


Рисунок 9 – Изменения коэффициентов несимметрии k_{2U} на шинах 0,4 кВ

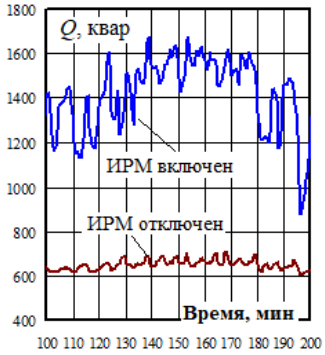


а) б)

Рисунок 10 – Изменения активных мощностей, передаваемых по проводам линии ДПР: а – провод фазы А; б – провод фазы В



а)

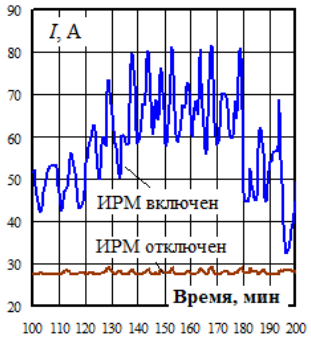


б)

Рисунок 11 – Изменения реактивных мощностей, передаваемых по проводам линии ДПР: а – провод фазы А; б – провод фазы В

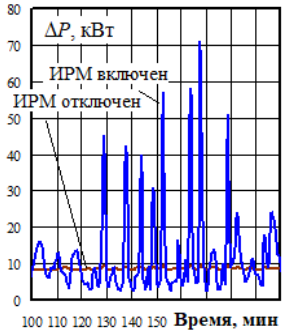


а)



б)

Рисунок 12 – Изменения токов, протекающих по проводам линии ДПР:
а – провод фазы А; б – провод фазы В



а)



б)

Рисунок 13 – Изменения потерь активной мощности в проводах линии ДПР:
а – провод фазы А; б – провод фазы В

Таблица 1

Передаваемая активная мощность, кВт

Показатель	Фаза А			Фаза В		
	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение
Ср. значение	792,62	720,69	0,91	472,12	634,31	1,34
Максимум	801,00	1482,00	1,85	490,00	711,00	1,45
СКО	4,09	327,58	80,12	5,67	17,35	3,06
Размах	22,00	1975,00	89,77	28,00	122,00	4,36

Таблица 2

Передаваемая реактивная мощность, квар

Показатель	Фаза А			Фаза В		
	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение
Ср. значение	–69,79	81,08	–1,16	634,31	1379,22	2,17
Максимум	–21,00	515,00	–24,52	711,00	1675,00	2,36
СКО	10,31	515,10	49,98	17,35	151,53	8,73
Размах	65,00	2658,00	40,89	122,00	891,00	7,30

Таблица 3

Ток, А

Показатель	Фаза А			Фаза В		
	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение
Ср. значение	28,27	32,75	1,16	27,59	52,57	1,91
Максимум	30,85	82,88	2,69	29,31	81,45	2,78
СКО	0,56	8,53	15,32	0,45	8,25	18,47
Размах	3,06	67,45	22,06	2,18	51,27	23,51

Таблица 4

Потери активной мощности, кВт

Показатель	Фаза А			Фаза В		
	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение	ИРМ откл.	ИРМ вкл.	Отношение
Ср. значение	8,25	11,82	1,43	7,86	29,22	3,72
Максимум	9,82	70,91	7,22	8,87	68,48	7,72
СКО	0,33	7,53	22,73	0,26	9,58	37,30
Размах	1,85	68,45	36,98	1,27	59,08	46,49

Из рис. 7 и 8 видно, что при отключенном ИРМ напряжения на шинах подстанции потребителя далеко выходят за допустимые пределы. Размах колебаний лежит в пределах 8,5…42 В. При включении ИРМ напряжения всех фаз лежат в нормативных пределах; размах колебаний составляет 0,5…2,5 В.

При отключенном ИРМ максимум коэффициента k_{2U} на шинах 0,4 кВ достигает 13 % (рис. 9), что более чем в шесть раз превышает нормально допустимое значение. Включение ИРМ обеспечивает снижение этого коэффициента до нормативных пределов; при этом максимум k_{2U} равен 0,82 %.

Анализ представленных на рис. 10-13 и в табл. 1-4 данных позволяет сделать следующие выводы:

– среднее значение передаваемой по проводу фазы А активной мощности при включении ИРМ уменьшается на девять процентов, а максимум – увеличивается на 85 %; аналогичные показатели для фазы В увеличиваются соответственно на 34 и 45 %; среднеквадратичное значение (СКО) для фазы А возрастает в 80 раз, а размах колебаний увеличивается 90 раз;

аналогичные показатели для фазы В значительно ниже, наблюдается рост в 3 и 4 раза соответственно;

– абсолютная величина среднего значения передаваемой по проводу фазы А реактивной мощности при включении ИРМ возрастает на шестнадцать процентов, а максимум – увеличивается в 24 раза; при этом наблюдается реверс направления передачи; аналогичные показатели для фазы В увеличиваются соответственно в 2,2 и 2,3 раза; значение СКО для фазы А возрастает в пятьдесят раз, а размах колебаний – в 40 раз; аналогичные показатели для фазы В значительно ниже, имеет место рост в девять и семь раз;

– среднее значение тока, протекающего по проводу фазы А линии ДПР при включении ИРМ увеличивается на 16 %, а максимум повышается почти в три раза; аналогичные показатели для фазы В возрастают соответственно в два и три раза; значение СКО для фазы А возрастает в пятнадцать раз, а размах колебаний – в 22 раза; аналогичные показатели для фазы В составляют соответственно 18 и 24 раза;

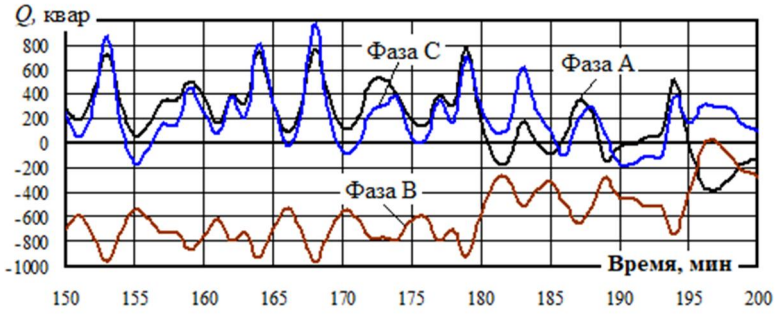


Рисунок 14 – Динамика изменения реактивных мощностей, генерируемых ИРМ

– среднее значение потерь активной мощности в проводе фазы А при включении ИРМ увеличивается на 43 %, а максимум повышается в семь раз; аналогичные показатели для фазы В возрастают соответственно в 3,7 и восемь раз; значение СКО для фазы А возрастает в 23 раза, а размах колебаний – в 37 раз; аналогичные показатели для фазы В составляют соответственно 37 и 46 раз.

На рис. 14 представлен характер изменения реактивных мощностей, генерируемых ИРМ. Из рис. 14 видно, что зависимости $Q = Q(t)$ отличаются интенсивной динамикой. Размахи колебаний лежат в пределах 1110…1300 квар. Для стабилизации напряжений необходим ИРМ с мощностью ± 1000 квар на фазу.

Заключение. Разработана методика компьютерного моделирования режимов сложных систем тягового электроснабжения, включающих линии «два провода – рельс». Методика базируется на применении фазных координат и позволяет корректно учитывать влияние внешней сети электроэнергетической системы. Разработанные компьютерные модели ЛЭП ДПР могут применяться при разработке мероприятий, направленных на повы-

шение энергетической эффективности и качества электроэнергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей.

Библиографический список

1. Бочев А. С., Финоченко Т. Э. Модернизация линии продольного электроснабжения "два провода-рельсы" // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. № 4 (24). 2006. С. 117-119.
2. Ивлев В. А., Евдасев И. С. Имитационная модель совместной работы тяговой сети и линий "два провода-рельс" // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: наука и транспорт. № 2 (21). 2010. С. 20-23.
3. Семенова Е. Ю. Причина недостоверности учета потребления электроэнергии на линиях "два провода-рельс" продольного электроснабжения электрифицированного транспорта // Электричество. № 9. 2021. С. 67-72.
4. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.
5. Заруцкая Т. А., Попова Н. А., Сергеев С. С. Анализ технологии производства работ на отключенной секции ДПР при различной конфигурации линии // Транспорт: наука, образование, производство. Ростов на Дону, 2016. С. 269-271.
6. Финоченко Т. Э. Исследование режимов работы и качества электроэнергии в линиях ДПР // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. 2002. № 3. С. 60-62.
7. Семенова Е. Ю. Исследование наведенного напряжения в линии продольного электроснабжения // Электричество. № 8. 2020. С. 23-28.
8. Могила В. С., Додолев С. Г. Расчетная оценка взаимного электростатического влияния линий электропередач // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: наука и транспорт. № 1 (16). 2008. С. 152-154.
9. Нгуен Т., Соболевский П. С. Влияние отсасывающих трансформаторов на линии "два провода-рельс" // Современные технологии и научно-технический прогресс. 2017. Т. 1. С. 148-149.
10. Черепанов А. В., Тихомиров В. А., Куцый А. П. Снижение несимметрии и гармонических искажений в районах электроснабжения нетяговых потребителей // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 3 (55). 2017. С. 145-151.
11. Крюков А. В., Черепанов А. В. Повышение качества электроэнергии в районах электроснабжения нетяговых потребителей, питающихся по линиям "два провода-рельс" // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2013. Т. 2. С. 71-76.
12. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Качество электроэнергии в линиях ДПР // Наука и техника транспорта. 2008. № 3. С. 60-64.

13. Емцев А. Н., Шумаков Н. М., Фадеев В. А. Линии ДПР электрифицированных железных дорог как источник питания нетяговых потребителей //Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки - развитию регионов Сибири. 2010. Т. 2. С. 3-8.
14. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.
15. Управление режимами систем электроснабжения железных дорог на основе технологий интеллектуальных сетей (smart grid) / Г. О. Арсентьев, Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков [и др.] / Под редакцией А. В. Крюкова. Иркутск : ИрГУПС, 2019. 414 с.

Исследования выполнены в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Повышение качества электрической энергии и электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железнодорожного транспорта, оснащённых устройствами Smart Grid, путем применения методов и средств математического моделирования на основе фазных координат», проект № АААА-А20-120111690029-4 от 16.11.2020.

Крюков А. В., профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ; профессор кафедры электроэнергетики транспорта ИрГУПС
Черепанов А. В., доцент ИрГУПС; Нгуен Куок Хиеу, аспирант ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ КАБЕЛЕЙ ДЛЯ ГОРНОРУДНЫХ РАБОТ

Кузнецова В.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vikakuznetsova38@gmail.com

Введение. На сегодняшний день от надежной и бесперебойной работы силовых кабелей в шахтах зависит многое, работа различного оборудования, надежность кабельной линии и работников, находящихся там. В данной работе мы рассмотрим различные способы диагностики состояния изоляции силовых кабелей, разрушающие и неразрушающие методы.

В наше время еще не существует непрерывного метода диагностики кабеля, в основном используются периодические испытания кабельных линий. Для данных испытаний нужно выводить кабель из эксплуатации, ввиду этого невозможно определить есть ли какие-либо дефекты у самого электрооборудования, к которому производится подключение, а также они являются потенциально вредными и опасными для кабельной линии, так как могут разрушить ее. Для исключения лишних диагностик и ремонтов кабельных линий, стоит задуматься о внедрении на постоянной основе систем мониторинга состояния изоляции кабельных линий и электрооборудования, которые в свою очередь могут решить множество комплексных проблем, начиная от энергетической безопасности до ощутимых уменьшений материальных затрат на эксплуатацию и ремонт.

При выходе из строя кабельной линии в шахте, может возникнуть множество угроз, например, при повреждении изоляции могут возникнуть искры, которые приведут к возгоранию. Так же к кабелям, проложенным в шахтах подключено различное оборудование. Вентиляторы, которые помогают фильтровать воздух и выводить излишки взрывоопасного газа из ствола шахты. Комбайны и конвейеры, которые работают на глубине автоматически без постоянного руководства сотрудников.

Так, например, в ноябре 2021 года на шахте «Листвяжная» – Кемеровская область, произошло задымление шахты из-за взрыва метана (взрывоопасный газ), в результате данной аварии погибло 52 человека.

Конструктивные особенности кабеля для горнорудных работ и причины отказов. Кабели предназначены для распределения электрической энергии и питания электрических машин, работающих в шахтах. Для прокладки в вертикальных и наклонных выработках (уклон более 45°) применяются бронированные кабели специального исполнения, ввиду значительных растягивающих усилий, что бы не было разрыва кабеля. В том случае, когда добыча полезных ископаемых ведется под землей, электрооборудование перемещается вместе с продвижением основной рабочей области. Поэтому силовые кабели необходимо тянуть за оборудованием. В такие моменты он подвергается разнообразным нагрузкам: ударные (обрушение породы, наезд транспортного средства) и циклические нагрузки, те нагрузки, что воздействуют на изделие в течение всего периода эксплуатации и повторяются периодически.

В соответствии с правилами безопасности, в шахтах применяют кабели с медными/алюминиевыми жилами; негорючими/защитными покровами не распределяющие горение; в свинцовой/алюминиевой (с усиленным антикоррозийным покровом) оболочки; бронированный специальными проволоками. Если шахта опасна по газу и пыли, то использование кабеля с алюминиевой жилой и оболочкой строго запрещена.

Кабели для горнорудных работ изготавливают с различным типом изоляции:

- поливинилхлоридный пластикат;
- этиленпропиленовая резина;
- полимерная композиция.

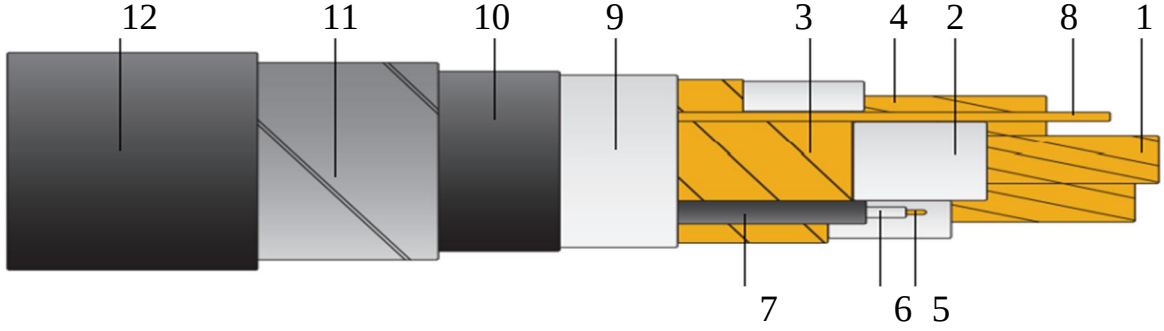


Рисунок 1 – КШВЭБШвнг(А)-LS

1. Медная уплотненная основная токопроводящая жила;
2. Фазная изоляция из поливинилхлоридного (далее ПВХ) пластиката пониженной пожароопасности;
3. Экран из медной ленты;
4. Жила заземления;
5. Медная вспомогательная жила;
6. Изоляция из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности;
7. Защитная оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности;
8. Впрессованный жгут;
9. Экструдированное заполнение межфазного пространства из ПВХ пластиката;
10. Внутренняя оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности;
11. Броня из стальных оцинкованных лент;
12. Наружняя оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности;

В процессе эксплуатации кабель может подвергаться:
- наезду техники и сползанию горных пород;
- механическому старению и повреждению под воздействием вибрации, электродинамических усилий и механических нагрузок;
- химическому старению под влиянием агрессивных веществ.

Из-за длительных негативных воздействий на кабель может происходить заблаговременное старение изоляции, что в последствие приведет к раннему пробою кабеля при достижении его максимальных значений характеристик используемой изоляции, в данном случае это приведет к снижению надежности всей энергосистемы.

Комплексное воздействие растягивающих, крутящих и изгибающих нагрузок на шахтные кабели может привести к механическим повреждениям, вызывающим отказы этих кабелей или существенно снижающим сроки их службы, причем в значительной степени, поскольку в места повреждения проникают факторы деструкции: влага, пыль. Для того, чтобы минимизировать ущерб от подобных повреждений, кабели шахтного исполнения проектируются и изготавливаются по умышленно завышенным требованиям по механической стойкости.

Были разработаны следующие методы диагностики изоляции кабелей в условиях эксплуатации: разрушающие (традиционные) и неразрушающие.

Разрушающие методы диагностики состояния кабельных линий. Это методы, позволяющие получить информацию о текущем состоянии изоляции кабелей, но в большинстве случаев приводящие к их повреждению, либо сокращению срока службы.

1. Испытание повышенным выпрямленным напряжением - сущность испытания заключается в том, что выпрямленное напряжение подается к испытуемому образцу через микроамперметр. Напряжение постепенно повышают до величины испытательного и выдерживают в течение 10 минут, записывая ежеминутно показания с микроамперметра;
Плюсы: простота метода, дешевизна.
Минусы: не гарантирует последующую безаварийную работу кабельной линии, не редко приводят к сокращению срока ее службы.

2. Испытание повышенным напряжением сверхнизкой частоты – испытание кабеля по данной методике проводятся на частоте от 0,1 Гц до 0,01 Гц. Это испытание типа «прошел – не прошел», то есть плохой/поврежденный кабель выйдет из строя во время испытания, а не в процессе эксплуатации;
Плюсы: не допускает развитие повреждений в более мелких дефектах.
Минусы: возникает пробой при наличии сильных дефектов.

3. Испытание повышенным импульсным напряжением - производится с целью выявления местных сосредоточенных дефектов, которые не обнаруживаются при измерении мегаомметром, путем доведения их в процессе испытания до пробоя.
Плюсы: четко определяет дефекты в корпусной и витковой изоляции.
Минусы: трудно установить, был ли пробой изоляции при испытании или нет.

Как показывает практика, испытания повышенным напряжением совсем не гарантирует дальнейшее безаварийное эксплуатирование кабеля, даже после успешного завершения всех испытаний они часто выходят из строя в ближайшее время. Так как это в большинстве случаев происходит из-за ускоренного старения изоляции в местах с мелкими дефектами, что в свою очередь сокращает срок службы кабеля. Я думаю, данные испытания весьма опасны для кабелей, с большим сроком эксплуатации.

Неразрушающие методы диагностики кабельной линии. В основном стараются диагностировать кабель с помощью данных видов диагностики, так как эти методы, основаны на периодическом измерении наиболее информативных характеристик изоляции, они позволяют не только получать информацию о текущем состоянии изоляции кабелей, не травмируя ее, но и могут быть использованы для прогнозирования остаточного срока службы длительно эксплуатируемых кабелей.

1. Тепловизионный контроль - это эффективный и весьма распространенный способ определения дефектов кабельной линии и муфт, которые выявляются без отключения. Обоснованно это тем, что ряд различных видов дефектов вызывает изменение температуры, а значит и изменение интенсивности инфракрасного излучения, которое можно увидеть с помощью тепловизора;

Плюсы: безопасный, дистанционный, возможность диагностики в любое удобное время и большого объема кабельных линий и муфт.
Минусы: при скрытой прокладке кабеля в земле или в трубах нет возможности произвести визуальный осмотр, чтобы, определить место повреждения.

2. Измерение диэлектрических потерь изоляции - все диэлектрические материалы обладают незначительной проводимостью, которая проявляется на высоких напряжениях. При наличии в изоляции влаги, грязи или воздушных включений, ток проводимости через такой диэлектрик будет значительно выше;
Плюсы: позволяет вынести первую оценку состояния изоляции.
Минусы: не определяет местоположение дефекта.

3. Метод измерения частичных разрядов – в отличие от испытания позволяет выявить развитие дефекта на ранней его стадии. С помощью данного метода можно контролировать качество монтажа проложенной кабельной линии, а также обоснованно планировать замену или ремонт старых кабельных линий. Данный метод позволяет определять проблемные места, результатом обследования является карта распределения частичных разрядов;
Плюсы: высокая точность, позволяет определить состояние кабельной линии.
Минусы: избыточная сложность и стоимость.

4. Рефлектометрия – измерения предоставляют непосредственную информацию об электрической целостности кабелей;
Плюсы: обнаруживает и определяет расстояние до места повреждения.
Минусы: трудность анализа рефлектограмм, отсутствие возможности классифицировать дефекты.

5. Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей – основан на измерении и анализе зависимостей от времени тока зарядки в процессе зарядки емкости диагностируемого кабеля постоянным напряжением небольшой величины, не оказывающей влияния на изоляцию кабеля, и восстанавливающего (возвратного) напряжения в изоляции кабеля после его кратковременной разрядки.
Плюсы: возможность проведения диагностики одновременно на трех фазах кабельной линии. Упрощенная процедура подключения кабеля к диагностической системе.
Минусы: позволяет оценить только общее состояние изоляции всей кабельной линии, а не отдельных ее участков.

Выводы. Лучше всего использовать неразрушающее методы диагностики кабельной линии, так как они позволяю не только получить информацию о текущем состоянии изоляции, не травмируя/разрушая ее, но и рационально, обоснованно планировать сроки проведения ремонтов испытуемых кабельных линий, а это в свою очередь позволит:

- повысить надежность электроснабжения благодаря снижению количества аварий на кабельных линиях и, соответственно, снизить затраты на их устранение;

- исключить возможные затраты на проведение необоснованных ремонтов и модернизаций кабельных линий;

- повысить качество монтажных работ благодаря проведению качественной, неразрушающей диагностики на кабельные линии после их ремонта или при вводе в эксплуатацию;

- выявить и устранить дефекты на ранних стадиях их возникновения;

- продлить срок эксплуатации кабеля с невыработанным ресурсом изоляции за счет получения достоверной информации о состоянии изоляции;

- рационально планировать действительно необходимые ремонты и закладывать на них обоснованные сроки.

Библиографический список

1. Привалов, И.Н. Неразрушающая диагностика силовых кабельных линий / И.Н. Привалов // Электротехнический рынок. – 2018. – № 2. С. 48-54.
2. Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. – Москва: Огни, 2010. – 526 с.
3. ГОСТ 31945-2012 «КАБЕЛИ ГИБКИЕ И ШНУРЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ И ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ»: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2012 г. N 1411-ст
4. Кустов, А.Г. Существует ли в России диагностика силовых кабельных линий и электрооборудования и зачем она нужна / А.Г. Кустов // Энергетика и промышленность России. – 2016. – № 8 С. 18-19.

Кузнецова В.П., обучающаяся, гр. ФЭКТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ К КОНТРОЛЮ ИЗОЛЯЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Кузнецова В.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vikakuznetsova38@gmail.com

Введение. В нормативных документах предписания к мониторингу качества изоляции электроустановок, находящихся под землей в первую очередь связаны с защитой человечества от поражения электрическим током при намеренном или случайном прикосновении к открытым токоведущим частям. Если рассматривать данную ситуацию с этой точки зрения

то, возможное время выключения поврежденной и неисправной сети под напряжением до 0,66 кВ и контактных сетей не должно превышать 0,2 с, а сети под напряжением до 1,2 кВ – 0,12 с. Разработанные устройства защиты должны иметь следующие свойства (сопротивление и время срабатывания при однофазной утечке на землю), для того чтобы при прикосновении сотрудника к фазе сети количество электро энергии проходящего через его тело не могло превышать 50 мКл.

По первоначальной задумке защита от прикосновения человека к открытым токоведущим частям были разработаны аппараты защиты от токов утечки типа АЗУР, РУ, которые до сей поры серийно изготавливаются. Для выполнения охранных свойств, данные аппараты могут компенсировать емкостное составление тока утечки с помощью индуктивности дросселя. Способ компенсирования задуман на включении между нейтралью сети и землей дросселя, образовывающего дополнительную индуктивную составляющую тока утечки, которая имеет противоположное направление емкостной составляющей.

Электротравматизм в горной отрасли. Предписания к безопасности электроснабжения в принципе сводятся к всевозможному исключению опасности возникновения взрывов пылевоздушной, газовоздушной или пыле-газовоздушной среды в шахтах, возникновения пожаров и поражения работников электрическим током.

Для появления данных случаев служат следующие пересекающиеся во времени и месте факторов:

1. Воспламенение взрывоопасных газов или пыли в максимальной/опасной концентрации и источник зажигания достаточной мощности.
2. Для появления пожара в шахте – одновременно должны быть горючие материалы и так же, как и в первом случае достаточно мощный источник энергии зажигания. Такими источниками могут быть электрические дуги, искры, нагретые до высокой температуры токоведущие части.
3. Обслуживающий и работающий персонал на электрооборудование может быть поражен электрическим током, даже несмотря на меры предосторожности и защиты, разработанные техникой безопасности. Ввиду всего этого до сих пор имеют место быть случаи электротравматизма на шахтах и рудниках. Ориентировочно, количество несчастных случаев от прикосновения к токоведущим частям электроустановок в 2-3 раза выше количества электротравм от прикосновения к нетоковедущим частям электроустановок, которые случайным образом оказались под напряжением (такое может произойти из-за старения/ухудшения состояния изоляции электроустановок).

Поражение электротоком в основном характерно для поверхностных электроустановок, где имеется множество неизолированных проводов линий электропередач и открытые шины распредустройств. Электрооборудование, разработанное специально для работы в шахтах, помещено в зазем-

ленные проводящие оболочки, а кабели имеют электропроводящие экраны. Вследствие этого практически маловероятно повреждение изоляции без замыкания на корпус или экран. Представим, что даже если работник в нарушение всех возможных предписывающих правил выведет специально из строя механическую блокировку и вскроет крышку взрывобезопасного корпуса, то в первую очередь возникает не опасность электропоражения данного работника, а, открытое искрение контактов, которое в свою очередь приведут к практически моментальному воспламенению метановоздушной среды опасной взрывчатой концентрации с тяжелыми последствиями для человека.

Таблица 1

Причины электропоражений

Причины электротравм	Число электротравм,%
Организационные	66,1
· Нарушение инструкций и правил по технике безопасности · Невыполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность при ведении работ в электроустановках · Выполнение не порученной работы · Нахождение в опасных зонах · Ошибочное переключение · Прочие	22,3 13,9 8,4 4,8 2,4 14,3
Технические	25,1
· Отсутствие ограждений и блокировок · Несоответствие оборудования требованиям безопасности · Механическое повреждение изоляции · Междуфазное замыкание · Недостаточная эффективность защитных устройств · Прочие	4,0 2,8 2,4 2,4 2,0 11,5
Психофизиологические	8,4
Санитарно-гигиенические	0,4
Итого	100,0

Придумывать и выполнять охрану от возможного поражения электротоком с расчетом на ситуации, что сотрудники могут самостоятельно выключить блокировку в нарушение всех возможных правил и открыть оболочку электроустановки, в условиях работающего электродвигателя, наверное, не имеет возможным быть. При таких условиях защита должна

обеспечиваться не только применением реле утечки, надежным выполнением блокировок заземления, а главное – повышением дисциплины труда работников.

Первостепенная опасность эксплуатации электрооборудования в шахтах заключается в том, что в случае повреждения изоляции появляется источник воспламенения скоплений метана. В таких нередких случаях, когда аварии происходят при исправных, с точки зрения электропоражения, электрических защитах. Регламентированные проверки реле утечки на время срабатывания по критериям защиты людей от прикосновения к открытым токопроводящим частям не исключают возможную угрозу образованию опасной электрической искры.

Заключение. В заключение всего вышесказанного в основу повышения электробезопасности в условиях шахт должны быть положены надежные основы контроля состояния изоляции и защиты ее от всевозможных повреждений. Исходя из этой концепции, надо работать над развитием работ в следующих направлениях:

1. Эффективность первоначального контроля изоляции перед подачей напряжения. Опасность поджидает нас в том, что, с одной стороны, источники оперативного напряжения блокировочного реле утечки (БРУ) стремятся разработать и изготовить искробезопасными с минимальным выходным напряжением, но главным нормативным критерием можно считать сопротивление изоляции. Хотя с другой стороны, достоверная проверка изоляции может быть осуществлена только повышенным напряжением, то есть проверкой электрической прочности изоляции. В основном это характерно для изоляции электрооборудования напряжением от 1 кВ и выше, при условиях, когда повреждения не всегда можно определить даже допущенным в шахту мегомметром на 500 В.

Одним из возможных решений данной проблемы может служить реализация высоковольтного диагностического тестирования. Такой тест заключается в кратковременной подаче через высокоомный резистор фазного напряжения, но при этом тесте обязательно необходим газовый контроль в выработках, в которых расположены испытуемые электроустановки и кабели, а в случаях срабатывания защиты важно обратить должное внимание на места предполагаемого/возможного повреждения изоляции кабелей после автоматического отключения.

2. Создание системы автоматизированного контроля, системы электроснабжения, при котором оперативная информация о состоянии изоляции позволит принимать быстрые и нужные решения для предотвращения возможных аварий. Управление осуществляется от диспетчера по оптическим кабелям связи, чем предотвращаются случаи работы с неисправной изоляцией или отключенной защитой. Возможно эта система должна быть построена на тех же принципах, что и системы газового контроля с надежной защитой базы данных.

3. С точки зрения повреждения изоляции, наиболее опасным элементом шахтной электрической сети, является проложенный в ней силовой кабель. Для обеспечения взрывозащиты шахтных кабелей разрабатывались всевозможные системы подземного электроснабжения с опережающим отключением, которые должны будут отключать именно то место повреждения от источников энергии за время, не превышающее 3-5 мс.

Вместе с тем, изоляцию кабеля можно защитить, если будет происходить отключение кабеля при повреждении его оболочки. Для этого зарубежные фирмы такие как Draka, Prysmian в кабелях для очистных забоев применяют конструкции с двойным экраном, где между заполнителем и наружной оболочкой размещают дополнительный изолированный от земли экран в виде концентрической оплетки из медных и стальных проволок, завулканизированных между наружной оболочкой и заполнителем.

При возможном повреждении наружной оболочки кабеля (передавливание, смятие) происходит замыкание внешнего экрана с заземленными экранами основных жил или жилой заземления. Из-за этого срабатывает защитное устройство и снимает напряжение с кабеля до повреждения изоляции основных жил и возникновения короткого замыкания.

Первоначальная и основная функция защиты должна состоять в постоянном эффективном контроле сопротивления изоляции сети и исключения возникновения опасного искрения. Так же необходима доработка нормативных требований и создание надежных аппаратов защиты без сложных устройств компенсации емкостных токов утечки, которые могут вызвать опасные, с точки зрения пробоя изоляции, перенапряжения в сети. Защиты, созданные на современной электронной базе, должны обеспечивать постоянный надежный контроль и диагностирование как изоляции электроустановок, так и собственной работоспособности.

Библиографический список

1. Инструкция по безопасной эксплуатации электроустановок в горнорудной промышленности. РД 06-572-03: моногр.- М.: ДЕАН,2014.-144 с.
2. ГОСТ 22929-78 Аппараты защиты от токов утечки рудничные для сетей напряжением до 1200 В. Общие технические условия.
3. Правила безопасности в угольных шахтах.
4. Цапенко, Е. Ф. Электробезопасность на горных предприятиях / Е. Ф. Цапенко, С. З. Шкудин.– М.: МГГУ, 2011. – 95 с.

Кузнецова В.П., обучающаяся, гр. ФЭКТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.331

АНАЛИЗ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЯКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Курочкин А.К.[1], Пузина Е.Ю.[1,2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения
lena-rus05@mail.ru

В настоящее время электрическая часть электростанций энергосистем в России подвергается реконструкции в связи с тем, что нормативный срок эксплуатации отдельных видов электрооборудования превышен в два и более раз [1-2]. При этом, в случае замены высоковольтных выключателей на современные образцы, возникает необходимость проверки динамической устойчивости схемы выдачи электрической мощности электростанциями [4-6].

В рамках выполнения данной работы исследуется ситуация, связанная с заменой масляного выключателя 220 кВ типа У-220А-40/2000 на элегазовый выключатель типа 242PMR на электрической станции (ЭС) Вилюйские ГЭС-1,2 Якутской энергосистемы. Для оценки влияния замены выключателей 220 кВ на динамическую устойчивость схемы выдачи электрической мощности ЭС Вилюйские ГЭС-1,2 и Светлинской ГЭС рассмотрены возмущения в виде короткого замыкания вблизи ЭС. С этой целью выполнены расчеты динамической устойчивости параллельной работы генераторов Вилюйской ГЭС-1,2 и Светлинской ГЭС для данного режима.

При анализе динамической устойчивости исследуются возмущения и управляющие воздействия, рассматриваемые в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», и, при этом, устойчивость параллельной работы генераторов должна сохраняться для наиболее тяжелых возмущений III группы в нормальной схеме.

В качестве управляющих воздействий (УВ), которые могут быть использованы для повышения устойчивости динамических переходов газотурбинных станций, могут рассматриваться:

1. ИРТ (Импульсная разгрузка турбин). Избыточный ускоряющий момент на валу ГТУ может быть снижен путем резкого сброса вращающего момента за счет прекращения подачи продуктов сгорания в турбину. Основным достоинством данного метода является возможность сохранения динамической устойчивости без реализации остановки блоков (ОГ). Основными недостатками ИРТ являются необходимость реализации большого объема испытаний для выяснения динамических свойств турбин.

2. ОГ (Отключение генераторов). В ряде случаев реализация ОГ является эффективным способом предотвращения нарушения динамической устойчивости.

3. Технологические защиты турбинных установок (ТУ), выделение блоков устройствами автоматики ликвидации асинхронного хода (АЛАР). При близких коротких замыканиях возможно отключение ТУ по причинам, связанным с проблемами механической прочности агрегата в целом. Данные виды технологических защит реализованы производителем ТУ и фактически не является устройствами, работающими в составе общесистемных средств противоаварийной автоматики [7]. При этом управляющие воздействия технологических защит ТУ аналогичны управляющим воздействиям от устройств АЛАР, которые также воздействуют на отключение блока при выпадении газотурбинного генератора из синхронизма.

Таблица 1

Анализ динамической устойчивости

№	Возмущение			
	Группа	Описание	Последовательность действий	Устойчивость динамического перехода
1	III	Нормальный режим. Полная схема. Трехфазное КЗ на ВЛ 220 кВ Вилюйские ГЭС-1,2 – Районная вблизи шин Вилюйских ГЭС-1,2 с отказом выключателя и действием УРОВ шин 220 кВ Вилюйских ГЭС-1,2. Выключатель 220 кВ без пофазного исполнения привода.	- t=1 сек. Возникновение трехфазного КЗ. - t=1.16 сек. Ликвидация КЗ действием основных защит. Длительность КЗ 0.16 сек. - t=1.4 сек. Ликвидация трехфазного КЗ от УРОВ. Длительность КЗ 0.4 сек. Время работы УРОВ 0.4 сек. - t=1.4 сек. Отключение ВЛ 220 кВ Вилюйские ГЭС-1,2 – Районная от УРОВ. - t=1.4 сек. Отключение ГГ – 7,8 Вилюйских ГЭС-1,2 от УРОВ.	Обеспечивается устойчивость в первом цикле качаний
2	III	Нормальный режим. Полная схема. Трехфазное КЗ на ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная вблизи шин Светлинской ГЭС с отказом выключателя и действием УРОВ шин 220 кВ Светлинской ГЭС. Выключатель 220 кВ без пофазного исполнения привода.	- t=1 сек. Возникновение трехфазного КЗ. - t=1.16 сек. Ликвидация КЗ действием основных защит. Длительность КЗ 0.16 сек. - t=1.4 сек. Ликвидация трехфазного КЗ от УРОВ. Длительность КЗ 0.4 сек. Время работы УРОВ 0.4 сек. - t=1.4 сек. Отключение ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная от УРОВ. - t=1.4 сек. Отключение ГГ – 1,3 Светлинской ГЭС от УРОВ.	Обеспечивается устойчивость в первом цикле качаний

Анализ динамической устойчивости выполнен на уровне ожидаемого зимнего максимума 2027 г. в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости». Рассмотрена полная схема в режиме зимних максимальных нагрузок, выдача мощности ЭС Вилюйские ГЭС-1,2 составляет 8х85 МВт, Светлинской ГЭС – 4·92,5 МВт. Результаты анализа динамической устойчивости на уровне 2027 г. приведены в табл. 1, пример диаграммы переходных процессов представлен на рис. 1. Расчетная схема сети приведена на рис. 2.

Расчеты выполнены в программном комплексе MUSTANG-95, предназначенном для выполнения расчетов установившихся и переходных электромеханических режимов энергосистем. Производителем программного комплекса MUSTANG-95 является ВДЦ Балтии, Латвия.

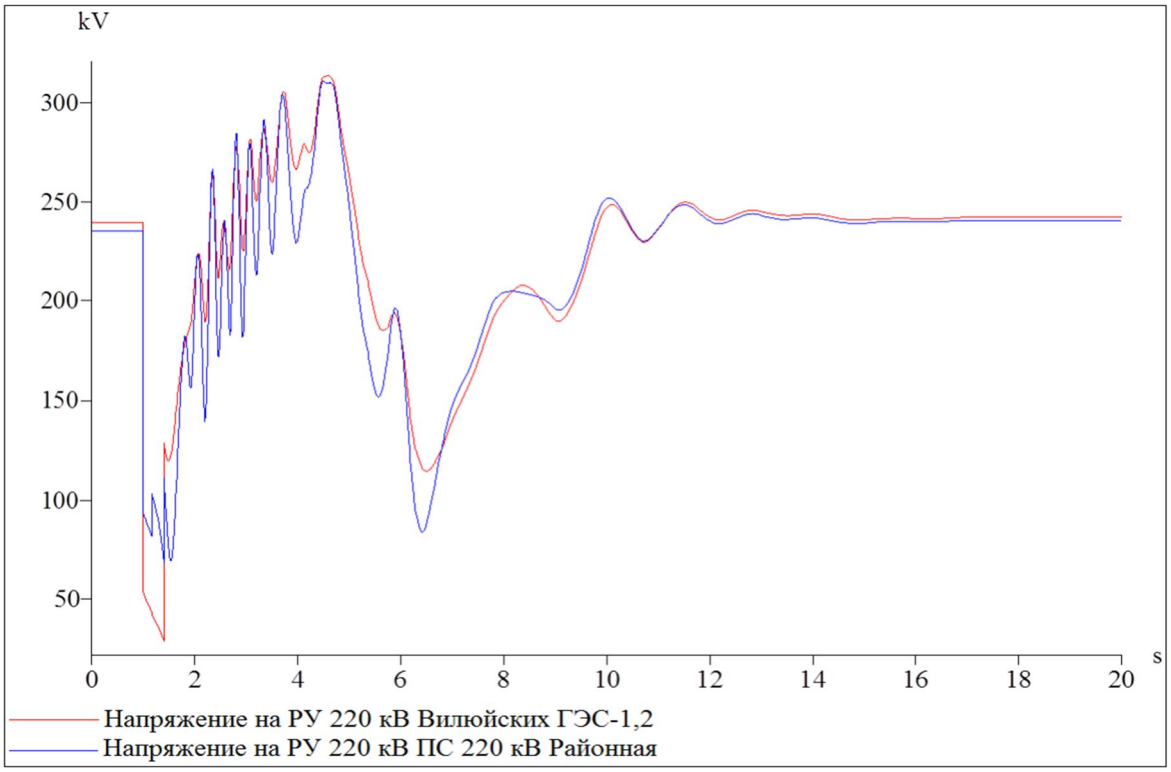


Рисунок 1 – Режим зимнего максимума 2027 г. Полная схема. Напряжения на шинах станции и подстанции. Трехфазное КЗ на на ВЛ 220 кВ Вилюйские ГЭС-1,2 – Районная вблизи шин Вилюйских ГЭС-1,2 с отказом выключателя и действием УРОВ шин 220 кВ Вилюйской ГЭС-1,2. Выключатель 220 кВ без пофазного управления. Обеспечивается устойчивость в первом цикле качаний

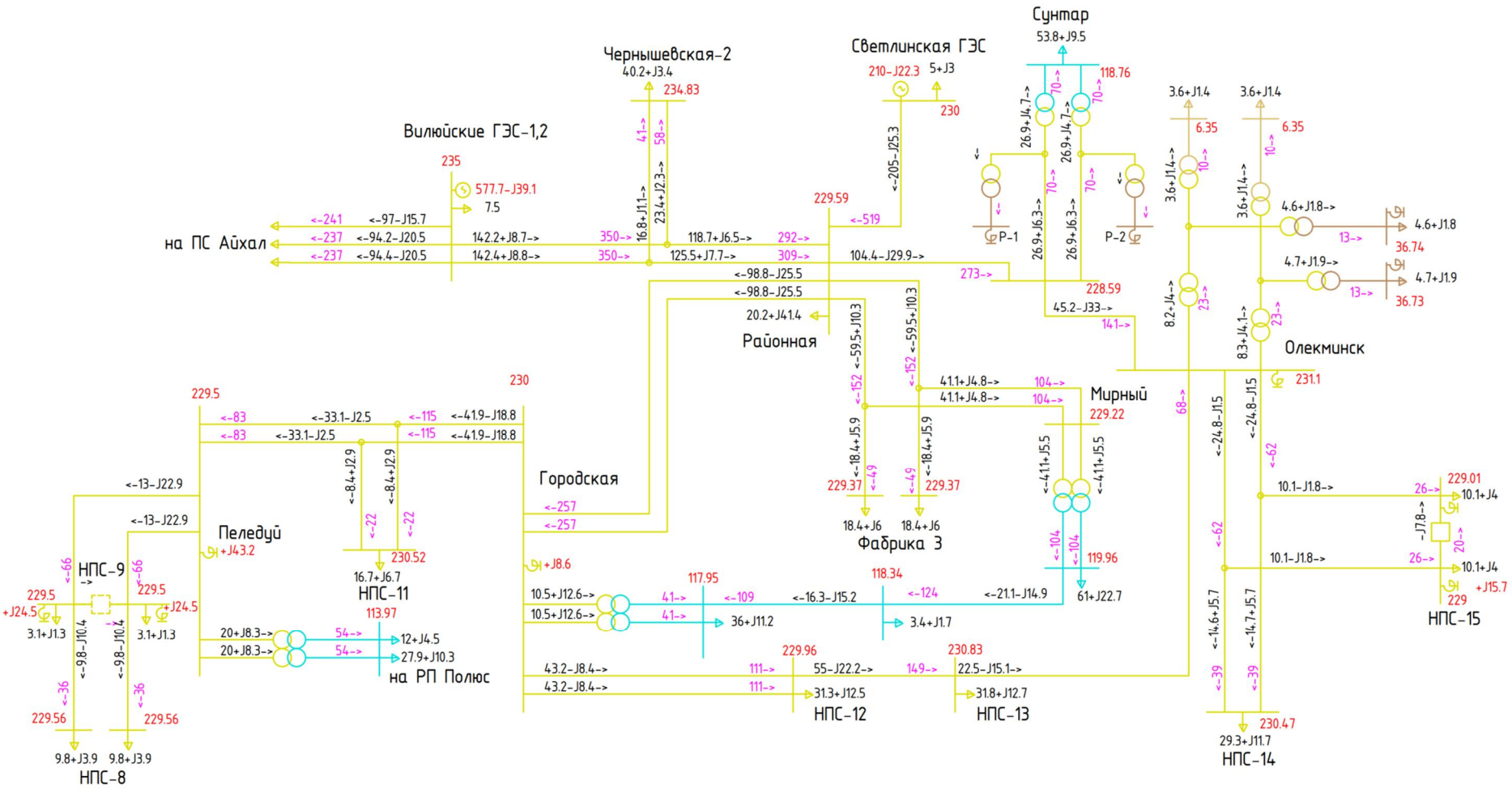


Рисунок 2 – Расчетная схема сети на 2027 г. Перетоки мощности и уровни напряжений

Таким образом, результаты исследования, выполненного в ходе моделирования, показали, что при замене выключателя на ЭС Вилюйские ГЭС-1,2 Якутской энергосистемы с учетом нагрузок на уровне 2027 г., динамическая устойчивость параллельной работы генераторов обеспечивается для наиболее тяжелых возмущений III группы в нормальной схеме.

Библиографический список

1. Пузина Е.Ю. Целесообразность применения системы мониторинга силовых трансформаторов. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2013. С.167-171.
2. 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.
3. Пермякова Ю.Г., Пузина Е.Ю. Применение синхронной коммутации в электрических сетях. Технико-экономические проблемы развития ренионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. 2020. С.91-95.
4. Котельников С.М., Пузина Е.Ю. Оценка баланса мощности и электроэнергии Западного энергорайона Якутской энергосистемы. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 2019. С.167-172.
5. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Черепанов А.В. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения у установками распределенной генерации. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25 № 1 (156). С.31-43.
6. Черепанов А.В., Куцый А.П. Использование управляемых источников реактивной мощности в системах тягового электроснабжения. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 103-110.
7. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А. Направления развития релейной защиты и автоматики в российских электрических сетях// Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 2 (62). С. 77-85.

---

[1] Курочкин А.К., обучающийся гр. ЭУмз-19

[1,2] Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭНЕРГИИ СОЛНЦА И ВЕТРА В МОНГОЛЬСКОЙ ЧАСТИ ПУСТЫНИ ГОБИ

Марченко О.В., Соломин С.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
marchenko@isem.sei/irk.ru, solomin@isem.irk.ru

Введение. Среди ВИЭ наибольшими темпами развиваются солнечная и ветровая энергетика [1–3]. В 2020 г. установленная мощность фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) в мире достигла 760 ГВт, ветроэлектрических установок (ВЭУ) – 743ГВт [1] (табл. 1). За последние 10 лет (2010–2020 гг.) установленные мощности ветроэлектрических станций (ВЭС) выросли почти в 3,7 раза (средний темп роста 14 %), а солнечных электрических станций (СЭС) – в 19 раз (34 % в год). ВИЭ выработали около 29 % мирового производства электроэнергии [1].

Таблица 1

Установленные мощности ВИЭ (2020 год), ГВт [1, 2]

Страны	СЭС	ВЭС	ВИЭ*, всего
Мир, всего	760	743	2838
Россия	1	1	55
Азия	409	332	1290
включая			
Китай	254	282	895
Тайвань	6	1	9
Япония	69	4	103
КНДР	< 1	0	5
Республика Корея	15	2	21
Монголия	< 1	< 1	<0,3
СВА, всего	344	289	1033

Примечания: * включая другие виды ВИЭ (гидроэнергия, биомасса, геотермальная и морская энергия). СВА − Северо-Восточная Азия.

Стоимость электроэнергии от солнечных и ветровых источников резко упала за последнее десятилетие (особенно для фотоэлектрических систем). Технологии производства солнечной и ветровой энергии стали самым дешёвым вариантом для новых мощностей во многих частях мира.

Мировым лидером в использовании солнечной и ветровой энергии является Китай (более трети установленных мощностей солнечных и ветровых электростанций). Весьма амбициозные планы по развитию ВИЭ у Монголии: планируется довести их долю в выработке электроэнергии до 30% к 2030 г. и до 100% к 2050 г. [1, 4].

Постановка задачи и описание метода. Цель настоящей работы – определение стоимости электроэнергии от солнечных и ветровых электростанций, которые могут быть построены в монгольской части пустыни Гоби с учетом транспорта электроэнергии и стоимости интеграции ВИЭ в энергосистемы сопредельных стран.

Пустыня Гоби расположена на границе Монголии и Китая (рис. 1). Её площадь в двух странах составляет около 1,3 млн км^2, в Монголии она занимает около трети территории.



Рисунок 1 – Пустыня Гоби на карте

Так как солнечные и ветровые электростанции в монгольской части пустыни Гоби будут располагаться вдали от центров нагрузки, произведенная электроэнергия передаётся в направлении Китая и других стран Северо-Восточной Азии. Для передачи энергии на большие расстояния наиболее эффективны ЛЭП постоянного тока [5, 6]. Рассматриваемая система электроснабжения приведена на рис. 2.

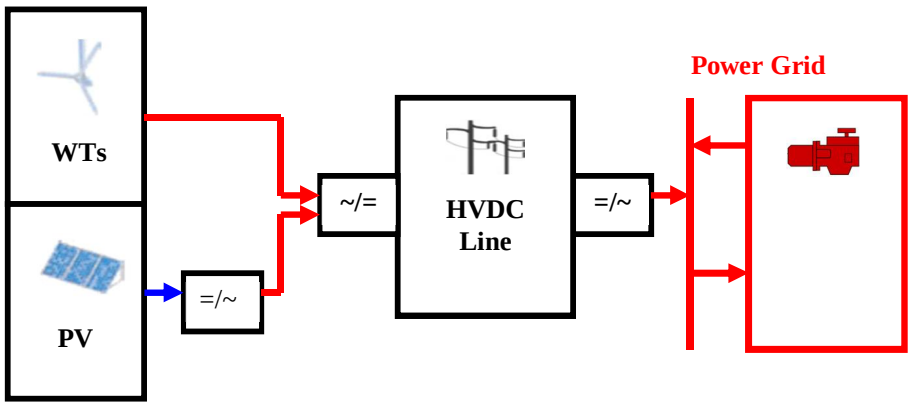


Рисунок 2 – Схема энергосистемы. WT – ВЭУ, PV – ФЭП, HVDC line – линия постоянного тока, Power Grid – электроэнергетическая система (сеть)

Такой комплекс солнечных и ветровых электростанций будет представлять собой один из первых этапов электроэнергетической интеграции стран Северо-Восточной Азии. Он будет работать на потребителей, которые наряду с электроэнергией, производимой ВИЭ, потребляют также электроэнергию из энергосистем, которые компенсируют неравномерность выработки ВИЭ. Мощность этих электроэнергетических систем значительно больше мощности рассматриваемых солнечных и ветровых электростанций.

Стоимость электроэнергии. Стоимость электроэнергии на равна удельным затратам на производство энергии. Первая (капитально-экслуатационная) составляющая стоимости электроэнергии прямо пропорциональна удельным капиталовложениям k и обратно пропорциональна коэффициенту использования установленной мощности CF (КИУМ), а также зависит от коэффициента возврата капитала F, нормы дисконта d, сроков строительства ΔT и службы T, ежегодных условно-постоянных издержек μ, затрат энергии на собственные нужды b. Выражение для стоимости электроэнергии для ВИЭ (при отсутствии топливной составляющей) можно записать:

$$S_1 = \left[F \frac{e^{s\Delta T} - 1}{s\Delta T} + \mu \right] \frac{k}{CF \times H \times (1 - b)},$$

где $\sigma = \ln(1+d)$; H – число часов в году.

В таблице 2 представлены исходные данные и результаты расчёта стоимости электроэнергии с учётом транспорта и интеграции в энергосистему. Интервал неопределённости исходных данных сформирован на основе информации из [5–11]. Ставка дисконтирования предполагается равной 5%, срок службы – 30 лет.

Таблица 2

Технико-экономические показатели

Направление экспорта из Монголии			Стоимость электроэнергии, цент/кВтч			
	***k*, $/кВт**	**CF**	**S_1**	**S_2**	**S_3**	**S***
	ЛЭП					
Север Китая	1853	0,90–0,95	–	1,6–1,8	–	1,6–1,8
Северо-Восток Китая	2466	0,90–0,95	–	2,2–2,4	–	2,2–2,4
Корея	3520	0,90–0,95	–	3,1–3,3	–	3,1–3,3
Россия (Сибирь)	3425	0,90–0,95	–	3,0–3,2	–	3,0–3,2
Россия (Дальний Восток)	4820	0,90–0,95	–	4,3–4,5	–	4,3–4,5
	ФЭП					
Север Китая	1000–1100	0,20–0,24	3,4–4,8	1,6–1,8	0,0–0,4	5,0–7,0
Северо-Восток Китая	1000–1100	0,20–0,24	3,4–4,8	2,2–2,4	0,0–0,4	5,6–7,6
Корея	1000–1100	0,20–0,24	3,4–4,8	3,1–3,3	0,0–0,4	6,5–8,5
Россия (Сибирь)	1000–1100	0,18–0,22	3,7–5,4	3,0–3,2	0,0–0,4	6,7–9,0
Россия (Дальний Восток)	1000–1100	0,18–0,22	3,7–5,4	4,3–4,5	0,0–0,4	8,0–10,3
	ВЭУ					
Север Китая	1300–1500	0,34–0,40	3,3–4,9	1,6–1,8	0,0–0,3	4,9–7,0
Северо-Восток Китая	1300–1500	0,34–0,40	3,3–4,9	2,2–2,4	0,0–0,3	5,5–7,6

Окончание табл. 2

Направление экспорта из Монголии			Стоимость электроэнергии, цент/кВт·ч			
	***k*, $/кВт**	**CF**	**S_1**	**S_2**	**S_3**	**S***
Корея	1300–1500	0,34–0,40	3,3–4,9	3,1–3,3	0,0–0,3	6,4–8,5
Россия (Сибирь)	1300–1500	0,34–0,40	3,3–4,9	3,0–3,2	0,0–0,3	6,3–8,4
Россия (Дальний Восток)	1300–1500	0,34–0,40	3,3–4,9	4,3–4,5	0,0–0,3	7,6–9,7

Примечания: S_1 – стоимость производства, S_2 – стоимость транспорта электроэнергии, S_3 – стоимость интеграции ВИЭ в энергосистему, S*– суммарная стоимость электроэнергии.

Как видно из табл. 2, в монгольской части пустыни Гоби ФЭП и ВЭУ могут вырабатывать достаточно дешёвую электроэнергию (3–5 цент/кВт·ч). Однако с учётом стоимости транспорта к центрам потребления в странах Северо-Восточной Азии и интеграции в энергосистемы этих стан её стоимость существенно возрастает (до 5–10 цент/кВт·ч).

Выводы. Проведены оценки эффективности солнечных и ветровых установок по критерию стоимости вырабатываемой электроэнергии в монгольской части пустыни Гоби. Показано, что ФЭП и ВЭУ могут вырабатывать дешёвую электроэнергию стоимостью до 3–5 цент/кВт·ч, однако с учётом дополнительных затрат на её транспортировку к центрам нагрузок и интеграцию в энергосистемы её стоимость существенно увеличивается.

В связи с этим экспорт электроэнергии из монгольской части пустыни Гоби экономически эффективен только при достаточно жёстких ограничениях на выбросы диоксида углерода.

Библиографический список

1. Renewables 2021 Global Status Report. REN21, Paris, 2021. 367 p.
2. Renewable Energy Statistics 2021. IRENA, Abu Dhabi, 2021. 66 p.
3. Марченко О.В., Соломин С.В., Соломина А.С. Эффективность солнечных и ветровых установок в мировой электроэнергетике // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 21-24 апреля 2020 г.). Иркутск: ИрГТУ, 2020. С. 203-207.
4. Marchenko J.V., Solomin S.V. Efficiency of solar and wind energy use in the countries of Central and North-East Asia // E3S Web Conf. Vol. 209. ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management. 2020. Art. no. 04002. P. 1–7.
5. Otsuki T., Mohd Isa A.B., Samuelson R.D. Electric Power Grid interconnections in Northeast Asia: a quantitative analysis of opportunities and challenges // Energy Policy. – 2016. – V. 89. – P. 311–329.
6. Otsuki T. Costs and benefits of large-scale deployment of wind turbines and solar PV in Mongolia for international power exports // Renewable Energy. – 2017. – V. 108. – P. 321–335.

7. Marchenko J.V., Solomin S.V. Efficiency of hybrid renewable energy systems in Russia // International Journal of Renewable Energy Research. 2017. Vol. 7. No. 4. P. 1561–1569.
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 // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019), Vladivostok, Russia, 1-4 Oct. 2019. Art. no. 8934359. P. 1–5.
9. Марченко О.В., Соломин С.В. Сравнение стоимости электроэнергии солнечных и ветровых электростанций в восточных районах России и в сопредельных странах Северо-Восточной Азии // Технико-экономические проблемы развития регионов: материалы науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 15-16 ноября 2019 г.). 2019. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2019. Вып. 22. С. 158–162.
10. Марченко О.В., Соломин С.В. Определение оптимальной структуры ветросолнечных электростанций в монгольской части пустыни Гоби // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 2. 29–37.

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

УДК621.311.22

ВОДОРОД КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ ТОПЛИВО ДЛЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

Марьин Г.Е.
АО ТАТЭНЕРГО, Казанский государственный энергетический университет
George64199@mail.ru

Введение. Энергетика – важная отрасль экономики, обеспечивает тепловой и электроэнергией предприятия и население России. Важной составляющей энергетической системы является надежность и эффективность, при этом необходима постоянная модернизация генерирующего оборудования, внедрение новых технологий. Развитию энергетики отдается первостепенное значение. Для снижения углеродного следа руководством страны приняты новые меры по стимулированию снижению выбросов, это и новый углеродный налог, зависящий от углеродного следа и сокращение ввода неэффективного энергетического оборудования. Мировая научно-техническая политика в энергетике направлена на повышение эф-

фективности производства, создания условий для развития отрасли и поддержания промышленной и экологической безопасности. В данной работе рассмотрена водородная энергетика, ее будущее, возможности применения и ее влияние на мир в целом.

Перспективы модернизации энергетического оборудования. Газотурбинные установки основное энергетическое оборудование при модернизации. Широкое распространение и внедрение газовых турбин позволяет повысить экономичность и экологичность тепловых станций. На данный момент основное топливо для газотурбинных установок в энергетике природный газ различного компонентного состава. Появление различных технологических газов, водорода требуют адаптации газотурбинной установки для сжигания топлива. Компонентный состав газа, применяемого в газовых турбинах влияет не только на режим горения. но и на срок службы проточной части турбины. [1] При горении происходит образование продуктов сгорания, их количество зависит от режима работы энергетического оборудования и качества топлива. [2,3,4] Состав топливного газа оказывает влияние на качество, производимой электроэнергии. [5]

В данном исследовании рассмотрена работа газотурбинной установки на водородном топливе. Температура процессов горения доходит до 2200 - 2400 К. Под действием высоких температур может происходить разложение, диссоциация молекул на более простые молекулы и атомы. При термической диссоциации молекул поглощается теплота, поскольку на разложение молекул затрачивается определенная энергия. Процессу распада сопутствует обратный процесс - рекомбинация (воссоединения) осколков молекул с образованием исходного вещества. Процесс рекомбинации сопровождается выделением такого же количества теплоты, которое было поглощено при диссоциации. Для выполнения термодинамического расчета необходимо вычислить условную формулу, рассчитать энтальпию топлива. Условная формула включает в себя химические элементы. Продукты сгорания представляют собой смесь индивидуальных веществ в различных состояниях (газообразном, конденсированном). Для проведения исследований была проведена аппроксимация для водородного топлива, получена условная формула H 99.216, энтальпия i=-3965,1кДж/кг.

Математическая модель газотурбинного двигателя. Для проведения исследования была создана математическая модель в АС ГРЭТ. [6] Исходные данные для исследования: Тов=288,15 К, Ров=101.3кПа, ϕ =60%, Мощность газовой турбины постоянная N=77 МВт, температура после ГТУ постоянна 872К, n=5235 об/мин топливом является водород. Термодинамический расчет выполняется при некоторых опущениях, топливный газ и его компоненты подчиняются закону идеального газа. В связи с этим все расчеты проводятся без учета конструктивных особенностей ка-

меры сгорания (без учета типа форсунок, системы топливоподготовки), процессов смешения горючего и воздуха – окислителя На рис.1 представлена функциональная схема ГТУ GE 6FA.

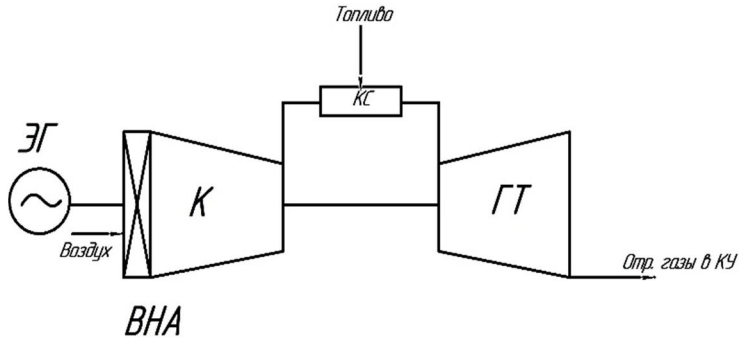


Рисунок 1 – Функциональная схема ГТУ GE 6FA
(ЭГ – электрогенератор, ВНА – входной направляющий аппарат компрессора, К – компрессор ГТУ, КС – камера сгорания, ГТ – газовая турбина)

Максимальная температура в камере сгорания ограничена 1300С, так как газовая турбина входит в состав парогазового энергоблока, в связи с этим необходимо поддерживать температуру на входе в котел-утилизатор в диапазоне 600-610С. На рис.2 представлено изменение расхода воздуха при работе на водородном топливе. Максимальный расход воздуха получен при мощности 80 МВт. На рис.3 представлено мгновенное изменение расхода топливного газа(водорода).

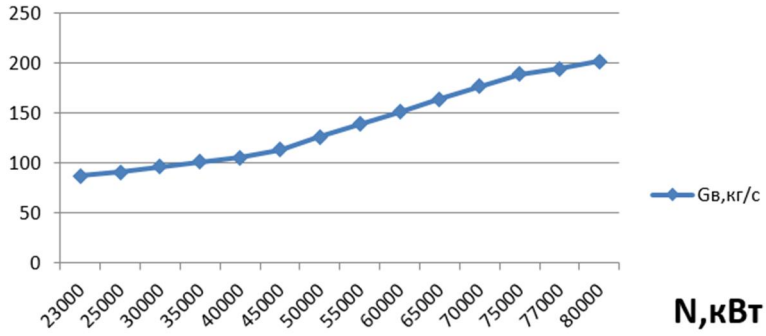


Рисунок 2 – Мгновенный расход воздуха в зависимости от мощности турбины

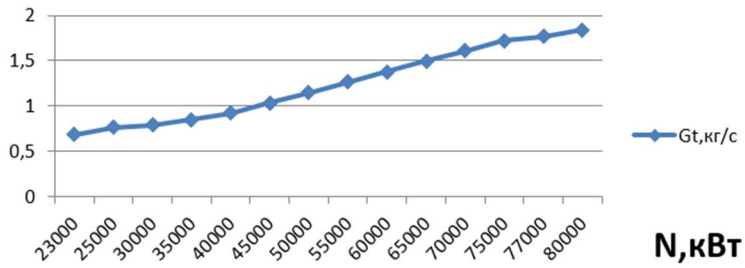


Рисунок 3 – Мгновенный расход топлива в зависимости от мощности турбины

Полученные значения расхода топлива позволяют производить проектирование системы топливоподготовки данной турбины. Использование водорода в качестве топливо позволяет снизить затраты на топливо при работе газовой турбины, но и сократить выбросы вредных веществ. В продуктах сгорания природного газа диоксид углерода является основной составляющей соединений, приводящих к формированию парникового эффекта, который приводит к изменению климата, водород не содержит данные соединения.

Выводы: 1. Для исследований создана математическая модель газотурбинного двигателя 2. Проведены исследования работы газотурбинной установки при режимах работы от 23000кВт до 80000кВт. 3. В результате исследований получены основные энергетические характеристики турбины, при работе на водородом топливе.

Библиографический список

1. Marin G.E., Osipov B.M., Mendeleev D.I. Research on the influence of fuel gas on energy characteristics of a gas turbine // E3S Web of Conferences: 2019 International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems, SES 2019. Kazan. 2019. P. 05063. DOI 10.1051/e3sconf/201912405063
2. 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.
3. Цанев С.В., Буров В.Д., Торжков В.Е. Дожигание топлива в тепловой схеме конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами одного давления. М.: Изд-во МЭИ, 2004. 48 с
4. Муравьев И.К., Коровкин А.В., Шитов Р.А. Исследование режимов работы газовой турбины ГТЭ-110 по условиям ограничения выбросов оксидов азота на парогазовых энергоблоках. Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2020. № 1. С. 11-21.
5. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Энергоресурсосберегающий эффект в системах электроснабжения жилых комплексов от актуализации нормативов электрических нагрузок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 156-166.
6. Титов А.В., Осипов Б.М., Хамматов А.Р., и др. Применение программного комплекса ГРАД для исследований стационарных энергетических установок // Тяжелое машиностроение. 2009. № 6. С. 9-11.

УДК 621.311

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МКД С УЧЕТОМ НОВЫХ НОРМАТИВНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Маслов И.Н., Маслова Г.Д., Квасова И.С.
Казанский государственный энергетический университет
kvasova.inna@mail.ru

Введение. В настоящее время расчет нагрузок при проектировании электроснабжения жилых и общественных зданий ведется по нормативным документам, разработанным в конце 90х годов прошлого века. За прошедшее время произошли значительные изменения как в насыщении зданий различными электроприемниками и режимами их работы, так и в повышении энергоэффективности зданий в части выполнения федеральных целевых программ. Во многих случаях наблюдается снижение электрических нагрузок жилых зданий.

В статье приведен сравнительный анализ расчета электрической мощности многоквартирных домов, выполненных по СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» и по постановлению Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019 г. Важно отметить, помимо актуализации нормативных требований [1, 2] необходимо и соблюдение качества электроэнергии (КЭЭ) [4, 6, 7], так как в связи с установкой интеллектуальных приборов учета до 2023 г. потребитель будет контролировать КЭЭ [4, 7].

Анализ полученных результатов показывает, что для МКД высотой 9 этажей и выше плата за технологическое присоединение уменьшается примерно в 2 раза при переходе на предлагаемую методику [1, 3, 5]. Для 5-этажных домов выигрыш также имеет место, но меньше по величине. На основе приведенных данных выполним технико-экономический расчет (см. табл. 1) системы электроснабжения микрорайона (см. рис. 2), по СП 256.1325800.2016 и по актуализированным удельным нагрузкам.

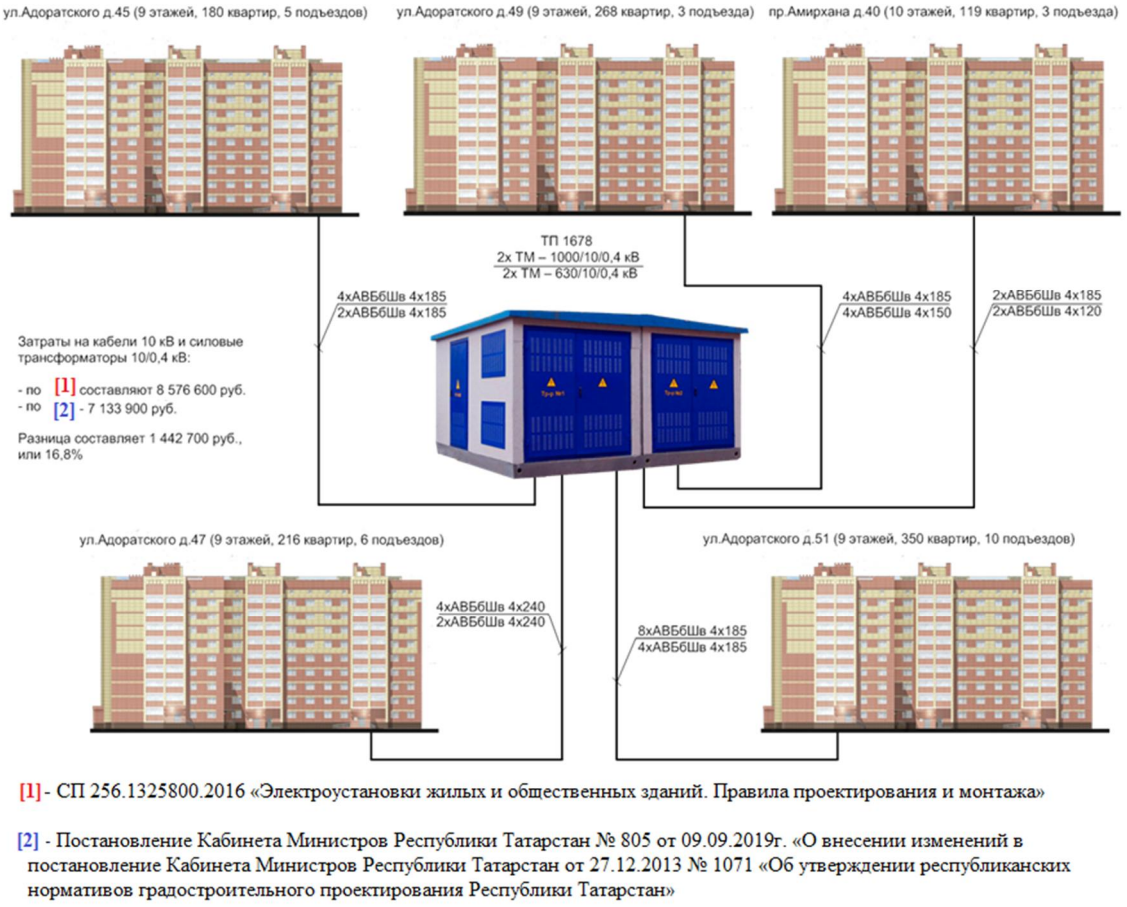
Таблица 1

Расчетные нагрузки микрорайона

№ дома	Кол-во эт.	Кол-во кв.	Кол-во подъездов	СП 256.1325800.2016, кВт	Актуализированные нагрузки, кВт
45	9	180	5	297	142
49	9	268	3	374	203
40	10	119	3	195	95
47	9	216	6	346	166

Окончание табл. 1

№ дома	Кол-во эт.	Кол-во кв.	Кол-во подъездов	СП 256.1325800.2016, кВт	Актуализированные нагрузки, кВт
51	9	350	10	529	260
Итого:				1741	766
Суммарная расчетная нагрузка (км=0,75; cosj =0,9), кВА				1450	638



[1] - СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа»

[2] - Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019г. «О внесении изменений в постановление Кабинета Министров Республики Татарстан от 27.12.2013 № 1071 «Об утверждении республиканских нормативов градостроительного проектирования Республики Татарстан»

Рисунок 1 – Система электроснабжения микрорайона

Таким образом, по действующим нормам для электроснабжения микрорайона необходима подстанция мощностью трансформаторов 2х1000 кВА; по актуализированным нормам – 2х630 кВА. Для заказчика в лице государственных застройщиков существенная экономия заключается в снижении платы за присоединенную мощность.

Библиографический список

1. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и

средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем. Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 1 (64). С. 52-63.
2. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
3. Soluyanov Y.I., Fedotov A.I., Soluyanov D.Y., Akhmetshin A.R. Experimental research of electrical loads in residential and public buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. vol. 860. article number 012026. DOI 10.1088/1757-899X/860/1/012026.
4. Федотов А.И., Абдрахманов Р.С., Ахметшин А.Р., Обеспечение нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ с помощью вольтодобавочных трансформаторов. Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №09-10. 2011. С. 40-45.
5. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Энергоресурсосберегающий эффект в системах электроснабжения жилых комплексов от актуализации нормативов электрических нагрузок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 156-166. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-1-156-166.
6. Федотов А. И., Чернова Н. В., Ахметшин А. Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. №1. 2015. С. 54-59.
7. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.

УДК 621.311

РАСЧЕТ НОВЫХ НОРМАТИВНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Маслов И.Н., Маслова Г.Д., Квасова И.С.
Казанский государственный энергетический университет
kvasova.inna@mail.ru

Введение. Расчет электрической нагрузки жилых зданий – это основная часть при проектировании многоквартирного дома. Величина электрической нагрузки влияет на стоимость технологического присоединения, а, соответственно, и на стоимость квартир. В настоящее время в Республике Татарстан было внедрено постановление, позволяющее снизить стоимость технологического подключения к электрическим сетям. Также важ-

но отметить, что выбор оборудования по правильному расчету электрической нагрузки позволит уменьшить потери электроэнергии [1, 2].

В связи с тем, что широкое внедрение получили электроприборы с высоким классом электропотребления, и долгое время использовались старые нормативы, привело к тому, что силовые трансформаторы 10/0,4кВ оказались недогруженными по ряду городов, рис.1.

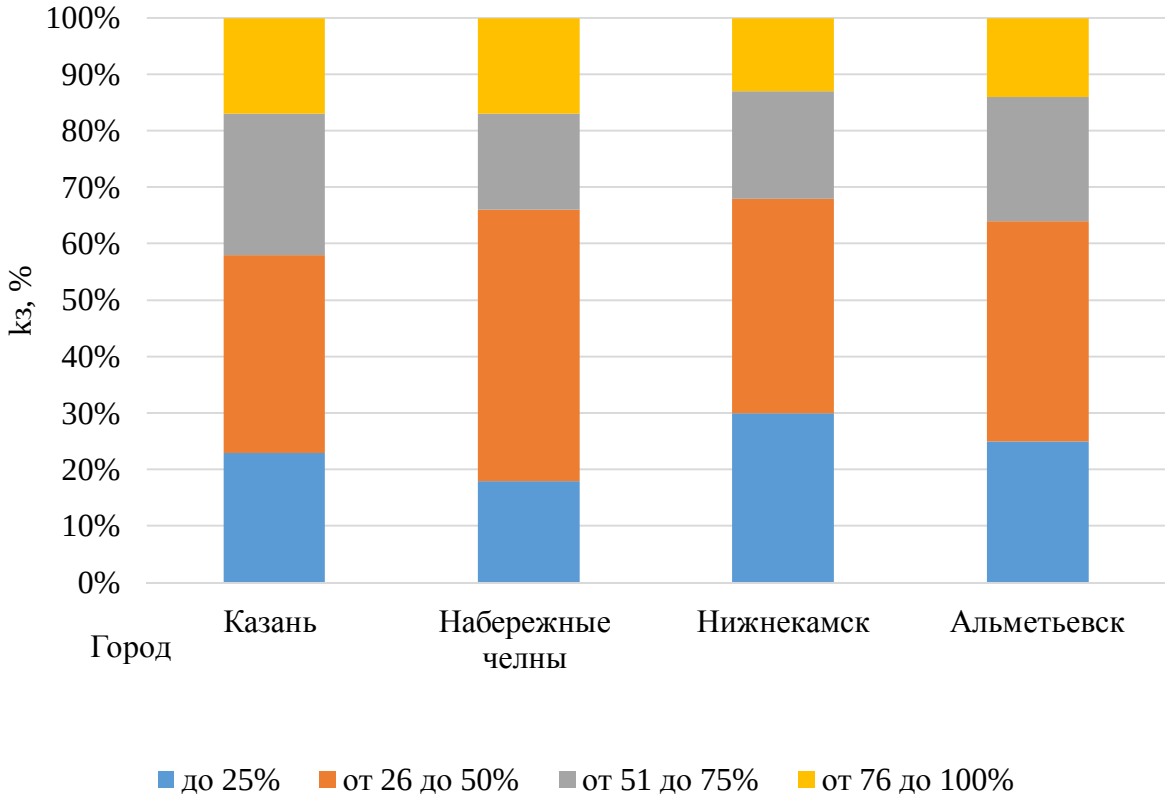


Рисунок 1 – Загрузка трансформаторов

Важно отметить, помимо актуализации нормативных требований необходимо и соблюдение качества электроэнергии (КЭЭ) [3, 4, 5], так как в связи с установкой интеллектуальных приборов учета потребитель будет контролировать КЭЭ.

Калькуляция стоимости технологического присоединения. Ниже приведена калькуляция стоимости технологического присоединения МКД высотой 10 этажей, имеющего 4 подъезда, 120 квартир, с электрическими плитами, для которого расчетная нагрузка, полученная по нормативам СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [6, 7], составила N=221,8 кВт (Вариант 1), а по постановлению Кабинета Министров Республики Татарстан от 27.12.2013 № 1071 «Об утверждении республиканских нормативов градостроительного проектирования Республики Татарстан» – N=140,2 кВт (Вариант 2).

Расчеты производились в соответствии с учетом затрат на покрытие расходов на технологическое присоединение (коэффициенты С1), питающий кабель, прокладываемый в траншее (коэффициент С3), понижающую подстанцию (коэффициент С4).

Калькуляция затрат на технологическое присоединение зависящих от мощности нагрузки для МКД 120 квартир.

Вариант 1:

Расчет платы за присоединение по стандартизированной тарифной ставке (свыше 150 кВт). $P_{ЗАЯВЛ}$ = 221,8 кВт. При принятом условном расстоянии до ТП L = 0,070 км по условию падения напряжения до 5% в нормальном режиме подходит кабель с алюминиевыми жилами сечением 150 мм^2. Таких кабелей два – по одному на каждый ввод. В послеаварийном режиме падение напряжения – ниже 10%.

Стоимость подключения Р = 457 449,5 руб.

Вариант 2:

Расчет платы за присоединение по стандартизированной тарифной ставке (до 150 кВт) $P_{ЗАЯВЛ}$ = 140,2 кВт. При принятом условном расстоянии до ТП L = 0,070 км по условию падения напряжения до 5% в нормальном режиме подходит кабель с алюминиевыми жилами сечением 95 мм^2. Таких кабелей два – по одному на каждый ввод. В послеаварийном режиме падение напряжения – ниже 10%.

Стоимость подключения Р = 219 320,4 руб.

Разница между первым и вторым вариантом составляет 52,05%, демонстрируя важность актуализации нормативных документов.

Библиографический список

1. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
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. Soluyanov Y.I., Fedotov A.I., Soluyanov D.Y., Akhmetshin A.R. Experimental research of electrical loads in residential and public buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. vol. 860. article number 012026. DOI:10.1088/1757-899X/860/1/012026.
4. Федотов А.И., Абдрахманов Р.С., Ахметшин А.Р., Обеспечение нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ с помощью вольтодобавочных трансформаторов. Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №09-10. 2011. С. 40-45.

5. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
6. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Энергоресурсосберегающий эффект в системах электроснабжения жилых комплексов от актуализации нормативов электрических нагрузок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 156-166. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-1-156-166.
7. Федотов А. И., Чернова Н. В., Ахметшин А. Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. №1. 2015. С. 54-59.

УДК 621.311

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ИЗОЛИРОВАННОГО РАЙОНА С ПОМОЩЬЮ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Маслов И.Н., Новоселова М.С., Маслова Г.Д.
Казанский государственный энергетический университет
nova-mara0607@list.ru

Введение. Рост народонаселения планеты и обеспечение стабильных темпов экономического развития промышленно развитых стран, повышение конкурентоспособности ключевых отраслей производства требуют опережающего развития энергетики, так как она является жизнеобеспечивающей инфраструктурой и одной из базовых отраслей экономики страны. Развитие энергетики должно осуществляться опережающими темпами по сравнению с другими отраслями промышленности. Новый тренд в энергетике – это повсеместное внедрение возобновляемых источников энергии для улучшения экологической безопасности, одновременно обеспечив независимое энергоснабжение.

Проблема изменения климата. Проблема изменения климата из года в год становится крайне важной. Электрооборудование испытывает на себе различные природные аномалии, такие как критическое усиление ветра, образование гололеда, повышенные температуры в районах, где ранее этого не наблюдалось. Сильнейшим фактором, влияющим на изменение климата, является производство электроэнергии. В стремлении уменьшить загрязнение на сегодняшний день широко обсуждается повсеместное применение возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), таких как солнечные (СЭС) и ветряные электростанции (ВЭС), в том числе газотурбинные установки (ГТУ), работающие на водороде [1, 2]. К примеру, в развитых странах увеличивается выработка электроэнергии с помощью ВЭС, а в Германии потреб-

ление электроэнергии, произведённой ВИЭ, превысило 50%. В данном вопросе не отстает и Российская Федерация, увеличивая объемы выработки с помощью ВИЭ.

В частности, применение их в изолированных районах с целью снижения затрат на строительство линий электропередач. Однако применение только ВИЭ может привести к снижению надежности электроснабжения, поэтому предлагается комбинированное электроснабжение отдельных поселений с использованием газотурбинных установок малой мощности.

Коэффициент полезного действия. Коэффициент полезного действия современных ГТУ достигает 40% [3]. Для повышения надежности снабжения энергии существуют и схемы с гексагональной конфигурацией [4, 5], и модели энергетического хаба [4]. Еще одним из важных показателей является обеспечение качества электроэнергии [6, 7]. Качество электроэнегрии одна из главных задач сетевых организаций [6, 7] Принципиальная схема электроснабжения изолированного района с использованием СЭС, ВИЭ и ГТУ представлена на рис.1.

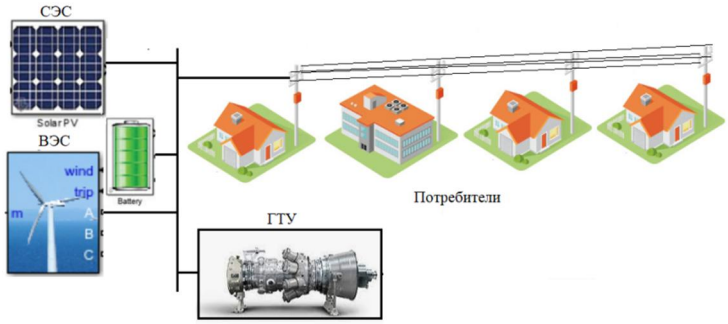


Рисунок 1 – Принципиальная схема электроснабжения изолированного района

В статье рассмотрено применение ВИЭ для надежного и качественного энергоснабжения отдельного поселения.

Представленная схема, рис. 1, может полностью удовлетворить потребности в надежном и качественном электроснабжении изолированных районов. При отсутствии ветра будут работать СЭС либо ГТУ [1, 3]. При отсутствии солнца и ветра будут работать ГТУ. Также использование ВЭС и СЭС позволит выровнять график работы ГТУ, способствуя продлению его срока службы.

Библиографический список

1. Mendeleev D.I., Maryin G.E., Akhmetshin A.R. Improving the efficiency of combined-cycle plant by cooling incoming air using absorption refrigerating machine // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. vol. 643. article number 012099. DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012099.

2. Mendeleev D. I., Galitskii Y.Y., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants //

E3S Web of Conferences. 2019. vol. 124. article number 05061. DOI 10.1051/e3sconf/201912405061.
3. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
4. Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А., Зырин Д.В. Интеллектуальные распределительные сети 10 –20 кВ с гексагональной конфигурацией. Промышленная энергетика. 2013. № 12. С.3–7.
5. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Солуянов Ю.И., Ахметшин А.Р., Солуянов В.И. Энергоресурсосберегающий эффект в системах электроснабжения жилых комплексов от актуализации нормативов электрических нагрузок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 156-166. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-1-156-166.
7. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.

УДК 621.311

НАДЕЖНОЕ И БЕСПЕРЕБОЙНОЕ СНАБЖЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Мингазов Н.Р., Новоселова М.С.
Казанский государственный энергетический университет
nova-mara0607@list.ru

Введение. Повышение энергоэффективности производства [1-3] и передачи электроэнергии [4-6] является одним из важнейших вопросов. Обеспечение высокой надежности и бесперебойности функционирования воздушных линий электропередачи является основной задачей эксплуатационных служб [4, 6, 7]. Одним из наиболее часто встречающихся негативных воздействий на надежность и качество электроснабжения в распределительных сетях, в том числе и в ПЭС, являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). На основе статистических данных обследования электрических сетей 6 – 10 кВ установлено, что основными повреждениями в этих сетях являются ОЗЗ, которые составляют 67 – 92 % от общего

количества повреждений. Поэтому наибольший интерес представляет этот вид повреждений.

Существенно упростить процесс поиска места ОЗЗ могли бы средства дистанционного определения места повреждения. Выявление места ОЗЗ на такой линии традиционно выполняется топографическим методом путём обхода трассы с использованием переносных приборов и визуального осмотра. Всё выше перечисленное выдвигает в качестве первоочередных актуальную задачу – разработать методы и средства дистанционного определения места однофазного замыкания на землю на воздушных линиях электропередачи напряжением 6 – 10 кВ [6,7].

Поиск места ОЗЗ в полевых условиях может занимать от нескольких часов до нескольких дней. В течение всего этого времени соответствующая электрическая сеть либо постоянно, либо периодически работает в режиме однофазного замыкания на землю, что может оказаться необходимым для определения места повреждения (ОМП) [4].

Метод определения расстояния до места повреждения при однофазных замыканиях должен быть доступным и дешевым, а также не требующим отключения линии электропередач.

Все расчеты по конкретным объектам приняты по данным ПЭС. Стоимостные показатели устройств регулирования и стабилизации напряжения взяты на конец 2019 г. по данным производителей.

Цель работы состоит в обосновании методов обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии и повышения надежности электроснабжения в распределительных системах электроснабжения напряжением 10 кВ и ниже, в том числе: обоснование мест установки, выбора количества и параметров вольтодобавочных устройств; оценка долевого участия потребителей в ухудшении показателей качества электроэнергии; определение мест однофазных замыканий на землю в сетях с резистивно заземленной нейтралью по параметрам установившегося режима и по параметрам режима с перемежающейся дугой.

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше хорошо себя зарекомендовали методы двухстороннего измерения режимных параметров при КЗ на землю, когда для вычисления расстояния до места повреждения используются режимные данные начала и конца линии. Для радиальных линий, питающихся только с одной стороны, этот метод практически трудно использовать. В то же время распределительные сети 6–10 кВ имеют именно одностороннее питание. Также для сетей напряжением 110 кВ и выше ток однофазного КЗ близок или даже может быть больше тока трехфазного КЗ, тогда как для сетей рассматриваемого класса напряжений он в лучшем случае достигает нескольких десятков ампер (для большинства сетей – существенно меньше). Все это осложняет определение места повреждения расчетным путем.

Однако для сетей напряжением 6–10 кВ с резистивно заземленной нейтралью положение иное, где нашло применение низкоомное и высокоомное заземление нейтрали. Если использовано последнее, то ситуация по методике обнаружения места ОЗЗ практически не изменяется. Однако использование низкоомного резистивного заземления приближает рассматриваемые сети к сетям напряжением 110 кВ. Где методика обнаружения мест замыкания на землю достаточно хорошо отработана и дает результаты удовлетворительные по точности для практики.

Не обязательно иметь постоянно включенное низкоомное заземление. Так в Германии используется кратковременное шунтирование части заземляющего резистора для увеличения тока замыкания на землю, чтобы точнее выявить поврежденный фидер. Т.е. можно замыкание не отключать релейной защитой, и в то же время использовать повышенные значения токов для повышения точности определения места повреждения. Однако при этом необходимо в соответствующей методике учитывать нестационарность возникающего процесса, поскольку кратковременное шунтирование с последующим дешунтированием сопровождается переходными процессами.

Необходимо отметить, что до настоящего времени в электрических сетях с изолированной нейтралью не применяются методы обнаружения ОЗЗ, основанные на двухстороннем измерении аварийных параметров. Между тем использование резистивного заземления нейтрали позволяет их реализовать, для чего в конце электропередачи необходимо установить еще один трансформатор с низкоомным резистивным заземлением. Очевидно, что в принципе этот трансформатор можно вообще не использовать, а включать только кратковременно при появлении ОЗЗ на линии электропередачи.

Сам факт наличия ОЗЗ устанавливается и традиционными средствами измерений. Развитие микропроцессорной техники и средств беспроводной связи позволяет передать сигнал из центра питания, где диагностируется наличие ОЗЗ, на второй концевой трансформатор резистивного заземления нейтрали, по которому кратковременно вводится в работу второй резистор. Возможна также и работа с постоянно включенным вторым резистором. Тогда управляющий сигнал в принципе не нужен. Тем не менее сохраняется необходимость передачи соответствующей информации о параметрах режима на конце электропередачи в центр питания для её последующего использования в целях определения места повреждения.

Библиографический список

1. Mendeleev D. I., Galitskii Y.Y., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants // E3S Web of Conferences. 2019. vol. 124. article number 05061. DOI

10.1051/e3sconf/201912405061.
2. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
3. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Уколова Е.В. Принципы построения модели энергетического хаба. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3 (43). С. 3-12.
4. Федотов А. И., Чернова Н. В., Ахметшин А. Р. Определение параметров симметрирующих трансформаторов // Промышленная энергетика. №1. 2015. С. 54-59.
5. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
7. 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.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,4-10 кВ

Мингазов Н.Р., Новоселова М.С., Сайфуллина Э.И.
Казанский государственный энергетический университет
nova-mara0607@list.ru

Введение. Повышение энергоэффективности производства [1-3] и передачи электроэнергии [4-6] является одним из важнейших вопросов. В сетях напряжением 0,4 кВ используются как вольтодобавочные трансформаторы, так и мощные стабилизаторы напряжения.

ВДТ – бустеры производства фирмы «Magtech» появились сравнительно недавно в России и установлены для их работоспособности в Белгородских, Северных и Южных электрических сетях «Белгородэнерго». Они способны повышать напряжение до 25%, одновременно обеспечивая его стабилизацию при изменении нагрузок [7].

Пункт автоматического регулирования напряжения. Отечественной промышленностью освоен пункт автоматического регулирования напряжения серии ВДТ/VR32 (ПАРН), предназначенный для регулирования напряжения электрических сетей с любым способом заземления нейтрали трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 6 и 10 кВ, номинальным током до 600 А. В составе ПАРН может быть два или три ВДТ.

ПАРН выполняют функции автоматического повышения или понижения уровня напряжения на линии электропередачи в критических точках падения или подъема напряжения, рис. 1, автоматического поддержания уровня напряжения в заданных пределах при прямом и обратном направлении потока мощности (реверсивный режим) [4, 5].

ВДТ выполнен на базе однофазного масляного автотрансформатора наружной установки, имеющего общую и последовательную обмотки. Последовательная обмотка имеет 32 ступени для регулирования выходного напряжения в диапазоне ± 10%.

Фирма Magtech создала новый метод регулирования напряжения для автотрансформатора (MCI). Благодаря своей конструкции, две индуктивности связаны общим сердечником, позволяют сделать угол в 90 градусов между ними.

Принцип работы: регулировка индуктивности путем подмагничивания магнитопровода постоянным током, специальной обмоткой управления. На рис. 1 показано подключение MCI к автотрансформатору.

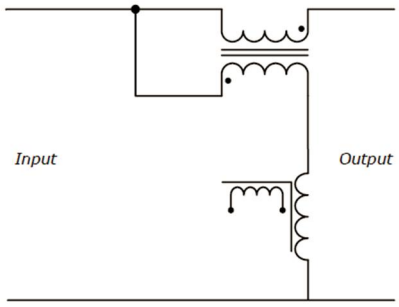


Рисунок 1 – Схема бустера в однофазном исполнении

Изменением величины индуктивности MCI достигается регулирование выходного напряжения в автотрансформаторе. Выпускаются на мощности от 10 до 112 кВА. Таким образом, существует достаточно много устройств, позволяющих решать вопросы по обеспечению нормативных показателей качества электроэнергии в отношении отклонений напряжения у потребителей.

Качество электроэнергии в распределительных электрических сетях во многих случаях не соответствует нормативным требованиям [4-7]. Рост электропотребления в индивидуальном бытовом секторе, подключения новых нагрузок в связи с расширившимся строительством, рассредоточенность потребителей по большой территории и их удаленность от центров питания – всё это негативно сказывается на снижении уровня напряжения далеко за допустимые пределы [7].

Особенностью сельских распределительных сетей является построение системы электроснабжения по магистральному принципу с большим

количеством присоединений на отпайках от магистрали при отсутствии возможности подведения питания от другого источника. До наиболее удаленных потребителей длина электропередачи может составлять несколько десятков километров, а количество подключенных понизительных подстанций достигать 20 – 30. В результате в часы максимальных нагрузок отклонения напряжения на зажимах электроприёмников составляют 15–20% и более.

Строительство новых линий электропередачи и переход на повышенные номинальные напряжения требуют существенного увеличения инвестиций в электросетевое строительство и не могут рассматриваться как массовая мера. Выход на обеспечение должного уровня напряжения у потребителей заключается в применении современных вольтодобавочных устройств, устанавливаемых на питающих линиях 6 – 10 кВ или же в распределительных сетях 0,4 кВ. В работе представлен выбор этих устройств, предложена универсальная методика для определения требуемого коэффициента трансформации по уровню желаемого напряжения и уровню исходного напряжения, учитывающая изменение потерь напряжения при установке в сети вольтодобавочных устройств.

Методика определения долевого вклада нагрузок в понижение уровня напряжения позволяет решать вопросы выдачи технических условий при подключении новых потребителей.

Библиографический список

1. Mendeleev D.I., Maryin G.E., Akhmetshin A.R. Improving the efficiency of combined-cycle plant by cooling incoming air using absorption refrigerating machine // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. vol. 643. article number 012099. DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012099.
2. Mendeleev D. I., Galitskii Y.Y., Marin G.E., Akhmetshin A.R. Study of the work and efficiency improvement of combined-cycle gas turbine plants // E3S Web of Conferences. 2019. vol. 124. article number 05061. DOI 10.1051/e3sconf/201912405061.
3. Mendeleev D.I., Marin G.E., Akhmetshin A.R. The Implementation and Use of Gas Turbines with Absorption Refrigerating Machine in the Technological Schemes of Thermal Power Plants // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). 2019. article number 8934431. DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8934431.
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. Солуянов Ю. И., Федотов А. И., Галицкий Ю. Я. и др. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартир-

ных домов в Республике Татарстан // Электричество. 2021. № 6. С. 62-71. DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Зарипова С.Н., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р., Глубокая компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях напряжением 0,4-10кВ // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. №1-2. 2014. С. 60-66.
7. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Уколова Е.В. Принципы построения модели энергетического хаба. Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 3 (43). С. 3-12.

УДК 621.311

КОНСТРУКЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ С МАЛОЙ СТРЕЛОЙ ПРОВЕСА

Муравьев Д.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
denis_muravev@list.ru

Введение. Известно, что в последние годы многие регионы и города России сталкиваются с проблемой ограниченной пропускной способности ЛЭП. По данным ОАО «ФСК ЕЭС» список регионов пиковых нагрузок включает 17 областей, в числе которых Московская, Ленинградская, Нижегородская, Архангельская, Волгоградская области, Краснодарский и Пермский край, Иркутская область, республика Коми, Карелия, Тува, Дагестан и другие. Уже сегодня энергопотребление этих районов в несколько раз превышает величины, заложенные в Энергетической стратегии РФ до 2021 года, и потребление энергии в них постоянно растёт. Значительное увеличение спроса на электроэнергию за последние 10 лет требует постоянного расширения или обновления распределительных сетей энергоснабжающих предприятий.

Для удовлетворения быстрорастущих потребностей электросетевые компании вынуждены постоянно модифицировать существующие сети, применяя следующие классические методы: строительство дополнительных высоковольтных линий, замена проводов на большие поперечные сечения, повышение напряжения, расщепление фазы.

Указанные методы хотя и применяются в настоящее время, однако имеют ряд существенных недостатков. Так, например, строительство дополнительных ВЛ требует значительных капиталовложений, временных затрат и получения разрешений на строительство. Второе направление оказывается не всегда возможным, поскольку сталеалюминевый провод большего сечения обладает и повышенной массой, что при заданных стре-

лах провеса, ветровых и гололёдных воздействиях создаёт повышенные нагрузки на элементы опор, на которые старые опоры часто не рассчитаны, и возникает необходимость в установке дополнительных опор линий электропередач. Однако установка новых опор может обернуться серьёзными проблемами в густонаселённых районах, районах частных земель, в национальных парках, заповедниках и других зонах с запретом на строительство.

Отсюда появляется актуальная необходимость повышения передаваемой мощности воздушных линий, по возможности, избегая строительства новых линий, полной перестройки существующих линий, подвески новых цепей и т.д.

В настоящее время существуют решения, не имеющие недостатков вышеописанных методов. Эти решения обеспечивают увеличение пропускной способности имеющихся линий за счёт применения специальных проводов. Такая постановка задачи привлекательна как с технической, так и с экономической точки зрения.

Вследствие актуальности этой темы возникает необходимость разработки и внедрения новой конструкции и технологии по изготовлению компактных неизолированных проводов типа AERO-Z.

На рисунке 1 представлена конструкция компактного неизолированного провода типа AERO-Z 346-2Z.

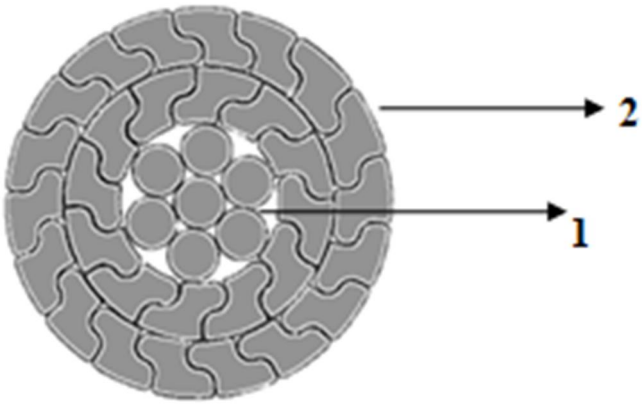


Рисунок 1 – Поперечное сечение провода AERO-Z
1 – стальной многопроволочный сердечник;
2 – алюминиевые профильные проволоки формы «Z»

Компактный провод AERO-Z состоит из стального сердечника и двух повивов алюминиевых проволок. Многопроволочный стальной сердечник аналогичен проводу типа АС, состоит из скрученных стальных оцинкованных проволок. Внешняя часть провода состоит из профильных проволок, имеющих форму «Z».

Поверхность верхнего повива провода AERO-Z практически гладкая, имеет незначительные винтовые канавки, возникающие между верх-

ними кромками Z-образных проволок. За счёт этого конструкция провода AERO-Z получается более компактной по сравнению с проводом АС и при том же диаметре имеет большее сечение алюминия. За счет того, что диаметр меньше, провод имеет меньшую массу. Такие особенности влекут за собой меньшие механические напряжения в опорах в случаях применения проводов равного диаметра или позволяют увеличить полезное электропроводящее сечение при равных механических напряжениях в опорах.

Относительно большая контактная поверхность между двумя Z-образными проволоками одного слоя и плотность скрутки практически исключает проникновение во внутренние слои воды и загрязнений, следовательно снижается коррозия внутренних слоев провода.

При обрыве проволоки внешнего повива провода AERO-Z остаются на месте под действием механических рабочих напряжений. Данное свойство сохраняется до тех пор, пока не происходит обрыв пяти смежных проволок.

Увеличенное самозатухание провода несколько уменьшает проблемы пляски. Вероятность появления пляски значительно ниже, и, если она возникает, её амплитуда будет значительно меньше.

Провод AERO-Z имеет повышенную крутильную жесткость, а поэтому теоретически лучше противостоит снегу и обледенению. Обледенение происходит одностороннее и поэтому растет быстрее, а увеличение массы гололеда, с одной стороны, приводит к его скорейшему отрыву.

Таким образом, пропускная способность высоковольтных линий за счет применения компактных или высокотемпературных проводов может увеличена на величину от нескольких десятков до нескольких сот процентов по отношению к проводам АС.

Библиографический список

1. ГОСТ 9850-72 Проволока стальная оцинкованная для сердечников проводов. Технические условия. – Введ. 01.07.74. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 10 с.
2. Электрические кабели, провода и шнуры: Справочник / Под ред. Н.И. Белоруссова. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.
3. Кабели и провода. Основы кабельной техники / Под ред. И.Б. Пешкова. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 470 с.
4. Теория, расчет и конструирование кабелей и проводов / Л.И. Кранихфельд, И.Б. Рязанов. – М.: Высшая школа, 1972. – 387 с.
5. Белоруссов Н.И. Электрические кабели и провода (теоретические основы кабелей и проводов, их расчет и конструкции). – М.: Энергия, 1971. – 512 с.

Муравьев Д.В., обучающаяся, гр. ФЭКТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Муравьев Д.В., Минеев Н.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
denis_muravev@list.ru

Введение. Пропускная способность линии электропередачи – это максимальная активная мощность, которая может быть передана по линии с учетом всех технических ограничений. Она зависит от напряжения в начале и в конце линии, ее длины и от волновых характеристик (волновое сопротивление и коэффициент изменения фазы).

Номинальное напряжение линий электропередачи зависит от мощности передачи, количества цепей и расстояния (диапазона), на которое передается ток. Выбор номинальных напряжений происходит на этапе проектирования системы передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованными параметрами линий переменного тока. Следует обратить внимание на то, что по техническим и экономическим причинам, чем выше мощность передачи и длина кабеля, тем выше номинальное напряжение электропередачи.

До сих пор проблема увеличения пропускной способности линий электропередачи и снижения потерь активной мощности решалась в основном следующими методами: заменой проводов на большие поперечные сечения; расщепление фазы; строительство дополнительных линий электропередачи; повышение номинального напряжения.

Сегодня одним из способов решения проблемы увеличения пропускной способности линий электропередач (ЛЭП) является использование так называемых компактных проводов типа AERO-Z, сечение проволок верхних токопроводящих слоев которых выглядят как буква «Z».

В мировой практике высокотемпературные провода для ЛЭП могут изготавливаться с токопроводящими жилами трапециевидной формы (рис. 1, а), с зазором между стальным сердечником и трапецеидальными токопроводящими жилами (провода GTACSR от «J-Power», Япония) (рис. 1, б), либо с токоведущими проводами Z-образной формы (рис. 1, в), чтобы избежать пустот в поперечном сечении провода.

Опыт использования проводов с увеличенной пропускной способностью в промышленно развитых странах показал, что пропускная способность ЛЭП за счет использования компактных или высокотемпературных проводов может быть увеличена на величину от нескольких десятков до нескольких сотен процентов по сравнению с проводами переменного тока

(ACSR). Однако в каждом случае использование проводов с более высокой пропускной способностью должно быть оправдано экономически и с точки зрения эффективности задач оптимизации конструкции линии.

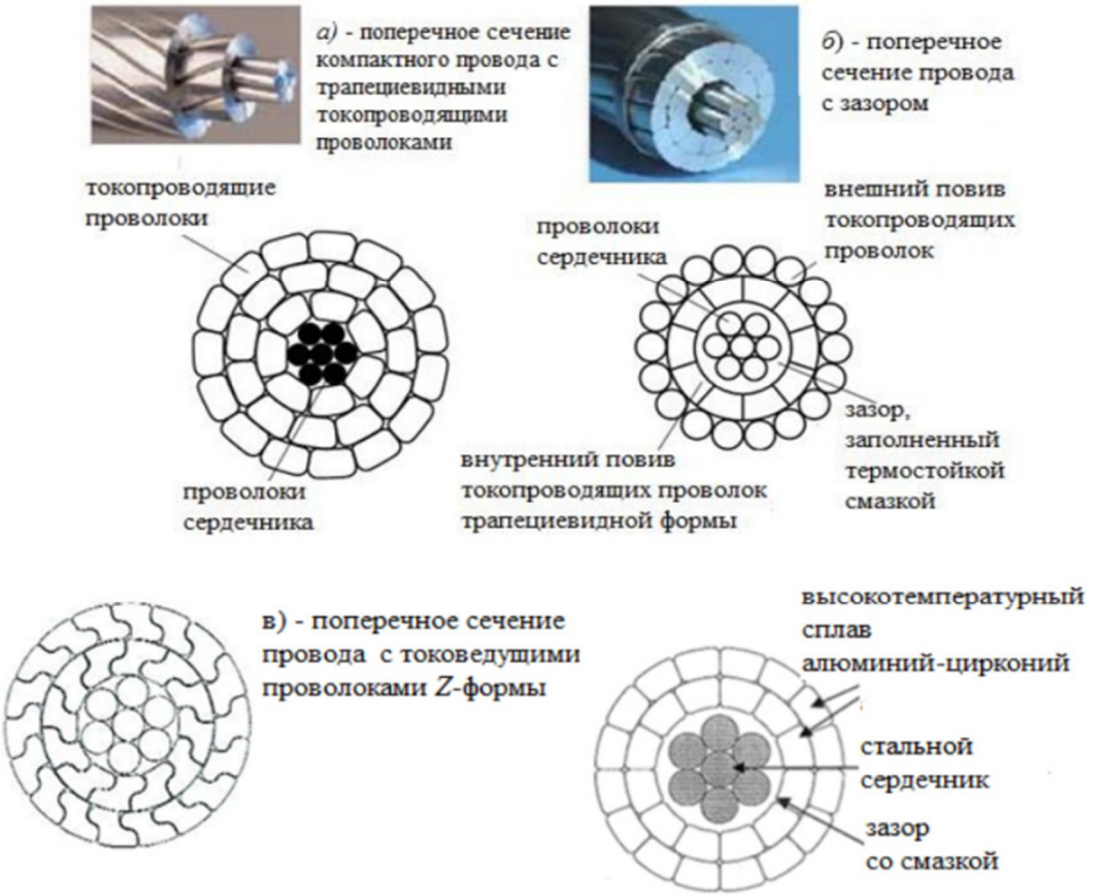


Рисунок 1 − Высокотемпературные провода ЛЭП:
а − компактный провод; б − провод GTACSR с зазором с внешним повивом из круглых или трапециевидных проволок; в − провод с проволоками Z-формы

Стоимость преобразования ЛЭП в некоторые кабели нового поколения немного превышает стоимость преобразования в кабели переменного тока, но эффективность увеличения пропускной способности покрывает дополнительные затраты, позволяет достичь требуемых токов намного быстрее и дешевле, снижает нагрузку на опоры, снижает тяжение, ветровые и гололедные нагрузки и, как следствие, увеличивает надежность самих ЛЭП и всей линейной системы.

Таким образом, в связи с многочисленными изменениями в способах планирования и эксплуатации систем передачи электроэнергии, а также с внедрением инновационных технологий существует необходимость в увеличении плотности тока существующих ЛЭП.

Необходимо отметить, что из-за разницы в конструкции и работе проводов по сравнению с классическими проводами, потребуется изменение расчетных программ для проектирования линий, а также изменение подхода к оптимизации ЛЭП. Увеличение пропускной способности ЛЭП требует дополнительных затрат. Однако временные и финансовые затраты на переоборудование ЛЭП кабелями повышенной мощности значительно меньше затрат на строительство новой ЛЭП.

Для обеспечения и повышения пропускной способности системообразующих электропередач по условию стабильности параллельной работы генерирующих станций и снижения потерь электроэнергии при передаче их потребителю используются определенные мероприятия и устройства:

· на дальних ЛЭП применяются более высокие номинальные напряжения 500, 750 кВ. В ближайшее время широкое распространение получит напряжение 1150 кВ. С увеличением напряжения увеличивается максимальная мощность передачи и снижаются потери мощности и энергии в активном сопротивлении линии, но при этом повышаются затраты на ЛЭП и оборудование подстанции, потери энергии на коронные разряды и емкостный ток;

· уменьшение общего реактивного сопротивления передачи энергии, включая сопротивление генераторов, также увеличивает предел мощности для статической стабильности, потери напряжения уменьшаются, но сила тока короткого замыкания увеличивается, что требует более мощных и более дорогих автоматических выключателей;

· снижение общего реактивного сопротивления за счет использования генераторов с пониженным синхронным сопротивлением на удаленной станции и трансформаторов на повышающей подстанции с пониженным напряжением короткого замыкания и сопротивления. На понижающей станции в конце передачи устанавливаются автотрансформаторы, сопротивление которых ниже, чем у трансформаторов;

· разделение фазы на несколько проводов и улучшение конструкции опор линии снижают индуктивность и индуктивное сопротивление линий на 25-35%, увеличивает ее естественную мощность и критическое напряжение короны, но это усложняет конструкцию линий, увеличивает ее стоимость и увеличивает емкость линии, увеличивает емкостной ток и соответствующую мощность;

· снижение индуктивного сопротивления за счет последовательного включения в линию конденсаторов продольной компенсации (УПК). Однако это увеличивает стоимость ЛЭП и увеличивает токи короткого замыкания;

· для уменьшения емкостных токов проводимость линии компенсируется подключением высоковольтных шин удаленной электроуста-

новки и в точках переключения линии установок (реакторов) поперечной компенсации;

· для снижения реактивной мощности протяженной линии при максимальной нагрузке реактивная мощность регулируется на приемной станции и в некоторых случаях на промежуточных или ПП подстанциях путем установки источников реактивной мощности − синхронных, статических тиристорных компенсаторов;

· замена сталеалюминиевых проводов (ACSR) на высокотемпературные и компактные провода с сохранением внешнего диаметра провода, но с увеличением поперечного сечения алюминиевой части, уменьшением пустой площади, с использованием провода другой формы, кроме круглой.

Таким образом, ключевым направлением технической политики электросетевого комплекса (ЭСК) в части энергосбережения и повышения энергоэффективности является реализация мероприятий, в том числе направленных на снижение потерь электроэнергии при ее передаче по магистральным и распределительным сетям ЭСК. Обычно величина технических потерь электроэнергии находится в пределах 5-7%, но из-за устаревшего оборудования, плохого обслуживания, использования устаревших систем учета электроэнергии, ошибок проектирования эти цифры составляют 10-12%.

Библиографический список

1. Бубенчиков А.А. Обзор методов повышения пропускной способности линий электроэнергетических систем. Молодой ученый. − 2016. − №28.2 (132.2). − С. 18-23.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. – Рн/Д.: Феникс, 2017. – 416 с.
3. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. – М.: Форум, 2018. – 350 с.
4. Повышение пропускной способности ЛЭП. Часть первая: [Электронный ресурс] Режим доступа: https://energoboard.ru/post/564/
5. Файзуллин Р.М., Стариков В.С. Пропускная способность ЛЭП и мероприятия по её повышению. Электротехнические комплексы и системы. − 2016. − №11-12. − С. 244-245.

Муравьев Д.В. Минеев Н.П., обучающаяся, гр. ФЭКТм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 1) НАЧАЛО ПЕРИОДА, ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ПЕРИОДА, ЧАСТОТА

Муссонов Г.П.[1], Жураев Ж.[2], Золотухин С.Д.[2], Кауров Н.А.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Введение. Основное отличие цифрового оборудования и цифровой обработки данных от ранее используемого аналогового оборудования – это простой способ доступа к информации (сбор, хранение, передача и обработка), характеризующей состояние контролируемого объекта и изменение его параметров в процессе эксплуатации. Уровень технологии хранения данных постоянно развивается, но уже сегодня огромные массивы накопленных цифровых данных практически не занимают места. Совместно с высокой скоростью обработки данных, с простотой объединения цифровых устройств разных технологических уровней и с накопленной статистикой за любой период работы электротехнического оборудования, цифровая обработка данных позволяет использовать более сложные и точные алгоритмы управления всеми стадиями производства, преобразования, передачи электрической энергии в автоматическом или автоматизированном режимах. Реализовать такие алгоритмы на аналоговой технике практически невозможно.

Цифровая обработка данных основывается на оперативном получении массивов мгновенных значений изменения электрической энергии. А именно, токов и напряжений в каждом из фазных проводов и нулевом проводе, если таковой имеется. Таким образом, всего восемь сигналов, $n = 8$, характеризующих текущее состояние контролируемого участка электроэнергетической системы. Токи и напряжения являются периодическими функциями времени (в общем случае суммой гармонических функций), мгновенные значения этих функций измеряются k раз в течение каждого периода T. Т. е. период разделяется на k равных отрезков Δt, называемых интервалами дискретизации, которые очень точные, так как стабилизированы кварцевым генератором.

Значение k является внутренней характеристикой прибора, например регистратора аварийных процессов энергосистем. Чем больше величина k, тем более точно можно вычислить все параметры электроэнергетических систем, однако для практических целей управления этой системой, значение k определяется из условия возможности "увидеть" максимальную из требуемой гармонической составляющей энергии, и не превышает нескольких тысяч.

Длительность интервала дискретизации Δt в секундах определяется из выражения

$$\Delta t = 1/(fk) = T/k = 0{,}02/k, \quad (1)$$

где $f = 50$ Гц или $f = 60$ Гц – промышленная частота; T – длительность периода колебаний, в данном случае в формуле (1) длительность периода приведена для частоты 50 Гц, с.

Длительность интервала дискретизации в градусах $\Delta\varphi_{град}$ или радианах, $\Delta\varphi_{рад}$ равны соответственно:

$$\Delta\varphi_{град} = 360°/k, \Delta\varphi_{рад} = 2\pi/k, \quad (2)$$

где π – известная константа, равная отношению длины окружности к её диаметру.

Каждое i-ое порядковое измерение некоторого j-го энергетического сигнала в i-й момент времени $t_i = i\,\Delta t$ записывается так

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

и соответствует фиксированному углу $i\,\Delta\varphi_{рад}$ в периоде для мгновенного значения любого из n измеряемых сигналов.

Например, если в периоде число измерений $k = 128$ и первое порядковое измерение произошло в начале периода $i = 1$, а значения, определяющие половину π, четверть $\pi/2$ и три четверти $3\cdot\pi/2$ периода, соответственно равны $k/2+1 = 65$, $k/4+1 = 33$ и $3\cdot k/4+1 = 97$, то время для этих измерений запишется так: t_1, t_{65}, t_{33}, t_{97}.

Определение начала периода. В общем случае точки дискретизации периода ни как не связаны с началом периода t_X исследуемого гармонического электрического сигнала. Имеется только постоянно поступающий массив мгновенных значений цифровых данных, характеризующий некоторый j-ый, $j = 1, 2, \ldots n$, измеряемый сигнал, и не известно, в какой точке периода этого сигнала мы находимся.

Этот факт может стать причиной погрешности в будущих вычислениях параметров электроэнергетических систем, так как дальнейшие вычисления явно используют координаты пересечения исследуемым гармоническим электрическим сигналом оси абсцисс для определения угла сдвига сигналов или координаты амплитуды и др.

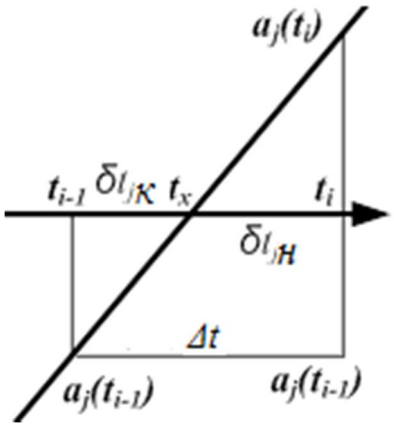


Рисунок 1 – Определение величины несовпадения $t_x t_i$ точек дискретизации с началом периода t_x

Вся обработка сигналов базируется на факте, что известно, в какой точке периода гармонического электрического сигнала мы находимся. В противном случае легко идентифицировать это нахождение, например, по изменению знака гармонической функции при пересечении оси абсцисс, когда стано-

вится отрицательным произведение текущего $a(t_i)$ и предыдущего $a(t_{i-1})$, то есть двух рядом стоящих измерений гармонического сигнала.

В этом случае, если значение $a(t_i)$ положительно, то есть выполняется условие $a(t_i)>0$, то пара измерений $a(t_i)$ и $a(t_{i-1})$ определяет начало периода, если же значение $a(t_i)$ отрицательно, то эта пара определяет середину периода, соответствующую $180°$ или π радиан.

Найдём величину несовпадения точки дискретизации с началом периода. При этом воспользуемся следующими соображениями.

Во-первых, из математики известно, что гармоническая функция в точке начала периода имеет почти линейный характер, т.е. в пределе при x стремящемся к нулю имеет место равенство отношений $sin(x)/x=1$ (замечательный предел). На рис. 1 это наклонная линия от точки $a_j(t_{i-1})$ до точки $a_j(t_i)$, пересекающая ось времени в точке t_x, которая и является началом периода.

Во-вторых, из подобия треугольников имеем

$$(a_j(t_i)-a_j(t_{i-1}))/a_j(t_i) = (t_i- t_{i-1})/ t_xt_i, \qquad (3)$$

где t_i – текущая точка дискретизации, в которой значение j-го сигнала равно $a_j(t_i)$; t_{i-1} – предыдущая точка дискретизации, в которой значение j-го сигнала равно $a_j(t_{i-1})$; $a_j(t_{i-1})$ – текущее значение j-го сигнала; $a_j(t_{i-1})$ – предыдущее значение j-го сигнала; $t_xt_i = \delta t_{jH}$ – отрезок времени, определяющий величину несовпадения с началом периода и возможную погрешность в вычислениях параметров электроэнергетических систем.

Отрезок $t_{i-1}t_x= \delta t_{jK}$ на рис. 1 определяет величину несовпадения с концом предыдущего периода. Он потребуется для определения длительности периода ниже в выражении (5).

Выразим из (3) искомое значение временного отрезка δt_j или значение величины несовпадения точки дискретизации с началом периода в секундах и в угловой мере для j-го измеряемого сигнала

$$\begin{gathered}\delta t_j = \Delta t\ a_j(t_i))/(a_j(t_i)-a_j(t_{i-1})),\\ \delta\varphi_{град\ j} = \Delta\varphi_{град}\ a_j(t_i))/(a_j(t_i)-a_j(t_{i-1})),\\ \delta\varphi_{рад\ j} = \Delta\varphi_{рад}\ a_j(t_i))/(a_j(t_i)-a_j(t_{i-1})),\end{gathered} \qquad (4)$$

где $\Delta t = t_i-t_{i-1}$ – интервал дискретизации; $\delta\varphi_{град\ j}$, $\delta\varphi_{рад\ j}$ – значение величины несовпадения точки дискретизации с началом периода j-го измеряемого сигнала в градусной и радианной мере, соответственно, $j = 1, 2, \ldots n$, $n = 6$ (или 8 для нулевого провода); $\Delta\varphi_{град}$, $\Delta\varphi_{рад}$ – интервалы дискретизации в угловой мере.

Величины несовпадения точки дискретизации с началом периода во всех трёх единицах измерения могли бы не иметь индекса j, если бы частота электроэнергетического сигнала была бы постоянной. Однако частота зависит от нагрузки, а в аварийных режимах работы изменение частоты электроэнергетических систем может выхолить за допустимые пределы. Всё это приводит к дополнительной погрешности определение параметров

системы, так как частота дискретизации цифровых приборов синхронизирована и не зависит от частоты аналогового сигнала, которая гуляет по своим законам, и параметры текущего *j*-го сигнала будут определены с ошибкой.

Постоянное уточнение величины несовпадения точки дискретизации с началом периода позволяет элиминировать возможную причину погрешности в вычислениях параметров электроэнергетических систем во всех режимах. Кроме того, характер нагрузки цепи (индуктивность, ёмкость) также перемещает начало периода *j*-го измеряемого сигнала, как это имеет место для измеряемых сигналов, характеризующих изменения текущего значения тока.

Учитывая, что характер изменения нагрузки носит случайный характер и влияние большого числа других случайных факторов на текущее значение измеряемого сигнала, то координаты точки t_x вследствие этого будут размыты по всему интервалу дискретизации, то есть от t_{i-1} до t_i. Однако осреднение вычисленных по формулам (4) значений временного отрезка δt_j (и аналогичных отрезков в угловой мере) в течение только одного периода, то есть по 12-и или 16-и наблюдениям (два раза за период для 6-и или 8-и сигналов), позволяет устранить эту размытость.

Другой способ определения начала периода основанный на учёте изменение знака гармонической функции при пересечении оси абсцисс. При включении прибора и получении $a_j(t_1)$ – первого текущего значения некоторого *j*-го сигнала, фиксируется его знак. При получении всех последующих значений, $i = 2, \ldots, k/2$ осуществляют сравнение знака $a_j(t_i)$ – текущего значения некоторого *j*-го сигнала со знаком первого $a_j(t_1)$. Смена знака свидетельствует о пересечении *j*-м сигналом оси абсцисс, при этом фиксируется новый знак до следующего пересечения оси абсцисс, и вычисляется новая поправка (4), которой далее нужно пользоваться при обработке сигнала до очередного смены знака.

Понятно, что если значение первого измерения равно нулю, $a_j(t_1) = 0$, то начало дискретизации случайно совпало с точкой пересечения *j*-м сигналом оси абсцисс. При $a_j(t_2)>0$ это начало периода, а при $a_j(t_2)<0$ – середина периода.

Определение длительности периода и значения частоты. Длительность периода T и частота f связаны простым соотношением $T = 1/f$ или $f = 1/T$. Определив частоту мы легко находим длительность периода и наоборот.

Колебания частоты при цифровой обработке данных значительно увеличивает величину погрешности определение значений требуемых параметров. Вот цитата из [1]: «Несовпадения периодов отсчётов и входной величины измерение происходит с погрешностью, изменяющейся волнообразно, поскольку синусоида входной величины постепенно отстаёт от

расчётной. При отклонении частоты на 1 Гц погрешность достигает 1,1%, при отклонении частоты на 2 Гц – до 2,3%». Возможно в отклонении частоты, приведённой в работе [1], произошла ошибка на порядок, так как согласно п.5.6 ГОСТ [3] значение частоты должно находиться в интервале *50±0,2* Гц, для нормально допустимого значения отклонения частоты и *50±0,4* Гц для предельно допустимого значения отклонения частоты.

В работе [2] приводится следующее утверждение: «Из-за отклонения частоты погрешность вычисления сопротивления колеблется в диапазоне ±4%. Это приводит к погрешности в расчёте угла сдвига фаз (от 72,6° до 77,4°)».

Использование всех n измеряемых сигналов позволяет получить в $2 \cdot n$ раз больше наблюдений за период и увеличить точность и оперативность вычислений, если использовать полупериод сигнала для определения частоты, т. е. *0,01* сек.

Вычисление частоты f за полупериод выполняется по формуле $f=2/T$, где $T/2$ – полупериод сигнала. Границы полупериодов, для всех из n измеряемых сигналов, определяются по точкам пересечения нуля, с учётом знака производной в этой точке. Длительность периода для j-го измеряемого сигнала определяется суммой

$$T = \delta t_{jH} + m\,\Delta t + \delta t_{jK}, \qquad (5)$$

где $\delta t_{jЛ}$ и $\delta t_{jП}$ – значение величины несовпадения точки дискретизации с началом и концом периода, с; m – целое количество интервалов дискретизации Δt между началом и концом полупериода.

Учитывая, что в стационарном режиме сумма $\delta t_{jH} + \delta t_{jK}$ равна Δt, то выражение (5) примет простой вид

$$T = (1 + m)\,\Delta t, \qquad (6)$$

однако это малоинтересно, так как стационарный режим – это модель.

Для увеличения точности определения полупериода, полученные значения усредняются по $2 \cdot n$ наблюдениям. Например, при $k=256$ и $n=6$ точность вычисления частоты составляет не ниже $6{,}5 \cdot 10^{-6}$ с$^{-1}$.

Прямой способ вычисление частоты f основан на использовании мгновенного значения j-го сигнала

$$a_j(t_i) = \sin(\omega\, t_i) \qquad (7)$$

и его производной в i-ой точке. Производная равна разности двух рядом идущих измерений j-го сигнала, то есть $\Delta a_j(t_i) = a_j(t_i) - a_j(t_{i-1})$, делённой на Δt – интервал дискретизации

$$\Delta a_j(t_i) / \Delta t. \qquad (8)$$

Это приближённое значение производной, точное значение: $a_j(t_i) = \cos(\omega \cdot t_i)$.

Отношение выражения (7) к выражению (8) является тангенсом угла $\omega\, t_i = 2\pi\, f\, t_i$. Имеем

$$\omega\, t_i = arc\ tg(a_j(t_i)\ \Delta_t / \Delta a_j(t_i)) \qquad (9)$$

Из равенства *(9)* получаем выражение для промышленной частоты

$$f = \text{arc tg}(a_j(t_i)\,\Delta t / \Delta a_j(t_i))/(2\cdot\pi\, t_i) \qquad (10)$$

Учитывая, что вычисление значения частоты осуществляется всего по двум измерениям, точность вычисления, а именно относительная погрешность, не превышает *0,64%*. Эта максимальная погрешность соответствующая точке, в которой находятся амплитуды сигнала, т. е. максимальное и минимальное значения сигнала, для которого определяется частота. Точка с нулевой ординатой сигнала, то есть в точке t_x, для которого определяется частота, соответствует наименьшей погрешности вычисление частоты *f*, а именно *0,00015%*. Причина погрешности связана с заменой точного значения производной приближённым значением $\Delta a_j(t_i)/\Delta t$.

Приведём ещё один способ вычисление частоты *f*. Он основан на использование ортогонального разложения в *i*-й точке. Сдвинем синусоидальный сигнал для *j* -го измеряемого сигнала (7) на четверть периода $T/4 = k/4$. Имеем

$$a_j\,(i + k/4) = A_{mj}\cdot\sin(\omega\cdot t + T/4) = A_{mj}\cdot\cos(\omega\cdot t). \qquad (11)$$

Для одного угла отношение синуса к косинусу является тангенсом этого угла. Выразим из равенства *(11)* выражение для промышленной частоты, используя соотношение $f = \omega/(2\cdot\pi)$. Имеем

$$f_n = (arc\ tg(a_n(i)/a_n(i + k/4)))/\ 2\cdot\pi\cdot t. \qquad (12)$$

Значения частоты, вычисленные по формуле (12), получаются абсолютно точными, но требуют измерений длительностью в четверть периода.

Выводы:

1. Предложены алгоритмы определения начала периода, длительность периода, частоты сигнала по результатам цифровых измерений.

2. Полученные формулы позволяют по измерениям в течение четверти периода с высокой точностью определить параметры сигналами.

Библиографический список

1. Антонов В. И., Лазарева Н. М., Пуляев В. И. Методы обработки цифровых сигналов энергосистем. – М: НТФ “Энергопрогресс”, 2000 84с.
2. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. 272 с.
3. ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» введён в действие в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 01.01.1999 г.

[1] Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

[2] Жураев Ж., Золотухин С.Д., Кауров Н.А., обучающиеся, гр. ЭСб-19-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 2) АМПЛИТУДНОЕ ЗНАЧЕНИЕ

Муссонов Г.П.[1], Бозоров М.М.[2], Губайдуллин Ш.Н.[2], Кодиров А.Б.[2], Мурадалиев Б.[2]

Иркутский национальный исследовательский технический университет

genmuss@gmail.com

Введение. Поступающие в момент времени t_i мгновенные значения $a_j(t_i)$ j-го измеряемого сигнала описываются выражением

$$a_j(t_i) = A_{mj}\, sin(\omega \cdot t_i), \qquad (1)$$

где A_{mj} – амплитудное значение j-го измеряемого сигнала. Смысл остальных параметров сигнала приведён в части 1 [1].

В выражении (1) фаза опущена, так как для определения амплитуды она не имеет значения.

Вычислив амплитуду A_{mj} j-го измеряемого сигнала, его действующее $A_{\partial j}$ и среднее A_{cpj} значения определим по известным формулам

$$A_{\partial j} = 2^{-0,5} A_{mj},$$
$$A_{cpj} = 2\, A_{mj} / \pi, \qquad (2)$$

соответственно. Напомним, что для несинусоидального сигнала эти соотношения не выполняется.

Из выражения (1) сразу можно определить амплитудное значение, таким образом, в течение периода его можно определять k раз, итак имеем

$$A_{mj} = a_j(t_i) / sin(\omega\, t_i). \qquad (3)$$

Этот способ, как далее и другие способы определения разных параметров передаваемой энергии, используют тригонометрические функции, вычисление которых требует больше времени процессора, чем выполнение арифметических и логических операций. Однако, прогресс в электронике идёт семимильными шагами, и быстродействие процессоров не является ограничением.

Гораздо важнее увеличить точность измерения и определения параметров путём уменьшения влияния случайной составляющей за счёт увеличения числа оценок параметров и последующего усреднения. Из теории вероятностей и математической статистики известно, что для уменьшения влияние случайной составляющей типа белого шума нужно вычислить среднее значение вычисленных амплитуд, которые получены по всем k измерениям в течение периода.

Выражение (3) не учитывает погрешность вызванную несовпадением точки дискретизации с началом периода. С учётом этого (3) имеет вид

$$A_{mj} = a_j(t_i) / sin(\omega\, (t_i + \delta t_i)) = a_j(t_i) / sin(\omega\, t_i + \delta\varphi_{pad\ i}). \qquad (4)$$

Подставив в (4) значение $\delta\varphi_{pad\ i}$ из (4) часть 1, [1] получим

$$A_{mj} = a_j(t_i)/sin(\omega\, t_i + \Delta\varphi_{рад}\, a_j(t_i))/(a_j(t_i)-a_j(t_{i-1}))), \quad (5)$$

все переменные определены в части 1, [1].

Рассмотренный способ определения амплитуды особенно эффективен в аварийных ситуациях, когда скорость нарастания амплитуды велика и ограничено время, и число наблюдений.

В таблице 1 приведена зависимость абсолютной погрешности определении амплитудного значения *j*-го измеряемого сигнала от величины несовпадения точки дискретизации с началом периода. Вычисления осуществлялись при k=16, амплитудное значение A_{mj} было равным единице, хотя могло быть любым, так как качественно это не меняет картины. Абсолютная погрешность – это разность без учёта знака между вычисленным и действительным значениями.

Таблица 1

Зависимость погрешности определении амплитудного значения от величины несовпадения точки дискретизации с началом периода

Доля расстояния Δt от t_{i-1} к t_i			0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50
Погрешность из-за несовпадения	С учётом (4), (5)	Средняя	0,003	0,003	0,0028	0,0025	0,0022	0,0019	0,0014	0,001	0,0005	0
		Максимальная	0,0218	0,0184	0,0152	0,0123	0,0096	0,0071	0,005	0,0031	0,0014	0
	Без учёта (4), (5)	Средняя	0,0205	0,0411	0,0617	0,0824	0,1031	0,1238	0,1445	0,1653	0,1861	0,2068
		Максимальная	0,0476	0,0956	0,1439	0,1925	0,2414	0,2907	0,3402	0,39	0,44	0,4902

Для исследования зависимости точка начала периода t_x с шагом 0,05Δt, где Δt – интервал дискретизации (1) часть 1, [1], перемещалась от предыдущей точки дискретизации t_{i-1} до текущей точки дискретизации t_i, как доля расстояния Δt при равномерном следовании от t_{i-1} к t_i. Эти данные приведены в верхней строчке таблицы 4, из которой видно, что представлена только половина интервала. Вторая часть интервала, при использовании компенсации согласно формулам (4), (5), т. е. вторая и третья строки таблицы, является зеркальным отображением первой части. Если в первой части и средняя, и максимальная погрешности за период монотонно убывают до нуля, то во второй – возрастают, почти полностью повторяя первую часть, но в обратном порядке. Средняя погрешность – это сумма погрешностей, вычисленных в каждой из k точек периода, делённая на k. Максимальная погрешность – наибольшая погрешность из k точек периода.

Значения погрешности согласно (4) и (5) без использования величины несовпадения точки дискретизации с началом периода, приведены в четвёртой и пятой строках таблицы 1, из которых видно, что вычисленные амплитудные значения, во-первых, показывают значительно большую погрешность, во-вторых, эта погрешность монотонно возрастает. Максимальная погрешность при каждом значении доли достигается из всех k точек периода в точке пересечения исследуемым j-м измеряемым гармоническим электрическим сигналом оси абсцисс. Её значения монотонно возрастают и во второй, не приведённой части таблицы достигают единицы. Это понятно, так как приближаемся к концу интервала дискретизации, т. е. к следующему наблюдению.

Использование мгновенного значения сигнала и его производной. Вычислим производную j-го измеряемого сигнала (1) по времени:

$$\Delta a_j(t_i)/\Delta t = A_{mn}\,\omega\cdot\cos(\omega\cdot t_i+\varphi_j), \qquad (6)$$

где $\Delta a_j(i) = a_j(t_i)-a_j(t_{i-1})$ – изменение n-го измеряемого сигнала, в единицах измеряемого сигнала, за один интервал дискретизации Δt, Δt - приращение времени, т. е. значение одного интервала дискретизации, в единицах времени.

Слева от знака равенства в выражении (6) точное значение производной j-го сигнала i-й точке заменено приближённым значением $\Delta a_j(t_i)/\Delta t$. Поделим обе части (6) на круговую частоту ω, затем возведём в квадрат оба выражения (1) и (6), и сложим полученные квадраты, имеем:

$$a^2_j(t_i)+ \Delta a^2_j(t_i)/(\Delta t\cdot\omega)^2 = A^2_{mj}\cdot\sin^2(\omega\, t_i)+ A^2_{mj}\cos^2(\omega\cdot t_i),$$

или, учитывая, сумма квадратов синуса и косинуса одного угла равна единице, получим выражение для квадрата амплитуды

$$a^2_j(t_i)+ \Delta a^2_j(t_i)/(\Delta t_i\cdot\omega)^2 = A^2_{mj}. \qquad (7)$$

Этот результат есть у многих авторов, например [2], однако оценки погрешности замены точного значения производной синусоидального сигнала его приближением нет. Исследования показали, что для уменьшения погрешности вместо приближения $\Delta a_j(t_i)/\Delta t$, стоящего слева от знака равенства в выражении (7), лучше использовать среднее значение двух рядом стоящих приближений, то есть следующее выражение $(\Delta a_j(t_i)/\Delta t+ \Delta a_j(t_{i-1})/\Delta t)/2$, которое после преобразований примет вид $0{,}5(a_j(t_i)-a_j(t_{i-2}))/\Delta t$, а формула (7), соответственно, будет иметь следующий вид

$$a^2_j(t_i)+ 0{,}25(a_j(t_i)-a_j(t_{i-2}))^2/(\Delta t_i\cdot\omega)^2 = A^2_{mj}, \qquad (8)$$

где $a_j(t_i)$ – текущее значение j–го сигнала полученное в текущий момент времени t_i; $a_j(t_{i-2})$ –значение j–го сигнала полученное в момент времени t_{i-2}, то есть два интервала дискретизации назад.

Результаты анализа погрешности, полученные заменой точного значения производной синусоидального сигнала по времени, равного $\omega\cdot\cos(\omega\cdot t_i+\varphi_j)$, его приближением, для тех же значений количества интервалов дискретизации $\boldsymbol{k}$, которые указаны в таблице 1, приведены в таблице

2. Во второй и третьей колонках таблицы приведены значения набольшей абсолютной погрешности, полученные заменой точного значения производной, равной $\omega \cdot cos(\omega \cdot t_i + \varphi_j)$, её приближённым значением, соответственно по формулам (2.12) и (2.13). Из анализа этих колонок видно, что точность приближения по обеим формулам (2.12) и (2.13) увеличивается с ростом количества интервалов дискретизации *k*. Для сравнения точности приближения в четвёртой колонке таблицы 5 приведено отношение погрешностей, откуда видно, что точность приближения по формуле (2.13) в *4,79* раза выше для минимального интервала дискретизации *k=10* и в *95,49* раза выше для максимального интервала дискретизации *k=200*.

Последние две колонки таблицы 5 посвящены аппроксимации приближённого вычисления амплитуды по формуле (8), как функции интервалов дискретизации *k*. В предпоследней колонке таблицы 5 приведены результаты аппроксимации набольшей абсолютной погрешности, полученные приближением по формуле (8), выражением $6{,}4319\ k^{1{,}995}$, численные значения коэффициентов которого вычислены методом наименьших квадратов по данным первой и третьей колонок таблицы 2. В последней колонке таблицы 5 приведена относительная погрешность этой аппроксимации, из которой видно, что для любого прибора со значением *k* от 16 до 200 погрешность аппроксимации не превышает одного процента.

Таблица 2

Исследования погрешности замены точного значения синусоидального сигнала его приближением

Значение интервалов дискретизации *k*	**Набольшая абсолютная погрешность приближения (7)**	**Набольшая абсолютная погрешность приближения (8)**	**Отношение погрешностей**	**Аппроксимация погрешности среднего**	**Относительная погрешность аппроксимации, %**
10	0,309017	0,064510716	4,79	0,065063779	0,857319124
16	0,193839	0,025504642	7,60	0,025475336	0,11490357
20	0,155792	0,016368357	9,52	0,016322416	0,280669085
32	0,09786	0,006413149	15,26	0,006390945	0,346224663
40	0,078378	0,004107265	19,08	0,004094771	0,304190905
60	0,052312	0,001826703	28,64	0,001823591	0,170318571
64	0,049048	0,001605607	30,55	0,001603283	0,144729553
80	0,03925	0,001027767	38,19	0,001027247	0,050599047
100	0,031406	0,000657844	47,74	0,000658172	0,049868914
160	0,019632	0,000257001	76,39	0,000257703	0,273202159
200	0,015707	0,000164485	95,49	0,000165114	0,382354696

Относительную погрешность измерения в процентах определяли во всех двухстах точках табл. 2, согласно [3] умножением на *100%* отношения абсолютной погрешности вычисления к действительному значению измеряемой величины.

Использование ортогонального разложения в *i*-й точке. Пара взаимно перпендикулярных векторов называется ортогональным базисом.

Кроме того, если норма или длина векторов равна единице, то эта пара называется ортонормированным базисом. Вектор с нормой, равной единице, называется единичным вектором, т. е. это вектор, выражающий величину одной единицы измерения. Следовательно, ортонормированный базис представляет собой пару взаимно перпендикулярных единичных векторов, которые в совокупности с парой параметров дают величину вектора. Известно, что синус и косинус одного угла являются ортонормированным базисом.

Сдвинем синусоидальный сигнал для n-ого измеряемого сигнала (1) на четверть периода $T/4 = k/4$. Имеем

$$a_j(i + k/4) = A_{mj} \cdot \sin(\omega \cdot t + T/4) = A_{mj} \cdot \cos(\omega \cdot t). \quad (9)$$

Таким образом, выражения (1) и (9) определяют проекции амплитуды на пару ортогональных осей координат. Сама амплитуда вычисляется по закону Пифагора, т.е. возведя в квадрат выражения (1) и (1), и сложив полученные квадраты, имеем выражение для квадрата амплитуды:

$$a^2_j(i) + \Delta a^2_j(i + k/4) = A^2_{mj} \quad (10)$$

Способ согласно (10) может использоваться только при условии, что значение $k/4$ является целым числом.

Для двух последних способов вычисления амплитуды, формулы (8) и (10), получены квадраты значения амплитуды j-го измеряемого сигнала.

По этому поводу можно сделать следующее замечание. Чтобы избежать операции извлечения корня, занимающую много времени процессора, проще возводить в квадрат значения уставок (по времени - это одна операция умножения), которые в процессе управления электроэнергетическим комплексом должны сравниваться с этой амплитудой или её функцией.

Поиск максимума из абсолютных значений. Этот алгоритм обработки цифровых данных с целью определения параметров всех измеряемых сигналов, используется для работы с архивами, то есть с накопленными массивами мгновенных значений.

Такие приёмы, то есть изучение архивов цифровой обработки данных (посмертное вскрытие) используются с целью более глубокого исследования – это режим анализа и прогноза состояния, а также выявление причин возникновения аварийной ситуации и детального изучения процесса её развития [2].

Определение амплитуды методом поиска максимума из абсолютных мгновенных значений сигнала осуществляется последовательным попарным сравнением абсолютных значений двух рядом стоящих измерений. Способ может использоваться как в режиме реального времени по мере получения $a_j(t_i)$ – текущего значения j-го измеряемого сигнала, так и при работе с архивами. Сравнение производится каждый раз в момент времени t_i при получении нового измерения $a_j(t_i)$. Как только для i-го значения измерения j-го сигнала выполняется условие

$$\left| a_j(t_{i-1}) \right| > \left| a_j(t_i) \right|, \qquad (11)$$

где $a_j(t_{i-1})$ – предыдущее значение j-го сигнала полученное в момент времени t_{i-1}, это означает, что величина $\left| a_j(t_{i-1}) \right|$ близка к амплитуде A_{mj} j-го измеряемого сигнала.

Нужно иметь в виду, что сама амплитуда сдвинута влево от точки t_{i-1} на величину δ_t –значение несовпадения точки дискретизации с началом периода.

Определение амплитуды, т. е. проверка условия (11), происходит постоянно по мере получения по каналу, соответствующему текущему измеряемому сигналу, значений $a_j(i+1)$. Этим способом за один период определяются оба амплитудных значения j-го измеряемого сигнала, которые используются в последующих операциях для уточнения текущего значения амплитуды.

С целью уменьшения погрешности вычислений и повышения точности измерения амплитуды рекомендуется усреднить вычисленные m значений амплитуды A_{ml}, $l=1,\ldots, m$, по выражению

$$A_m = \sum A_{ml} / m,$$

где суммирование ведётся по $l = 1,\ldots, m$, A_m – среднее значение амплитуды, полученное по m результатам вычислений; m – количество вычислений, по которым производится усреднение.

Вычисления в течение одной секунды позволяет увеличить точность результатов вычисления, то есть уменьшить дисперсию (разброс) значений угла сдвига фаз в m раз.

Выводы

1. Предложены алгоритмы определения амплитуды сигнала по результатам цифровых измерений.

2. Полученные формулы позволяют по нескольким измерениям с высокой точностью определить амплитуду сигнала.

3. Проведённая оценка погрешностей определения амплитуды сигнала по резным способам, позволяет на практике использовать наиболее точный алгоритм.

Библиографический список

1. Жураев Ж., Золотухин С.Д., Кауров Н.А., Муссонов Г.П. Определение значений параметров сигнала (часть 1). Начало периода, длительность периода, частота. В этом сборнике.

2. Шнеерсон Э. М.: Цифровая релейная защита – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.

3. РМГ 29-99 Метрология. Основные термины и определения. Дата введения 2001-01-01. М. 2001. Переиздание. Сентябрь 2003 г.

[1] Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

[2] Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Кодиров А.Б., Мурадалиев Б., обучающиеся гр. ЭСб-19-1,2 ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА (часть 3) УГОЛ СДВИГА ФАЗ МЕЖДУ СИГНАЛАМИ

Муссонов Г.П.[1], Артемьев А.В.[2], Божеев Н.В.[2], Бугаев Е.А.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Введение. Фаза является одной из характеристик состояния гармонического сигнала в текущий момент времени t_i передачи электроэнергии. Математически фаза может быть определена как аддитивная добавка в аргументе гармонической функции. То есть в выражении j-го гармонического сигнала

$$a_j(t_i) = A_{mj}\, sin(\omega \cdot t_i + \varphi_j), \quad (1)$$

аргумент гармонической функции состоит из двух слагаемых, первое из которых $\omega \cdot t_i$ – определяет текущее значение угловой частоты колебаний этого сигнала, а второе φ_j – является начальной фазой; A_{mj} – амплитудное значение j-го сигнала в единицах измерения сигнала, то есть для напряжения это вольты (В), а для тока – амперы (А); $\omega = 2\pi f$, рад/с; f – промышленная частота сигнала, равная 50 Гц или 60 Гц в зависимости от страны. Физически в такой записи фаза ни чего не выражает.

Практический интерес представляет исследование фазовых сдвигов относительно друг друга гармонических сигналов, имеющих одинаковые угловые частоты. В этом случае сдвиг фаз между двумя гармоническими сигналами в любой момент времени является величиной, равной алгебраической разности между наибольшей и наименьшей из двух начальных фаз рассматриваемых сигналов.

Физически понятие фаза означает сдвиг во времени одного сигнала относительно другого. В электроэнергетике причины для такого сдвига во времени следующие:

- переменный характер (активный, индуктивный, ёмкостной) нагрузки потребителя;
- результат тиристорного управления гармоническими сигналами;
- влияние параметров оборудования (генераторов, трансформаторов, линий и др.), осуществляющего производство, преобразование, контроль и передачу электроэнергии в электроэнергетической системе.

Важность своевременного и точного измерение углов сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами была осознана в начале промышленного использования электроэнергии, например для обеспечения правильной работы оборудования идея сравнения фаз для дифференциальной защиты была предложена уже в 1927 г. [1].

Определения угла сдвига фаз относительно основного сигнала. Определение угла сдвига фаз φ между изменяющимися во времени t гармоническими сигналами $a_j(t)$ и $a_{j+1}(t)$, $j = 1, 2, \ldots n$, где n – количество контролируемых сигналов, основано на измерении оцифрованных мгновенных значений этих сигналов $a_i(t_i)$, $a_{i+1}(t_i)$, для одних и тех же моментов времени t_i, где $i = 1, 2, \ldots k$, k – количество измерений в течение одного периода T, $\Delta t = T/k$ – шаг дискретизации сигнала по времени. Значение k рекомендовано стандартом IEEE Std C37.111-1999 (Comtrade) [2] и является внутренней характеристикой цифрового измерительного прибора.

Фазы всех сигналов изменения энергии вычисляются относительно нулевой фазы основного сигнала, в качестве которого выбирается сигнал изменения напряжения, например, в фазе А. Таким образом, в i-й момент времени t_i основной сигнал $a_j(t_i)$ в отличие от (1) описывается выражением

$$a_j(t_i) = A_{mj} \sin(\omega \cdot t_i), \qquad (2)$$

где A_{mj} – амплитудное значение основного сигнала (в единицах измерения сигнала), которое является функцией нагрузки, то есть также зависит от времени, однако считается, что за время вычисления значения фазы, занимающее один шаг дискретизации Δt, амплитудное значение основного сигнала не успеет сколько-нибудь изменится.

Способы определения угла сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами, а именно между основным сигналом $a_j(t_i)$, при j=1, и любым (j+1)-м сигналом $a_{j+1}(t_i)$, $j = 1, 2, 3, \ldots$, например, между током и напряжением, разделяются на два вида. К первому виду относятся прямые способы, основанные на непосредственном измерении этого угла по наблюдениям мгновенных значений (j+1)-го сигнала. Ко второму виду относятся косвенные способы, основанные на измерении величин, непосредственно связанных со значением угла сдвига фаз, например активных и реактивных сопротивлений или мощностей электрической цепи, и последующем вычислении текущего угла сдвига фаз.

Прямые способы, описанные в литературе, используют ортогональные составляющие представления (j+1)-го сигнала в виде вектора, и угол сдвига фаз вычисляется по следующему выражению:

$$\varphi_{j+1} = arc\ tg(\sin(\omega \cdot t_i + \varphi_{j+1}) / \cos(\omega \cdot t_i + \varphi_{j+1})) - \omega\ t_i, \qquad (3)$$

где в числителе вместо синуса стоит правая часть (1), то есть текущий результат измерения, а их различия основаны на способе вычисления знаменателя, который должен быть функцией предыдущих измерений. В [4] приводится способ, в котором функция косинус, стоящая в знаменателе, вычисляется как производная от синуса по результатам предыдущих измерений (j+1)-го сигнала. В первом приближении производная от синуса вычисляется как отношение $a_{j+1}(t_i) - a_{j+1}(t_{i-1})$, то есть последнего приращения (j+1)-го сигнала, к приращению времени Δt. Это самый быстродействую-

щий способ вычисления угла сдвига фаз между j-м и $(j+1)$-м сигналами. Окончательное выражение для вычисления угла сдвига фаз имеет вид

$$\varphi_{j+1} = arc\ tg(\omega\ \Delta t_i\ a_{j+1}(t_i) / (a_{j+1}(t_i) - a_{j+1}(t_{i-1}))) - \omega t_i. \quad (4)$$

Заметим, что вычисление значения фазы согласно (4) упрощается, когда сигнал, для которого определяется фаза, находится в точке с нулевой ординатой. В этом случае не нужно вычислять слагаемое $\omega \cdot t$. Причём только в этой точке наименьшая близкая к нулю погрешность вычисления значения фазы. По мере приближения к положительному или отрицательному амплитудному значению, погрешность вычисления возрастает. Причина увеличения погрешности – в замене точного значения производной её приближением. Оценка погрешности, вызванной заменой точного значения производной её приближением, и способ увеличения точности вычислений приведены в [3].

Ещё один прямой способ, в котором функция косинус, стоящая в знаменателе (3), вычисляется с использованием известного равенства $A_{mj} \cdot sin(\omega\ t_i + \varphi_j - \pi/2) = A_{mj}\ cos(\omega \cdot t_i + \varphi_j)$, которое при цифровой обработке в соответствии с (2) примет вид $a_j(t_i - k/4) = A_{mj}\ cos(\omega \cdot t_i + \varphi_j)$, а значение угла сдвига фаз определяется по формуле

$$\varphi_{j+1} = arc\ tg(a_{j+1}(t_i) / a_{j+1}(t_i - k/4)) - \omega\ t_i. \quad (5)$$

Способ вычисления значения угла сдвига фаз согласно (5) даёт незначительную погрешность, которая почти не зависит от t_i, т. е. от точки определения значения фазы внутри периода. Однако этот способ требует измерения $(j+1)$-го сигнала в течение четверти периода, когда как для определения угла сдвига фаз согласно (4) требуется всего два измерения.

Общее замечание относительно обоих способов (4) и (5), относится к диапазону, в котором они работает корректно. Дело в том, что функция тангенса определена на отрезке $(-\pi/2, \pi/2)$, а «длина» периода равна 2π, то есть в период укладывается три функции тангенса (одна от $\pi/2$ до $3\pi/2$ полностью, а две по половинке, первая от нуля до $\pi/2$ и вторая от $3\pi/2$ до 2π). Это приводит к тому, что значения фазы от $\pi/2$ и во втором полупериоде, при вычислении по формулам (4) и (5), будут увеличены на величину π или на 2π в соответствии с указанными границами. Диапазон точного определения угла сдвига фазы $(j+1)$-го сигнала ограничен его двумя ближайшими амплитудными значениями от начала периода, то есть от $-A_{m(j+1)}$ до $A_{m(j+1)}$. При каждом переход за границы этого диапазона нужно значение результата, вычисленного по формулам (4) и (5), корректировать на величину π в соответствии со знаком фазы, определяемым характером нагрузки.

Ещё одно замечание касается того, что рассмотренные способы определяют угол сдвига фаз второго сигнала относительно первого, и не «видят» сдвига фазы, которую может иметь первый сигнал. Ниже рассмотренные способы лишены этого недостатка.

Косвенный способ, основанный на вычислениях активной и реактивной мощностей по результатам измерений мгновенных значений тока и напряжения и последующем определении угла сдвига фаз из треугольника мощностей. Недостатком косвенных способов является низкое быстродействие, так как вычисляются более сложные математические выражения, требующие больших затрат времени процессора и наличия большого числа измерений мгновенных значений двух сигналов (например, тока и напряжения в одном фазном проводе) в течение периода. При этом погрешность определения угла сдвига фаз не является наименьшей, как можно было бы ожидать исходя из большого числа измерений.

В процессе анализа результатов цифровых измерений было установлено, что синус угла сдвига фаз между основным гармоническим сигналом с нулевой фазой (2) и (j+1)-м сигналом (1) определяется как отношение мгновенного значение первого сигнала $a_j(t_i)$ к его амплитудному значению A_{mj}, в момент времени t_i, когда второй сигнал равен нулю: $a_{j+1}(t_i) = 0$, то есть пересекает ось абсцисс

$$a_j(t_i) / A_{mj} = sin(\varphi_j), \text{ при } a_{j+1}(t_i) = 0. \quad (6)$$

И наоборот, синус угла сдвига фаз второго сигнала $a_{j+1}(t_i)$ относительно первого определяется как отношение мгновенного значения второго сигнала $a_{j+1}(t_i)$ к его амплитудному значению $A_{m(j+1)}$ в момент времени t_j, когда первый сигнал $a_j(t_i)$ пересекает ось абсцисс то есть

$$a_{j+1}(t_i) / A_{m(j+1)} = sin(\varphi_{j+1}), \text{ при } a_j(t_i) = 0. \quad (7)$$

Для определения φ_{j+1}, преобразовав (7), имеем

$$\varphi_{j+1} = arc\ sin(a_{j+1}(t_i) / A_{m(j+1)}), \text{ при } a_{j+1}(t_i) = 0. \quad (8)$$

Знак фазы определяет знак амплитудного значения, которое берётся с плюсом, если выполняется условие

$$a_{j+1}(t_i) > a_{j+1}(t_{j-1}),$$

где $a_{j+1}(t_{j-1})$ – предыдущее мгновенное значение второго сигнала $a_{j+1}(t_{j-1})$, измеренное в момент времени t_{j-1}, и со знаком минус, если

$$a_{j+1}(t_i) < a_{j+1}(t_{j-1}).$$

Выражение (8) получено при условии, что точка пересечения опорным сигналом оси абсцисс приходится точно на момент измерения, и значение другого гармонического сигнала трёхфазной цепи, будет точно измерено для последующих вычислений.

Сравнение относительной погрешности способов. Результаты расчётов максимальной относительной погрешности при определении углов сдвига фаз по рассмотренным математическим формулам, а также по упоминавшимся ссылкам, приведены в табл. 2. Расчёты выполнены для углов сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами, взятыми с шагом через 10°. Чистая активная нагрузка (угол сдвига фаз равен нулю) и чистая реактивная нагрузка (угол сдвига фаз равен 90°) не рассматривались, так как это идеальные случаи не типичные в эксплуатации. Погрешность

определения углов сдвига фаз в табл. 2 приведена для значения k = 200, в общем случае погрешность существенно зависит от значения k, монотонно уменьшаясь с ростом k.

Таблица 2

Результаты расчётов относительной погрешности в процентах

Номер формулы или ссылки	Значения углов сдвига фаз, при которых вычислялась погрешность							
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°
Формула (4)	8,99989	4,499616	2,999835	2,249931	1,799781	1,5	1,28544	1,125007
Формула (5)	$5{,}49\ 10^{-12}$	$2{,}69\ 10^{-12}$	$1{,}93\ 10^{-12}$	$1{,}42\ 10^{-12}$	$1{,}11\ 10^{-12}$	$9{,}12\ 10^{-13}$	$7{,}63\ 10^{-13}$	$7{,}16\ 10^{-13}$
Формула (8)	$9{,}54\ 10^{-14}$	$1{,}59\ 10^{-14}$	$2{,}12\ 10^{-14}$	$1{,}59\ 10^{-14}$	$3{,}82\ 10^{-14}$	$2{,}12\ 10^{-14}$	$1{,}82\ 10^{-14}$	$1{,}59\ 10^{-14}$

Относительную погрешность измерения в процентах определяли во всех двухстах точках табл.1 умножением на *100%* отношение абсолютной погрешности вычисления к действительному значению измеряемой величины. Максимальная из полученных погрешностей приведена в табл. 2. Из табл. 2 видно, что использование прямого способа для нахождения угла сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами по формуле (8) обеспечивает наименьшую погрешность определения угла сдвига фаз по сравнению с очень точным способом (5).

С целью уменьшения погрешности вычислений и повышения точности измерения угла сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами рекомендуется усреднить вычисленные m значений угла сдвига фаз φ_l, $l=1,\ldots, m$, по выражению

$$\varphi = \sum \varphi_l / m,$$

где суммирование ведётся по $l = 1,\ldots, m$, φ – среднее значение угла сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами, полученное по m результатам вычислений; m – количество вычислений, по которым производится усреднение.

Вычисления в течение одной секунды позволяет увеличить точность результатов вычисления, то есть уменьшить дисперсию (разброс) значений угла сдвига фаз в m = 200 раз.

В выражении (1) не приведён параметр, а именно параметр, учитывающий влияние величины несовпадения точки дискретизации с началом периода j-го измеряемого сигнала. В общем случае выражение (1) имеет следующий вид

$$a_j(t_i) = A_{mj}\, sin(\omega t_i + \varphi_j - \delta\varphi_{рад\ j}), \qquad (9)$$

в котором аргумент синусоидальной функции состоит из трёх слагаемых, первое из которых $\omega \cdot t_i$ – определяет текущее значение угловой частоты колебаний этого сигнала, второе φ_j – является начальной фазой, а последнее слагаемое $\delta\varphi_{рад\ j}$ определяет значение величины несовпадения точки дискретизации с началом периода j-го измеряемого сигнала в радианной мере. Значение $\delta\varphi_{рад\ j}$ определено ранее в части 1, [5].

Учитывая, что значение $\delta\varphi_{рад\ j}$ в выражении (9) имеет аддитивный характер, оно, то есть величина несовпадения точки дискретизации с началом периода *j*-го измеряемого сигнала, для простоты выше полученных математических выражений опускалось. Однако в окончательном результате оно должно фигурировать в виде слагаемого к конечному результату.

Выводы:

1. Предложены алгоритмы определения углов сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами по результатам цифровых измерений.

2. Полученные аналитические выражения для определения углов сдвига фаз между двумя гармоническими сигналами показали высокую точность вычислений.

Библиографический список

1. Атабеков Г.И. Релейная защита высоковольтных цепей. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949. 424 с.
2. IEEE Std C37.111-1999 Стандарт: общий формат ASCII-файлов для обмена данными переходного процесса в энергетических системах (comtrade). [Электронный ресурс]. URL: http://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.111-1999.html (16.12.2015).
3. Патент РФ № 2563556. Российская Федерация. Способ определения угла сдвига фаз между двумя синусоидальными сигналами (варианты) / Г.П. Муссонов, заявитель и патентообладатель ИРНИТУ. № 2014127251/28; заявл. 03.07.2014; опубл.: 20.09.2015, Бюл. № 26.
4. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения.– М.: Энергоиздат. 2005 – 273 с.
5. Жураев Ж., Золотухин С.Д., Кауров Н.А., Муссонов Г.П. Определение значений параметров сигнала (часть 1). Начало периода, длительность периода, частота. В этом сборнике.

---

[1] Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

[2] Артемьев А.В., Божеев Н.В., Бугаев Е.А., обучающиеся, гр. ЭСб-19-1 ИРНИТУ

УДК 537.226 + 537.311

МЕТОД СПЕКТРАЛЬНЫХ МАТРИЦ В ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СПЕКТРОСКОПИИ ПОЛИМЕРНЫХ ПОЛУПРОВОДНИКОВ ПОЛИАЦЕНХИНОНОВ

Мухаева Л.В., Афанасьев Н.В., Мухаева Д.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Для экспериментального изучения проблемы молекулярной наноэлектроники полимерных полупроводников необходимо повышение точности анализа их диэлектрических спектров. С этой целью мы использова-

ли метод спектральных матриц для определения значений параметров поверхностно-барьерной поляризации зерен прессованного образца полиаценхинона 76ЕНЕ [1] на основе пирена и диангидрида пиромеллитовой кислоты.

Предлагаемый метод основан на обобщенном уравнении Дебая [2]:

$$\varepsilon^*(\omega) = \varepsilon'(\omega) - j\varepsilon''(\omega) = \varepsilon'_\infty + \frac{\varepsilon'_s - \varepsilon'_\infty}{1+(j\,2\pi\omega\tau_н)^{\alpha}}. \qquad (1)$$

Здесь ε^* – комплексная диэлектрическая проницаемость, j – мнимая единица, $\varepsilon'_s - \varepsilon'_\infty = \Delta\varepsilon'$ – инкремент ε' в области дисперсии, ε'_s и ε'_∞ – соответственно низкочастотный и высокочастотный пределы ε' в этой области, $\tau_н$ – наиболее вероятное значение времени релаксации τ в статистическом распределении и $0 \le \alpha \le 1$ – параметр этого распределения. При $\omega = \omega_м = 1/2\pi\tau_н$ ε'' имеет максимум $\varepsilon''_м$.

Для анализа основного ε^* и гибридного $\operatorname{tg}\delta = \varepsilon''/\varepsilon'$ спектров использованы следующие из уравнения (1) спектральные функции:
приведенная диэлектрическая проницаемость [2]

$$\varepsilon_1(z) = \frac{\varepsilon'(z) - \varepsilon'_\infty}{\Delta\varepsilon'} = \frac{z^{-\alpha} + \cos\alpha\frac{\pi}{2}}{z^{\alpha} + z^{-\alpha} + 2\cos\alpha\frac{\pi}{2}}, \qquad (2)$$

приведенный коэффициент потерь [2]

$$\varepsilon_2(z) = \frac{\varepsilon''(z)}{\varepsilon''_м} = \frac{4\cos^2\alpha\frac{\pi}{4}}{z^{\alpha} + z^{-\alpha} + 2\cos\alpha\frac{\pi}{2}}, \qquad (3)$$

приведенный тангенс угла потерь [3]

$$D(y) = \frac{\operatorname{tg}\delta(y)}{\operatorname{tg}\delta_м} = \frac{2+\left(c^{1/2}+c^{-1/2}\right)\cos\alpha\frac{\pi}{2}}{y^{\alpha}+y^{-\alpha}+\left(c^{1/2}+c^{-1/2}\right)\cos\alpha\frac{\pi}{2}}, \qquad (4)$$

где $z = \omega/\omega_м$ и $y = \omega/\omega_{мd}$ – приведенные частоты, $\omega_{мd}$ – значение ω, при котором $\operatorname{tg}\delta$ имеет максимум $\operatorname{tg}\delta_м$, $c = \varepsilon'_s/\varepsilon'_\infty$ [3],

$$\operatorname{tg}\delta_м = \operatorname{tg}\delta_{мт} = \frac{(c_т^{1/2} - c_т^{1/2})\,\sin\alpha\frac{\pi}{2}}{2+(c_т^{1/2}+c_т^{1/2})\,\cos\alpha\frac{\pi}{2}}. \qquad (5)$$

Здесь и далее индекс «т» соответствует значениям, определяемым по входной (проверяемой) круговой диаграмме [4] и условно отнесенным к теоретическим, а «э» соответствует значениям, определяемым по прове-

рочным дисперсионным графикам и условно отнесенным к экспериментальным.

Коэффициент сопряжения спектральных функций по частоте определяется формулой [3]

$$l = \frac{\nu_{м\delta}}{\nu_м} = c^{\frac{1}{2a}}. \qquad (6)$$

Совокупность этих функций с учетом l образует спектральную матрицу, основой которой является ε_1 (2), обычно точнее измеряемая в более широком диапазоне частот. Эта функция при частотах $\nu_м$ и $\nu_{м\delta}$ принимает значения соответственно

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{1м} = \frac{1}{2},\ \nu = \nu_м, \qquad (7)$$

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{1м\delta} = \frac{c^{-1/2} + \cos a\frac{p}{2}}{c^{1/2} + c^{-1/2} + 2\cos a\frac{p}{2}},\ \nu = \nu_{м\delta}. \qquad (8)$$

Значения ε_∞, ε_s и c являются параметрами спектральной матрицы и круговой диаграммы.

Для точного определения a использована формула

$$a_т = \frac{4}{p}\ \mathrm{arctg}\frac{2\varepsilon_{мт}}{\Delta\varepsilon_т}, \qquad (9)$$

следующая из уравнения (1).

Предлагаемый метод спектральных матриц иллюстрируют рисунки 1–4 и таблицы 1–6.

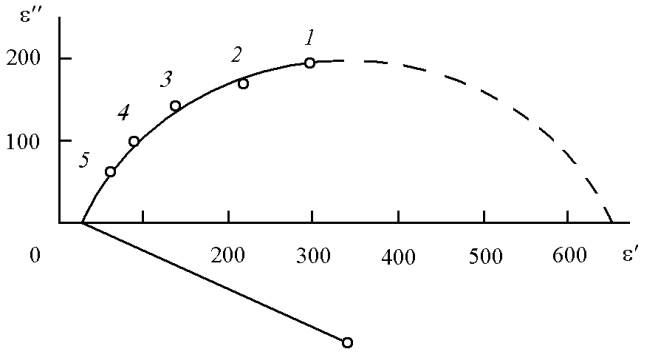


Рисунок 1 – Входная круговая диаграмма для полиаценхинона 76ЕНЕ(3)
Частоты: *1* – 1 *кГц*, *2* – 2, *3* – 5, *4* – 10, *5* – 20 *кГц*. Толщина образца 0.11 *мм*, диаметр 2.5 *мм*. Электроды жесткие стальные. Температура 275 *К*

Как следует из круговой диаграммы (рис. 1), соответствующий механизм поляризации не может быть интерпретирован на основе барьерной модели, поскольку при замене алюминиевых фольговых электродов жест-

кими стальными инкремент диэлектрической проницаемости уменьшился на порядок без существенного изменения времени релаксации. Значительное его распределение (рис. 1) характерно для поверхностной емкости. Следовательно, изучаемая область дисперсии связана с поверхностными барьерами в зернах в объеме прессованного образца.

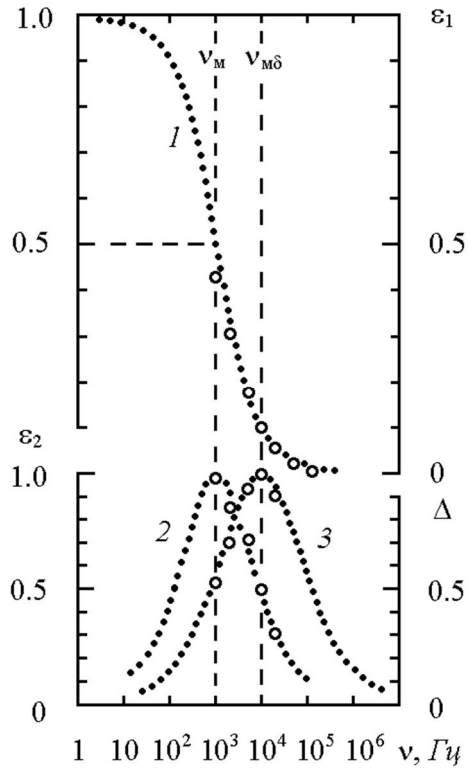


Рисунок 2 – Входные дисперсионные графики полиаценхинона 76EHE(3), полученные по данным рис. 1.
1–3 – теоретические функции:
1, *2* – ε_1 и ε_2 при $\alpha = 0.72$,
3 – Δ при $c = 26.2$, $\alpha = 0.72$.
Экспериментальные значения:
ε_1 – при $\varepsilon_\infty = 25$, $\Delta\varepsilon = 629$,
ε_2 – при $\varepsilon_м = 199.6$,
Δ – при $\operatorname{tg}\delta_м = 1.117$

Входная круговая диаграмма, построенная по пяти экспериментальным точкам, из которых только две точно расположены на ней, естественно, может рассчитывать на весьма приблизительное соответствие с определяемым спектром. Несмотря на согласие теоретических и экспериментальных дисперсионных графиков (рис. 2) при $\varepsilon_s = 654$, $\varepsilon_\infty = 25$ и $\alpha = 0.72$, поскольку погрешность их сопряжения значительно превышает 1 %, как видно из таблиц 1–3.

Таблица 1

Параметры входной круговой диаграммы

$\Delta\varepsilon$	$\alpha = \alpha_{кд}$	$\varepsilon_{мт}$	$\operatorname{tg}\delta_{мт}$	h, 10^{-3}
629	0.72	199.59	1.0445	5.233

Таблица 2

Параметры пробной спектральной матрицы

ε_∞	ε_s	c	$\alpha = \alpha_{см}$	l	$\varepsilon_{1мд}$
25	654	26.16	0.72	9.65	0.101

Таблица 3

Параметры пробных дисперсионных графиков

$\nu_{мэ}$, Гц	$\nu_{мдэ}$, Гц	$\varepsilon_{мэ}$	$\operatorname{tg}\delta_{мэ}$	λ, %	η, %
1	1	199.6	1.117	3.4	6.9

На основании рис. 2 (*кр. 1*) можно предположить, что заслуживают доверия только 3 наиболее высокочастотные точки – при 5, 10 и 20 *кГц*. Соответствующий вариант значений параметров при $\varepsilon_s = 688.5$, $\varepsilon_\infty = 27$ и $a = 0.75$ приведен в таблицах 4–6.

Таблица 4

Параметры выходной круговой диаграммы

$\Delta\varepsilon$	$a = a_{кд}$	$\varepsilon_{мт}$	$\operatorname{tg}\delta_{мт}$	h, 10^{-3}
661.5	0.75	221	1.118	5.059

Таблица 5

Параметры выходной спектральной матрицы

ε_∞	ε_s	c	$a = a_{см}$	l	$\varepsilon_{1м\delta}$
27	688.5	25.5	0.75	8.663	0.0966

Таблица 6

Параметры выходных дисперсионных графиков

$\nu_{мэ}$, Гц	$\nu_{мдэ}$, Гц	$\varepsilon_{мэ}$	$\operatorname{tg}\delta_{мэ}$	λ, %	η, %
1.148	1	221.5	1.117	0.52	0.32

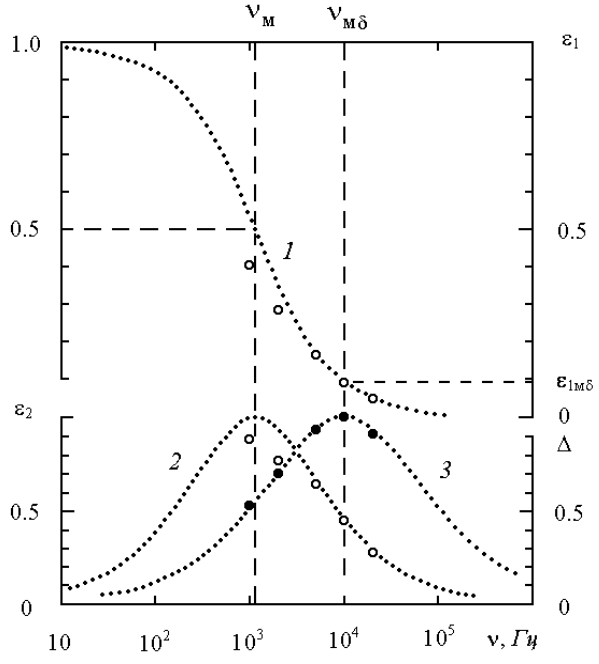


Рисунок 3 – Выходные дисперсионные графики для полиаценхинона 76EHE(3), полученные с учетом рис. 2.
1–3 – теоретические функции:
1, 2 – ε_1 и ε_2 при $a = 0.75$,
3 – Δ при $c = 25.5$, $a = 0.75$.
Экспериментальные значения:
ε_1 – при $\varepsilon_\infty = 27$, $\Delta\varepsilon = 661.5$,
ε_2 – при $\varepsilon_м = 221.5$,
Δ – при $\operatorname{tg}\delta_м = 1.117$

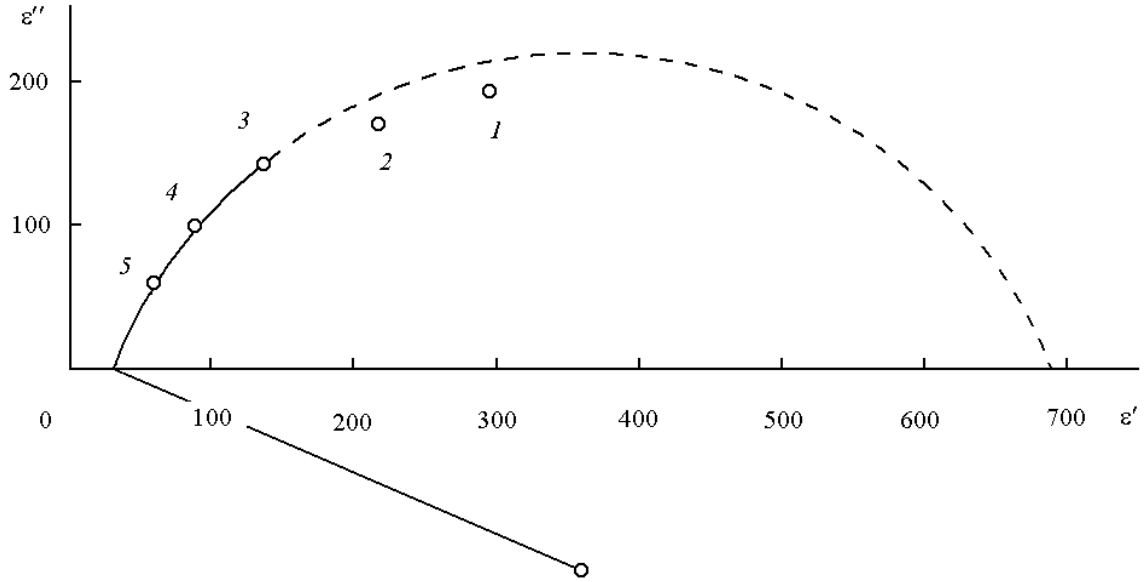


Рисунок 4 – Выходная круговая диаграмма для полиаценхинона 76ЕНЕ(3)
Частоты: *1* – 1 *кГц*, *2* -2, *3* – 5, *4* – 10, *5* – 20 *кГц*

Построенные по этим данным дисперсионные графики показаны на рис. 3. При этом погрешность сопряжения равна 0.3 – 0.5 % (см. табл. 4-6), что можно считать удовлетворительным.

Выходная круговая диаграмма, показанная на рис. 4, заметно отличается от входной (рис. 1).

Библиографический список

1. Rosen, R. Some polymers of high dielectric constant / R. Rosen, H.A. Pohl // J. Polym. Sci. – 1966. – A-l. – V. 4. – P. 1135–1149.
2. Афанасьев, Н.В. Исследование явлений сильного поля в диэлектрической спектроскопии полимерных полупроводников / Н.В. Афанасьев, Л.В. Мухаева, М.Г. Воронков, Т.И. Вакульская [и др.] // Докл. Академии наук. – 1991. – Т. 319. – № 4. – С. 858–861.
3. Афанасьев, Н.В. Зависимость между параметрами диэлектрических спектров полимерных полупроводников / Н.В. Афанасьев, Л.В. Мухаева, М.Г. Воронков, Т.Г. Ермакова // Докл. Академии наук. – 1994. – Т. 336. – № 2. С. 179–182.
4. Мухаева, Л.В. Структура и параметры диэлектрического спектра при низких температурах / Л.В. Мухаева, Н.В. Афанасьев, М.Г. Воронков // Докл. Академии наук. - 2008. - Т. 418. - № 6. - С. 763-766.

Афанасьев Н.В. – профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИрНИТУ
Мухаева Л.В. – доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИрНИТУ

УДК 621.311

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА СБОРА И АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Насников Н.А., Чумаков В.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
5783000@mail.ru

Для обеспечения непрерывного электроснабжения в энергетических предприятиях производится постоянный контроль за состоянием электрооборудования, позволяющий избежать аварийных ситуаций в электрических сетях.

Одним из направлений технической политики энергетических предприятий является внедрение автоматизированного контроля состояния оборудования под рабочим напряжением.

В распределительных устройствах энергосистем основным, наиболее сложным и дорогим оборудованием являются силовые трансформаторы.

Поэтому задача автоматизация процесса сбора и анализа первичной информации о параметрах, характеризующих состояния трансформатора, является актуальной и важной.

В рамках настоящей работы эта задача рассматриваются применительно к оборудованию (трансформаторам) филиала «Южные электрические сети» Иркутской Электросетевой компании.

В качестве объекта диагностики приняты силовые трансформаторы напряжением 35 – 220 кВ, находящееся на балансе филиала, у которых контролируется состояние изоляции.

Для определения возможности автоматизации был рассмотрен существующий технологический процесс диагностики трансформаторов, который представлен в нотации DFD.

Процесс сбора и анализа данных о состоянии силового трансформатора можно разделить на два этапа.

Первый этап включает получение задания на испытание, оформление наряда и непосредственно проведение испытаний силовых трансформаторов. Второй этап связан с обработкой полученных результатов испытаний и последующем вынесении решения о состоянии трансформатора. Наибольший объем работы с документами и возникающие при этом сложности связаны как раз со вторым этапом (реализация которого рассматривается в рамках настоящей работы) – разработка АИС «Сбора и анализа данных по работе силовых трансформаторов» с целью модернизации текущего процесса обработки технической информации о состоянии трансформаторов и принятия решения об их дальнейшей эксплуатации.

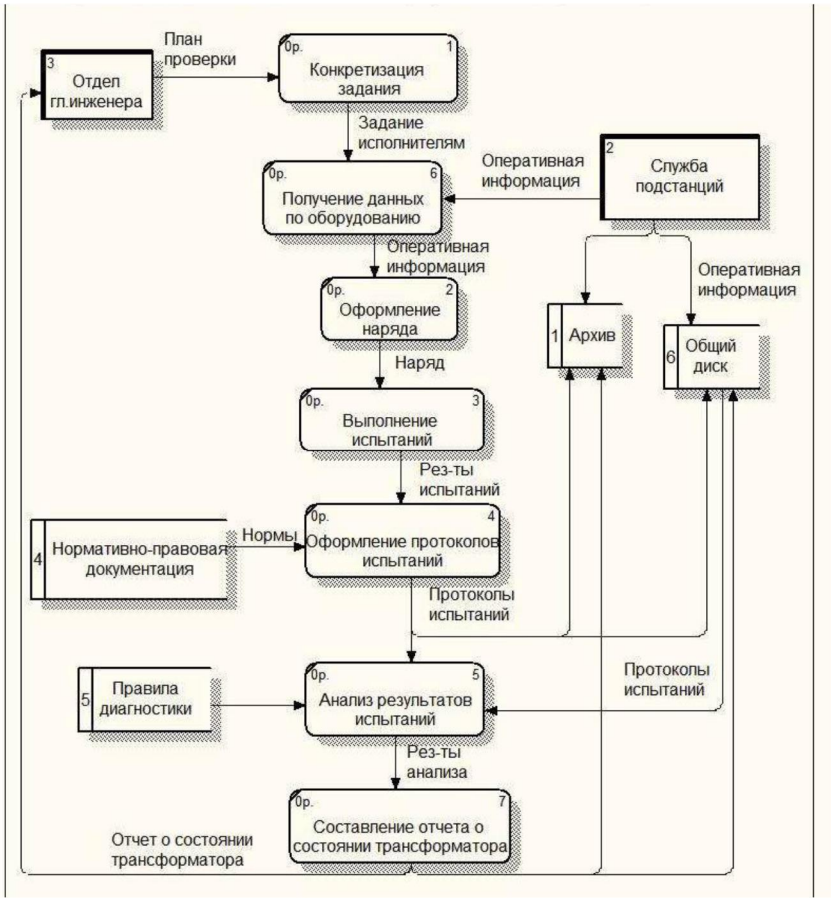


Рисунок 1 – DFD диаграмма процесса сбора и анализа данных

АИС должна выполнять следующие задачи:

- сбор и обработку данных по работе силовых трансформаторов;
- контроль соответствия текущих диагностических данных нормативным требованиям;
- диагностирование дефектов;
- оценку общего технического состояния трансформаторов;
- формирование отчетной документации.

Процесс сбора и анализа данных о состоянии трансформатора более детально с помощью диаграммы IDEF0.

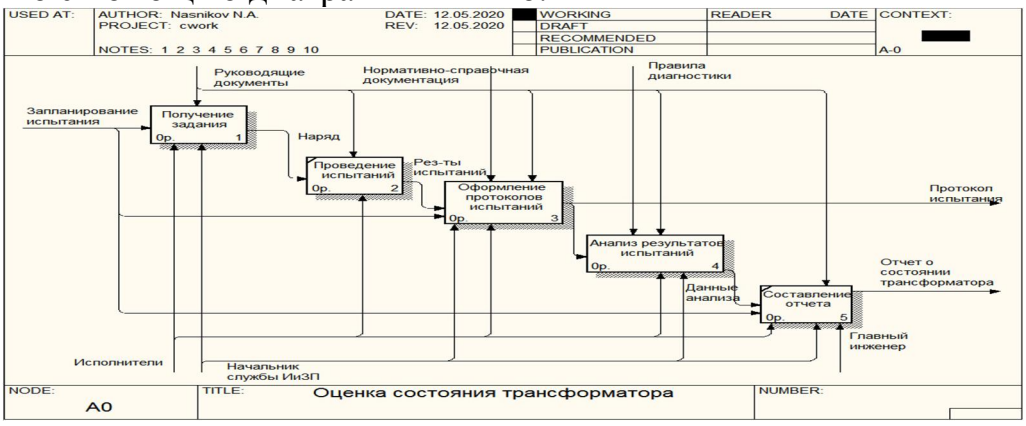


Рисунок 2 – Диаграмма IDEF0 AS-IS

Процесс разбит на 5 составляющих: получение задания, проведение непосредственно испытаний, оформление протоколов испытаний, анализ результатов и составление отчета.

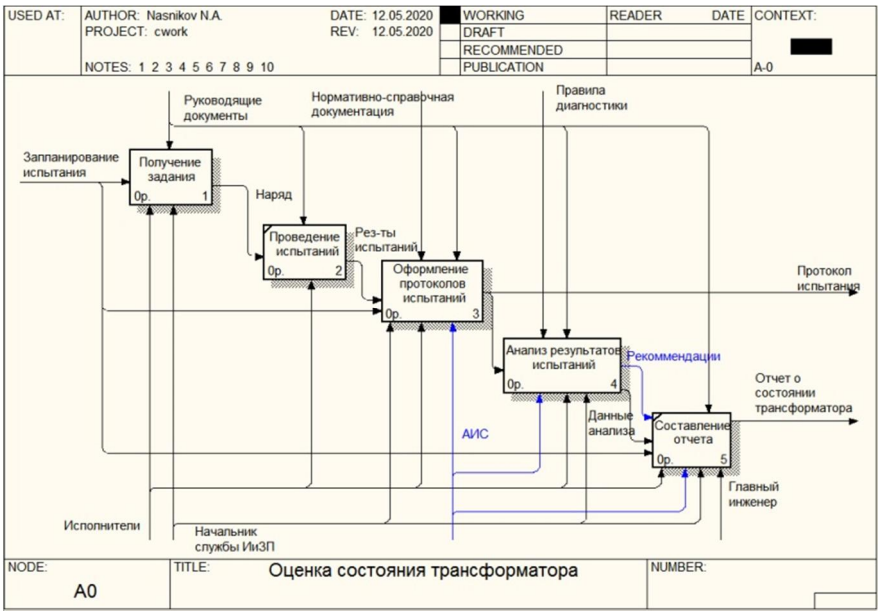


Рисунок 3 – Диаграмма IDEF0 TO-BE

Автоматизированы три последних этапа: оформление протоколов испытаний, анализ результатов и составление отчета.

В процессе оформления протокола испытаний производится ввод результатов, полученных при испытаниях, их пересчет по установленной методике и сопоставление с нормативными данными. Результатом выполнения процесса является сформированный протокол.

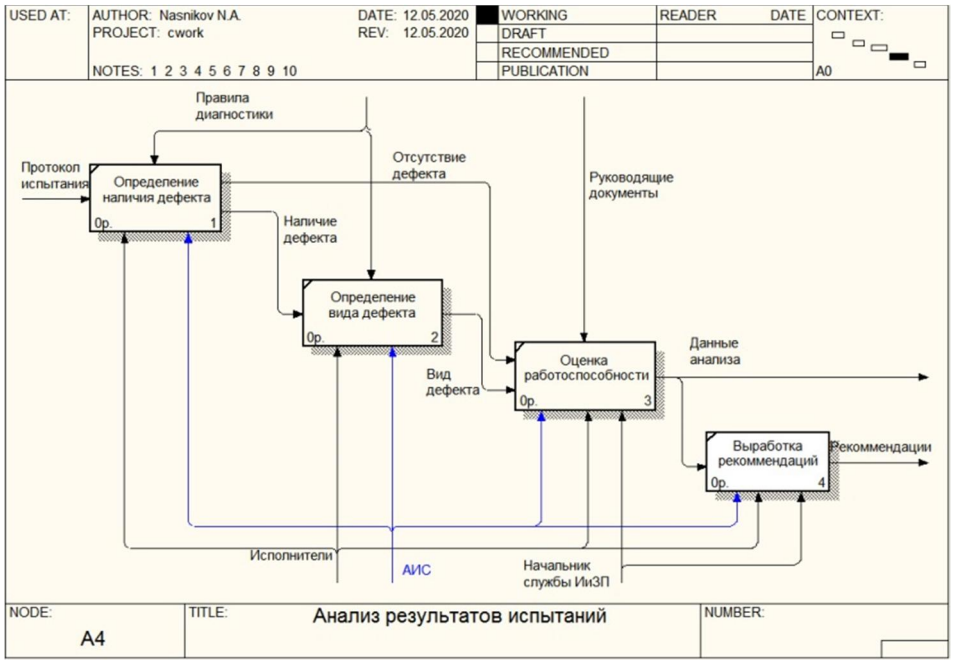


Рисунок 4 – Декомпозиция процесса «Анализ результатов испытаний»

Процесс анализа результатов испытаний: производится сравнение данных с предельно допустимыми значениями для нормального состояния оборудования. По результатам этого сравнения делается вывод об отсутствии или наличии дефекта с определением его вида. Делается вывод об общей работоспособности и формируется отчет с данными анализа.

Функции АИС показаны на диаграмме вариантов использования системы. Исходя из неё необходимо, чтобы система позволяла вести учет результатов испытаний, анализ этих результатов и формировала отчетной документации.

Для реализации рассмотренных функций была разработана база данных, логическая модель которой представлена на рис. 5.

База данных разбита на 5 таблиц. Первая таблица представляет собой список подстанций. К каждой подстанции прикреплено некое количество трансформаторов, данные по которым хранятся в отдельной таблице. В свою очередь с трансформаторами связаны испытания, данные по которым мы будем хранить. Под каждое испытание выделена отдельная таблица, и каждое испытание связано с трансформатором связью один ко многим.

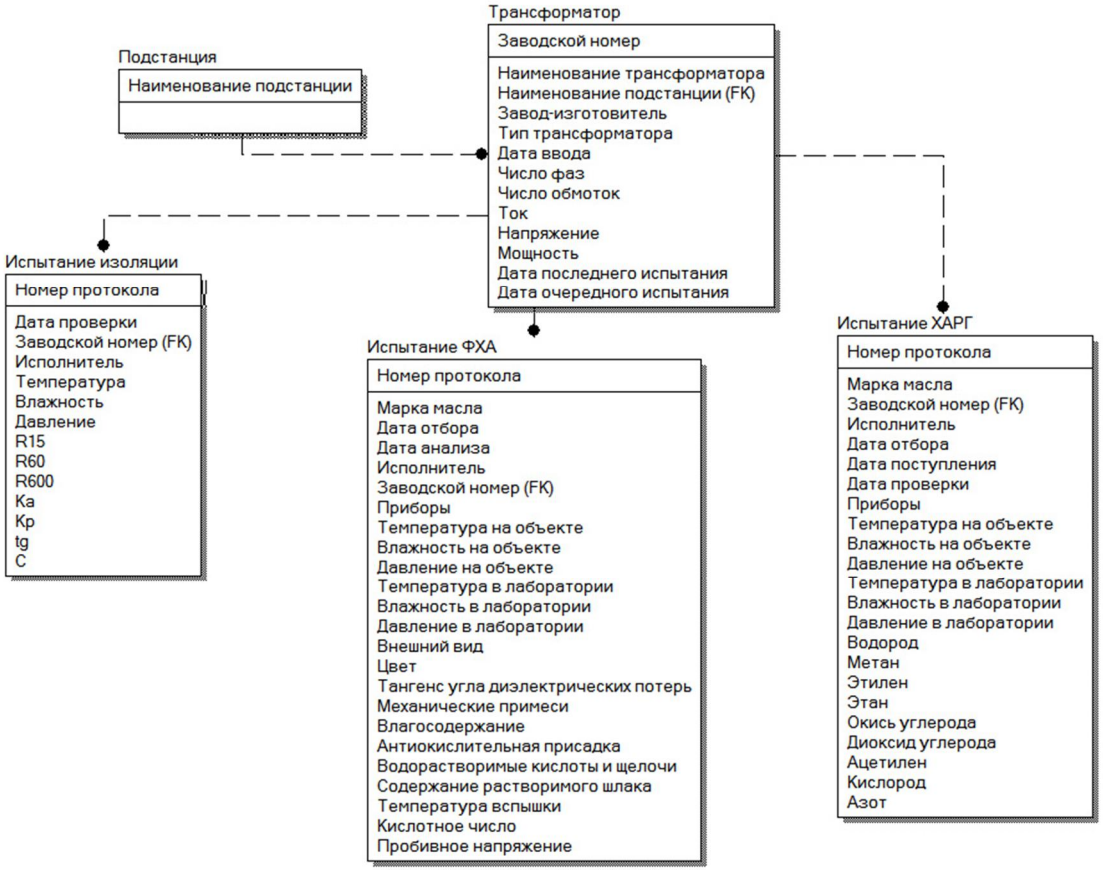


Рисунок 5 – Модель базы данных

Для работы с базой данных было разработано web-приложение. Разработка происходила в среде разработки Laragon с использованием языков

HTML для создания внешнего вида страниц и PHP для создания скриптовой части приложения.

После заполнения формы и подтверждения ввода данных по испытаниям пользователь имеет возможность провести анализ результатов испытания.

Для примера на рисунке 6 приведена схема проведения анализа результатов испытаний по ХАРГ.



Рисунок 6 – Алгоритм анализа результатов ХАРГ

В заключении можно сказать, что разработанная автоматизированная информационная система оценки состояния трансформаторов:

- сокращает временные затраты на обработку информации;
- исключает ошибки, связанные с «человеческим фактором»;
- устраняет разрозненность хранимых данных;
- автоматизирует процесс принятия решения по состоянию СТ;
- повышает оперативность принятия профилактических мер при эксплуатации СТ.

Библиографический список

1. ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»

УДК 621.311

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ НА УДАЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Немерова А.В., Рябов П.Г., Суворов А.А., Такшеев С.Н., Белых Е.О.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pit@mail.ru

Системы электроснабжения буровых установок являются изолированными системами, т.е. находятся в труднодоступных районах и не имеют непосредственной электрической связи с основной энергосистемой [1-4].

Был проведен анализ работы буровой установки БУ5000/320 БМ(Ч). Данная установка предназначена для кустового и разведывательного бурения скважин на нефть и газ, с условной глубиной бурения 5000 метров, допустимая нагрузка на крюке 320 тонн. Буровая установка с эшелонным расположением блоков в блочно-модульном исполнении с частотно-регулируемым электроприводом. Как правило, установка эксплуатируется в макроклиматических районах с умеренным климатом [5].

В состав буровой установки входят: вышечно-лебедочный блок, комплекс циркуляционной системы, насосный блок, система обогрева, энергокомплекс, комплект электрооборудования, блок комплектного распределительного устройства, блок комплектного тиристорного устройства, блок низковольтного комплектного устройства.

Из состава буровой установки можно выделить 5 главных приводов с напряжением питания 690 В. Вспомогательное оборудование на 380 В [6].

Привода лебедки работают в паре, синхронно вращая барабан главной лебедки. Для вращения главных механизмов используется электродвигатели ABB AMA 423 M6P мощностью 950 кВт. Питание каждого привода осуществляется от собственного инвертора, а инвертора в свою очередь - от общей шины постоянного тока 1 кВ и, следовательно, от одного двенадцати полюсного неуправляемого выпрямителя (от сети 690 В).

Электроснабжение буровой осуществляется от автономных дизель-генераторных установок (ДГУ). Как правило, энергокомплекс состоит из 3-х ДГУ различной мощности, общая мощность составляет 2,5 МВт. Выбор мощности ДГУ необходимо проводить с учетом фактических нагрузок потребителей [7, 8].

При функционировании системы электроснабжения необходимо учитывать технологические особенности, т.е. режимы бурения.

В процессе бурения присутствуют частые спускоподъёмные операции (СПО), например, для замены долота. Так как вес подымаемой колонны очень велик, на эти операции затрачивается очень много энергии. Как

правило, процесс СПО не протекает плавно, эти операции являются периодическими и кратковременными: сначала подымается часть колонны на сколько позволяет высота буровой вышки, затем колонна фиксируется и отвинчивается секция колонны «свеча» и откладывается в специальный накопитель, затем блок свободным ходом спускается вниз и подымает следующую секцию колонны и так далее свечку за свечкой пока не будет поднята вся колонна, которая может достигать несколько километров. Аналогично проходит операция спуска, только в обратном направлении. При торможении лебедки двигателя переходят в генераторный режим, а сгенерированная энергия торможения рассеивается на тормозных резисторах. Все это ведет к резким перепадам нагрузки на ДГУ, просадкам и всплескам напряжения [9-11].

Несмотря на то, что электродвигатель лебедки питается от преобразователя частоты, с помощью которого ограниченны пусковые токи, установлена защита от перегрузки по моменту на валу электродвигателя. Но ограничение пускового тока недостаточно для исключения негативного воздействия на сеть вследствие запуска электродвигателей лебедки. Также резкими перепадами нагрузки характеризуется процесс наращивании колонны: отключается подача бурового раствора, так как происходит разбор магистрали для установки еще одной секции трубы. В этот промежуток времени отключены почти все главные привода буровой (буровые насосы №1, №2, СВП или привод ротора) работает только лебедка с малыми нагрузками. Происходит резкий спад общей нагрузки на ДГУ практически до ноля, после привинчивания следующей секции вновь происходит пуск всех главных приводов. В итоге мы получаем резко переменный периодический график нагрузки.

Перепад скачков при единовременном запуске/остановке всех главных приводов может достигать 2 МВт.

Целью данной работы является устранение (демпфирование) влияния перепадов нагрузки от приводов на ДГУ, что позволит получить сглаженную характеристику нагрузки на ДГУ, за счет этого снизится удельный расход дизельного топлива.

Для улучшения показателей энергоэффективности предлагается применить ряд мер: сместить работу дизеля в самые наилучшие показания 85% от номинала с минимальным удельным расходом топлива.

Для этого в цепь КТУ на шину постоянного тока устанавливается система накопления энергии (СНЭ), которая позволит накапливать энергию при общих спадах нагрузки и отдавать её на пиках нагрузки, тем самым дизель будет работать с постоянной, т.е. наиболее эффективной нагрузкой [10].

СНЭ состоит из:

- аккумуляторной батареи;

- зарядно/разрядного устройства;

- системы управления (АСУ).

Также для максимального использования возможностей СНЭ установлен низковольтный инвертор с системой автоматического включения резерва (АВР), это обеспечит бесперебойное питание буровой в случае обрыва основного источника питания.

Применение системы накопления энергии позволит экономить средства на дизельное топливо и обслуживание ДГУ за счет того, что:

-ДГУ работает в самом оптимальном (экономичном) режиме, нагрузка на ДГУ постоянная (без пиков и спадов) 85% от номинала, что положительно влияет на надежность работы ДГУ и увеличивает их КПД и моторесурс;

-отсутствует необходимость включения дополнительной ДГУ для отработки пиков нагрузки;

- более эффективная рекуперация энергии торможения.

Также данное мероприятие позволит повысить качество электроснабжения:

-отсутствуют провалы и всплески напряжения;

-отсутствие необходимости экстренного перехода на дополнительный (аварийный) электропривод лебедки в случае отключения (аварии) основного питания;

-продолжительность работы буровой установки после отключения питания составит 20 минут, что достаточно для восстановления основного питания или подключения авариного источника.

Библиографический список

1. Suslov K.V. A microgrid concept for isolated territories of Russia // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe 2012.

2. 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.

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. Сокольникова Т.В., Суслов К.В., Ломбарди П. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 206-211.

5. Илюшин П.В., Чусовитин П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их

конструктивных особенностей // Релейная защита и автоматизация. 2014. №4. С. 16-22.
6. Абдуллазянов Э.Ю., Ахметшин А.Р. Выбор оптимального технического решения для обеспечения нормативного уровня напряжения в распределительных сетях 0,4-10 кВ // Вестник ИрГТУ. №6. 2011. С. 113-118.
7. Илюшин П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции. 2017. № 9. С. 29-34.
8. Илюшин П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6. С. 23-27.
9. Илюшин П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12-24.
10. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р. Анализ фактических электрических нагрузок объектов индивидуального жилищного строительства // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 5(68). С. 60-65.
11. 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.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА МНОГОЦЕПНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Никитин А.А, Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Эксплуатирующим организациям необходимо определять линии (участки линий), находящиеся под наведенным напряжением, путем выполнения измерений, с последующим перерасчетом значений на наибольший рабочий ток влияющей ВЛ [1]. В ФСК ЕЭС имеется методика для расчета наведенных напряжений для двухцепных ЛЭП [2], однако данная методика не позволяет выполнять расчет наведенных напряжений для многоценных линий.

В статье предлагается решение по расчету наведенных напряжений для многоцепных ЛЭП на примере 4-хцепной линии (рис. 1).

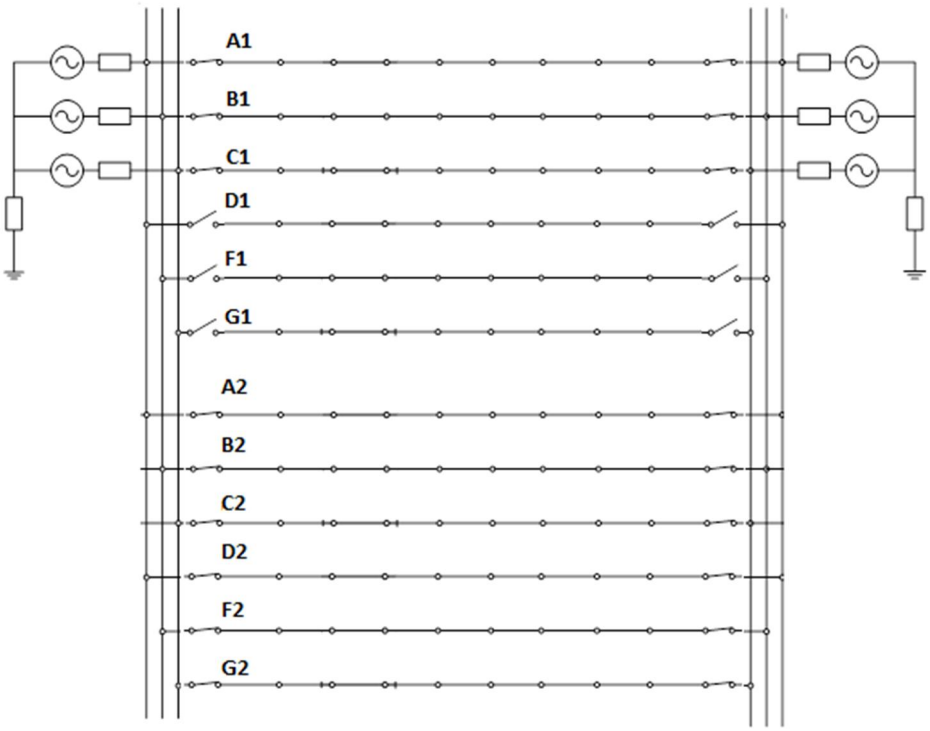


Рисунок 1 – Схема многоцепной линии

Для исследования наведённых напряжений формируется 12-типроводная схема замещения линии 220 кВ длиной, расположенной на 2-х двухцепных опорах (рис. 2).

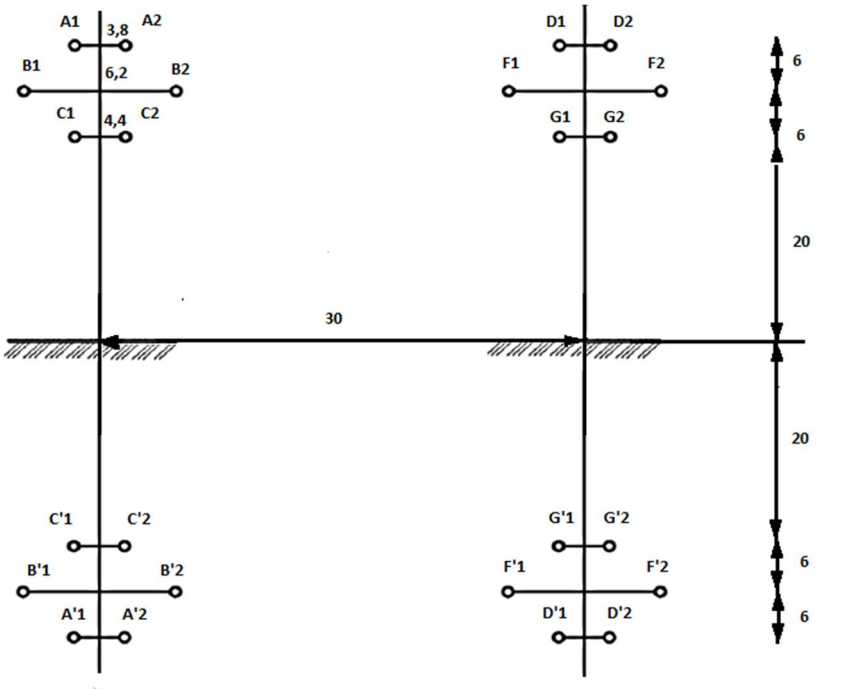


Рисунок 2 – Расположение проводов на опоре с указанием расстояний (м)

В схеме замещения линия задана 20 участками по 10 км. На каждом участке заданы собственные сопротивления проводов, сопротивления взаимоиндукции каждого провода с каждым, емкостные сопротивления между проводами и землей и емкостные сопротивления между проводами.

Собственные продольные сопротивления проводов Z_{Li} (Ом) определены по следующей формуле [3]:

$$Z_{Li} = R_{ni} + 0{,}05 + j0{,}145 \cdot lg\frac{D_з}{\rho_э} \quad (1)$$

где: R_n −активное сопротивление провода на частоте 50 Гц, (Ом); величина 0.05 учитывает потери активной мощности при прохождении тока в земле на частоте 50 Гц;

$D_з = 938 \gg 1000$ м – глубина прохождения эквивалентного тока через землю на частоте 50 Гц (выбирается для каждой территории в отдельности);

$\rho_э$- эквивалентный радиус провода (м):

В случае сталеалюминевых проводов обычно принимают

$$\rho_э = 0{,}95 \cdot \rho_П \quad (2)$$

где: $\rho_П$ - радиус поперечного сечения провода.

Взаимное продольное сопротивление между проводами i и j линии электропередачи (Ом) определяется выражением:

В случае сталеалюминевых проводов обычно принимают

Взаимное продольные сопротивление взаимоиндукции между парой проводов линии электропередачи Z_{mij} (Ом) определены по формуле [3]:

$$Z_{Mij} = 0{,}05 + j0{,}145 \cdot lg\frac{D_з}{D_{ij}} \quad (3)$$

где: D_{ij} - расстояние между проводами фаз i и j (м).

По формулам (1) и (3), составлена матрица продольных сопротивлений для каждого 10-тикилометрового участка:

Z :=

"0.12+j7.05"	"0.5+j3.17"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.25"	"0.5+j2.17"	"0.5+j3.07"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.07"	"0.5+j2.02"	"0.5+j2.03"
"0.5+j3.17"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.19"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.16"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.76"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.02"	"0.5+j0.199"	"0.5+j2.01"
"0.5+j2.78"	"0.5+j3.19"	"0.12+j7.05"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.23"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.98"	"0.5+j2.03"	"0.5+j2.01"	"0.5+j2.05"
"0.5+j2.21"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.15"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.17"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.39"	"0.5+j2.44"	"0.5+j2.33"	"0.5+j3.07"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.66"
"0.5+j2.25"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.23"	"0.5+j3.17"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.19"	"0.5+j2.44"	"0.5+j2.54"	"0.5+j2.45"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.76"	"0.5+j2.78"
"0.5+j2.17"	"0.5+j2.16"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.78"	"0.5+j3.19"	"0.12+j7.05"	"0.5+j2.33"	"0.5+j2.45"	"0.5+j2.43"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.98"
"0.5+j3.07"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.39"	"0.5+j2.44"	"0.5+j2.33"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.17"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.15"
"0.5+j2.8"	"0.5+j2.76"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.44"	"0.5+j2.54"	"0.5+j2.45"	"0.5+j3.17"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.19"	"0.5+j2.25"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.23"
"0.5+j2.66"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.98"	"0.5+j2.33"	"0.5+j2.45"	"0.5+j2.43"	"0.5+j2.78"	"0.5+j3.19"	"0.12+j7.05"	"0.5+j2.17"	"0.5+j2.16"	"0.5+j2.21"
"0.5+j2.07"	"0.5+j2.02"	"0.5+j2.03"	"0.5+j3.07"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.25"	"0.5+j2.17"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.17"	"0.5+j2.78"
"0.5+j2.02"	"0.5+j0.199"	"0.5+j2.01"	"0.5+j2.8"	"0.5+j2.76"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.16"	"0.5+j3.17"	"0.12+j7.05"	"0.5+j3.19"
"0.5+j2.03"	"0.5+j2.01"	"0.5+j2.05"	"0.5+j2.66"	"0.5+j2.78"	"0.5+j2.98"	"0.5+j2.15"	"0.5+j2.23"	"0.5+j2.21"	"0.5+j2.78"	"0.5+j3.19"	"0.12+j7.05"

Матрица Z имеет размерность (n*n), где n – количество фазных проводов.

Для составления схемы замещения электросети с номинальным напряжением менее 750 кВ, как правило, достаточно ограничиться опреде-

лением только емкостных проводимостей или поперечных емкостных сопротивлений линии.

Для этого определим элементы матрицы погонных емкостей.

Связь потенциалов j (В) и зарядов q (Кл) в системе из n*n проводов выражена в уравнениях Максвелла [3]:

$$\begin{cases} f_1 = a_{11}q_1 + a_{12}q_2 + \ldots + a_{1n}q_n \\ f_2 = a_{21}q_1 + a_{22}q_2 + \ldots + a_{2n}q_n \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ f_n = a_{n1}q_1 + a_{n2}q_2 + \ldots + a_{nn}q_n \end{cases} \qquad (4)$$

где: a - потенциальные коэффициенты.

Коэффициент a_{kk} называется собственным потенциальным коэффициентом k – того провода, а коэффициент a_{ik} - взаимным потенциальным коэффициентом проводов i и k.

$$a_{kk} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0\varepsilon} \cdot \ln\frac{H_{kk}}{r_э}$$

$$a_{ik} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0\varepsilon} \cdot \ln\frac{H_{ik}}{D_{ik}} \qquad (5)$$

Составляем матрицу погонных потенциальных коэффициентов, км/нФ:

A=

0.1529	0.0395	0.0264	0.0154	0.0148	0.0114	0.0385	0.0291	0.0232	0.0122	0.0100	0.0086
0.0395	0.1491	0.0359	0.0126	0.0125	0.0098	0.0291	0.0263	0.0244	0.0100	0.0083	0.0072
0.0264	0.0359	0.1444	0.0109	0.0113	0.0092	0.0232	0.0244	0.0277	0.0086	0.0072	0.0065
0.0154	0.0126	0.0109	0.1529	0.0395	0.0264	0.0199	0.0194	0.0147	0.0385	0.0291	0.0232
0.0148	0.0125	0.0113	0.0395	0.1491	0.0359	0.0194	0.0205	0.0162	0.0291	0.0263	0.0244
0.0114	0.0098	0.0092	0.0264	0.0359	0.1444	0.0147	0.0162	0.0137	0.0232	0.0244	0.0277
0.0385	0.0291	0.0232	0.0199	0.0194	0.0147	0.1529	0.0395	0.0264	0.0154	0.0126	0.0109
0.0291	0.0263	0.0244	0.0194	0.0205	0.0162	0.0395	0.1491	0.0359	0.0148	0.0125	0.0113
0.0232	0.0244	0.0277	0.0147	0.0162	0.0137	0.0264	0.0359	0.1444	0.0114	0.0098	0.0092
0.0122	0.0100	0.0086	0.0385	0.0291	0.0232	0.0154	0.0148	0.0114	0.1529	0.0395	0.0264
0.0100	0.0083	0.0072	0.0291	0.0263	0.0244	0.0126	0.0125	0.0098	0.0395	0.1491	0.0359
0.0086	0.0072	0.0065	0.0232	0.0244	0.0277	0.0109	0.0113	0.0092	0.0264	0.0359	0.1444

где: a_{kk} – собственные потенциальные коэффициенты k-того провода;

a_{ik} – взаимные потенциальные коэффициенты проводов *i* и *k*.

Емкостные коэффициенты b определяем путем обращения матрицы потенциальных коэффициентов a :

$$\beta = \alpha^{-1} \qquad (6)$$

Взаимные частичные емкости C_{ij} определяем по формуле

$$C_{ik} = - b_{ik} \qquad (7)$$

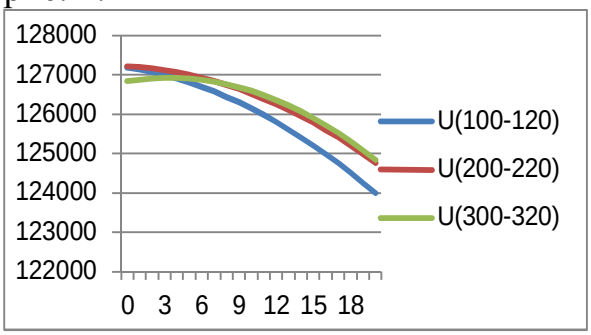
где: b_{ik} – емкостные коэффициенты проводов.

$$B := \begin{pmatrix} 7.558 & -1.384 & -0.605 & -0.206 & -0.168 & -0.104 & -1.234 & -0.619 & -0.415 & -0.133 & -0.081 & -0.06 \\ -1.384 & 7.737 & -1.345 & -0.123 & -0.114 & -0.076 & -0.64 & -0.521 & -0.536 & -0.081 & -0.053 & -0.038 \\ -0.605 & -1.345 & 7.731 & -0.096 & -0.113 & -0.095 & -0.423 & -0.528 & -0.908 & -0.06 & -0.038 & -0.04 \\ -0.206 & -0.123 & -0.096 & 7.615 & -1.311 & -0.557 & -0.358 & -0.324 & -0.189 & -1.234 & -0.64 & -0.423 \\ -0.168 & -0.114 & -0.113 & -1.311 & 7.824 & -1.285 & -0.324 & -0.396 & -0.279 & -0.619 & -0.521 & -0.528 \\ -0.104 & -0.076 & -0.095 & -0.557 & -1.285 & 7.772 & -0.189 & -0.279 & -0.258 & -0.415 & -0.536 & -0.908 \\ -1.234 & -0.64 & -0.423 & -0.358 & -0.324 & -0.189 & 7.615 & -1.311 & -0.557 & -0.206 & -0.123 & -0.096 \\ -0.619 & -0.521 & -0.528 & -0.324 & -0.396 & -0.279 & -1.311 & 7.824 & -1.285 & -0.168 & -0.114 & -0.113 \\ -0.415 & -0.536 & -0.908 & -0.189 & -0.279 & -0.258 & -0.557 & -1.285 & 7.772 & -0.104 & -0.076 & -0.095 \\ -0.133 & -0.081 & -0.06 & -1.234 & -0.619 & -0.415 & -0.206 & -0.168 & -0.104 & 7.558 & -1.384 & -0.605 \\ -0.081 & -0.053 & -0.038 & -0.64 & -0.521 & -0.536 & -0.123 & -0.114 & -0.076 & -1.384 & 7.737 & -1.345 \\ -0.06 & -0.038 & -0.04 & -0.423 & -0.528 & -0.908 & -0.096 & -0.113 & -0.095 & -0.605 & -1.345 & 7.731 \end{pmatrix}$$

Собственные частичные емкости C_{ii} определяем по формуле:

$$C_{ii} = \sum_{k=1}^{k=n} b_{ik} \qquad (8)$$

Результатам результаты расчета электрических режимов для схемы замещения на рис. 1 в программе в ФК показаны на графиках рис. 3 и рис. 4:



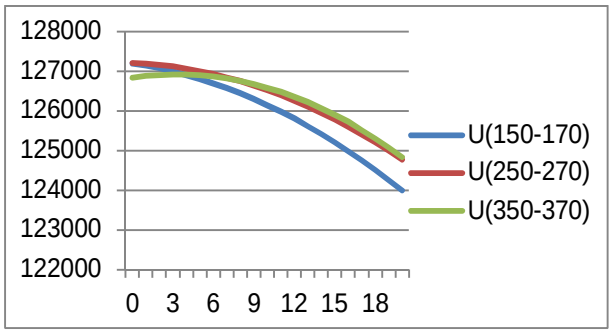
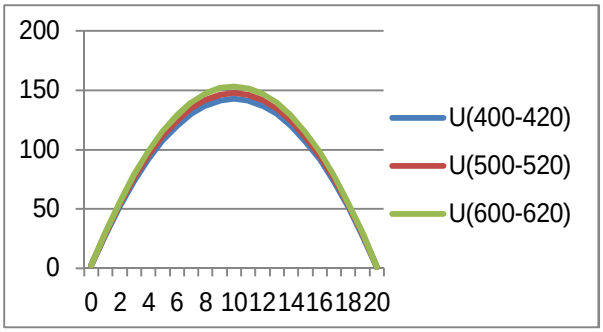


Рисунок 3 – Напряжения вдоль линии на проводах A1, B1,C1 и D1,F1,G1



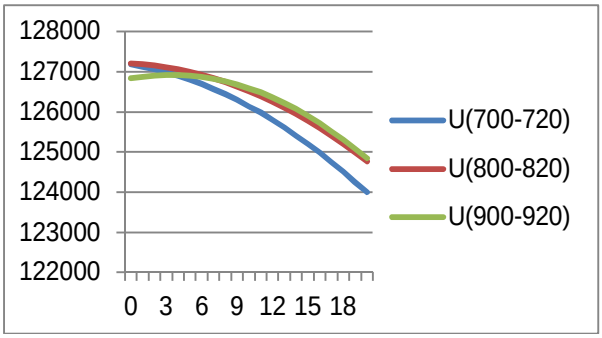


Рисунок 4 – Напряжения вдоль линии на проводах A2,B2,C2 и D2,F2,G2. Отключенная линия заземлена по концам

На рис. 4 видно, что на отключённой линии с заземлением на двух концах максимальное напряжения равно 153В. На рис. 5 показаны графики напряжений на отключенной линии разземленной по концам, где наведенное напряжение в начале линии U=4960В, в конце U=5058В.

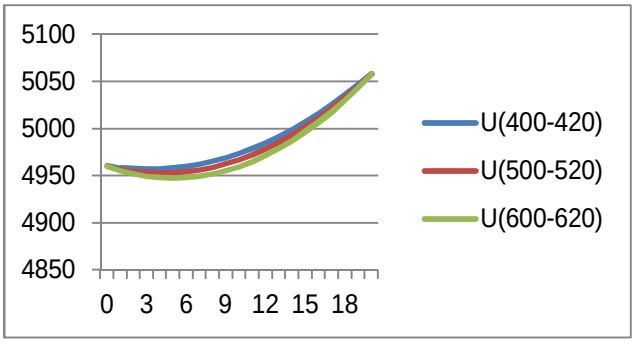


Рисунок 5 – Напряжения вдоль линии на проводах A2,B2,C2, отключенная линия не заземлена по концам

На рис. 6 показаны графики напряжений на отключенной линии заземленной по концам, с рабочим местом на 130 км, на котором наведенное напряжение U=53В

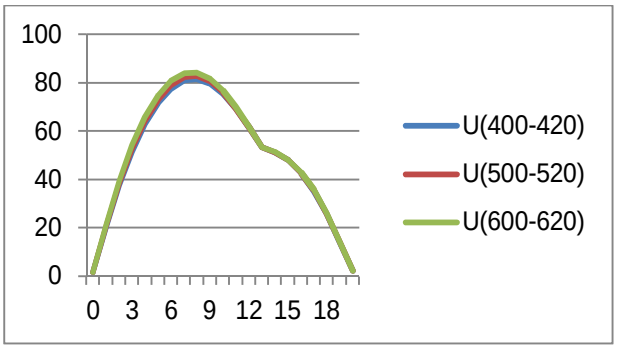


Рисунок 6 – Напряжения вдоль линии на проводах A2, B2, C2. Отключенная линия заземлена по концам, рабочее место на 130 км

На рис. 7 показаны графики напряжений на отключенной линии не заземленной по концам, с рабочим местом на 130 км, на котором наведенное напряжение U=122В. Наведенное напряжение в начале линии U=8568В, в конце U=10759В.

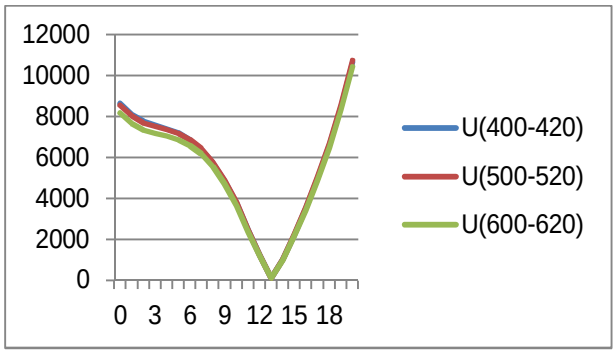


Рисунок 7 – Напряжения вдоль линии на проводах A2,B2,C2. Отключенная линия не заземлена по концам, рабочее место на 130 км

Выводы: Была проделана научно исследовательской работы по сбору данных и исследование наведенных напряжений на многоцепных линиях

электропередачи. Был выполнен расчет продольных сопротивлений линии и поперечных емкостных сопротивлений линии, а также были проведены эксперименты с рабочим местом на отключенной линии заземленной по концам и не заземленной по концам.

Библиографический список

1. А.Н. Висящева Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах // Учебное пособие / Под ред.. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – 270 с.
2. Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ // стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»
3. Леднев В.В., Андронов В.А., Нестеров С.В., Целебровский Ю.В. // Экспериментальные исследования наведённых напряжений на ВЛ 110-500 кВ

Никитин А.А., обучающийся, гр. ЭСм-21
Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры электрических станций, сетей и систем

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ КОРРОЗИИ СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ НА ИНДУКТИВНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-500 кВ

Новобрицкий В.А.[1], Федосов Д.С.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
novobritsky.va@gmail.com[1], fedosov_ds@istu.edu[2]

Распределительные устройства электростанций и подстанций напряжением 110 кВ и выше связаны посредством линий электропередачи, осуществляющих транзит электроэнергии. Линии электропередачи бывают двух типов: с изолированными проводами (кабельные линии, в т. ч. с самонесущими изолированными проводами) и с неизолированными проводами – воздушные линии электропередачи (ВЛЭП). Целесообразность применения типа провода определяется проектными организациями на основании технико-экономического анализа и сравнения. Основным преимуществом наличия изоляции проводов помимо электробезопасности и компактности является наличие защиты от влияния окружающих факторов внешней среды, что значительно повышает срок эксплуатации самих токоведущих частей [1].

ВЛЭП, напротив, находятся под постоянным воздействием климатических условий. Для электрической части одним из самых неблагоприятных явлений является коррозия сталеалюминиевых проводов (марка АС),

которая приводит к увеличению сопротивления и, как следствие, увеличению потерь [2]. Но потери электрической энергии – это не единственное следствие увеличения сопротивления. Токи короткого замыкания в сети тоже зависят от изменения её сопротивления.

Целью данного исследования является анализ влияния коррозии существующих марок сталеалюминиевых проводов на изменение параметров схемы замещения ВЛЭП. Необходимо проверить гипотезу о том, что коррозия проводов может существенно повлиять на индуктивное сопротивление ВЛЭП. В работе применен метод равномерного поиска при изменении ряда основных параметров, таких как среднегеометрическое расстояние между фазами ВЛЭП, класс напряжения, сечение провода и др. Применена методика оценки скорости изменения сопротивления проводов при корродировании алюминия в зависимости от влияния различных атмосферных факторов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существует множество ВЛЭП напряжением 110 кВ и выше, построенных во второй половине прошлого столетия. В основе своей к ним применялись требования стандарта ГОСТ 839-80, где оцинкованный сплав, предотвращающий коррозию, применялся только в составе стального сердечника провода. В составе алюминия для проводов марки АС в соответствии с ГОСТ 11069-74 применялась марка А5Е или А7Е, где первая буква А означала сам материал, число 5(7) означало процентное содержание материала (в десятых долях) после 99 целых, а буква Е указывала на область применения (электротехнический). Из указанного состава следует, что для проводов марки АС применяется практически очищенный алюминий без наличия антикоррозионных сплавов.

Основной особенностью алюминия является образование оксидной плёнки на его поверхности при контакте с воздухом в соответствии с реакцией:

$$4Al(OH)_3 \rightarrow 2Al_2O_3 + 6H_2O.$$

Оксидная пленка представляет собой защитный слой, предотвращающий непосредственный контакт проводящей части с окружающей средой. Однако при его повреждении процесс окисления будет повторяться до тех пор, пока не израсходуется материал для создания окисла – сам алюминий. Такие атмосферные факторы, как влажность окружающего воздуха, содержание кислотных примесей (рис. 1), инсоляция, образование росы и обледенение, температура окружающей среды, влияющая на скорость прохождения реакции, приводят к уменьшению защитного слоя и ускорению коррозии. В дополнение к этому провода, используемые на ВЛЭП, большую часть времени находятся под воздействием переменного электрического тока. Из этого следует, что процессы коррозии проводов по своей сути имеют электрохимический характер [3-6].

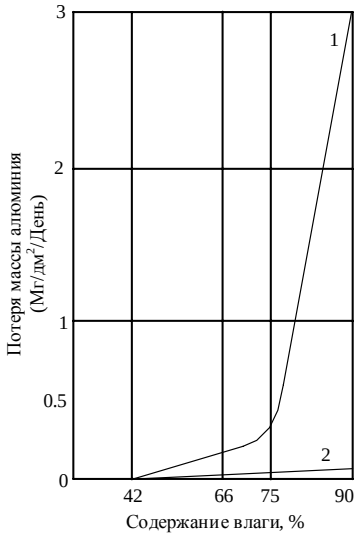


Рисунок 1 – Влияние влажности воздуха на коррозию алюминия: 1 – 1% SO_2, 2 – без SO_2

Так как процесс коррозии приводит к расходу самого проводящего материала, а скорость его потери измеряется в мм/год, то можно выразить данную зависимость в потере диаметра сечения провода Δd в течение года. Удельная величина индуктивного сопротивления определяется как:

$$x_0 = 0{,}144 \lg\left(D_{cp} / r_{cp}\right) + 0{,}157, \quad (1)$$

где r_{np} – радиус провода, см; D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазами, мм. Следовательно, данную зависимость можно записать через изменение радиуса проводника Δr_{cp}:

$$x_0 = 0{,}144 \lg\left(D_{cp} / (r_{cp} - \Delta r_{cp})\right) + 0{,}157. \quad (2)$$

Как можно увидеть из графика на рис. 2, чем больше среднегеометрическое расстояние между фазами проводников ЛЭП, тем больше величина сопротивления. Следовательно, для дальнейших расчетов примем минимально возможные нормируемые величины D_{cp}, представленные в табл. 1.

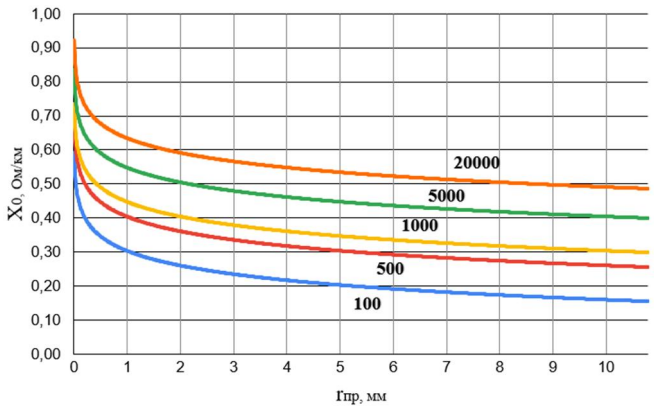


Рисунок 2 – Зависимость изменения удельного индуктивного сопротивления от радиуса провода при различных значениях $D_{ср}$, мм

Таблица 1

Нормированные величины минимальных расстояний между проводами для различных классов напряжения

Напряжение ВЛ, кВ	Наименьшее расстояние между проводами, мм; при стрелах провеса, м		
	3	5	6
110	3000	-	-
220	-	4250	-
500	-	-	7000

Также необходимо учитывать, что величина сечения провода марки АС ограничивается условием потерь на корону [7]. Так, номинальному напряжению 110 кВ соответствует провод АС-70/11, 220 кВ – АС-240/39, для линий 500 кВ – АС-300/39 с учетом расщепления проводов на 3 проводника в фазе. Особенностью расчета индуктивного сопротивления расщеплённого провода является то, что взамен радиуса в формуле (2) должен быть использован эквивалентный радиус, выраженный формулой (3), в расчет величины которого входит количество расцепленных проводов $n_ф$ и среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы $\alpha_{ср}$:

$$r_{эк} = \sqrt[n_Ф]{r_{пр} \times a_{ср}^{\,n_Ф - 1}} \,. \qquad (3)$$

На основании параметров габарита междуфазной распорки в соответствии с [8] примем величину $\alpha_{ср}$ равной 400 мм. Последнее слагаемое формулы (2) представлено как $0{,}0157/n_ф$ [9].

Анализ результатов проводился следующим образом. Потеря радиуса провода из-за влияния коррозии представлена в процентном выражении от первоначальной величины радиуса. Такая модель является более упрощенной по сравнению с альтернативным подходом, при котором бы измерялась потеря непосредственно массы самого алюминия, как на рис. 1, поскольку для 100 г потеря 1 г вещества будет составлять всего 1%, но когда от проводника останется 50 г, потеря 1 г в этом случае будет составлять уже 2% от текущей массы.

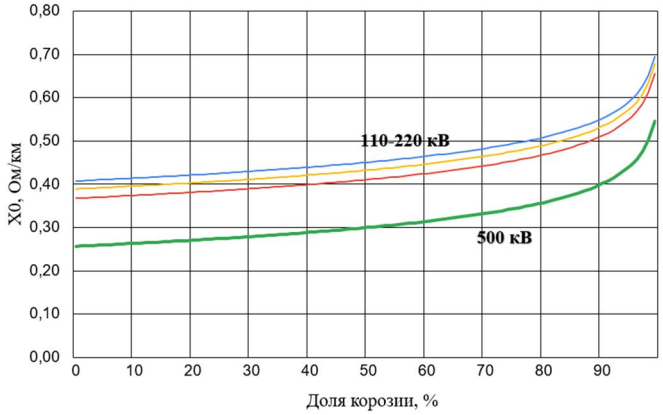


Рисунок 3 – Зависимость изменения удельного индуктивного сопротивления от доли поражения проводника коррозией

Далее производится расчет увеличения удельного сопротивления в зависимости от доли поражения проводника коррозией (рис. 3, табл. 2) и затем проводится долевое измерение увеличения данного сопротивления (в процентах) на каждые 10% от доли коррозии (рис. 4). В среднем индуктивное сопротивление увеличивается на 2% на каждые 10% коррозии (при коррозии от исходного сечения до 50%).

Таблица 2

Процентное изменение удельного сопротивления при коррозии проводника в 50%

Марка провода	АС-70/11	АС-240/39	АС-240/39	АС-300/66
Напряжение, кВ	110	110	220	500
Доля изменения X_0, %	10,00	11,02	10,44	15,35

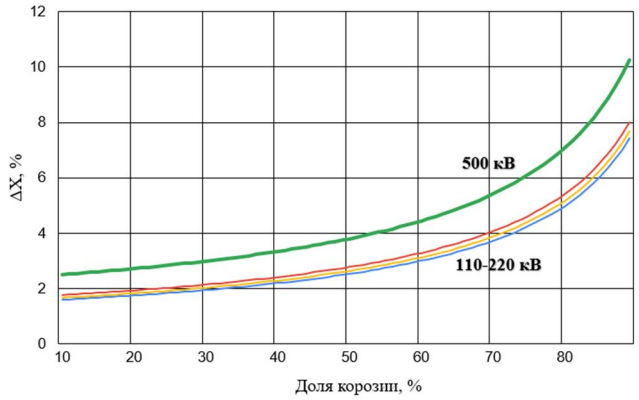


Рисунок 4 – Процентное изменение удельного индуктивного сопротивления на каждые 10% изменение радиуса проводника из-за коррозии

Заключение. По результатам исследования выявлено, что даже при коррозии в 50% от всего радиуса проводника величина индуктивного сопротивления изменяется крайне незначительно: прирост сопротивления составит порядка 10% для ВЛЭП 110-220 кВ и 15% для ВЛЭП 500 кВ. При этом подобного износа токоведущих частей на эксплуатируемых объектах энергетики не наблюдается.

Библиографический список

1. Hamidi R.J., Hosseinian S.H., Sadeghi S.H.H., Qu Z. A Novel Approach to Utilize PLC to Detect Corroded and Eroded Segments of Power Transmission Lines // IEEE Transactions on Power Delivery. – April 2015. – Vol. 30. – No. 2. – Pp. 746-754.
2. Watabe M., Ito H., Nagano K., Tsuji T., Suga N., Akasofu Y. High Corrosion Resistance Conductor for Overhead Transmission Lines // Sei Technical Review. –2017. – No. 84. – Pp. 47-52.
3. Белый Д.И. Алюминиевые сплавы для токопроводящих жил кабельных изделий // Кабели и провода. – 2012. – № 1(332). – С. 8-15.

4. Tatarchenko G., Beloshitskaya N., Sychenko V., Liashuk V. The effect of ozone on wet atmospheric corrosion of aluminium of high-voltage lines // MATEC Web Conf. 294 05010 (2019).
5. Литвинов И.В., Хабибов Р.И., Шелюг С.Н. Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Международной молодёжной научно-технической конференции. В 3 т., Казань, 19-23 сентября 2016 года. – Казань: КГЭУ, 2016. – С. 294-297.
6. Калантаров П.Л., Цейтлин Л.А. Расчет индуктивностей: справочная книга. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 488 с.
7. Зацаринная Ю.Н., Крайкоза А.И. Потери мощности на корону на высоковольтных линиях и способы их снижения // Энергетические системы. – 2017. – № 1. – С. 206-209.
8. СТО 56947007-29.120.10.158-2013. Распорки дистанционные демпфирующие. Общие технические условия. Стандарт организации. – Дата введения 2013-10-23. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.
9. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для студентов электроэнергетических специальностей. – М.: Альянс, 2009. – 592 с.

[1] Новобрицкий В.А., аспирант гр. аЭСС-21-1
[2] Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС, к.т.н., доцент

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДА АДРЕСНОСТИ ДЛЯ ВЫБОРА МЕСТ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Пальцева О.Л., Войтов О.Н.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
lolo-8619@rambler.ru, sdo@isem.irk.ru

Введение. Задача определения мест установки и мощности устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) по сей день привлекает внимание исследователей. Основные положения, связанные с ее решением, подробно рассмотрены в [1]. В статье исследуется возможность оценки мест установки и величины УКРМ с использованием алгоритма адресности потокораспределения и приводится численная иллюстрация работы алгоритма. Основной акцент делался на выяснении физических свойств рассмотренных задач и их использования без учета экономических показателей.

1. Алгоритм анализа адресности потокораспределения. Анализ потокораспределения, полученного при расчете установившегося режима

электрической сети (ЭС) с использованием метода адресности [2], позволяет определить:

· долевое участие каждой генерации активной и реактивной мощности в снабжении конкретной нагрузки;

· потери активной и реактивной мощности генерации при ее передаче;

· потери активной и реактивной мощности при ее передаче в каждый нагрузочный узел.

Эти задачи могут быть решены на основе матрицы адресности $\boldsymbol{A}$, каждый элемент которой a_{ij} равен доле участия $\boldsymbol{i}$-й генерации в покрытии $\boldsymbol{j}$-й нагрузки. Для определения элементов a_{ij} матрицы адресности в качестве исходной информации выступают перетоки активной и реактивной мощности в ветвях сети. В основе алгоритма метода адресности лежит определение относительных перетоков и относительных нагрузок. Относительный переток $\overline{P}_{ij}$ определяется как отношение перетока мощности в ветви $\boldsymbol{P_{ij}}$ к суммарной мощности $\boldsymbol{P_{iS}}$, поступающей в начальный узел ветви, а относительная нагрузка $\overline{P}_{\text{н}i}$ равна отношению мощности нагрузки $\boldsymbol{P_{нi}}$ в узле к суммарной мощности $\boldsymbol{P_{iS}}$, поступающей в нагрузочный узел.

В основе построения матрицы адресности лежит поиск путей на ориентированном графе, ориентация ветвей которого совпадает с направлением перетоков мощности в ветвях.

Если определен путь на графе из генераторного узла $\boldsymbol{i}$ в нагрузочный узел $\boldsymbol{j}$ в направлении ориентации потоков мощности, то доля $\boldsymbol{a_{ij}}$ мощности, передаваемой из узла $\boldsymbol{i}$ в узел $\boldsymbol{j}$, определится как

$$a_{ij} = \overline{P}_j \prod_{k=1}^{K} \overline{P}_k,$$

где $\overline{P}_j$ – относительная нагрузка узла $\boldsymbol{j}$, $\prod_{k=1}^{K} \overline{P}_k$ – произведение относительных перетоков ветвей, по которым проходит путь, число ветвей в пути равно $\boldsymbol{K}$.

Алгоритм оценки места установки и мощности УКРМ. Для выбора места установки УКРМ выполняется анализ адресности потокораспределения и по величине потерь, возникающих при передаче мощности, производится оценка показателей эффективности снабжения нагрузок. В узле с наихудшей эффективностью устанавливается УКРМ и производится оценка его мощности, которая обеспечивает, как поддержание заданного напряжения в узле установки, так и улучшение значений показателей. Отметим, что установка УКРМ приводит к существенному перераспределению реактивных мощностей в сети и уменьшению потерь активной и реактивной мощности. В текущей версии

алгоритма рассматривается вопрос компенсации только реактивной мощности.

Для количественной оценки эффективности передачи активной и реактивной мощности от источника и к нагрузке используются два показателя, значения которых определяются величиной относительных потерь мощности, возникающих при ее передаче.

Первый показатель характеризует эффективность использования генерации активной $P_{\text{г}i}$ и реактивной $Q_{\text{г}i}$ мощностей в узле i и оценивается величиной относительных потерь, возникающих при передаче активной $\Delta\overline{P}_{\text{г}i} = \frac{\Delta P_{\text{г}i}}{P_{\text{г}i}}$ и реактивной $\Delta\overline{Q}_{\text{г}i} = \frac{\Delta Q_{\text{г}i}}{Q_{\text{г}i}}$ мощности, где $\Delta P_{\text{г}i}, \Delta Q_{\text{г}i}$ – потери активной и реактивной мощности генерации при ее передаче в нагрузочные узлы.

Второй показатель характеризует эффективность передачи ной $P_{\text{н}j}$ и реактивной $Q_{\text{н}j}$ мощности нагрузке в узле j и оценивается величиной относительных потерь, возникающих при передаче активной $\Delta\overline{P}_{\text{н}j} = \frac{\Delta P_{\text{н}j}}{P_{\text{н}j}}$ и реактивной $\Delta\overline{Q}_{\text{н}j} = \frac{\Delta Q_{\text{н}j}}{Q_{\text{н}j}}$ мощности нагрузки в узел j, где $P_{\text{н}j}, \Delta Q_{\text{н}j}$ – потери активной и реактивной мощности при ее передаче в нагрузочные узлы.

После получения значений показателей выделяются номера узлов с нагрузкой, имеющих максимальные значения показателя. Если значения показателя эффективности реактивной нагрузки $\Delta\overline{Q}_{\text{н}j} \geq 1$ в выделенном узле j, т.е. величина потерь сопоставима с нагрузкой, то выделенный узел используется в качестве исходного приближения для установки УКРМ.

Для определения мощности УКРМ используется правило, согласно которому мощность устройства должна быть меньше величины уменьшения потерь реактивной мощности в сети, возникающих при ее вводе, и обеспечивать допустимые значения показателей с учетом поддержания заданного значения напряжения в узле установки.

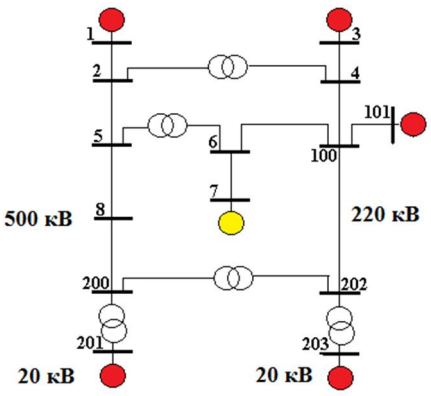


Рисунок 1 – Тестовая схема ЭС

Численный пример. Тестирование работы алгоритма проводилось на примере схемы ЭС (рис. 1), которая содержит источники активной и реактивной мощности в узлах 1, 3, 201, 203, источник реактивной мощности в узле 7 и линии 500 и 220 кВ, связанные трансформаторами.

В соответствии с алгоритмом адресности потокораспределения производится расчет значений показателей эффективности, результаты которого сведены в табл. 1 и 2, в которых значения мощностей приве-

дены в МВА и МВАр. В первой строке табл. 1 содержатся номера узлов с источниками, во второй строке их мощности $P_{\text{г}}$ и в предпоследней строке значения показателя $\Delta\overline{P}_{\text{г}i}$. В первом столбце табл. 1 номера узлов с нагрузками, во втором столбце их мощности $P_{\text{н}}$, в третьем столбце значения показателя $\Delta\overline{P}_{\text{н}i}$. Данные табл. 1 показывают, что снабжение отдельных активных нагрузок сопровождается потерями мощности, равными 5-6 %, а при передаче активной мощности от отдельных генераторов теряется от 6 до 8 % мощности. Это обусловлено тем, что наиболее крупные нагрузки в узлах 6 и 100 получают основную часть мощности от удаленных генераторов, расположенных в узлах 201 и 203. Так передача активной мощности генерации из узла 203 в нагрузочный узел 100 сопровождается потерями, равными 87.3 МВт. В табл. 2, структура которой аналогична структуре табл. 1, приведены численные значения показателей эффективности реактивной мощности.

Таблица 1

Адресность потокораспределения активной мощности

Узел	$P_{\text{г}i}$->			1	3	101	201	203	2	5	8	200	Сум.
i	$P_{\text{н}i}$	ΔP	$\overline{P}_{\text{н}i}$	399,9	400	1420,9	1279,8	1279,8	0,07	0,032	0,033	0,073	4780,7
7	0,022	0,001	**0,046**			0	0,001	0				0	0,001
4	1000	18	**0,018**		5	0,678	8,4	4		0	0	0	18
6	**1099,9**	65,9	**0,06**			0,77	**58**	7,1			0,001	0,003	65,9
100	**1999,8**	97,2	**0,049**				9,9	**87,3**				0,001	97,2
202	499,9	0	**0**										0
Сумма	4599,6	181,2	0,039		5	1,4	76,2	98,4		0	0,001	0,004	181,2
			$\overline{\mathbf{P}}_{\text{гi}}$		0,013	0,001	0,06	0,077		0	0,029	0,06	0,038

Анализ данных табл. 2 показывает, что – 89% реактивной мощности, генерируемой в узле 1, теряется при ее передаче; линия 2–5 является источником реактивной мощности; линия 8-200 потребляет реактивную мощность и значение показателя эффективности потребления равно 2.1, что свидетельствует о сопоставимости величины потерь с величиной потребляемой мощности. DQ $\overline{Q}_{ni}$

Таблица 2

Адресность потокораспределения реактивной мощности

Узел	**Qгi->**			**1**	**3**	**7**	**101**	**201**	**203**	**8**	**2--5**	**4--100**	**6--100**	**Сумма**
i	**Qнi**	**ΔQ**	$\overline{\mathbf{Q}}_{\text{нi}}$	**38,2**	**179,7**	**310,6**	**1014,7**	**66,4**	**629,6**	**0,608**	**146,5**	**31,8**	**133**	**2551,1**
2	0,112	0,304	2,7	0,114	0,19									0,304
4	100,1	24,7	0,247		24,7									24,7
6	300,3	6,6	0,022			6,6								6,6
100	600,2	105,9	0,177		0,125		105,8							105,9
200	0,407	0,124	0,305						0,124					0,124
202	250,8	71	0,283						71					71
200--201	128,5	18,9	0,147						18,9					18,9

Окончание табл. 2

Узел	**Qгі->**			**1**	**3**	**7**	**101**	**201**	**203**	**8**	**2--5**	**4--100**	**6--100**	**Сумма**
і	**Qні**	**ΔQ**	**$\overline{Q}_{ні}$**	**38,2**	**179,7**	**310,6**	**1014,7**	**66,4**	**629,6**	**0,608**	**146,5**	**31,8**	**133**	**2551,1**
8--200	132,3	**274**	**2,1**	33,9	49,8	56			22,2		99,7		12,4	274
100–202	447	89,8	0,201		0,072		60,8		28,9					89,8
Сум-ма	1251,9	591,4	0,302	34	74,9	62,7	166,6		141,1		99,7		12,4	591,4
			$\overline{Q}_{гі}$	0,89	0,417	0,202	0,164		0,224		0,681		0,093	0,232

Таким образом, узлы 8 и 200 с наихудшими значениями показателя являются узлами претендентами на установку в них УКРМ. Расчет потокораспределения с установкой УКРМ в узле 8 при фиксации напряжения в нем на 520 кВ показал, что реактивная мощность УКРМ составила 110 МВАр, а показатели эффективности по реактивной нагрузке стали меньше единицы.

Таким образом, как это следует из табл.3, потери реактивной мощности, возникающие при ее передаче линии 8-200, составляют 277 МВАр. Установка УКРМ в узле 8, по данным табл.3, привела к снижению потерь до 26 МВАр. Разница потерь равна 247 МВАр (274-27), что значительно больше мощности УКРМ, равной 110 МВАр.

Таблица 3

Адресность потокораспределения реактивной мощности с УКРМ

Узел	**Qгі ->**			**1**	**3**	**7**	**8**	**101**	**201**	**203**	**2--5**	**4--100**	**6--100**	**Сумма**
і	**Qні**	ΔQ	$\overline{Q}_{ні}$	25,1	185,5	229,8	110,1	1011,3	22,9	600,2	146,4	32,4	133,2	2497
4	100,1	26,7	0,266		24						2,6			26,7
6	300,1	4,5	0,015			4,5								4,5
100	600,1	106,6	0,178					106,6						106,6
200	0,245	0,077	0,314							0,077				0,077
202	250,5	73,6	0,294							73,6				73,6
5--6	58,9	14,6	0,248		14,5	0,056						0,027		14,6
200--201	128,1	33	0,258							33				33
1--2	25,3	0,327	0,013		0,327							0,001		0,327
5--8	109,5	28,8	0,263	0,013	28,7						0	0,054		28,8
8--200	118,2	**26,7**	**0,226**	24						2,6				26,7
100--202	429,9	87,7	0,204	0,015				59		28,7	0			87,7
Сумма	1251,1	376	0,177		67,7	4,6		165,6		138		0,082		376
			$\overline{Q}_{гі}$		0,365	0,02		0,164		0,23		0,003		0,151

Установка УКРМ привела к уменьшению потерь реактивной мощности в сети на 162.1 МВАр (869.9-707.8) и активной мощности на 5 МВт.

Заключение. Показана возможность применения метода адресности потокораспределения для определения мест установки УКРМ, его мощности и напряжения. Работа алгоритма проиллюстрирована на численном

примере. Полученные в работе результаты являются предварительными, анализ проводился только с инженерной или физической точки зрения без учета экономики.

Библиографический список

1. Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. Стандарт организации СТО 56947007-29.180.02.140-2012. ОАО «ФСК ЕЭС». 2012г.
2. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество. 2003. №3. С. 9–16.

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

Пальцева О.Л., магистр гр. СЭм-20-1 ИРНИТУ
Войтов О.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Паркачев К.Н. [1], Паркачева В.В.[2], Тигунцев С.Г.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
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.

Электросетевые компании ежегодно внедряют новые перспективные идеи и программы в целях снижения, как установленных нормативных потерь, так и сверхнормативных.

В данной статье рассматривается разработка устройства, способного производить изменение коэффициентов трансформации (КТ) силовых трансформаторов неограниченное количество раз в режиме реального времени.

Эффективность применения данного устройства будет следовать из надежности его работы, а также из обеспечения оптимизации потерь электроэнергии в сети, с целью их уменьшения и поддержания нормированных отклонений напряжений.

Силовые трансформаторы, содержащие разрабатываемое устройство по изменению коэффициента трансформации, способны оптимизировать распределение перетоков 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.

В настоящий момент в электроэнергетических системах изменения коэффициентов трансформации производятся с отключением трансформаторов от напряжения как с ПБВ (переключение без возбуждения), так и с РПН (регулирование под нагрузкой), следовательно, снижение потерь с помощью изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов в режиме реального времени невыполнимо.

С целью минимизации потерь в сети и решения проблемы отключения потребителей предлагается использовать электронные ключи (ЭК) – симисторы в качестве переключателей отпаек трансформаторов. Принципиальная схема разрабатываемого устройства изображена на рис.1. Предлагаемое техническое решение имеет изобретательский уровень, выполнены патентные исследования и получен патент (Патент RU № 2752000, МПК H01F 21/12, H02P 13/06, опубликовано 21.07.2021).

Использование данного изобретения в электрических сетях позволит также обеспечивать поддержание необходимого уровня напряжения в месте их подключения за счет изменения величины коэффициента трансформации силового трансформатора, путем изменения числа витков обмотки высокого напряжения (ВН).

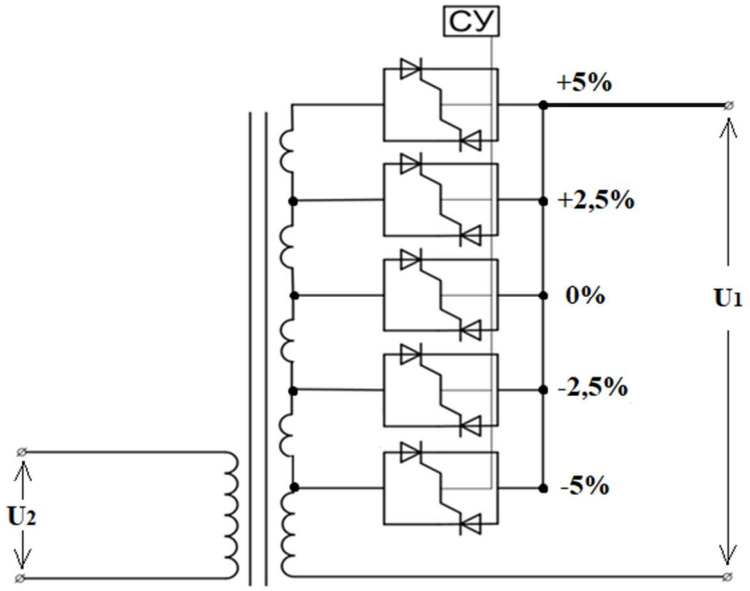


Рисунок 1 – Принципиальная схема переключающего устройства на электронных ключах

Для исследования режимов работы РПН на ЭК была составлена модель, представленная на рис.2, которая содержит три однофазных трансформатора, объединенных в одну группу. В качестве объекта исследования был выбран трансформатор с номиналом напряжения на ВН – 110 кВ, на НН – 10 кВ, группа соединения обмоток – 11(Y/Δ), нагрузка со стороны треугольника (НН) – междуфазная. Система управления также объединена в одну на все три фазы. В модели проводилось одновременное отключения ЭК на одной отпайке и включение ЭК на другой отпайке.

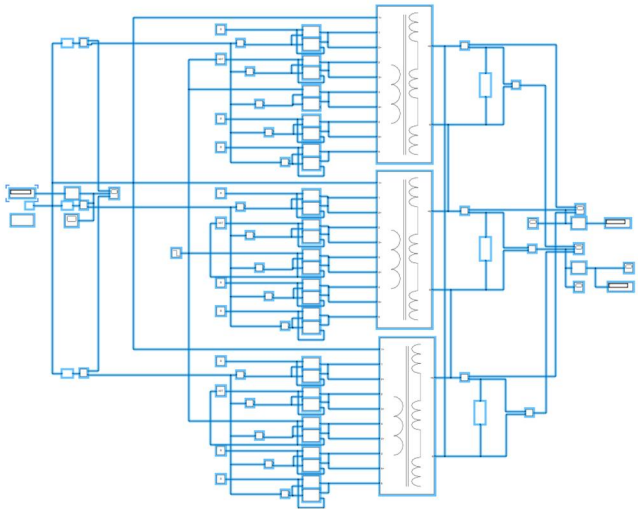


Рисунок 2 – Модель трансформатора с ПБВ на симисторных ключах

На рис.3 и рис.4 представлены осциллограммы тока, протекающего по нагрузке и падения напряжения на ней.

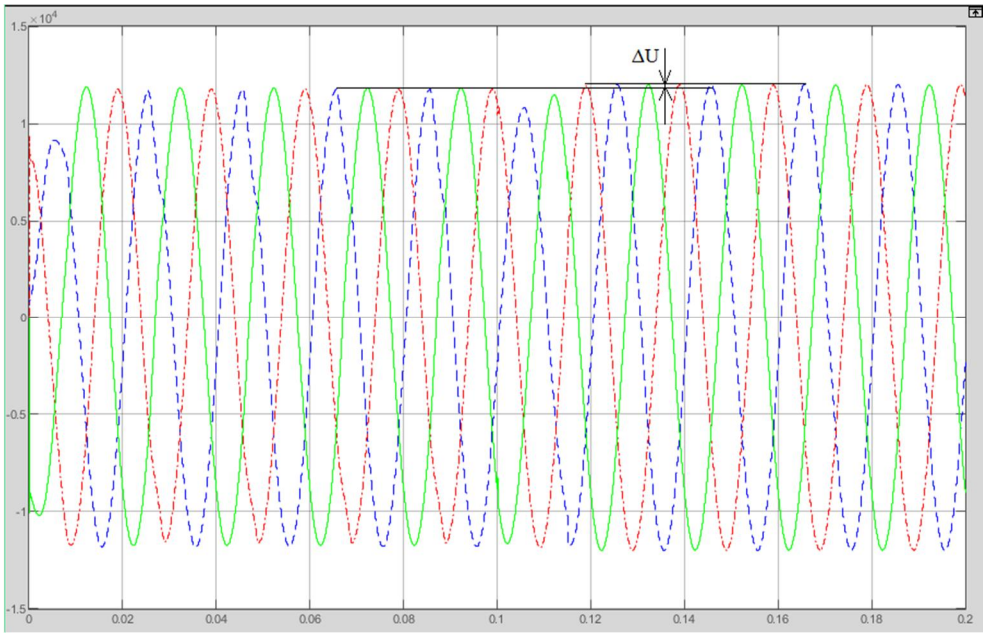


Рисунок 3 – График напряжений на трех фазах при наличии нагрузки на трансформаторе

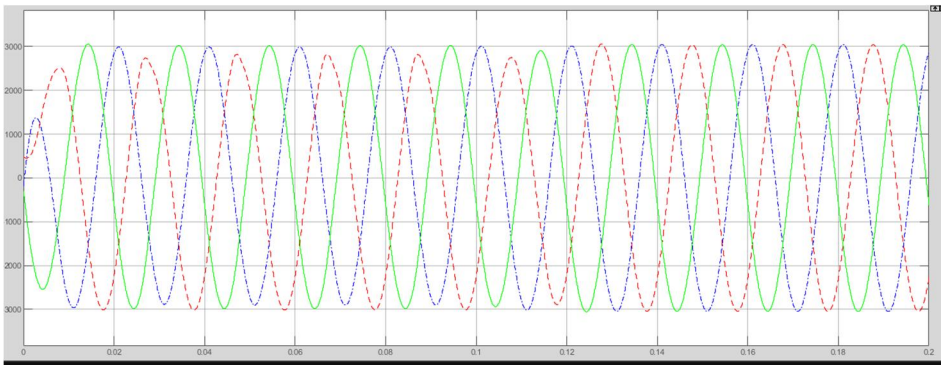


Рисунок 4 – График токов на трех фазах при наличии нагрузки на трансформаторе

Графики осциллограмм показывают, что во время переключения изменяется значение напряжения на нагрузке, при этом бросков тока и перенапряжений не наблюдается, перерывов в электроснабжении потребителя также не обнаружено, модель работает корректно. Следующий этап исследования – проверка эффективности использования разрабатываемого устройства в модели энергосистемы.

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. 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 рассмотрим на тестовой схеме электрической сети, которую предлагают разработчики программного комплекса RastrWin3 для опробования технических возможностей их среды.

Все устройства ПБВ и РПН выведены в нулевое положение для оценки влияния оптимизации коэффициентов трансформации на положение анцапф.

Оценка эффективности использования РПН с ЭК выполнена при расчете потерь электроэнергии в электрической сети путем сравнения режимом без регулирования коэффициентов трансформации и с регулированием. Величина потерь мощности в питающей сети (330 кВ) показана на рис. 5.

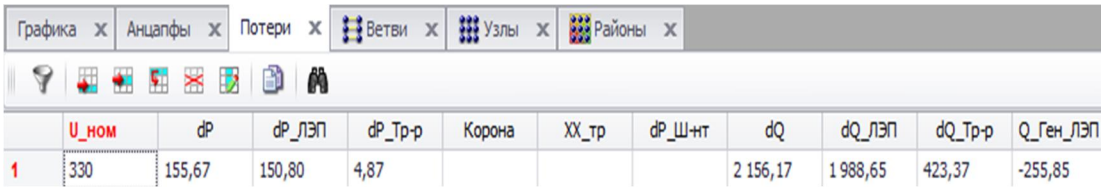
Графика | Гр/Напряжения | Анцапфы | Потери | Ветви | Узлы | Районы

	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 5 – Исходные потери в тестовой сети

Минимизация потерь в электрической сети выполнена путем оптимизации коэффициентов трансформации. Выполнено увеличение нагрузки на подстанциях (суммарно нагрузка была увеличена на 1900 МВА относительно исходного режима).

На рис. 6 представлена таблица «Потери», из которой видно, что увеличение нагрузки привело к увеличению потерь в электрической сети.

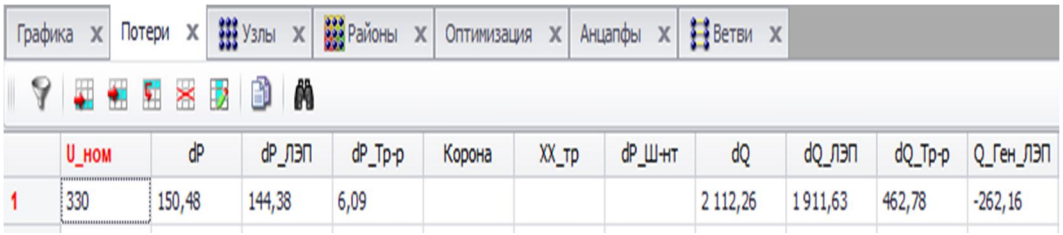


	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	155,67	150,80	4,87				2 156,17	1 988,65	423,37	-255,85

Рисунок 6 – Потери электроэнергии в результате увеличения нагрузки

Далее выполнен расчет с оптимизацией коэффициентов трансформации.

Потери после оптимизации коэффициента трансформации снизились незначительно (рис. 7): активные на 5,19 МВт или 3,334% (относительно потерь на рисунке 6), а реактивные на 43,91 Мвар или 2,037%.



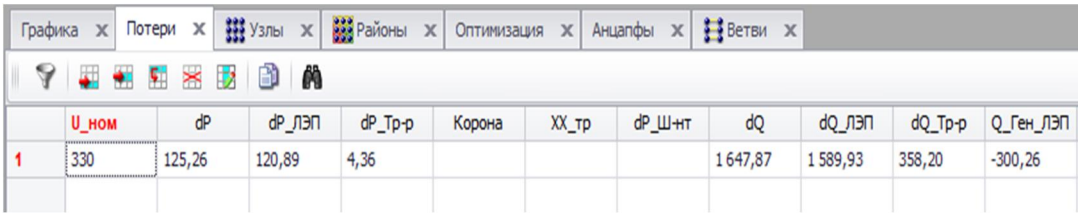
	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	330	150,48	144,38	6,09				2 112,26	1 911,63	462,78	-262,16

Рисунок 7– Потери электроэнергии после оптимизации

Далее выполнено регулирование коэффициентов трансформации на трансформаторах с ПБВ, на которых ПБВ заменили на РПН с ЭК.

Далее еще раз выполнен расчет с оптимизацией коэффициентов трансформации.

Как видно из рис. 8 потери в тестовой электрической сети снизились значительнее, чем в предыдущем опыте: активные на 30,41 МВт или 19,535% (относительно потерь на рисунке 6), а реактивные на 508,3 Мвар или 23,574%.



	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	125,26	120,89	4,36				1 647,87	1 589,93	358,20	-300,26

Рисунок 8 – Потери в электрической сети после оптимизации коэффициентов трансформации на трансформаторах с ПБВ с ЭК

Вывод. Показана корректность работы модели разрабатываемого устройства на разных классах напряжения и конфигурациях сети, а также возможность его применения при оптимизации коэффициентов трансформации силовых трансформаторов без отключения потребителей от электропитания с целью уменьшения потерь в сети

Требуется продолжение исследования работы устройства на действующем оборудовании в реальной схеме электрической сети и рассмотрение экономической эффективности от его применения с учетом стоимости производства и расчета экономии потерь электроэнергии.

Библиографический список

1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2009. – 448 с.
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. Джендубаев А.-З.Р. MATLAB, Simulink и SimPowerSystems в электроэнергетике: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки 140400.62 "Электроэнергетика и электротехника", профиль "Электроснабжение" / Джендубаев А.-З. Р., Алиев И. И. – Черкесск: БИЦ СевКавГГТА, 2014. – 136 с.

---

[1] Паркачев К.Н., студент группы ЭСм-20-1 ИРНИТУ
[2] Паркачева В.В., студент группы ЭСм-20-1 ИРНИТУ
[3] Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 620.9

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ АЭС

Пестряков М.В., Константинов Г.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
gimair14@gmail.com, kgg40@mail.ru

Введение. Всем известно, к каким бедствиям может привести авария на АЭС. Результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что создание надежных энергетических установок на ядерном топливе сегодня вполне реально. И поэтому разработка электрических машин с наибольшей степенью надежности является актуальной задачей, так как выход из строя генератора большой мощности во время эксплуатации на

АЭС оборачивается значительными экономическими потерями для народного хозяйства.

Преимущественное применение тихоходных турбогенераторов на АЭС обусловлено тем, что на АЭС вырабатывается пар с относительно низкими параметрами. Поэтому во всем мире и в нашей стране чаще всего применяют на этих станциях тихоходные (четырехполюсные) турбогенераторы.

Задача: выявить особенности проектирования турбогенераторов для АЭС.

Если проектирование высокооборотных (*3 000 об/мин*) турбогенераторов для *АЭС* практически ничем не отличается от проектирования турбогенераторов для тепловых электростанций, то проектирование тихоходных турбогенераторов (*1 500 об/мин*) предельных мощностей имеет свои особенности. Ниже рассмотрим эти особенности в сравнении с двухполюсными турбогенераторами равной мощности.

Выбор основных размеров и параметров. Обычно активная длина машины l_1 в двух- и четырехполюсном исполнении сохраняется достаточно близкой, и поэтому диаметр расточки статора четырехполюсного турбогенератора должен быть *в* $\sqrt{2}$ *раза больше*, чем у двухполюсного, т. е. при том же коэффициенте использования машины

$$D_{1(4)} = \sqrt{2} D_{1(2)}, \tag{1}$$

где D_1 – диаметр расточки статора.

Соотношение (1) является определяющим для показателей и параметров четырехполюсных турбогенераторов по сравнению с двухполюсными.

Соотношение диаметров роторов можно принять аналогично формуле (1)

$$D_{2(4)} = \sqrt{2} D_{2(2)}, \tag{2}$$

Механические напряжения от центробежных сил в роторе и бандажных кольцах пропорциональны квадрату его окружной скорости

$$\sigma_{це} = kD_2^2 n^2 . \tag{3}$$

Если учесть уже принятые соотношения (2) и (3), то механические напряжения от центробежных сил в четырехполюсных роторах

$$\sigma_{це(4)} = \frac{1}{2}\sigma_{це(2)}, \tag{4}$$

т. е. существенно снижаются.

Если предельная мощность турбогенератора будет определяться механическими свойствами поковок, а не их весом, то при одной и той же длине и одних тех же механических свойствах предельная мощность четырехполюсных турбогенераторов будет в два раза выше, чем двухполюсных.

С ростом диаметра возрастает в два раза и вес ротора. Увеличение веса поковки четырехполюсного турбогенератора является одним из основных факторов, сдерживающих развитие тихоходных машин, поскольку изготовление тяжелых отливок представляет большие трудности для металлургических заводов. В тех случаях, когда изготовление цельных поковок в связи с ограниченными возможностями производства становится невозможным, неизбежен переход на составные поковки. Это обстоятельство существенно усложняет конструкцию и технологию производства и может способствовать снижению уровня надежности работы четырехполюсных турбогенераторов.

Полюсное деление четырехполюсных машин будет составлять

$$t_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} t_{(2)}. \quad (5)$$

В этом отношении должен уменьшиться и основной поток на полюс

$$\Phi_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \Phi_{(2)}. \quad (6)$$

Учитывая, что высота спинки статора определяется допустимой индукцией в ней, получим

$$h_{c1(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} h_{c1(2)}. \quad (7)$$

Ориентировочно высота спинки сердечника статора для двухполюсных турбогенераторов

$$h_{c1(2)} = 0,45 D_{2(2)}. \quad (8)$$

Поскольку величина воздушного зазора δ, при прочих равных условиях, пропорциональна полюсному делению τ, для четырехполюсных турбогенераторов будем иметь

$$d_{(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} d_{(2)}. \quad (9)$$

Высота паза статора $h_{n1(2)}$ у двухполюсного турбогенератора ориентировочно составляет *0,18* D_1. Для четырехполюсных турбогенераторов при сохранении высоты паза

$$h_{n1(4)} = \frac{0,18}{\sqrt{2}} D_{2(2)}. \quad (10)$$

Величина воздушного зазора для двухполюсного турбогенератора приближенно

$$d_{(2)} = 0,075 D_{2(2)}. \quad (11)$$

Внешний диаметр активной стали D_a:

– при 2p = 2

$$D_{a(2)} = \left(1 + 2 \times 0,075 + 2 \times 0,18 + 2 \times 0,45\right) \times D_{2(2)} = 2,41 \times D_{2(2)}; \quad (12)$$

– при 2p = 4

$$D_{a(4)} = \left(\sqrt{2} + 2\times\frac{0,075}{\sqrt{2}} + 2\times 0,18 + 2\times\frac{0,9}{\sqrt{2}}\right)\times D_{2(2)} = 2,51\cdot D_{2(2)}; \quad (13)$$

Откуда $D_{a(4)} = 1,04D_{a(2)}$, т.е. изменение $D_{a(4)}$ по сравнению с $D_{a(2)}$ практически несущественно. При этом условии вес сердечника четырехполюсного турбогенератора будет составлять ориентировочно

$$G_{c(4)} = \frac{D_{a(4)}^2 - D_{1(4)}^2}{D_{a(2)}^2 - D_{1(2)}^2} = 0,97G_{c(2)}. \quad (14)$$

Учитывая реальное соотношение между весом ротора и статора, можно заключить, что общий вес четырехполюсного генератора

$$G_{\text{å}\ (4)} \approx 1,2G_{\text{å}\ (2)}. \quad (15)$$

Маховый момент ротора пропорционален четвертой степени диаметра и поэтому для четырехполюсного турбогенератора $GD_{(4)}^2 = 4D_{(2)}^2$.

Однако механическая постоянная обеих машин будет одинаковой, поскольку кинетическая энергия вращающегося ротора пропорциональна квадрату скорости вращения

$$T_{(4)} = T_{(2)}. \quad (16)$$

При одинаковой в обоих случаях плотности тока в обмотке статора

$$j_{1(4)} = j_{1(2)}. \quad (17)$$

Вес меди в пазовой части обмотки статора должен быть у четырехполюсной машины

$$G_{пм1(4)} = \sqrt{2}G_{пм1(2)}. \quad (18)$$

Вес меди в лобовой части обмотки статора практически сохраняется

$$G_{лм1(4)} = G_{лм1(2)}. \quad (19)$$

Учитывая реальные соотношения между весом меди в пазовой и лобовой частях обмотки, для мощных турбогенераторов (*1/0,5*) будем иметь

$$G_{м1(4)} = 1,3G_{м1(2)}. \quad (20)$$

При сохранении постоянной относительной площади пазов ротора вес меди ротора от активного цилиндра с внутренним диаметром $D_{ц} = 0,5D_{2(4)}$ составит

$$G_{м2(4)} = 2G_{м2(2)}. \quad (21)$$

Отсюда следует, что плотность тока в обмотке ротора

$$j_{2(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}}\, j_{2(2)}. \quad (22)$$

Возможность снижения плотности тока в обмотке ротора является особенностью четырехполюсных турбогенераторов.

При одинаковом объеме тока в пазу число пазов статора в четырехполюсном турбогенераторе должно возрасти пропорционально диаметру расточки, т. е. $Z_{1(4)} = \sqrt{2} Z_{1(2)}$; при тех же условиях число пазов ротора составит $Z_{2(4)} = \sqrt{2} Z_{2(2)}$.

Индуктивное сопротивление пазового рассеяния обмотки статора X^*_{n1} можно представить в виде

$$X^*_{n1} = k \times \frac{A}{B_d} \times \frac{h_{n1}}{t}. \quad (23)$$

Поскольку $t_{(4)}$ уменьшается в $\sqrt{2}$ раза, то для $X^*_{n1(4)}$ будем иметь

$$X^*_{n1(4)} = \sqrt{2} X^*_{n1(2)}. \quad (24)$$

Индуктивное сопротивление лобового рассеяния, наоборот, имеет тенденцию к снижению, так как

$$X_{л1} = k \times \frac{A}{B_d} \times \frac{t}{l_1} \quad (25)$$

и следовательно

$$X_{л1(4)} = \frac{1}{\sqrt{2}} X_{л1(2)}. \quad (26)$$

Имея в виду реальные соотношения в мощных турбогенераторах $(X_{n1} \; ? \; X_{л1})$, будем иметь для индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора $X_{s1(4)} \approx 1,3 X_{s1(2)}$, откуда также следует, что индуктивные переходные и сверхпереходные сопротивления будут в таком же соотношении

$$X'_{d(4)} \approx 1,3 X'_{d(2)}, \quad (27)$$

$$X''_{d(4)} \approx 1,3 X''_{d(2)}. \quad (28)$$

Тенденция к увеличению индуктивных сопротивлений рассеяния является отличительной особенностью четырехполюсных турбогенераторов.

Поскольку реакция якоря и величина воздушного зазора уменьшается одинаковым способом, то *ОКЗ* (4) = *ОКЗ* (2) и $X_{d(4)} \approx X_{d(2)}$.

Таким образом, в четырехполюсном турбогенераторе при уменьшении частоты вращения ротора в два раза, по сравнению с двухполюсным. увеличивается в $\sqrt{2}$ диаметр расточки статора, диаметр ротора, число пазов статора и ротора. Полюсное деление, основной поток на полюс, высота спинки статора, величина воздушного зазора, плотность тока в обмотке ротора, наоборот, уменьшаются в $\sqrt{2}$. Механические напряжения от центробежных сил в роторе и в его деталях (валу, бандажных кольцах, пазовых клиньях) уменьшаются примерно в 2 раза. При этом наружные габариты двух и четырехполюсных машин практически одинаковы; соответственно

сохраняются на одном и том же уровне, в отличие от роторов, и массы статоров.

Библиографический список

1. Константинов Г.Г. Турбогенераторы для тепловых и атомных станций: учеб. пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2020. – 316 с.
2. Извеков В.И. и др. Проектирование турбогенераторов - М: Изд-во МЭИ, 2005. – 440с.
3. https://studfile.net/preview/2715362/page:4
4. https://ru.wikipedia.org/wiki
5. https://v-nayke.ru

Пестряков М.В., обучающийся, гр. ЭСб-19-2, ИРНИТУ
Константинов Г.Г., профессор каф. Э и ЭТ, ИРНИТУ

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Пикалов А.И.[1], Тигунцев С.Г.[1]

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. В электроустановках рабочим напряжением 6-35 кВ с изолированной нейтралью, при повреждении или нарушении изоляции, падении провода и т.д. возникает замыкание на землю. Режим однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью аварийным не является. Следовательно, автоматического отключения поврежденного участка электрической сети не предполагается.

Отыскание однофазного замыкания оперативным персоналом осуществляется методом поочередных отключений присоединений после появления сигнала релейной защиты о наличии повреждения [1]. Поочередно отключают присоединения, запитанные от секции (системы) шин, где трансформатор напряжения показывает наличие напряжения нулевой последовательности, а также присоединения участков электрической сети, которая электрически связана с этой секцией (системой) шин.

Основная задача релейной защиты в этом случае состоит в определении момента возникновения повреждения и определении поврежденной линии.

Для исключения поочередного отключения оперативным персоналом присоединений, предлагается подключать к секции резисторы, соединенные в звезду с заземленной нейтральной точкой.

Известен способ определения места ОЗЗ в сетях 6-35 кВ электрических систем с изолированной нейтралью. Способ предполагает подключение в резервной (стандартной) ячейке распределительного устройства, она же коммутирующая ячейка, высоковольтного балластного сопротивления (бэтеловый резистор) к конкретной фазе [2].

Сущность предлагаемого метода определения поврежденной линии при ОЗЗ заключается в кратковременном подключении бэтеловых резисторов, соединенных звездой с заземленной нейтралью, одновременно ко всем фазам секциии при появлении сигнала о наличии ОЗЗ. Резисторы устанавливаются в резервной ячейке секции шин распределительного устройства, в которой есть высоковольтные выключатели для трех фаз.

Предметом данной работы являются процессы в трех линиях электропередачи 10 кВ. Цель исследования – повышение надежности отключения ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью.

Математическая модель. Решение задачи показано на трехфазной модели трех линий с использованием балластных сопротивлений путем моделирования различных УР заданных для определения конкретной поврежденной линии при ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью. Решение выполняется с помощью специализированного ПВК для расчета УР в ФК методом узловых напряжений [3]. Схема замещения трех исследуемых линий представлена на рис. 1.

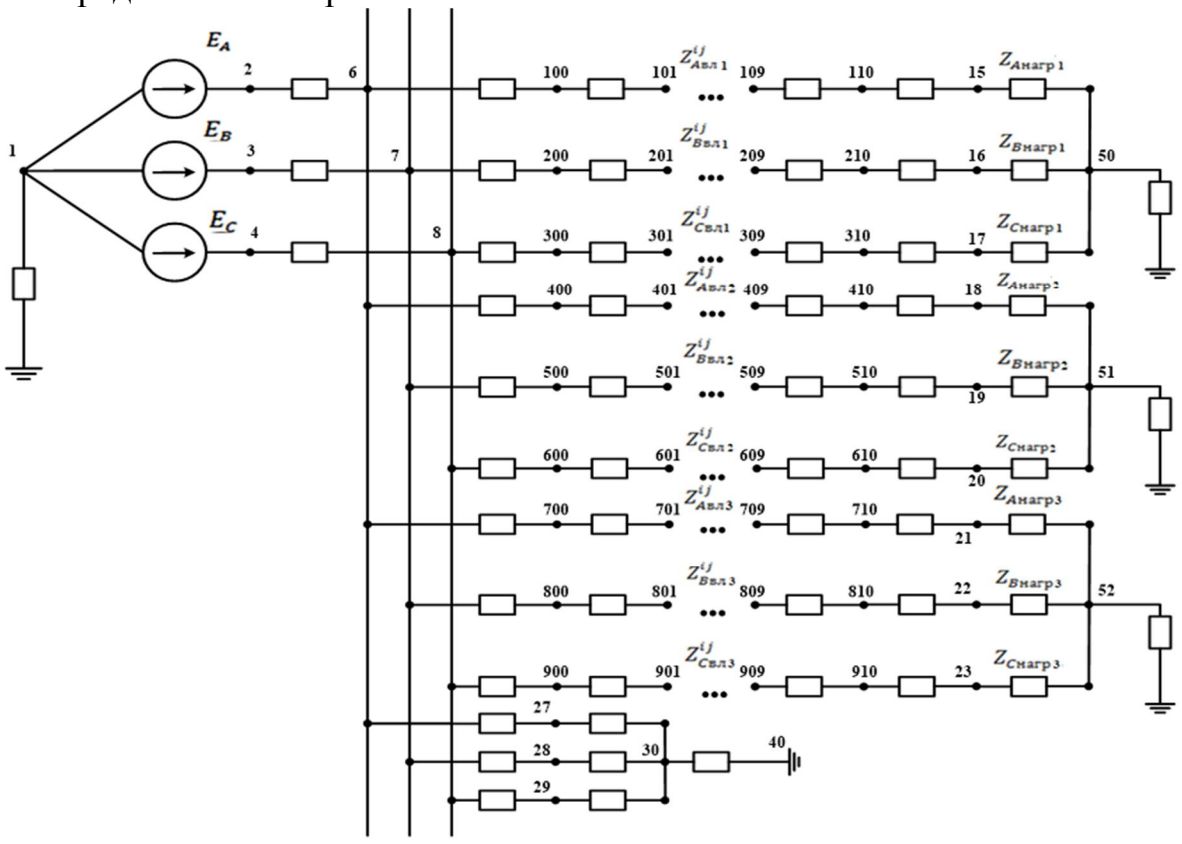


Рисунок 1 – Схема замещения исследуемой сети

Сопротивления в узлах 1, 50, 51 и 52 заданы большой величины по условиям сети с изолированной нейтралью для обеспечения работы ПВК.

В ходе выполнения работы смоделированы нормальный режим и УР при ОЗЗ фазы «А» одной из линий с использованием балластных сопротивлений.

Моделирование балластных сопротивлений выполняется посредством добавления в исходные данные информации по каждой фазе с учетом выключателей (рис. 2).

```
6       27      0       0.01    0       0
7       28      0       0.01    0       0
8       29      0       0.01    0       0
27      30      200     0.01    0       0
28      30      200     0.01    0       0
29      30      200     0.01    0       0
30      0       1       0       0       0
```

Рисунок 2 – Моделирование балластных сопротивлений в ПВК

В ПВК для расчета УР в ФК все линии представлены участками по 1 км, для которых заданы значения продольных активных и индуктивных сопротивлений, и значения сопротивлений взаимоиндукции между фазными проводами (рис. 3). В узлах фазных проводов заданы емкостные сопротивления на точку нулевого потенциала («земля») и емкостные сопротивления между каждыми парами узлов [4].

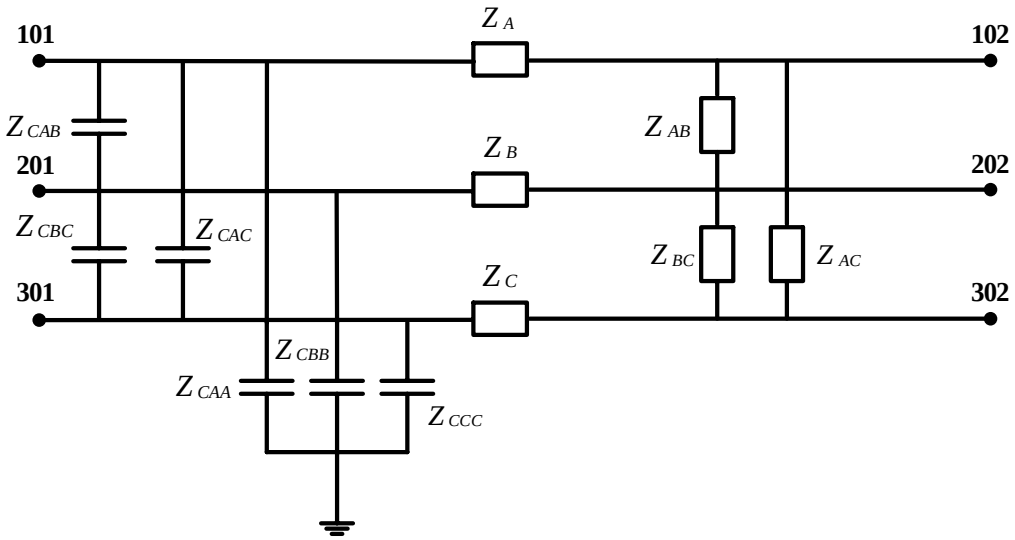


Рисунок 3 – Схема замещения первой линии

В итоге каждая фаза исследуемых линий представляет собой 10 участков по 1 км и 11 узлов, между которыми распределены эти участки. Например, провод фазы А первой линии представлен узлами с 100 по 110 и участками 100-101, 101-102 и т.д. (рис. 4).

```
100     101     0.57    0.779   0       0
101     102     0.57    0.779   0       0
102     103     0.57    0.779   0       0
103     104     0.57    0.779   0       0
104     105     0.57    0.779   0       0
105     106     0.57    0.779   0       0
106     107     0.57    0.779   0       0
107     108     0.57    0.779   0       0
108     109     0.57    0.779   0       0
109     110     0.57    0.779   0       0
```

Рисунок 4 – Исходные данные продольных сопротивлений для фазы «А» в ПВК

Между проводами заданы емкостные сопротивления и сопротивления взаимоиндукции. Также заданы емкостные сопротивления между проводами и землей.

Замыкание на землю фазного провода «А» первой линии в ПВК выполняется посредством добавления в исходные данные программы строки, моделирующей ОЗЗ. ОЗЗ произведено в узле 106 (рис. 5).

```
100     101     0.57    0.779   0       0
101     102     0.57    0.779   0       0
102     103     0.57    0.779   0       0
103     104     0.57    0.779   0       0
104     105     0.57    0.779   0       0
105     106     0.57    0.779   0       0
106     0       5       0.01    0       0
106     107     0.57    0.779   0       0
107     108     0.57    0.779   0       0
108     109     0.57    0.779   0       0
109     110     0.57    0.779   0       0
```

Рисунок 5 – Моделирование замыкания на землю фазного провода «А»

Вычислительный эксперимент. При моделировании нормального режима и УР при ОЗЗ первой линии электропередачи были получены результаты токов и напряжений с учетом и без учета балластных сопротивлений (табл. 1 – табл. 3).

Таблица 1

Нормальный режим

№ линии	Токи, А			Напряжения, В		
	I_A	I_B	I_C	U_A	U_B	U_C
1	59,7	59,9	59,8	6422,5	6300,6	6179,1
2	59,7	59,9	59,8	6422,5	6300,6	6179,1
3	59,7	59,9	59,8	6422,5	6300,6	6179,1

Таблица 2

Аварийный режим без использования балластных сопротивлений

№ линии	Токи, А			Напряжения, В		
	I_A	I_B	I_C	U_A	U_B	U_C
1	60,7	60,6	59,2	33,6	10518	10505,4
2	59,7	60,6	59	78,2	10532	10480,5
3	59,7	60,6	59	78,2	10532	10480,5

Таблица 3

Аварийный режим с использованием балластных сопротивлений

№ линии	Токи, А			Напряжения, В		
	I_A	I_B	I_C	U_A	U_B	U_C
1	139	59,6	59,3	290,4	9865	9978
2	59,6	60,6	59,1	611	9761	10050
3	59,6	60,6	59,2	611	9761	10050

При анализе результатов моделирования было выявлено, что при замыкании на землю фазы «А» первой линии результаты тока поврежденной фазы практически не отличаются от результатов токов неповрежденных фаз остальных линий. Из этого следует, что в случае такого УР отыскание ОЗЗ оперативным персоналом будет затруднённым и потребует поочерёдного отключения присоединений, запитанных от системы шин.

Чтобы обеспечить точное определение поврежденной линии при ОЗЗ без проведения поочерёдного отключения присоединений, предлагается кратковременно подключить балластные сопротивления к резервной ячейке секции шин распределительного устройства, в котором есть замыкание на землю.

Исходя из полученных результатов токов и напряжения при включении балластных сопротивлений, можем наблюдать, что ток поврежденной фазы первой линии существенно отличается от токов неповрежденных фаз остальных линий. Следовательно, в случае ОЗЗ какой-либо фазы одной из линий, устройства релейной защиты зафиксируют и отключат поврежденную линию без потери остальных.

Результаты. После анализа результатов, полученных в ходе выполнения данной исследовательской работы, можно сделать вывод, что предложенный метод определения конкретной поврежденной линии в сетях с изолированной нейтралью, является эффективным. Внедрение данного метода позволит исключить отключение всех потребителей при отыскании места повреждения, что, в свою очередь, повысит надежность снабжения потребителей электрической энергией, а также сократит трудозатраты и затраты финансовых ресурсов.

Библиографический список

1. СТО 34.01-4.1-001-2016 Устройства определения места повреждения воздушных линий электропередачи
2. https://patenton.ru/patent/RU2685746C1
3. https://www.researchgate.net/publication/286928322_Rascet_rezimov_elektroenergeticeskih_sistem_v_faznyh_koordinatah
4. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д. Л. 3-е издание, 2009г. , 392 стр., изд-во: НЦ ЭНАС

Пикалов А.И., студент гр. ЭСм-21-1 ИРНИТУ; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

АСИНХРОННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Пионкевич В.А., Беляев Р.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

С самого начала своей истории человечество старалось рационально использовать природные ресурсы, но запасы органического топлива на нашей планете не бесконечны. Именно по этой причине человечество научилось использовать энергию возобновляемых и экологически чистых источников энергии. Использование таких источников в некоторых ситуациях более практично и рационально. В первую очередь, это электроснабжение децентрализованных регионов России, то есть регионов, достаточно удаленных от центральных электрических сетей, а это около 70% территории страны. В этом случае становится экономически выгоднее построить собственную изолированную систему электроснабжения, чем использовать линии электропередачи с возможностью получения электрической энергии из централизованной системы электроснабжения. В последнее время наблюдается тенденция к увеличению использования возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии за счет экологически чистой энергии. Ветер является одним из важных возобновляемых источников энергии.

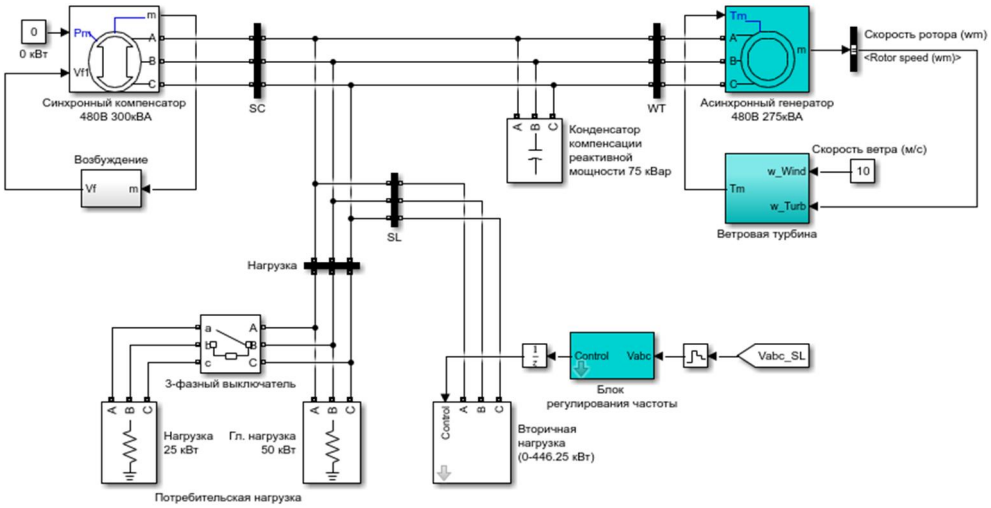


Рисунок 1 – Схема ветровой установки

В этой статье представлена общая модель ветроэнергетической установки (ВЭУ) с асинхронным генератором (АГ) без накопителя энергии. Эта технология была разработана для снижения затрат на передачу электроэнергии в отдаленные северные населенные пункты. В данной модели

используется синхронная машина с параметрами 480 В, 300 кВА. Ветряная турбина, приводимая в действие асинхронный генератор 480 В, 275 кВА, электрическую нагрузку мощностью 50 кВт и переменную вторичную нагрузку (от 0 до 446,25 кВт) [1].

Принцип работы ВЭУ. Особенность АГ заключается в возможности работать со скольжением, поэтому механический момент будет отрицательным. АГ потребляет реактивный намагничивающий ток значительной величины, поэтому для его работы устанавливается дополнительный конденсатор мощностью 75 кВАр.

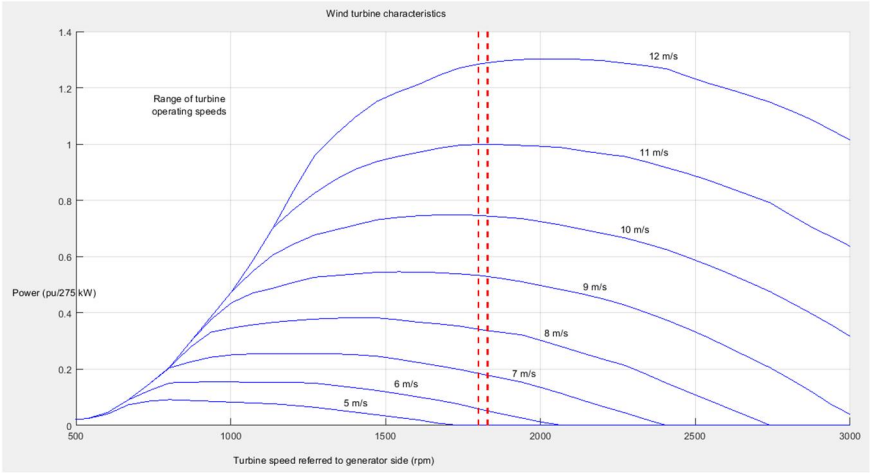


Рисунок 2 – Характеристика ветротурбины

При достаточной скорости ветра ветряная турбина и асинхронный генератор обеспечивают выработку достаточного количества энергии для питания нагрузки. В этом случает синхронная машина не включается в работу, а выполняет роль синхронного компенсатора с системой возбуждения.

Синхронный генератор необходим для выработки электрической энергии при низких скоростях ветра. Если скорость ветра достаточна для обеспечения нагрузки электрической энергией, то генератор отключается, и машина используется как синхронный компенсатор [2].

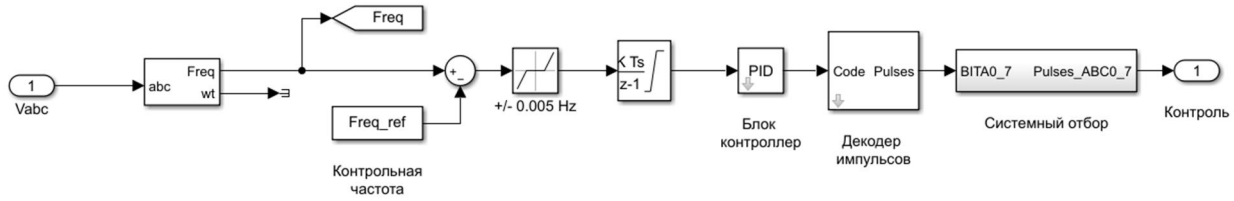


Рисунок 3 – Модель блока дискретного частотного регулятора

Активная нагрузка мощностью 25 кВт коммутируется трехфазным выключателем. Блок вторичной нагрузки представляет собой восемь трехфазных резисторов, соединенных с тиристорными ключами типа GTO. Нагрузка может варьироваться от 0 до 446,25 кВт. Блок дискретного частотного регулятора контролирует частоту, формирует выходной сигнал, с

помощью которого устанавливается требуемая мощность вторичной нагрузки.

Если скорость ветра будет равна 10 м/с, то согласно характеристикам турбины (рис. 2) выходная мощность турбины составит 206 кВт. Из-за асинхронных потерь машины турбина выработает 200 кВт (рис. 3). Основная нагрузка будет потреблять 55 кВт, вторичная нагрузка 145 кВт для поддержания постоянной частоты 60 Гц. При t = 0,2 с включается дополнительная нагрузка мощностью 25 кВт. Частота падает до 59,85 Гц, и регулятор частоты реагирует на уменьшение мощности, потребляемой вторичной нагрузкой, чтобы восстановить частоту на уровне 60 Гц.

Подключение дополнительной активной нагрузки мощностью 25 кВт позволяет учитывать использование различных потребителей, например, трансформаторов, асинхронных двигателей, индукционных печей промышленной частоты для плавки металлов, а также преобразовательных установок, которые широко применяются в промышленности (рис. 4, 5) [3].

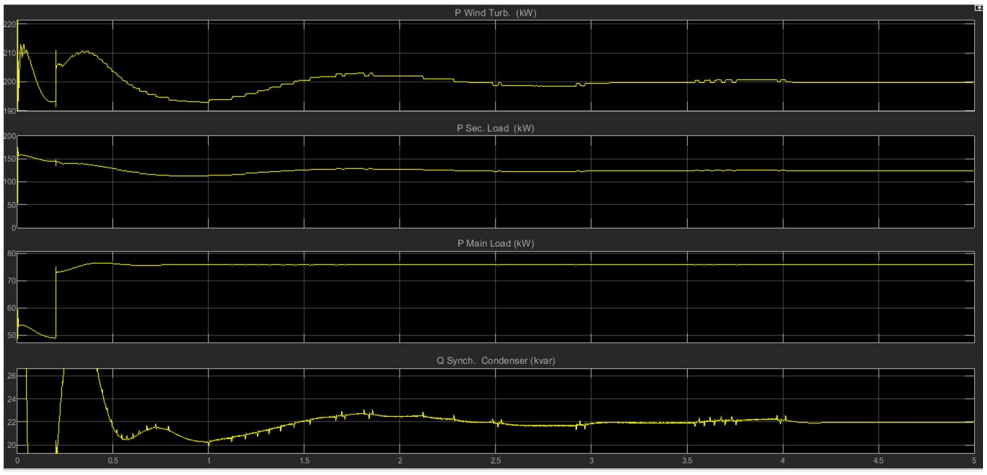


Рисунок 4 – Осциллограмма мощностей

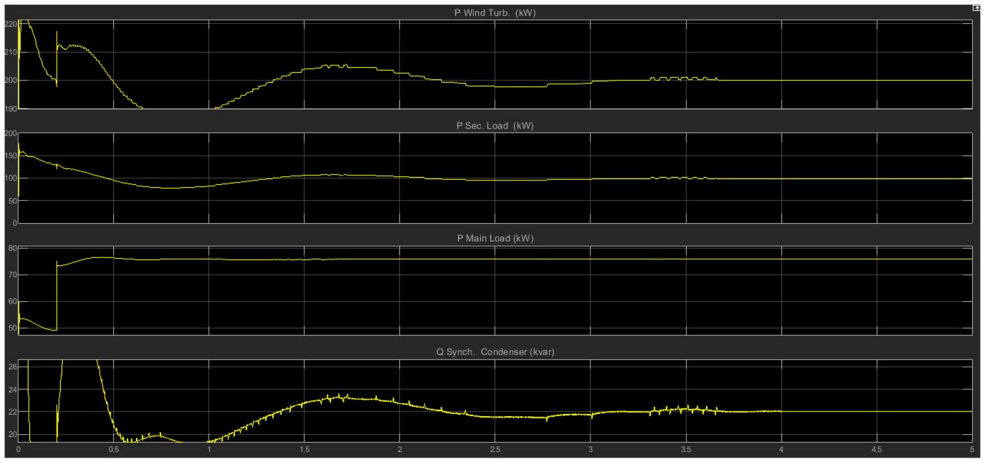


Рисунок 5 – Осциллограмма мощностей

В России развитие возобновляемых источников энергии является стратегической задачей, выполнение которой должно постепенно увеличивать долю использования ВИЭ в Российской энергетике.

Возобновляемые источники энергии не способны обеспечить бесперебойное и надежное электроснабжение, потому что извлекаемая природная энергия сильно зависит от быстро меняющихся климатических условий, которые очень трудно прогнозировать.

Библиографический список

1. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network [Электронный ресурс]. – URL: https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/wind-turbine-asynchronous-generator-in-isolated-network.html
2. M.Mohammadha Hussaini1, Dr. R. Anita Power Quality Analysis in Wind Power Generation Using Sliding Mode Control IACSIT International Journal of Engineering and Technology, Vol.2, No.5, October 2010
3. L. Mott (NPS), B. Saulnier (IREQ) "Commercial Wind-Diesel Project, St. Paul Island, Alaska" 14th Prime Power Diesel Inter-Utility Conference, May 28-June 2, Winnipeg, Manitoba, Canada.

---

[1] Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ ИрНИТУ
[2] Беляев Р.Н. обучающийся гр. ВЭАм-20-1

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Пионкевич В.А., Беляев Р.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Изолированная система электроснабжения – это комплексная система, которая состоит из оборудования, обеспечивающего производство и преобразование электрической энергии до параметров, соответствующих техническим характеристикам электрической сети потребителей, вне зависимости от внешних сетей электроснабжения.

В современных условиях, учитывая возросшие требования потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, появление в структуре генерации источников с нестационарной выработкой мощности, возможности широкого использования накопителей электрической энергии, возможности управления электропотреблением, требуется принципиальная модернизация методологии и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения. Актуальным новым аспектом методологии обоснования развития изолированных систем электро-

снабжения является учет факторов и условий, реализующих принципы, методы и средства управления, обеспечивающие активность рассматриваемых систем электроснабжения. При этом под активностью систем электроснабжения понимается их способность к автоматическому самовосстановлению схемы и поддержанию требуемых значений параметров режима действием соответствующих систем управления установками распределенной генерации и реконфигурацией электрической сети [1].

К автономным системам электроснабжения предъявляются следующие основные требования:

– безопасность;

– экологичность;

– параметры вырабатываемой электроэнергии по качеству должны отвечать требованиям ГОСТ;

– обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей.

Кроме основных требований есть и специфические требования к автономным системам электроснабжения:

– обладать технико-экономическими характеристиками, соизмеримыми с установками традиционной энергетики;

– соответствовать полной автоматизации технологического процесса производства электроэнергии.

Принцип работы ДГУ. Основной принцип работы дизель-генераторных установок можно описать следующим образом:

– В результате сгорания сжатого дизтоплива образуется энергия расширения газов. В процессе переработки этой энергии с помощью кривошипно-шатунного механизма, появляется механическая энергия вращения коленчатого вала;

– Начинает двигаться ротор генератора. При вращении ротора возбуждается электромагнитное поле, в результате чего создается электродвижущая сила (ЭДС);

– ЭДС создает напряжение. Это напряжение, стабилизируемое с помощью устройства управления, подается к потребителю. Под параллельной работой ДГУ понимается выработка электроэнергии двумя или более ДГУ на общую нагрузку [2].

Дизель приводит во вращение ротор генератора. Частота напряжения на выходе генератора пропорциональна частоте вращения ротора, а значение напряжения пропорционально току возбуждения генератора. Регулятор частоты вращения определяет частоту выходного напряжения и, воздействуя на органы управления дизеля, поддерживает постоянной частоту вращения вала дизеля, обеспечивая тем самым стабилизацию частоты выходного напряжения во всех режимах работы. Регулятор напряжения путем воздействия на ток возбуждения генератора поддерживает значение

выходного напряжения близким к заданному при всех допустимых нагрузках [3].

Установка состоит из активной и реактивной нагрузки (двигатель) (см. рис. 1). Питается напряжением 25 кВ от распределительной сети через трансформатор мощностью 6 МВА 25/2400 кВ и от ДГУ (рис. 2).

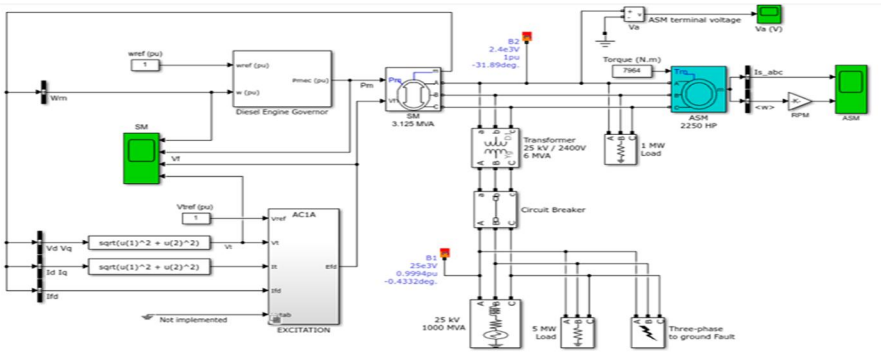


Рисунок 1 – Схема ДГУ

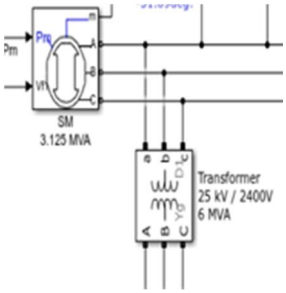


Рисунок 2 – Трансформатор и генератор

Сеть 25 кВ моделируется эквивалентным источником питания с уровнем короткого замыкания 1000 МВА и нагрузкой 5 МВт (рис. 3).

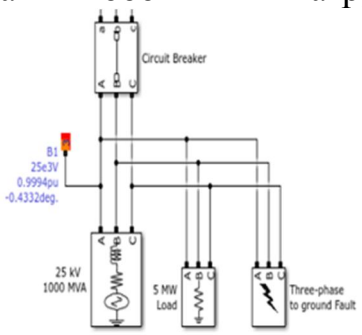


Рисунок 3 – Источник питания и нагрузка

В системе 25 кВ происходит трехфазное короткое замыкание, которое приводит к отключению выключателя (рис. 3).

Результаты моделирования, полученные с использованием различных систем возбуждения, демонстрируют достаточно высокий уровень устойчивости системы. Стабилизация напряжения достигается менее чем за 3 с. с регулятором возбуждения AC1A [4].

В данной схеме после устранения короткого замыкания, а также для всех моделей возбуждения, механическая мощность синхронной машины увеличивается с начального значения 0 о.е. до конечного значения 0,80 о.е. Частота вращения двигателя кратковременно снижается с 1789 об/мин до 1635 об/мин, затем она восстанавливается до номинального значения (рис. 4).

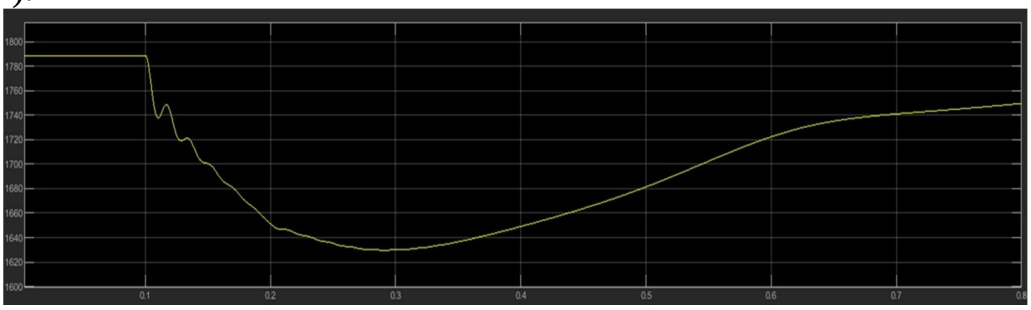


Рисунок 4 – Осциллограмма частоты вращения вала двигателя

Основную часть малой энергетики России составляют дизельные электростанции, которые отвечают требованиям, предъявляемым к системам автономного электроснабжения потребителей. Дизельные электростанции имеют ряд преимуществ перед другими типами источников энергии:

– высокий КПД;

– быстрота пуска и высокая маневренность;

– возможность длительной работы без технического обслуживания и полная автоматизация технологических процессов;

– компактность, простота в управлении и техническом обслуживании, что позволяет обходиться минимальным количеством обслуживающего персонала;

– малая потребность в строительных объемах, быстрый монтаж оборудования и строительства зданий;

Все эти достоинства дизельных электростанций делают их главным источником энергии в изолированных системах электроснабжения на сегодняшний день.

Библиографический список

1. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. Т.21.№5.С

2. Повышение эффективности использования дизель-генераторных установок в автономных системах электроснабжения [Электронный ресурс] URL: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/27351/1/TPU165314.pdf

3. Регулирование напряжения дизель генератора [Электронный ресурс] URL: https://dmsht.ru/regulirovanie-napryazheniya-dizel-generatora/
4. Emergency Diesel-Generator and Asynchronous Motor [Электронный ресурс] URL: https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/emergency-diesel-generator-and-asynchronous-motor.html

[1] Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ ИрНИТУ
[2] Беляев Р.Н. обучающийся гр. ВЭАм-20-1

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ С ВЕКТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

Пионкевич В.А.[1], Пузанов И.А.[2]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Целью данной работы является разработка, исследование и последующая актуализация некоторых Simulink-моделей асинхронных электроприводов [1]. Изначально модели создавались с использованием Matlab 6.0 в среде «Matlab 6.0 – Simulink». Используя только текстовое описание моделей и визуальное изображения блоков, нельзя в современных версиях Matlab набрать модель и получить по результатам моделирования осциллограммы [1-3].

Первая модель – модель асинхронного привода с токовым управлением приведена на рис. 1.

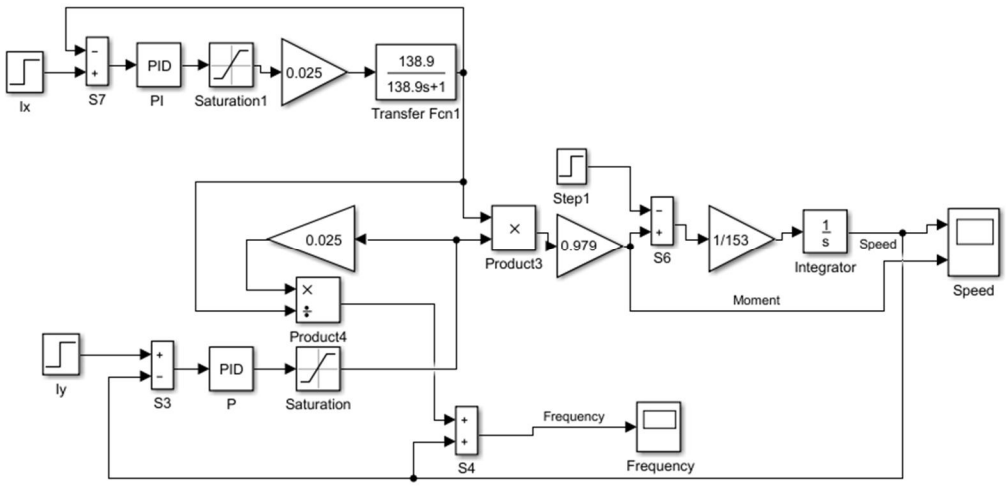


Рисунок 1 – Модель асинхронного привода с токовым управлением

Модели составлены из стандартных блоков пакета Matlab-Simulink. В системе имеется два канала – один определяет поток в машине, другой - момент. В канале потока присутствует ПИ-регулятор, в канале скорости П-

регулятор. Коэффициенты передачи регуляторов выбраны так, чтобы постоянная времени в канале потока была на порядок меньше постоянной времени в канале управления скоростью. Сигналы, создаваемые блоками «Ix» и «Iy» являются управляющими. Блок «Saturation» учитывает насыщение магнитопровода машины.

На рис. 2, 3 получены результаты моделирования переходных процессов системы по моменту и скорости. Анализ осуществляется при тех же параметрах асинхронной машины. Блоком «Step1» задается момент времени и величина, на которую изменяется величина момента электропривода.

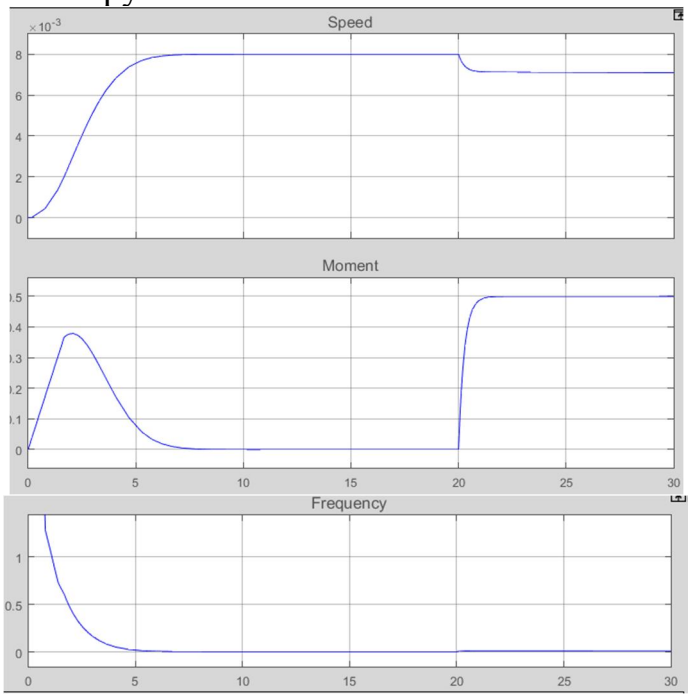


Рисунок 2 – Результаты моделирования асинхронного привода с токовым управлением

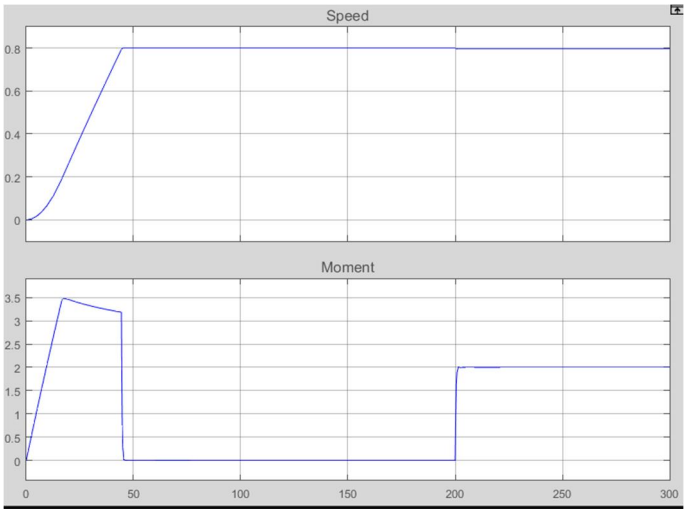


Рисунок 3 – Результаты моделирования асинхронного привода с токовым управлением

Для получения результата моделирования системы по моменту и скорости, в блоке «Iy» изменяется значение параметра «Final value» с 0,008 на 0,8 с. В блоке «Step1» параметр «Step time» изменяется с 20 до 200 с, параметр «Final value» с 0,5 до 2 о.е. Время моделирования составило 30 с. На выходе инвертора определяется частота. Частота необходима при использовании моделей, в которых реализуется необходимые преобразования координат, и учитываются особенности инвертора.

Во второй модели функционально реализован «токовый коридор» при использовании инвертора напряжения, выходная частота инвертора определяется из выражения:

$$\begin{gathered} k_R r_R i_{Sx} = \frac{1}{\bar{T}_R}(1 + \bar{T}_R s)\bar{\Psi}_{Rx} \\ k_R r_R i_{Sy} = (\alpha + pu)\bar{\Psi}_{Rx} \\ m = k_R r_{Rx} i_{Sy} \\ \bar{T}_R su = m - m_H \end{gathered} \quad (1)$$

Модель приведена на рис. 4. В модели реализована вращающаяся система координат, ориентированная по потокосцеплению ротора. Регуляторы в канале потокосцепления и скорости имеют те же параметры, как и в модели на рис. 1. Модель содержит подсистему AKZ, в которой реализована ШИМ во вращающейся системе координат.

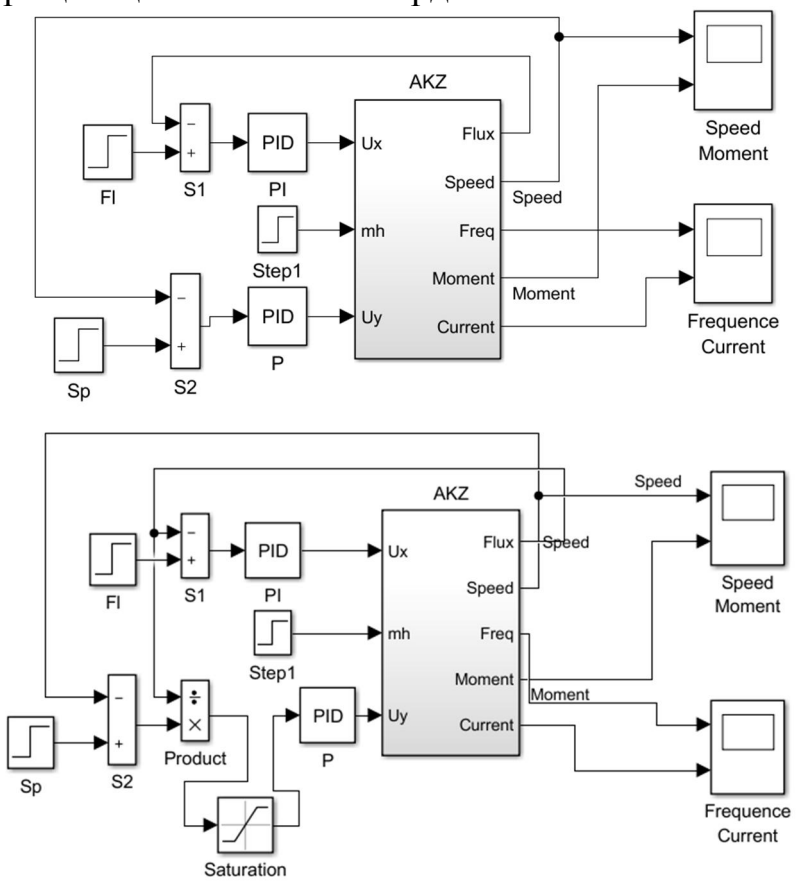


Рисунок 4 – Модель асинхронного электропривода с «токовым коридором»

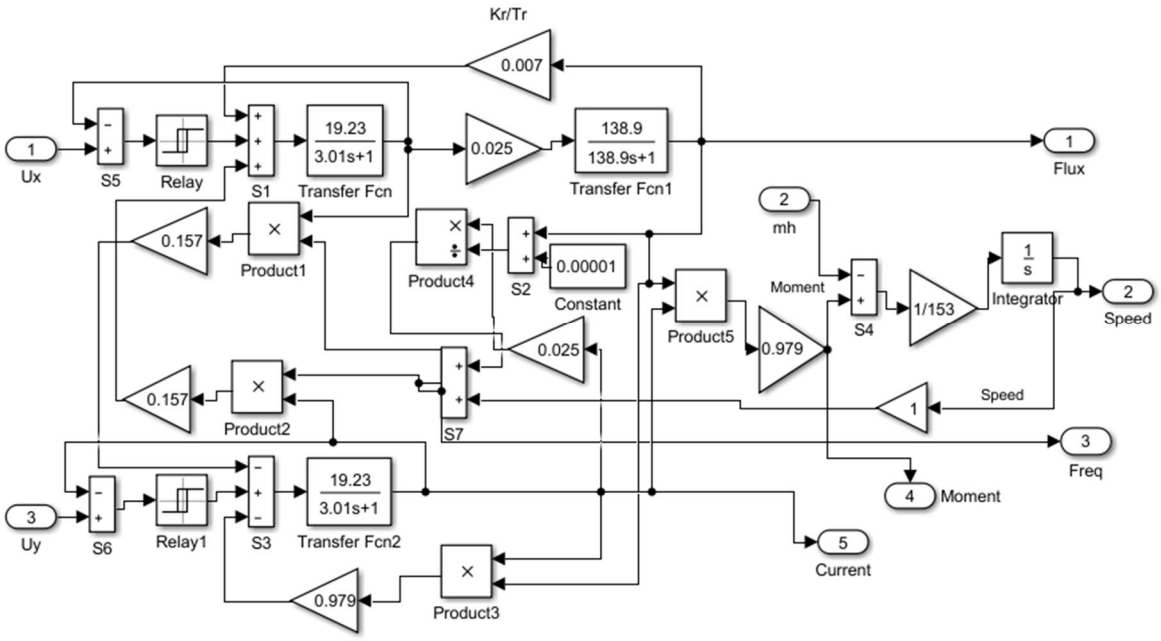


Рисунок 5 – Модель системы инвертор – АКЗ с реализацией «токового коридора» во вращающейся системе координат

Из рисунка видно, что «токовый коридор» реализован с использованием релейных элементов и отрицательной обратной связи по току. Результаты моделирования асинхронного привода с «токовым коридором» иллюстрирует рис. 6.

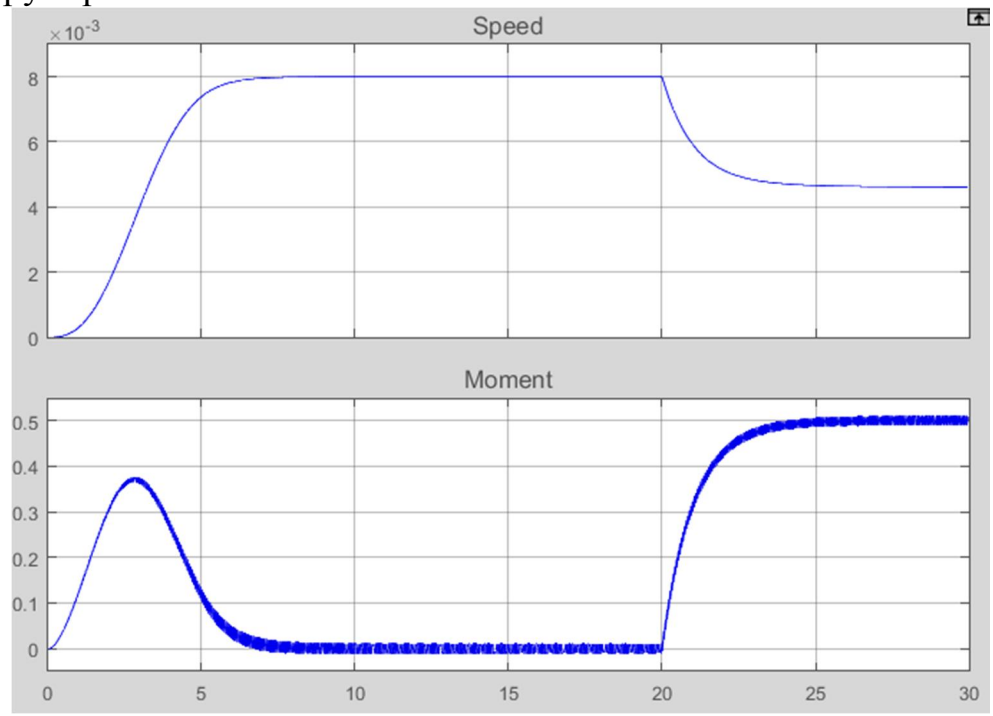


Рисунок 6 – Результаты моделирования асинхронного привода с «токовым коридором»

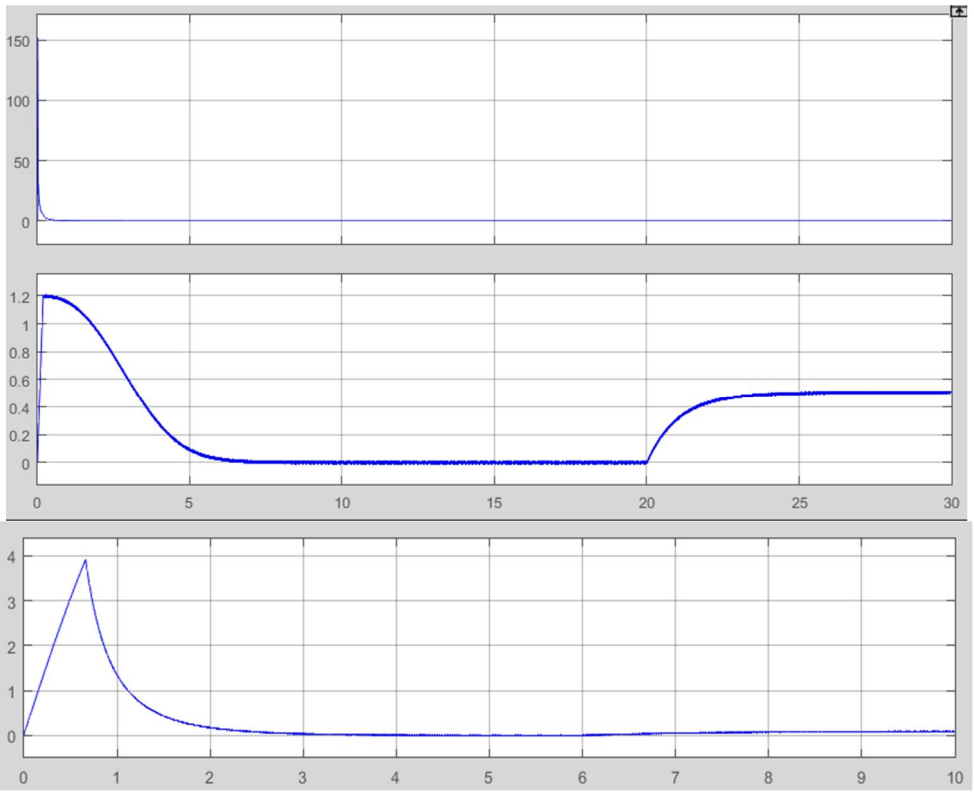


Рисунок 7 – Результаты моделирования асинхронного привода с «токовым коридором»

При управлении асинхронной машиной от источника тока система электропривода часто строится с использованием регулятора момента скорости. В соответствии с третьим уравнением системы ток по оси y определяется из уравнения:

$$i_{Sy} = \frac{m}{k_R \Psi_{Rx}} \qquad (2)$$

Если сигнал с выхода регулятора скорости разделить на $k_R \Psi_{Rx}$, то ток задания по оси y будет соответствовать моменту. Реализация такого управления показана в модели на рис. 5.

В модели на рис. 5 в блоке AKZ реализована модель с «токовым коридором», рассмотренная ранее. Результаты моделирования электропривода представлены на рисунке, где показаны переходные процессы по скорости и моменту. В реальных системах потокосцепление ротора определяется по выражению:

$$\Psi_{Rx} = \frac{k_R r_R \bar{T}_R}{1 + \bar{T}_R s} i_{Sx} \qquad (3)$$

Значение тока определяется на основании реального сигнала с датчика тока.

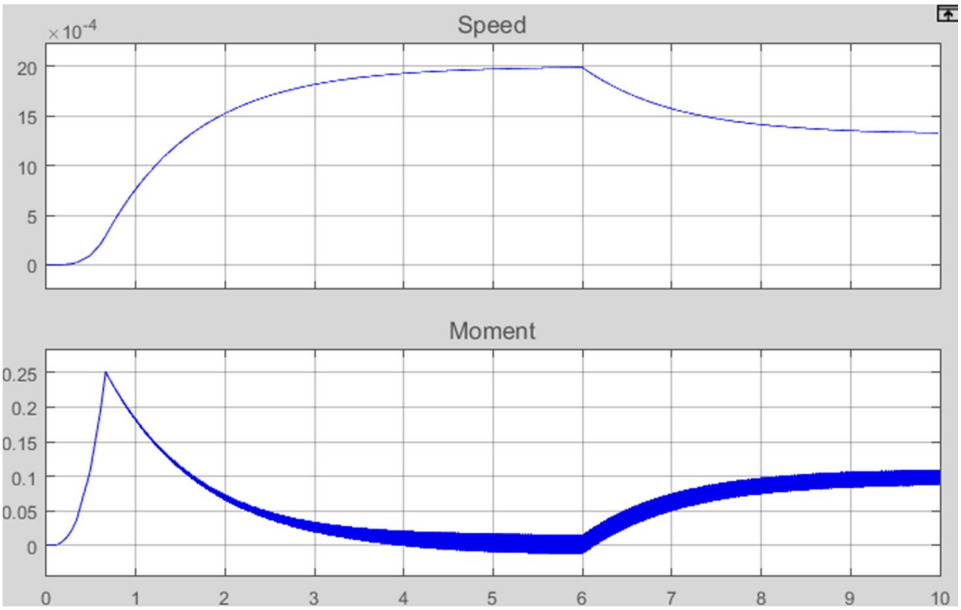


Рисунок 8 – Результаты моделирования асинхронного привода с регулятором момента

Библиографический список

1. С. Г. Герман-Галкин Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в MATLAB 6.0: Учебное пособие. - СПб.: КОРОНА принт, 2001. - 320 с., ил.
2. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2007. – 288 с.;
3. Сайт база знаний Экспоненты. [Электронный ресурс]. URL: https://exponenta.ru/ (04.10.2021).

[1] Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ ИрНИТУ
[2] Пузанов И. А. обучающийся гр. ЭПб-18-1

УДК 621.311

ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СРЕДСТВАМИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА AUTODESK REVIT

Пионкевич В.А.[1], Пузанов И.А.[2], Середкин Д.А.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

Технология информационного моделирования объектов применяется в процессе проектирования, строительства объектов энергетики и смежных отраслей промышленности, а также при их эксплуатации. На западе широко распространено аналогичное понятие - BIM (Building Information Model), в переводе – информационная модель здания [1]. Преимущества

BIM-технологии по сравнению с традиционной CAD-технологией – мгновенный учет любых изменений в моделях, работа с единой моделью, а не с отдельными файлами-документами, координация всех взаимосвязанных элементов проекта (виды, разрезы, листы чертежей) [2]. Информационное моделирование широко применяется в архитектуре и строительстве для разработки моделей объектов, «наполненных» информацией. В качестве инструмента реализации BIM использован программный комплекс Autodesk Revit 2022.

Согласно постановления правительства России № 331 о введении обязательного использования технологий информационного моделирования на объектах госзаказа, с 1 января 2022 г. формирование и ведение информационной модели объекта капитального строительства становится обязательным для заказчика.

Закладываемая в модель информация может использоваться для проведения необходимых расчетов в той же программе, где и проходит 3D-моделирование. В данной работе концепция информационного моделирования применяется к объектам энергетики. В частности, к разработке электрооборудования подстанции учебного полигона ИРНИТУ.

Исходные данные: описание подстанции 110/10 кВ – план ОРУ-110 кВ с расположением коммутационного и силового оборудования, а также геометрические размеры, взятые из паспортных данных (чертежей) на соответствующее оборудование, с указанием габаритных размеров. Для уточнения формы некоторых частей использованы фотографии оборудования на подстанции.

Процесс создания 3D-модели электрооборудования начинается с визуального разбиения на простые объемные геометрические фигуры. Затем фигуры последовательно моделировались в рабочей среде Revit с использованием инструментов «Опорная плоскость», «Выдавливание», «Сдвиг», «Переход», «Полые формы». Рассмотрим на примере трансформатора напряжения ЗНОГ-110. Задается опорная плоскость, на ней создается вначале двухмерный объект – линия модели (основание объемной фигуры), далее с помощью инструмента «Выдавливание» создается объемная фигура. Таким способом получены основание трансформатора напряжения, цилиндрический бак. С помощью «Перехода» создавались объемные элементы с неодинаковыми основаниями (верхняя часть изолятора ЗНОГ-110). Для придания «округлой» формы баку использован инструмент «Сдвиг», с помощью которого была изменена форма образующей цилиндра. С помощью данного инструмента также создавались ребра изолятора. Наиболее трудозатратным является создание ребер изолятора и деталей для крепления контактов, имеющих отверстия. Для моделирования отверстий в высоковольтном вводе первичной обмотки использован инструмент «Полые формы». Разработанная модель представлена на рис. 1.

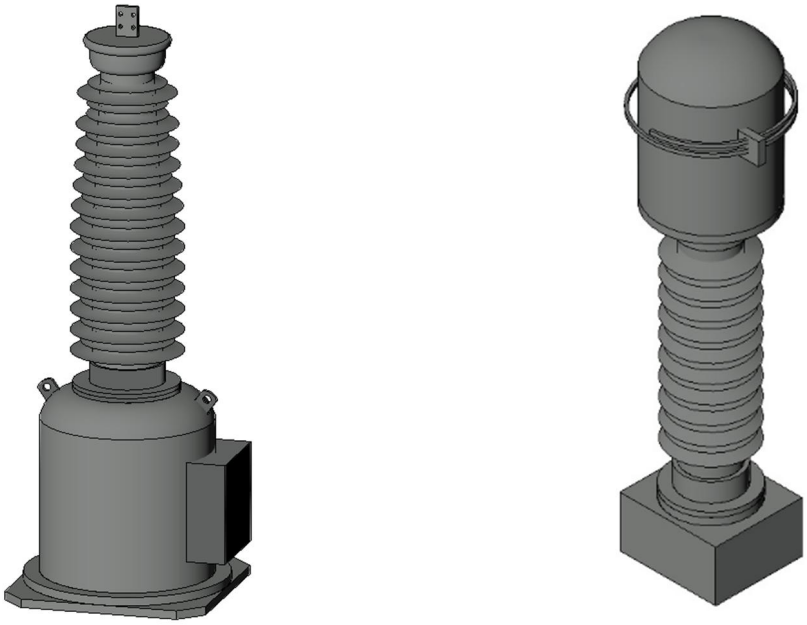


Рисунок 1 – 3D-модель трансформатора напряжения ЗНОГ-110 и трансформатора тока ТОГФ-110

Для элементов полученных моделей можно задать информацию о материале и массе каждого отдельного элемента. Также в модели есть возможность указать некоторые паспортные данные электрооборудования такие как номинальное напряжение, номинальный ток. Внесенные данные можно использовать для электрических и механических расчетов в самой среде Revit.

Сложности заключались в том, что в свободном доступе готовых семейств электрооборудования, которые можно было бы использовать для разработки оборудования учебного полигона, нет. Также, существующие файлы с 3D-моделями импортировать в Revit очень сложно и не всегда осуществимо. Кроме того, сложность вызывает моделирование гибких проводников – а именно учет их провеса.

В аналогичном проекте разработки BIM-модели ПС 220 кВ для создания имитационной модели использовалось облако точек, полученное в результате лазерного сканирования ПС. Это сильно облегчило работу специалистам, так как отсутствовала необходимость измерять размер каждой детали электрооборудования находящегося, в отличие от учебной подстанции, под напряжением.

Полученные модели ЭО есть возможность поместить в проект, из этого вытекает возможность создания сборочного чертежа всей подстанции. Возможно использование моделей в разработке библиотеки семейств высоковольтного ЭО. Семейства - наборы подобных элементов, имеющих одинаковый вид и поведение. Revit включает в себя множество таких семейств, как «Базовые стены» и «Одинарные щитовые двери», а также множество семейств аннотаций, например, «Текст» и «Стили линейных

размеров» [3]. Семейство является набором элементов с одинаковым назначением, общими параметрами и похожей геометрией.

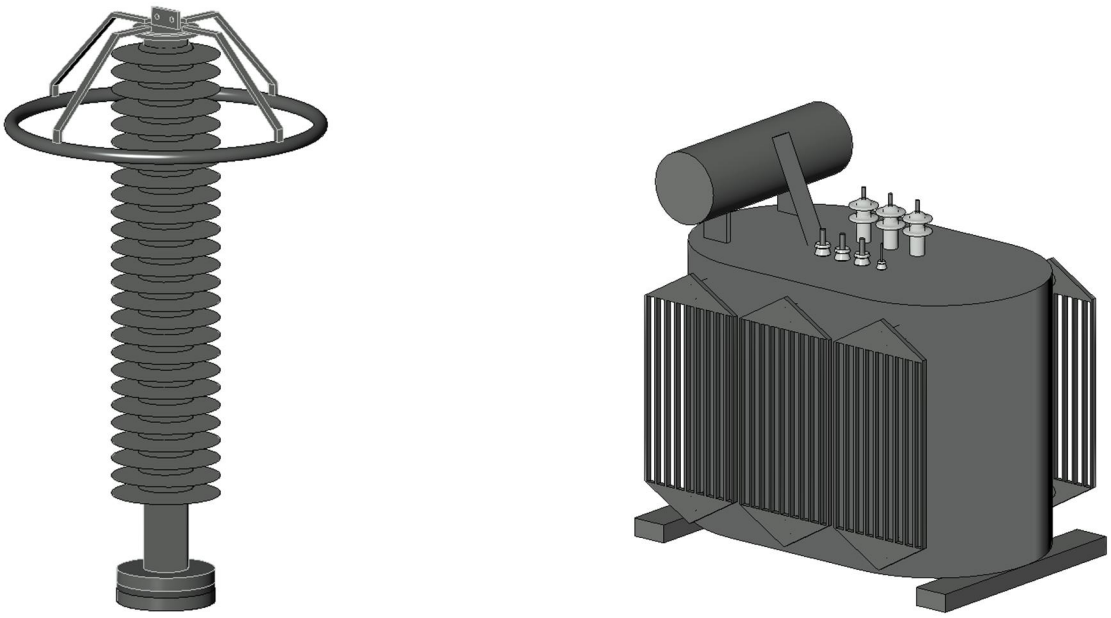


Рисунок 2 – 3D-модель ОПН-110 и ТМ-1000

На рис. 1 показаны полученные модели трансформатора напряжения ЗНОГ-110 и трансформатора тока ТОГФ-110. На рис. 2 3D-модели ОПН-110 и ТМ-1000.

Библиографический список

1. Шеина С.Г., Петров К.С., Федоров А.А. Исследование этапов развития BIM-технологий в мировой практике и России // Строительство и техногенная безопасность. 2019. №14 (66).
2. Пионкевич, Владимир Андреевич. Основы технологии информационного моделирования для проектирования, строительства и эксплуатации объектов энергетики и смежных отраслей промышленности: учебное пособие / В. А. Пионкевич ; Иркут. нац. исслед. техн. ун-т, НЕОЛАНТ. - Иркутск : ИРНИТУ, 2018. - 151 с
3. Пионкевич, Владимир Андреевич. Технологии информационного моделирования для проектирования, строительства и эксплуатации энергетической инфраструктуры различных объектов и отраслей промышленности : монография / В. А. Пионкевич ; Иркутский национальный исследовательский технический университет. - Иркутск : ИРНИТУ, 2020. - 173 с.

Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ ИрНИТУ
Пузанов И. А. обучающийся гр. ЭПб-18-1
Середкин Д. А. обучающийся гр. ЭПб-18-1

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ AUTODESK ДЛЯ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Пионкевич В.А.[1], Пузанов И.А.[2], Середкин Д.А.[3]
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pionkevichva@istu.edu

В текущих условиях использование технологий информационного моделирования позволяет существенно улучшить качество проектной документации для объектов энергетики. А также ускорить процесс проектирования в целом. На ряду с комплексом Autodesk Revit существуют его российские аналоги. По аналогии с тремя модулями Revit Architecture, Revit Structure, Revit MEP Российская компания Renga Software вместе с АСКОН и «1С» разработала базовые продукты для проектирования и информационного моделирования зданий, сооружений: Renga Architecture – для архитектурно-строительного проектирования; Renga Structure – для конструктивной составляющей зданий и сооружений (металлические и железобетонные конструкции); Renga MEP – для проектирования инженерных систем зданий [1-4].

В Renga реализовано формирование элементов для 3D-проектирования с удобным перечнем возможностей. Все документирование формируется в программе и соответствует нормативной базе, используемой в России. BIM-система Renga требует меньше времени для освоения за счет более простого и понятного интерфейса и значительно дешевле иностранных аналогов. В Revit имеются трудности с запуском файлов с моделями между версиями Revit разных лет и подобных программных продуктах, таких как Renga или NanoCAD. Revit имеет встроенную базу семейств готовых объектов, в Renga же библиотека семейств отсутствует.

Для инженеров-электриков в Renga есть возможность автоматической прокладки кабельных трасс и подключения оборудования в системах внутреннего электроснабжения, проведения автоматических расчетов и формирования планов электрическим сетей и документации по ним [5].

Еще один отечественный аналог Revit – платформа NanoCAD [6]. Программа позволяет проектировать и моделировать системы силового электрооборудования, внутреннего и наружного электроосвещения промышленных и гражданских объектов. В модуле nanoCAD BIM Электро есть возможность выполнять расчет освещенности, электрических нагрузок, токов одно-, двух- и трехфазного короткого замыкания, выбор кабелей, расчет токов утечки через изоляцию, расчет падения напряжения. По результатам работы формируются все необходимые проектные документы.

Присутствует автоматизация рутинных процессов: маркировка оборудования, формирование принципиальных схем и т. д.

Для моделирования высоковольтного электрического оборудования (ЭО) систем электроснабжения, низковольтного ЭО. Совместно с Revit используются другие программные продукты Autodesk.

Autodesk Navisworks это программа для комплексного управления BIM-проектами, объединения моделей, поиска пересечений, работы с 4D и 5D информацией. Она применяется при проверке моделей на проектные ошибки, мониторинге строительства, демонстрации объектов и многих других задачах. По сравнению с Autodesk Revit в Autodesk Navisworks возможна намного более гибкая и эффективная работа с BIM-моделями [1].

Автоматизированная проверка на коллизии с целью выявления ошибок проектной документации, которые возможно устранить на стадии проектирования.

Autodesk Navisworks был использован на одном из этапов проекта BIM-моделирования ПС 220 кВ. Целью применения служила автоматизированная проверка на коллизии с целью выявления ошибок в проектной документации и визуализация объекта проектирования - подстанции, которые возможно устранить на стадии проектирования. Как результат - сводные модели выполнены по разным этапам работ (обмерная модель, модель по ПД). Созданные модели, а также отчеты по выявленным коллизиям (несоответствиям между реальным объектом и моделью) были переданы заказчику для дальнейшего анализа и устранения ошибок.

В качестве перспектив использования модели отмечается создание на её основе РД и устранения коллизий, создания VR-тренажёров для персонала, выгрузка из модели перечня оборудования в систему эксплуатации.

Другой проект – создание по имеющимся чертежам информационных моделей в рамках реконструкции энергоблока ТЭЦ. На первом этапе имеющиеся чертежи сначала использовались в Autodesk Revit, далее вместе с моделями турбин и котлов в Autodesk Navisworks, где уже осуществлялась координация и проверка модели на коллизии.

Dynamo – среда визуального программирования с открытым программным кодом. Главным назначением среды является создание новых программных функций, позволяющих анализировать большие массивы данных и оптимизировать рутинные процессы [2]. Скрипты в Dynamo создаются с помощью нодов — узлов, или блоков, которые соединяются между собой, чтобы получился алгоритм. Dynamo используется в качестве инструмента автоматизации задач, выполняемых в Autodesk Revit. Эффективность применения создаваемых сценариев существенно увеличивается при выполнении большого количества повторяющихся однотипных опера-

ций, разработке типовых объектов. Среда визуального программирования поддерживает выполнение внутренних узлов, содержащих фрагменты кода Python. Начиная с Autodesk Revit 2020 Dynamo встроено программу.

С помощью скриптов Dynamo есть примеры реализации теплотехнического расчета падения давления в воздуховодах [3]. В обоих случаях расчет осуществляется и корректируется в соответствии с анализом пересечений геометрических объектов, появления новых объектов в анализируемой области.

Пример использования модуля Dynamo в электроэнергетической отрасли – скрипт для сетей низкого напряжения: сечения кабелей рассчитывается исходя из рассчитанных уставок автоматических выключателей. По полученным расчетам автоматически с помощью скрипта формируется однолинейная схема

С помощью Dynamo можно производить расчеты в Revit путем написания специальным программ.

Autodesk Inventor – это программа для проектирования всех типов изделий промышленного производства на основе их параметров. Характеристики объектов определяют математические модели, любое изменение которых автоматически влияет на конфигурацию. В Autodesk Inventor реализован дифференцированный функционал для работы с объектами, включающими огромное количество компонентов. Для электроэнергетики программа содержит модуль проектирования кабельных соединений. Inventor Professional обеспечивает простой и удобный способ совместной работы специалистов-конструкторов механической и электрической части изделия. Модуль оснащен специализированными инструментами построения маршрутов и ассоциативной привязкой их к окружающей геометрии. Поддерживаются и обычные жгуты проводов, и гибкие плоские шлейфы. Создаваемые в Inventor Professional 3D модели кабелей точно соответствуют реальным кабелям не только по длине, но и по диаметру жгута [7].

Библиографический список

1. Autodesk Navisworks — методическое пособие. [Электронный ресурс]. URL: https://knowledge.autodesk.com/ru/support/navisworks-products/getting-started/caas/simplecontent/content/autodesk-navisworks.html (25.03.2022)
2. Смакаев Равиль Маратович, Низина Татьяна Анатольевна Применение среды визуального программирования Dynamo при разработке проекта здания в Autodesk Revit // Основы ЭУП. 2020. №2 (21). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-sredy-vizualnogo-programmirovaniya-dynamo-pri-razrabotke-proekta-zdaniya-v-autodesk-revit (дата обращения: 27.03.2022).

3. Revit: расчёт падения давления с помощью Dynamo [Электронный ресурс]. URL: https://forums.autodesk.com/t5/dynamo-russkiy/revit-raschyot-padeniya-davleniya-s-pomoshchyu-dynamo/td-p/6330142
4. Борисов Михаил Павлович, Вавин Артем Алексеевич, Уткина Вера Николаевна Современные автоматизированные системы Revit и Renga для информационного моделирования зданий // Огарёв-Online. 2020. №3 (140). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-avtomatizirovannye-sistemy-revit-i-renga-dlya-informatsionnogo-modelirovaniya-zdaniy (дата обращения: 29.03.2022).
5. Renga для инженера по электрическим сетям [Электронный ресурс]. URL: https://rengabim.com/mep-electrika/ (26.03.2022)
6. NanoCAD BIM Электро [Электронный ресурс]. URL: https://www.nanocad.ru/products/electro/ (25.03.2022)
7. Энергетические решения Conco [Электронный ресурс]. URL: https://www.autodesk.co.za/customer-stories/conco-energy-solutions?utm_source=getresponse&utm_medium=email (25.03.2022)

Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ ИрНИТУ
Пузанов И. А. обучающийся гр. ЭПб-18-1
Середкин Д. А. обучающийся гр. ЭПб-18-1

УДК 620.9.002.5

ОБЗОР МОДЕЛЕЙ ТЭК ДЛЯ АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Пискунова В.М.[1 2], Крупенёв Д.С.[1 2], Гальфингер А.Г.[1,2]
[1] Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
[2] Иркутский национальный исследовательский технический университет
vitapiskunova98@gmail.com

Введение. Доктрина энергетической безопасности РФ постулирует, что целью обеспечения энергетической безопасности является поддержание защищенности экономики и населения страны от угроз энергетической безопасности на уровне, соответствующем требованиям законодательства РФ. В целях своевременного выявления вызовов, угроз и рисков для энергетической безопасности и оперативного реагирования на них необходимо производить оценку состояния энергетической безопасности, средством для чего может послужить математическое моделирование.

На протяжении истории института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева одной из важнейших решаемых задач была разработка математических моделей. Данная статья посвящена обзору серии моделей ИСЭМ СО РАН, предназначенных для анализа энергетической безопасности топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Разработка моделей ведется с 1980 года и на данный момент существует три основных модификации, которые будут подробно описаны в данной статье. Это такие модели: «Надежность ТЭК», «Резерв» и «РЭКС» основаны на системе линейных балансовых уравнений с заданной матрицей ограничений. Каждая последующая модель являлась переработанной и дополненной версией предыдущей, однако, основа модели и целевая функция оставались подобными. Стоит отметить, что все модели ориентированы на анализ крупных энергообъединений и использовались для анализа ТЭК СССР и России.

1 Модель «Надежность ТЭК». Основными целями экономико-математической модели анализа и обеспечения надежности функционирования энергетического комплекса при крупномасштабных возмущениях («Надежность ТЭК» [1]) являлись анализ и оценка последствий крупномасштабных возмущений, затрагивающих основные межотраслевые и межрегиональные связи внутри топливно-энергетического комплекса страны. На основании анализа производился расчет наиболее рационального способа компенсации данных возмущений при помощи взаимозаменяемых видов топлива и перераспределения энергопотоков. Решения вырабатывались заблаговременно на период от года до квартала. Изменение времени расчета производилось при помощи масштабирования переменных и введения коэффициентов корректировок в систему ограничений.

При разработке модели был принят ряд упрощений, позволяющий соблюсти минимальную детализацию, необходимую для учета двух основных системообразующих факторов: взаимозаменяемость топливно-энергетических ресурсов и территориально-транспортные связи. К таким упрощениям можно отнести отсутствие учета времени транспортировки топлива, погрешности представления технологических взаимосвязей, отсутствие учета баланса мощности и т.п. Так же существенным допущением является то, что вся топливно-энергетическая система территориально разбивалась на крупные экономические районы, внутри которых все производство и потребление представлялось агрегировано. Вышеуказанные факторы накладывают значительные ограничения на область возможного применения модели.

В модели представлены следующие подсистемы: газовая, нефтетопливная, угольная и электроэнергетическая. Все остальные виды первичного топлива и вторичных энергоресурсов рассматривались укрупненно (например, теплоэнергетика и производство ядерного топлива). Для каждого вида энергоресурса составлялись балансовые уравнения, включающие в себя агрегированные величины производства и потребления внутри района, поставки энергоресурсов из другого района (в другой район).

В модели «Надежность ТЭК» все потребители подразделялись на три категории: важнейшие (I), прочие (II) и нужды экспорта (III). Обеспечение

светлыми нефтепродуктами было приоритетной задачей, поэтому они относились к первой категории. Кроме того, для первой категории (а также для второй) учитывались объемы потребления электроэнергии и котельно-печного топлива (топочный мазут, уголь и газ). К экспортной продукции (третья категория) относили уголь, газ и сырая нефть. Для учета шкалы приоритетов в зависимости от категорийности потребителей была введена система штрафных коэффициентов за дефицит энергоресурса.

Целевая функция модели определялась как задача минимизации дефицита энергоресурсов и издержек на функционирования ТЭК, причем первая составляющая являлась в значительной степени более приоритетной. Это объясняется тем, что удельные ущербы от дефицита топлива и энергии на порядок выше удельных затрат на производство энергоресурсов.

2 Модель «Резерв». Модель выработки управляющих решений при крупномасштабных возмущениях в системе топливоснабжения («Резерв») является переработанной и дополненной версией модели «Надежность ТЭК». Модель подразделяется на два поколения: «Резерв 1» и «Резерв 2».

2.1 «Резерв 1» В модели «Резерв 1» [2] ввели новую подсистему – теплоэнергетическую. Она включает в себя две составляющих: тепловая энергия, полученная на централизованных и децентрализованных котельных, и тепловая энергия, полученная на ТЭЦ. При внедрении данной подсистемы изменился способ моделирования тепловых станций. Для учета теплофикационной нагрузки принято два крайних режима работы ТЭЦ – конденсационный и теплофикационный. С учетом упрощений принято, что в течении года эти режимы характеризуют летний и зимний периоды времени года соответственно, так как электростанция не может мгновенно переключать режим работы.

Территориальное деление модели также подверглось изменению за счет разукрупнения экономических районов. Данное изменение обусловлено необходимостью учёта особенностей территориальной организации управления ТЭК.

В нефтепродуктовой подсистеме был детализирован качественный состав нефти и выделены отдельные типы, а также была добавлена возможность регулирования режимов работы нефтеперерабатывающих заводов.

Изменилась общая архитектура модели за счет внедрения нового вида потребителей – запасов на конец периода. Внедрение данного элемента было необходимо для учета влияния решений, принимаемых для предыдущего периода, на текущий период. Таким образом запасы на конец i-го периода являются запасами на начало *(i+1)*-го периода.

В связи с вышеуказанным пунктом, изменению подверглась и целевая функция. В нее было введено новое слагаемое, характеризующее сте-

пень удовлетворения потребности в запасах энергоресурсов на конец рассматриваемого периода.

2.2 «Резерв 2». В модели «Резерв 2» [3], являющейся следующим поколением модели «Резерв 1», внесли несколько значительных изменений в общей архитектуре. В качестве отдельных экономических районов были выделены автономные республики и края, что объясняется рядом внутригосударственных изменений. Кроме того, был изменен расчетный период моделирования топливно-энергетического комплекса. Ранее в моделях «Надежность ТЭК» и «Резерв 1» он масштабировался от года до квартала, в модели «Резерв 2» верхнюю границу снизили до квартала.

3 Модель «РЭКС». Модель оптимизации развития энергетического комплекса страны с учетом энергетической безопасности («РЭКС» [4]) начала разрабатываться параллельно модели «Резерв 2», и на сегодняшний день ее модификация с незначительными изменениями является последним поколением из ряда моделей.

Территориально модель представлена восемью экономическими районами, которые были определены на основании существующих федеральных округов страны.

Претерпел изменения и метод моделирования ТЭЦ. В рассматриваемой модели взаимосвязь между тепло- и электроэнергией учитывается при помощи расчетного коэффициента, полученного на основании анализа статистических данных по выработке энергии на ТЭЦ. Физический смысл коэффициента заключается в отражении зависимости производства тепловой энергии, приходящейся на 1 МВт электрической энергии. Конденсационный и теплофикационный режимы работы отдельно не учитываются.

В конечной реализации включен финансовый блок, описывающий инвестиционные затраты на реконструкцию, модернизацию действующих мощностей, вывод устаревшего оборудования, ввод новых мощностей на объектах энергетических отраслей. Также реализован учет динамики развития, позволивший отследить такие особенности многошагового процесса развития ТЭК, как:

- ввод новых производственных мощностей;
- демонтаж и консервацию старых объектов,
- реконструкция объектов с изменением технологической схемы [5].

Таблица 1

Сводная таблица моделей ТЭК

Название модели	**Балансовые уравнения**	**Целевая функция**	**Территория**	**Время расчета**
«Надежность ТЭК» *1980-1985*	[Производство] + [*извлечение запасов*] + [ввод в район] - [вывод из района] - [потребление] ≥ 0	Минимизация дефицитов и издержек на функционирование.	19 экономических районов СССР	Год

Окончание табл. 1

«Резерв 1» *1985-1990*	[*Запасы на начало периода*] + [производство] + [ввод в район] - [вывод из района] - [потребление] – [*Запасы на конец периода*] ≥ 0	Минимизация дефицитов, издержек на функционирование и стоимости хранения запасов.	27 экономических районов России	Год
«Резерв 2» *1985-1990*			35 Э.Р. и автономных субъектов РФ	Квартал
«РЭКС» *1990-2021*	[Производство] + [извлечение запасов] + [*ввод новых мощностей*] + [ввод в район] - [вывод из района] - [потребление] – [*вывод отработавших мощностей*] ≥ 0	Минимизация дефицитов, издержек на функционирование и затраты на ввод новых и вывод отработавших мощностей.	8 федеральных округов	Год / перспектива (5 – 10 лет)

Выводы и дальнейшая работа. По результатам анализа выявлено, что все модификации являются уточнением и расширением исходной модели «Надежность ТЭК». В связи с этим можно сделать вывод, что с момента создания модели методология анализа энергосистем, расчета оптимальных решений и оценки уровня энергетической безопасности оставалась неизменной, и с учетом развития информационно-вычислительной техники уже устарела.

Последняя модификация модели «РЭКС» является агрегированной и не учитывает специфику многих энергетических процессов, в особенности это касается электроэнергетической подсистемы. Линеаризация нелинейных элементов и агрегирование электростанций и потребителей в значительной степени влияет на точность конечных результатов. Также существующая модель не учитывает тренды и тенденции развития современной энергетики, такие как возобновляемая энергетика, накопители энергии и внедрение цифровых технологий.

В связи с вышесказанным, целью дальнейшей работы является формирование новой методологии создания модели топливно-энергетического комплекса для оценки уровня энергетической безопасности с учетом современных тенденций развития энергетики, опираясь на накопленный опыт моделирования ТЭК.

Библиографический список

1. Зоркальцев В.И. Методы прогнозирования и анализа эффективности функционирования системы топливоснабжения. Москва: Наука, 1998. 144с.
2. Надежность систем энергетики и их оборудования / Под. ред. Ю.Н. Руденко. Москва: Энергоатомиздат, 1994. 480 с.
3. Антонов Г.Н., Черкесов Г.Н., Криворуцкий Л.Д. Методы и модели исследования живучести систем энергетики. Новосибирск: Наука, 1990. 285с.

4. Иерархическое моделирование систем энергетики / под. ред. Н.И. Воропая, В.А. Стенникова. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2020. 314 с. ISBN (print): 978-5-6043021-94. DOI: 10.21782/B978-5-6043021-9-4
5. Крупенёв Д.С., Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Бояркин Д.А. Методические аспекты моделирования взаимосвязанной работы отраслей ТЭК при исследовании энергетической безопасности в современных условиях. Энергетика XXI века: устойчивое развитие и интеллектуальное управление ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management, 2020

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № 0667-2020-0039) и при поддержке гранта РФФИ № 20-08-00367.

УДК621.3

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Попов А.Ю.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

ЕЭС России – Единая энергетическая система государства, состоящая из семи объединенных энергосистем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада, в состав которых входят 71 региональная энергосистема, расположенная на территории 81 субъекта Российской Федерации. Энергетический комплекс ЕЭС России: 880 электростанций мощностью свыше 5 МВт каждая, более 13 000 линий электропередачи общей протяженностью более 490 тыс. км и более 10 000 электрических подстанций (напряжения 110–750 кВ).

Энергосистема Востока – 4 региональные энергетические системы имеющие ограниченный диапазон регулирования. ВЭС образуют 28 (без учета дизельных) электростанций мощностью 5 МВт и выше, 561 электрическая подстанция напряжения (110–500 кВ) общей мощностью 39,7 млн кВА и 649 линий электропередачи (110–500 кВ) протяженностью 33 727 км. Основные генерирующие мощности размещены в западной части ОЭС Востока, потребители – на юго-востоке. Данные обстоятельства обуславливают большую протяженность ЛЭП. Характерной черта ВЭС самая высокая в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки – около 25%. Вследствие экономических, территориальных и технологических причин энергосистемы Камчатского края, Сахалинской и Магаданской областей, Чукотского автономного округа и Николаевского района Хабаровского края работают изолированно.

ОЭС Сибири объединяет 10 региональных систем, расположенных на территории – 4,94 млн. кв. км, с населением более 19 миллионов человек. Имеет в составе115 электростанций: ГЭС – 25 301,8 МВт (48,5%), ТЭС

– 26 538,0 МВт (50,9%), СЭС – 300,2 МВт (0,6%). Протяженность линий электропередачи системы – 102 614 км. ОЭС Энергетическое объединение Сибири самая крупное в России, в котором 50% генерации осуществляют ГЭС с многолетними водохранилищами и запасами воды на 30 млрд кВт·ч, с учетом периода длительного маловодья. ГЭС Сибири генерируют 10% электроэнергии всей энергосистемы России.

ОЭС Урала мощное энергообъединение включающее в себя 219 электростанций мощностью 5 МВт и выше, 1574 электрических подстанций (110–500 кВ), 3048 ЛЭП (110–500 кВ) протяженностью 125748 км, состоящее из 9 региональных энергосистем. Энергетический комплекс расположен на территории площадью почти 2,4 миллиона квадратных километров с населением более 35 миллионов человек, что составляет 14% территории и 17% населения России. Уральская энергосистема имеет большой процент высокоманевренного блочного оборудования (69%), что позволяет, не допуская системных сбоев:

· изменять суммарную загрузку в диапазоне от 5000 до 7000 МВт;

· выводить в резерв несколько энергоблоков суммарной мощностью от 500 до 2000 МВт.

ОЭС Средней Волги образуют 77 электростанций, 774 электрических подстанций (110-500 кВ), 1039 ЛЭП (110-500 кВ), протяженностью 34384 км, на территории 9 субъектов. Более 90% генерируемой мощности производят ТЭС, 26% - ГЭС Волжско-Камского каскада.

ОЭС Юга объединяет 13 систем, в составе, которых – 217 электростанции, из них 59 СЭС и ВЭС, 1 848 электрических подстанций (110 – 500 кВ), 2 215 ЛЭП (110-500 кВ) протяженностью 64 347,80 км. Энергообъединение Юга стоит на лидирующих позициях по внедрению ВИЭ на всей территории РФ. В соответствии с программой развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы запланирован ввод еще до 1,76 тыс. МВт СЭС и ВЭС.

ОЭС Центра – комплекс из 18 систем образуют 141 электростанция мощностью 5 МВт и выше, 2260 электрических подстанций (110–750 кВ), 2754 ЛЭП (110–750 кВ) общей протяженностью 88516 км. Особенности энергосистемы:

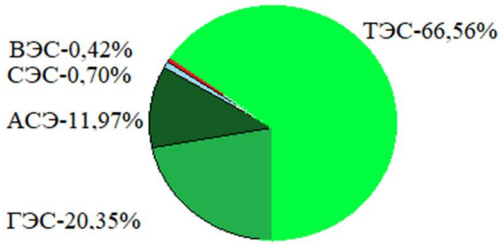
· крупнейший в России Московский энергоузел,

· самая высокая в ЕЭС удельная доля атомных электростанций.

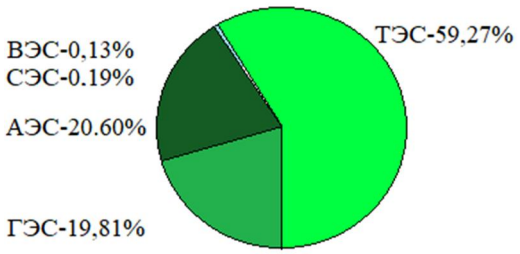
ОЭС Северо-Запада – 8 региональных энергетических систем, включающих 138 электростанций (115 мощностью 5 МВт и выше), 1164 подстанции (110-750 кВ), 1632 ЛЭП (110-750 кВ), протяженностью 46677,9 км. 77,7 % генерации приходится на АЭС и ТЭС.

Актуальный анализ состояния энергетики на 01.01.2021 г. На 01.01.2021 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 245 313,25 МВт. Электростанции ЕЭС России в 2020 году

выработали 1 047,03 млрд кВт·ч. (данный показатель на 3,11% меньше, чем в 2019). Суммарное потребление электроэнергии в 2020 году составило 1 033,72 млрд кВт·ч (на 2,42% меньше, чем в предыдущем 2019 году). Структура установленной мощности и выработки электроэнергии ЕЭС России на 01.01.2021 г показаны на рис. 1.



Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России, % (на 01.01.2021 г.)



Структура выработки электроэнергии в ЕЭС России, % (на 01.01.2021 г.)

Рисунок 1 – Мощность ЕЭС России по данным на 01.01.2021 года

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 25.12.2020 при частоте электрического тока 50,00 Гц и составил 150 434 МВт. При этом нагрузка электростанций ЕЭС России составила 151 962 МВт.

За 2020 год установленная мощность электростанций Единой Энергетической Системы России снизилась на 1029,2 МВт. Изменение параметров обусловлено:

- вводом в работу нового оборудования – 1865,22 МВт;
- ростом мощности действующего генерирующего оборудования за счёт изменения значений технологических параметров (перемаркировки) – 202,55 МВт;
- уменьшением мощности действующего оборудования в связи с его перемаркировкой – 12,64 МВт.
- выводом из эксплуатации генерирующих мощностей – 3253,47 МВт;
- мощность действующих электростанций потребителей, работающих на розничном рынке – 169,14 МВт.

Данные по установленной мощности и ее структуре Объединенных и Единой энергосистем России приведены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Установленная мощность ОЭС и ЕЭС России

Энергосистема	На 31.12.2019, МВт	Изменение установленной мощности, МВт					На 01.01.2021 МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнениеи др.)	
				Увеличение	Снижение		
ЕЭС РОССИИ	**246342,45**	**1865,22**	**3253,47**	**202,55**	**12,64**	**169,14**	**245313,25**

Окончание табл.1

Энергосистема	На 31.12.2019, МВт	Изменение установленной мощности, МВт					На 01.01.2021 МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнениеи др.)	
				Увеличение	Снижение		
ОЭС Центра	**52648,58**	264,56	1241,00	22,17	2,24	24,81	**51716,88**
ОЭС Средней Волги	**27493,88**	41,00	148,70	0,83	-	10,19	**27397,20**
ОЭС Урала	**53696,44**	94,44	508,10	51,87	10,4	59,24	**53383,49**
ОЭС Северо-Запада	**24472,11**	194,97	1090,00	16,09	-	11,16	**23604,33**
ОЭС Юга	**24857,73**	1058,25	80,80	57,65	-	62,49	**25955,32**
ОЭС Сибири	**52104,75**	81,00	101,00	53,94	-	1,25	**52139,94**
ОЭС Востока	**11068,96**	131,00	83,87	-	-	-	**11116,09**

Таблица 2

Структура установленной мощности электростанций ОЭС и ЕЭС России на 01.01.2021 г.

Энергосистема	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	**245313,25**	**163292,16**	**66,56**	**49912,02**	**20,35**	**29354,84**	**11,97**	**1027,51**	**0,42**	**1726,72**	**0,70**
ОЭС Центра	**51716,88**	35128,53	67,92	1810,07	3,5	14778,28	28,58	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	**27397,20**	16081,80	58,7	7013,00	25,6	4072,00	14,86	85,40	0,31	145,00	0,53
ОЭС Урала	**53383,49**	49589,15	92,89	1908,69	3,58	1485,00	2,78	1,65	0	399,00	0,75
ОЭС Северо-Запада	**23604,33**	15696,35	66,5	2955,24	12,52	4947,64	20,96	5,10	0,02	-	-
ОЭС Юга	**25955,32**	13759,78	53,01	6305,74	24,3	4071,92	15,69	935,36	3,6	882,52	3,40
ОЭС Сибири	**52139,94**	26537,96	50,9	25301,78	48,53	-	-	-	-	300,20	0,57
ОЭС Востока	**11116,09**	6498,59	58,46	4617,50	41,54	-	-	-	-	-	-

Ввод нового генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2020 году приведен в табл. 3.

Таблица 3

Новое генерирующее оборудование ЕЭС России

№ п.п.	Электростанции	Энергетическая система	Оборудование	Установленная мощность, МВт
1	Воронежская ТЭЦ-1	ОЭС Центра	ПГУ	110,697
2	Воронежская ТЭЦ-1	ОЭС Центра	ПГУ	108,935
3	ПГУ ТЭС в г.Тутаев	ОЭС Центра	ПГУ	23,008
4	ПГУ ТЭС в г.Тутаев	ОЭС Центра	ПГУ	21,921
5	Дергачевская СЭС	ОЭС Средней Волги	ФЭСМ	25,00
6	ГТЭС-18 АО "КМПО"	ОЭС Средней Волги	НК-16-18СТД	16,00
7	Оренбургская СЭС-4 (Новосергиевская)	ОЭС Урала	ФЭСМ	15,000

Окончание табл. 3

№ п.п.	Электростанции	Энергетическая система	Оборудование	Установленная мощность, МВт
8	Светлинская СЭС	ОЭС Урала	ФЭСМ	30,00
9	ГПЭС Хантэк Южная	ОЭС Урала	JGC 420 GS-S.L	8,436
10	Стерлибашевская СЭС	ОЭС Урала	ФЭСМ	25,000
11	Чашкинская ГТЭС	ОЭС Урала	ЭГЭС "Урал -4000"	16,000
12	Приморская ТЭС	ОЭС Северо-Востока	К-65-12,8	64,97
13	Приморская ТЭС	ОЭС Северо-Востока	К-65-12,8	65,00
14	Приморская ТЭС	ОЭС Северо-Востока	К-65-12,8	65,00
15	Старомарьевская СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	25,00
16	Октябрьская СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	15,00
17	Песчаная СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	15,00
18	Адыгейская ВЭС	ОЭС Юга	LP2 L100-2,5 (LP2)	150,00
19	Сулинская ВЭС	ОЭС Юга	Vestas V126-3.8	98,80
20	Каменская ВЭС	ОЭС Юга	Vestas V126-3.8	98,80
21	Гуковская ВЭС	ОЭС Юга	Vestas V126-3.8	98,80
22	Лучистая СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	25,00
23	Юстинская ВЭС	ОЭС Юга	А600.ПЧ	15,00
24	Светлая СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	25,00
25	Салынская ВЭС	ОЭС Юга	V-126-4,2 МВт	100,80
26	Казачья ВЭС	ОЭС Юга	V-126-4,2 МВт	50,40
27	Целинская ВЭС	ОЭС Юга	V-126-4,2 МВт	100,80
28	Усть-Джегутинская МГЭС	ОЭС Юга	К171/6/1300-500	5,60
29	Верхнебалкарская МГЭС	ОЭС Юга	FSHC-7.7V45	10,002
30	Яшкульская СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	25,00
31	Малодербетовская СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	45,00
32	Барсучковская МГЭС	ОЭС Юга	S1/1780-300	5,25
33	Астерион СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	15,00
34	Кочубеевская ВЭС	ОЭС Юга	LP2 L100-2,5 (LP2)	130,00
35	Адыгейская СЭС	ОЭС Юга	ФЭСМ	4,00
36	Южная тепловая станция	ОЭС Сибири	Р-6-1,3/0,12	6,00
37	Нововаршавская СЭС	ОЭС Сибири	ФЭСМ	30,00
38	Торейская СЭС	ОЭС Сибири	ФЭСМ	45,00
39	Совгаванская ТЭЦ	ОЭС Востока	Т-63-13/0,25	126,0
40	ДЭС Хандыга	ОЭС Востока	ПАЭС-2500	2,5
41	ДЭС Нюрба	ОЭС Востока	ПАЭС-2500	2,5
		ЕЭС РОССИИ		**1865,219**

Коэффициент использования установленной мощности в ЕЭС России в 2020 году составило 4 238 часов или 48,25% календарного времени. При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промышленных предприятий составляет:

- ТЭС – 3 361 час (41,34 % календарного времени);
- АЭС – 7 156 часов (81,47 % календарного времени);
- ГЭС– 4 157 час (47,33 % календарного времени);
- ВЭС – 2 413 часов (27,47% календарного времени);
- СЭС – 1 324 часов (15,08 % календарного времени).

Сравнительные данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ОЭС и ЕЭС России, без учета выработки промпредприятий за период 2019/2020 годов, приведены в табл. 4.

Таблица 4

Баланс электроэнергии ЕЭС России в 2019/2020 годах

	2020 год					2019 год				
	ТЭС	**ГЭС**	**АЭС**	**ВЭС**	**СЭС**	**ТЭС**	**ГЭС**	**АЭС**	**ВЭС**	**СЭС**
ЕЭС России	**41,34**	**47,33**	**81,47**	**27,47**	**15,08**	**45,68**	**43,85**	**79,82**	**19,91**	**14,14**
ОЭС Центра	**36,57**	**27,79**	**80,03**	-	-	40,35	22,06	76,53	-	-
ОЭС Средней Волги	**35,38**	**43,53**	**87,17**	**28,43**	**14,70**	38,94	37,71	85,60	27,77	14,23
ОЭС Урала	**49,84**	**38,67**	**83,03**	**6,00**	**13,84**	54,98	44,90	75,17	6,24	13,17
ОЭС Северо-Запада	**38,15**	**53,19**	**73,14**	**24,38**	-	44,20	46,71	74,09	23,36	-
ОЭС Юга	**38,93**	**38,38**	**92,48**	**27,40**	**16,04**	41,38	37,77	95,98	12,70	14,91
ОЭС Сибири	**37,35**	**52,98**	-	-	**14,00**	42,99	48,64	-	-	12,18
ОЭС Востока	**47,37**	**41,81**	-	-	-	47,04	41,01	-	-	-

Снижение годового потребления электроэнергии в ЕЭС России в 2020 году произошло из-за температурного фактора и оценивается величиной 3,3 млрд. кВт·ч (-0,3%) Наибольшее влияние температуры на динамику электропотребления произошло в I квартале 2020 года, при максимальном отклонении среднемесячных температур и в апреле в связи со вводом противоэпидемических ограничительных мер (COVID-19).

Снижение энергопотребления по некоторым отраслям в 2020 году:

- нефтегазовой отрасли – 13,3%. (более 13 млрд кВт·ч).
- химической промышленности – 1,2% (0,3 млрд кВт·ч).
- деревообрабатывающей промышленности – 3,1 % (0,3 млрд кВт·ч).
- железнодорожным транспортом – 4,8% (2,3 млрд кВт·ч).

Объем производства электроэнергии в 2020 году электростанциями ЕЭС России снизился по сравнению с 2019 годом на 33 525,6 млн кВт·ч (-3,1%). Объем потребления снизился на 25 643,2 млн кВт·ч (-2,4%).

Сравнение баланса энергетической энергии в ЕЭС России в 2019/2020 годах приведены в табл. 5. Структура производства по типам электростанций в 2020 году приведена на рис. 3.

Таблица 5

Баланс энергии в ЕЭС России в 2019/2020 годах

Показатель	**2019 год, млн кВт·ч**	**2020 год**	
		млн кВт·ч	**2020/2019 г., %**
Выработка электроэнергии, всего	**1 080 555,4**	**1 047 029,9**	**96,9**
в т.ч.: ТЭС	679 881,0	620 565,1	91,3
ГЭС	190 295,4	207 416,3	109,0
АЭС	208 773,3	215 682,1	103,3
ВЭС	320,8	1 384,1	431,4
СЭС	1 284,9	1 982,3	154,3
Потребление электроэнергии	**1 059 361,6**	**1 033 718,4**	**97,6**
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «–» – выдача	**-21 193,8**	**-13 311,5**	

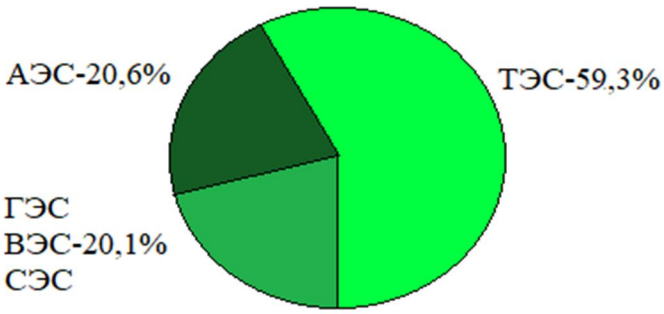


Рисунок 3 – Структура производства по типам электростанций

В 2020 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России по типам электростанций составила:

- ТЭС – 620 565,1 млн кВт·ч (снижение производства на 8,7%);
- ГЭС – 207 416,3 млн кВт·ч (увеличение производства на 9%);
- АЭС – 215 682,1 млн кВт·ч (увеличение производства на 3,3%);
- ВЭС – 1 384,1 млн кВт·ч (увеличение производства на 331,4%);
- СЭС – 1 982,3 млн кВт·ч (увеличение производства на 54,3%).

Библиографический список

1. Состояние отрасли https://minenergo.gov.ru/node/539
2. 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.
3. Электросетевой комплекс Российской Федерации: анализ состояния и организационная структура http://em.ranepa.ru/nir/power-transmission/ 606-2020-13-3-ex-sum-1

УДК 621.3

ПУТИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИЯХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Попов А.Ю.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Экономическое благополучие России существенно зависит от освоения обширных, но малонаселенных и труднодоступных территорий Крайнего Севера и Сибири с суровыми климатическими условиями. Важность этого направления развития диктуется тем, что почти 70 % территории России, где проживает около 10 % населения, находится в зоне децентрализованного энергоснабжения, добывается 76% российской нефти, 93% природного газа, 95% угля, 95% золота, 100% алмазов и много других полезных ресурсов. На этих территориях выплавляется основная часть никеля, платины, меди, алюминия. Вклад этих регионов в формирование ВВП

России равен прямо 15-16%, а косвенно (с учетом дополнительных доходов от транспорта, транспортировки ресурсов, строительства производственных объектов, финансовых и страховых услуг добывающим компаниям, торговых надбавок и надбавок на продажу ресурсов) – 25- 30%, вклад в формирование доходов бюджетной системы превышает половину (50%), а их доля в формировании экспортных поступлений близка к 70%. Но на этих же территориях отопительный сезон длится 9-11 месяцев в году, строительство осложняется наличием вечной мерзлоты, а доставка грузов, включая топливо, возможна только в непродолжительный период летней навигации из-за отсутствия постоянного наземного сообщения.

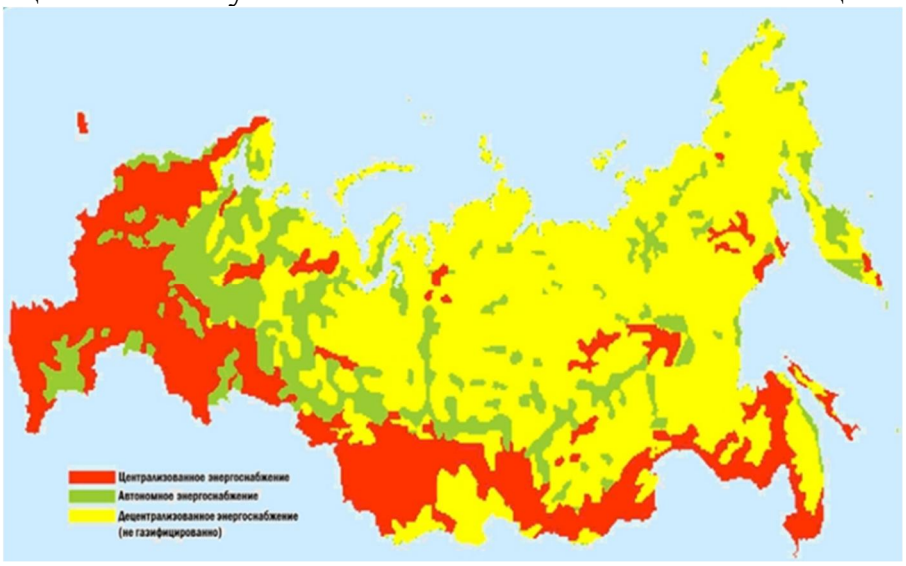


Рисунок 1 – Регионы централизованного и автономного электроснабжения



Рисунок 2 – Плотность населения России

Территории децентрализованного энергоснабжения (рис. 1) с большим количеством изолированных энергосистем характеризуются особыми условиями:

· экономическая замкнутость и удаленность территорий, имеющих большую площадь, низкую плотность населения, значительные расстояния между населенными пунктами;
· ограниченная транспортная доступность, сезонность морской и речной навигации, сложные многоступенчатые схемы доставки топлива с многочисленными перевалочными пунктами, большие затраты (аренда транспорта и помещений, охрана, погрузо-разгрузочные работы), содержание автозимников в надлежащем виде и издержками, связанными с изменениями водности северных рек и ледовой обстановки;
· необходимость в отдельных случаях иметь полутора-двухгодовой запас топлива;
· продолжительный отопительный сезон (9-11 месяцев),
· крайне сложные природно-климатические условия, низкие температуры, полярная ночь, высокие ветровые нагрузки; вечная мерзлота, неустойчивые (пучинистые) грунты.
· относительно малые единичные электрические и тепловые нагрузки потребителей Крайнего Севера, что делает невозможным централизованное электроснабжение (высокая стоимость электроэнергии).
· низкий уровень надежности энергообеспечения потребителей.
· низкая техническая оснащенность, устаревшее и изношенное электротехническое оборудование, недостаток квалифицированного персонала
· низкие темпы и уровень замены и модернизации оборудования, недостаток финансирования,
· не понимание важности проблемы электроснабжения и энергообеспечения изолированных и удаленных территорий, в целом и отдельных ее элементов.



Рисунок 3 – Районы с изолированными системами энергоснабжения

Перечень регионов, имеющих большое число изолированных систем энергоснабжения (СЭС) с высокими затратами на энергию, был определен Постановлениями правительства РФ: «Об утверждении Перечня районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сро-

ками завоза грузов (продукции)» от 23 мая 2000 г. № 402 и «О внесении изменений в перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции)» от 6 декабря 2016 г. № 1305 (рис. 3). В перечень вошли 25 субъектов РФ: все острова северного Ледовитого океана и его морей, острова Берингово и охотского морей, Республика Алтай, Республика Бурятия, Республика Карелия, Республика Коми, Республика Тыва, Республика Саха (Якутия), Забайкальский край, Красноярский край, Приморский край, Хабаровский край, Камчатский край, Пермский край, Амурская область, Архангельская область, Иркутская область, Магаданская область, Мурманская область, Сахалинская область, Томская область, Тюменская область, Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Югра, Чукотский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Еврейская автономная область.

Приоритетными вариантами увеличения надежности электроснабжения и улучшения энергообеспечения удаленных территорий может стать распределенная генерация с использование местных ресурсов и возобновляемых источников энергии.

- Дизель-генераторы;
- Мини гидроэлектростанции (мини-ГЭС);
- Приливные и волновые электростанции;
- Геотермальные станции (ГТЭС);
- Ветроэнергетические установки (ВЭУ, ВЭС);
- Солнечные электростанции (СЭУ, СЭС);
- Газотурбинные установки (ГТУ, ТГЭС);
- Совмещенные (совмещенные) ветро-дизельные (ДВЭС) и дизель-солнечные установки (ДСЭС),
- Электростанции на биомассе;
- Водородные;
- Различные типы накопителей электрической энергии (аккумуляторные: натрий-серные, литий-ионные, свинцово-кислотные, проточные, гидроаккумулирующие станции, системы сжатого воздуха в естественных и искусственных емкостях, маховики и ультра-конденсаторы и т.д.).

Различные виды ВИЭ находятся на разных стадиях освоения. Однако масштабного использования их потенциала в стране не наблюдается.

Один из них, самый изменчивый и непостоянный – ветер – доступный, повсеместно распространенный и практически неисчерпаемый ресурс. Современные ВЭС, имеют мощность от нескольких киловатт до десятка мегаватт и позволяют экономически эффективно с высокой степенью надежности преобразовывать энергию ветра в электрическую. Россия имеет самый большой в мире ветровой потенциал, оценивающийся величиной

10,7 ГВт. Суммарная установленная мощность ВЭС в России – 1027,51 ГВт (на 01.01.2021 года), из них более 700 МВт было введено в эксплуатацию в 2020 году.



Рисунок 4 – Среднегодовые скорости ветра

В России на ветроэнергетику приходится всего 0,42% установленной мощности и 0,13% генерации. Развитие ветроэнергетики в зонах децентрализованного энергоснабжения, изолированных территориях является перспективным для России, не только в части развития генерации и экономии дизельного топлива, но и в части организации производства оборудования для ВЭУ, работающих в суровых погодных условиях, а также в части развития компетенций в сфере возведения и эксплуатации подобных установок.

Происходит постепенное снижение затрат на генерацию, в течение последних 20 лет стоимость оборудования и комплектующих снизилась (≈80%). Энергия ветра становится наиболее прибыльной среди всех альтернативных источников с высоким сроком эксплуатации в 20-30 лет.

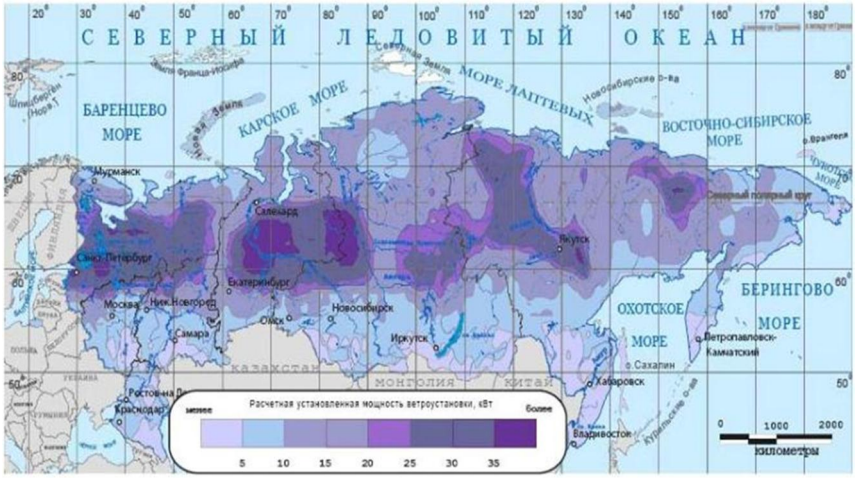


Рисунок 5 – Расчетная установленная мощность ветроустановки, МВт

Актуальной остается и солнечная энергетика – самый быстрорастущий сегмент рынка ВИЭ и энергетического рынка в целом. Суммарная установленная мощность СЭС в России – 1726,72 ГВт (на 01.01.2021 года). В России на солнечную энергетику приходится 0,70% установленной мощности и 0,19% генерации энергии.

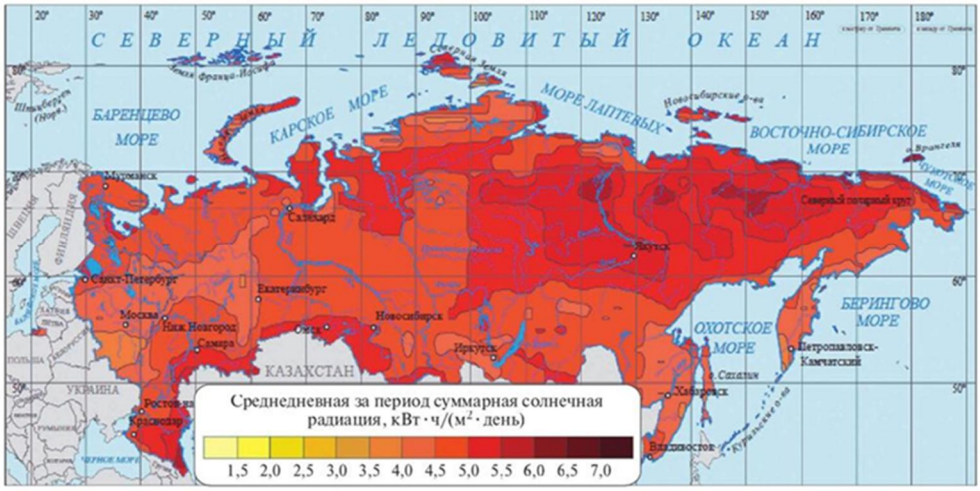


Рисунок 6 – Среднедневная суммарная солнечная радиация, кВт·ч ($м^2$·день)

Годовая солнечная радиация по энергетическому содержанию многократно превосходит все мировые запасы ископаемого топлива (нефти, газа, угля, урана) вместе взятые (рис. 6). В ясную погоду на 1м² земной поверхности в среднем падает 1000 Ватт световой энергии солнца. По качеству солнечных ресурсов Россия не может сравниться с лучшими мировыми районами, такими как Калифорния, Антофагаста или Аравийский полуостров, где коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) фотоэлектрических установок может достигать 30%. В то же время Российская Федерация обладает огромными территориями, где КИУМ солнечной генерации намного превосходит среднеевропейские показатели.

Солнечная энергетика – перспективное направление развития изолированных системах энергоснабжения.

В данный момент времени полное замещение дизельной генерации ветровой или солнечной невозможно, но за счет внедрения гибридных ветро-дизельных (ВДЭС), солнечно-дизельных (ДСЭС), ветро-солнечно-дизельных комплексов возможна экономия до 40–50% дизельного топлива. Такие комплексы состоят из ВЭУ, дизельных генераторов как базового вида генерации и накопителей энергии.

Одно из наиболее перспективных направлений в развитии нетрадиционной энергетики в России – малая гидрогенерация – освоение энергии небольших водотоков с помощью микро (мощностью от 1.5 до 100 кВт) и мини (малых) - ГЭС (мощностью от 100 кВт до 30 МВт). Это связано, прежде всего, со сравнительной простотой их строительства и эксплуата-

ции, а также с большим энергетическим потенциалом малых рек. Технико-экономические возможности малой гидроэнергетики в нашей стране превышают возможности всех других ВИЭ вместе взятых. Сегодня он оценивается в размере 60 млрд. кВт/ч в год. Но этот потенциал применяется слабо: лишь на 1%.. Развитие малой гидроэнергетики перспективно в районах с высокой плотностью гидроэнергетических ресурсов, особенно в регионах отсутствия централизованного электроснабжения и дефицита мощностей (рис. 7).

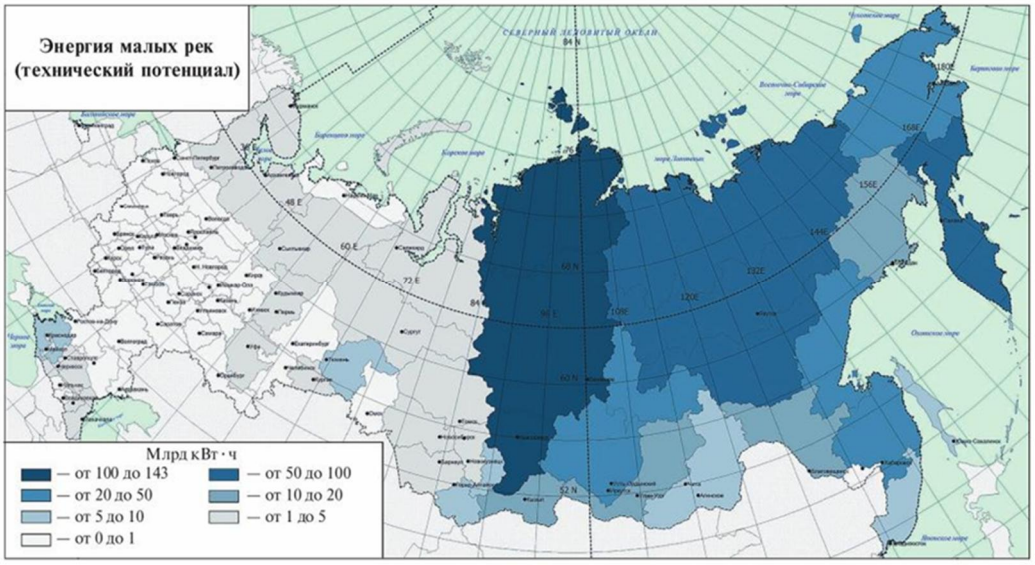


Рисунок 7 – Гидроэнергетический потенциал малых рек России

К преимуществам использования Мини ГЭС можно отнести:

- Экологическую безопасность установок для окружающей среды;
- Неисчерпаемый источник энергии;
- Низкая стоимость вырабатываемой энергии;
- Автономность работы установок;
- Надежность установок;
- Продолжительный срок эксплуатации.

Появление современного высокопроизводительного, мобильного и малогабаритного оборудования и быстрое развитие цифровых технологий (информационно-цифровых систем, систем контроля и управления) позволяют осуществлять разработку, внедрение в производство и ввод в эксплуатацию активных систем электроснабжения, в том числе с большой долей генерации на базе ВИЭ.

Активность системы электроснабжения изолированных территорий подразумевает использование автоматических средств управления конфигурацией и параметрами системы с целью насыщения сети активными элементами, способными изменять параметры и характеристики самих элементов и сети в зависимости от ее режимов работы, а также и другими

качественными ориентирами, предусматривающими переход к гибкой адаптивной системе управления, комплексную модернизацию на основе совокупности элементов, автоматизацию объектов электрических сетей и исключение «ручного» управления (переход к необслуживаемым активам), реализацию пилотных проектов и оценку их эффективности.

Развитие энергетики на территориях децентрализованного энергоснабжения это стратегическая задача государства. На данный момент особое значение приобретают вопросы систематического изучения энергетического потенциала территории, разработка, испытание, внедрение в производство и ввод в эксплуатацию нового оборудования, совершенствование имеющегося, процессов контроля и управления оптимизация рабочих режимов, состава систем электроснабжения, анализ характеристик и параметров работы уже функционирующих комплексов.

Активные системы электроснабжения, в том числе с большой долей генерации на базе возобновляемых источниках энергии представляются наиболее эффективными, позволяющими снизить затраты и имеющими перспективы дальнейшего совершенствования и развития.

Библиографический список

1. 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.
2. Бутузов В.А., Безруких П.П., Елистратов В.В. Российская возобновляемая энергетика // Энергия единой сети. 2021. № 3 (58). С. 70-77.

УДК 621.311

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Просекин И.Н, Лещенко Е.А., Чиган К.Н., Болоев Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
prosekin1998@mail.ru

Задача выбора сечения проводов кабельных и воздушных линий электропередачи (ЛЭП), осуществляющих передачу электроэнергии в электрических сетях, требует обязательного экономического обоснования, так как от сечения проводов зависят капитальные вложения, ежегодные расходы на ремонт и обслуживание сетей, издержки на возмещение потерь электроэнергии при ее транспортировке. Поскольку при увеличении сечения провода s капиталовложения K_S, расходы на ремонт и обслуживание $И_{Sр,об}$ ЛЭП возрастают, а издержки на возмещение потерь электроэнергии $И_{Sпот}$ из-за снижения нагрева провода снижаются, то задачу выбора сече-

ния формулируют как определение экономически целесообразного сечения соответствующего минимуму дисконтированных (приведенных) затрат (см. рис. 1) [1] $З=E_н K_S+И_{р,об}+И_{пот}$, где $E_н$ – ставка дисконтирования.

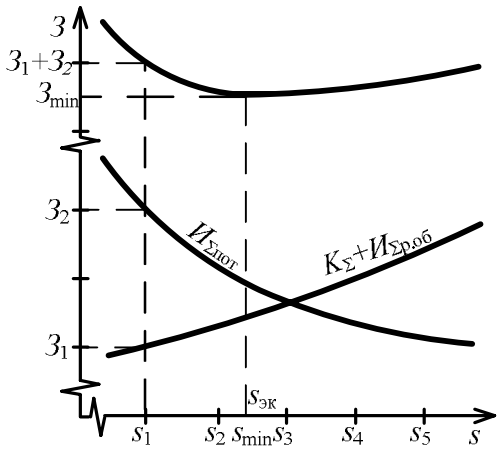


Рисунок 1 – Составляющие функции затрат на сооружение и эксплуатацию ЛЭП

Во времена плановой экономики СССР в условиях отсутствия инфляции при неизменных ценах на электрооборудование и электроэнергию задача выбора сечения проводов успешно решалась методом экономической плотности тока $j_{эк}$ путем выбора ближайшего стандартного сечения s к расчетному экономически целесообразному сечению:

$$s_{эк} = \frac{I_{max}}{j_{эк}},$$

где I_{max} – наибольший ток линии.

Нормирование значений экономической плотности тока осуществлялось расчетно-опытным путем нахождения соответствия между $j_{эк}$ и $s_{эк}$ при варьировании числа часов использования максимальной нагрузки T_{max}. Экономически выгодное сечение $s_{эк}$ определялось из решения уравнения $\P З(s)/\P s = 0$, где $З_{(s)}$ – функция приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию километра линии для нормативного срока службы. Полученную в результате варьирования T_{max} зависимость $j_{эк}(T_{max})$ разработчиками метода [1] было предложено разбить на три диапазона: от 1000 до 3000 ч./год, от 3000 до 5000 ч./год и от 5000 до 8760 ч./год. Для каждого из указанных диапазонов была принята своя нормативная величина экономической плотности тока $j_{эк}$. Действующие нормативные значения $j_{эк}$ приведены в Правилах устройства электроустановок [2].

Метод экономической плотности тока являлся прогрессивным методом для своего времени, поскольку учитывал капиталовложения в ЛЭП,

расходы на их ремонт и обслуживание, стоимость потерь электроэнергии в электрической сети [1]. Достоинством метода экономической плотности тока является его простота, а основным недостатком метода – допущение о непрерывности и линейности функции $K_S=f(s)$, которое приводит к ошибке из-за неоднозначности выбора s в случаях, когда $s_{эк}$ находится в середине между стандартными сечениями [1].

Для выбора сечения проводников ЛЭП так же использовался метод экономических токовых интервалов [1], основанный на построении зависимости удельных затрат $З_0$ на километр ЛЭП от максимального тока I_{max} в нормальном продолжительном режиме для стандартных сечений проводов s. Точки пересечения кривых $З_0(I_{max})$ для различных s определяют границы экономических токовых интервалов. Экономически целесообразное сечение s в границах экономических токовых интервалов соответствует минимуму удельных затрат. Недостатком метода экономических токовых интервалов является высокая трудоемкость по сравнению с методом экономической плотности тока, обусловленная необходимостью рассчитывать удельные затраты и строить зависимости $З_0(I_{max})$, а достоинством – однозначность выбора сечения [1]. Для снижения трудоемкости метода экономических токовых интервалов используют универсальные номограммы, которые базируются на приеме представления граничных токов в виде линейных функций с аргументом $\sqrt{s}$ зависящего от конструктивного исполнения ЛЭП [1].

При переходе нашей страны к рыночным отношениям стало очевидным, что использование методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов недопустимо из-за того, что факторы, влияющие на нормированные значения экономической плотности тока, экономические токовые интервалы и номограммы, стали носить динамический характер обусловленный инфляцией. В связи с тем, что выбранные сечения проводов по нормированным ПУЭ значениям экономической плотности тока [2], экономическим токовым интервалам и универсальным номограммам [1] не дают минимума дисконтированных затрат [3] стали пересчитываться нормированные значения [4], уточнять интервалы и номограммы [6]. В настоящее время выбор сечения проводов требует технико-экономического обоснования [7]. После выбора сечения проводников выполняется проверка на все технические ограничения [2].

В отличие от предложенных методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов, основанных на дисконтированных затратах, для выбора сечения проводников предлагается использовать доходный метод с оценкой рентабельности дополнительных капиталовло-

жений в проводники большего сечения относительно первоначально выбранного сечения провода по допустимому току нагрузки.

С теоретическими основами метода рентабельности можно ознакомиться в [8]. Расчет выполняется в следующей последовательности:

1. Выбираются сечения проводов по вариантам. Сечение провода первого варианта определяют по допустимому току нагрузки. Во втором (возможно в последующих вариантах) провод выбирают большего стандартного сечения по сравнению с первым вариантом.

2. Оцениваются капиталовложения по вариантам K_{I}, K_{II}. При расчете капиталовложений не учитываются одинаковые капиталовложения в сравниваемые варианты, например, в одинаковые затраты на земельные участки под строительство ЛЭП.

3. Определяются ежегодные расходы на ремонт и обслуживание сетей по вариантам $И_{\text{I рем.об}}$, $И_{\text{II рем.об}}$.

4. Рассчитываются ежегодные потери электроэнергии и издержки на возмещение потерь электроэнергии при ее транспортировке по вариантам $И_{\text{I пот}}$, $И_{\text{II пот}}$.

5. Выполняется расчет:

дополнительных капиталовложений в провода большего сечения

$$\Delta K = K_{\text{II}} - K_{\text{I}};$$

дополнительных ежегодных издержек на ремонт и обслуживание ЛЭП с проводами большего сечения

$$\Delta И_{\text{рем.об}} = И_{\text{II рем.об}} - И_{\text{I рем.об}};$$

экономии, обусловленной снижением потерь электроэнергии, из-за использования проводов большего сечения

$$\Delta И_{\text{пот}} = И_{\text{I пот}} - И_{\text{II пот}}.$$

6. Ежегодная прибыль определяется как

$$П = \Delta И_{\text{пот}} - \Delta И_{\text{рем.об}}.$$

Если ежегодная прибыль меньше нуля, то расчет заканчивают, выбирая первый вариант с меньшим сечением провода.

7. Рентабельность дополнительных капиталовложений равна

$$R = \frac{П}{\Delta K}.$$

Полученная рентабельность R сравнивается с рентабельностью дополнительных капиталовложений ΔK в другие инвестиционные проекты. Если R выше, чем рентабельность в других инвестиционных проектах, то выбирают второй вариант – провод большего сечения, а в противном случае – первый вариант меньшего сечения.

При выборе проводов ЛЭП-110 кВ по исходным и справочным данным таблицы 1 дополнительные капиталовложения DK в провода, сечением больше, чем АС-120/19 и их рентабельность R составили:
в АС-150/24 $DK = 1032$ тыс. руб., $R = 21{,}1$ коп./руб.;
в АС-185/29 $DK = 2747{,}7$ тыс. руб., $R = 9{,}5$ коп./руб.;
в АС-240/39 $DK = 5056{,}8$ тыс. руб., $R = 5{,}8$ коп./руб.

Таблица 1

Исходные и справочные данные для выбора проводов ЛЭП-110 кВ

Длина линии, км	10
Максимальный ток в нормальном режиме, А	185
Максимальный ток в форсированном (ремонтном или послеаварийном) режиме, А	370
Время максимальных нагрузок, ч	5200
Время максимальных потерь, ч	3650
Основной тип опор	ПМ110-1Ф, АМ110-3Ф4
Марка проводов	АС-120/19, АС-150/24, АС-185/29, АС-240/39
Укрупненные капиталовложения в провода в ценах 01.01.2022 г. тыс.руб./км: АС 120/19 АС 150/24 АС 185/29 АС 240/39	 648,87 752,07 923,64 1154,55 1451,25
Ежегодные издержки на ремонт и обслуживание, % капиталовложений	0,8
Цена покупки потерь электроэнергии, руб./кВт>ч	1,577

Наиболее высокую отдачу 21,1 копейки с вложенного рубля имеют дополнительные капиталовложений в проводники АС-150/24. Определенное методом рентабельности экономически выгодное сечение 150 мм^2 подтверждается расчетом дисконтированных затрат при индексе доходности инвестированного капитала 10 %, размере инфляции 4 % и расчетном сроке службы 30 лет, которые для АС-150/24 минимальны. Дисконтированные затраты составили:
для АС-120/19 10218,27 тыс.руб.; для АС-150/24 9726.59 тыс.руб.;
для АС-185/29 11144,74 тыс.руб.; для АС-240/39 13224,54 тыс.руб.

Метод рентабельности имеет более высокую трудоемкость по сравнению с методом экономической плотности тока, но меньшую по сравнению с методом экономических интервалов. Метод рентабельности в отличие от методов экономической плотности тока и экономических интервалов не требует периодического уточнения нормированных значений плотности тока, экономических токовых интервалов и номограмм. Метод рентабельности имеет низкую трудоемкость по сравнению с технико-экономическим расчетом дисконтированных затрат.

Библиографический список

1. Электрические системы. Электрические сети / В.А. Веников [и др.]; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. М.: Высш.шк., 1998. 511 с.
2. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого издания. М.: Проспект, 2022. 832 с.
3. Волотковская Н.С. Выбор сечения ЛЭП по минимуму затрат // Вестник ЯГУ. 2006. Т. 3. № 3. С. 52–55.
4. Фрайштетер В.П. Выбор экономически обоснованного сечения проводов и жил кабелей линий электропередачи при проектировании // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С. 117–121.
5. Геркусов А.А., Габдулвалиева Е.И. Экономическая коррекция плотностей тока в проводах действующих воздушных линиях 110-220 кВ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 9-10. С. 25-33.
6. Ефентьев С.Н., Зуев Э.Н. Экономические токовые интервалы сечений проводов воздушных линий – вчера, сегодня, завтра // Электро. 2005. № 3. С. 43 – 48.
7. СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований. М.: изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2019. 33 с.
8. Степанова Т.Б. Учебное пособие для выполнения экономической части дипломного проекта по специальности 140211 «Электроснабжение». – Ангарск: изд-во АГТА, 2007. 66 с.

Просекин И.Н., Лещенко Е.А., Чиган К.Н. обучающиеся гр. УЭСм-20-1
Болоев Е.В., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Пузанов И.А., Голуб И.И., Болоев Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
ihorpuzanov@yandex.ru

В [1] подробно рассмотрены основные этапы итерационной процедуры оценивания состояния (ОС) трехфазной четырехпроводной распределительной сети низкого напряжения с использованием информации о топологии сети, параметрах элементов ее схемы замещения, измерениях интеллектуальных счетчиков, включающих средние значения активных $\bar{z}_P^{a,b,c}$ и реактивных $\bar{z}_Q^{a,b,c}$ узловых мощностей и модулей фазных напряжений

$\bar{z}_U^{\,a,b,c}$, измеряемых относительно нейтрального провода. Результатом ОС является определение по измерениям вектора состояния, который образуют продольные $u_i^{a,b,c}, u_i^n$ и поперечные $u_i^{a,b,c}, u_i^n$ составляющие векторов напряжений в фазах $f \in \{a,b,c\}$ и напряжений в нейтральном проводе n относительно земли. Важным моментом процедуры является определение в конце каждой итерации векторов узловых напряжений фаза – нейтральный провод $\dot{U}_{ik+1}^{f-n}$, как разности векторов узловых напряжений фаза – земля $\dot{U}_{ik}^{f}$ и нейтральный провод - земля $\dot{U}_{ik}^{n}$

$$\dot{U}_{ik+1}^{f-n} = \dot{U}_{ik}^{f} - \dot{U}_{ik}^{n}. \qquad (1)$$

Такая информация позволяет производить расчет потокораспределения в сети как для ее четырехпроводного, так и трехпроводного моделирования, включающего фазные провода и нейтральный провод, и только фазные провода, соответственно. Токи $\dot{I}_{i-j}^{f}$ в секции $i-j$ фазных проводов в обоих способах моделирования сети совпадают, а перетоки мощностей в начале и в конце секций $i-j$ для первого и второго способов моделирования равны

$$S_{i-j}^{f,n} = \left(I^{*f,n}_{i-j}\dot{U}_i^{f,n}\right); S_{j-i}^{f,n} = \left(I^{*f,n}_{i-j}\dot{U}_j^{f,n}\right) \qquad (2)$$

и

$$S_{i-j}^{f-n} = \left(I^{*f}_{i-j}\dot{U}_i^{f-n}\right) = \left(I^{*f}_{i-j}\dot{U}_i^{f} - I^{*f}_{i-j}\dot{U}_i^{n}\right); S_{j-i}^{f-n} = \left(I^{*f}_{i-j}\dot{U}_j^{f-n}\right) = \left(I^{*f}_{i-j}\dot{U}_j^{f} - I^{*f}_{i-j}\dot{U}_j^{n}\right). \qquad (3)$$

Потери активной и реактивной мощностей по результатам ОС в секции $i-j$ при четырехпроводном моделировании сети с использованием выражений (2) определяются как

$$\Delta P_{i-j}^{f,n\,(1)} = P_{i-j}^{f,n} - P_{j-i}^{f,n} = real\left(I^{*f,n}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{f,n} - \dot{U}_j^{f,n}\right)\right), \Delta Q_{i-j}^{f,n\,(1)} = Q_{i-j}^{f,n} - Q_{j-i}^{f,n} = imag\left(I^{*f,n}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{f,n} - \dot{U}_j^{f,n}\right)\right), \qquad (4)$$

а при трехпроводном моделировании сети, для выражения (3) как

$$\Delta P_{i-j}^{f-n(2)} = P_{i-j}^{f-n} - P_{j-i}^{f-n} = real\left(I^{*f}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{f} - \dot{U}_j^{f}\right) - I^{*f}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{n} - \dot{U}_j^{n}\right)\right), \qquad (5)$$

$$\Delta Q_{i-j}^{f-n(2)} = Q_{i-j}^{f-n} - Q_{j-i}^{f-n} = imag\left(I^{*f}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{f} - \dot{U}_j^{f}\right) - I^{*f}_{i-j}\left(\dot{U}_i^{n} - \dot{U}_j^{n}\right)\right).$$

Для потерь активной мощности, как было показано в [2], потери при обоих способах моделирования полностью совпадают

$$\Delta P_{i-j}^{a\,(1)} + \Delta P_{i-j}^{b\,(1)} + \Delta P_{i-j}^{c\,(1)} + \Delta P_{i-j}^{n\,(1)} = \Delta P_{i-j}^{a\,(2)} + \Delta P_{i-j}^{b\,(2)} + \Delta P_{i-j}^{c\,(2)}. \qquad (6)$$

Такой же вывод может быть получен и о совпадении потерь реактивной мощности, определенных для четырехпроводного и трехпроводного способов моделирования сети

$$\Delta Q_{i-j}^{a\,(1)} + \Delta Q_{i-j}^{b\,(1)} + \Delta Q_{i-j}^{c\,(1)} + \Delta Q_{i-j}^{n\,(1)} = \Delta Q_{i-j}^{a\,(2)} + \Delta Q_{i-j}^{b\,(2)} + \Delta Q_{i-j}^{c\,(2)}. \qquad (7)$$

Для доказательства равенства суммарных потерь активной и реактивной мощностей при трехпроводном и четырехпроводном моделировании распределительной сети на рис. 1 и рис. 2 для 24 часовых срезов изме-

рений приведены графики потерь мощности с накоплением, вычисленных с использованием процедуры оценивания состояния.

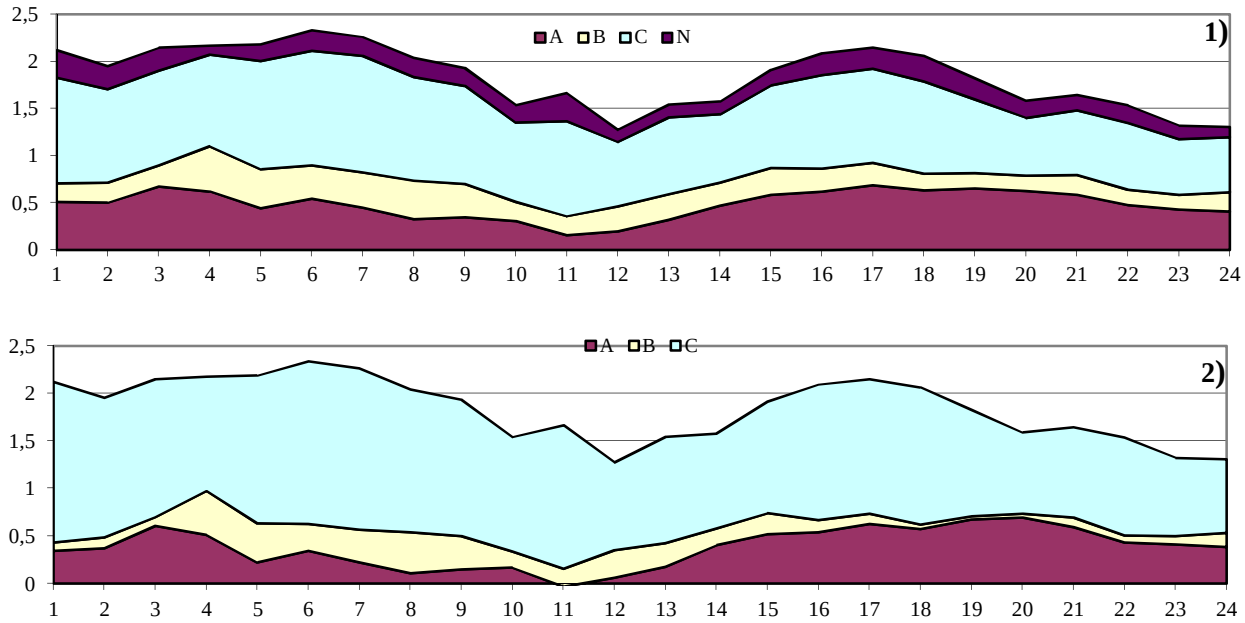


Рисунок 1 – Потери активной мощности при четырехлинейном (1) и трехлинейном (2) моделировании распределительной сети

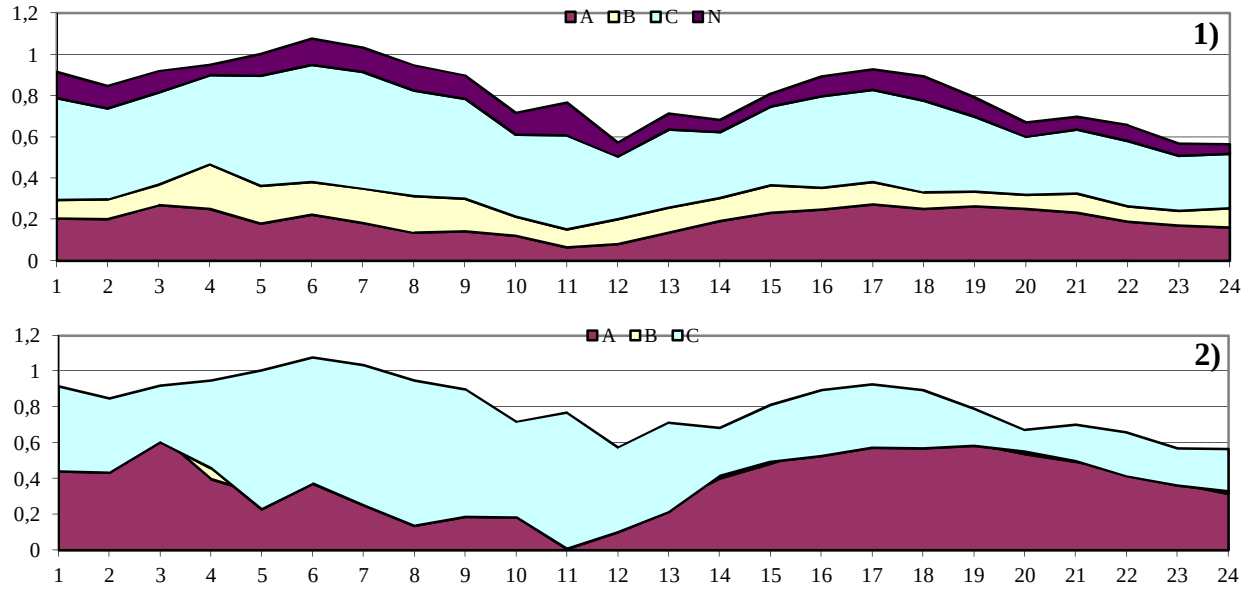


Рисунок 2 – Потери реактивной мощности при четырехлинейном (1) и трехлинейном (2) моделировании распределительной сети

Другой возможностью расчета потерь мощности в фазах разомкнутой распределительной сети при ее трехпроводном моделировании может быть определение потерь как суммы потерь, равных разности мощности,

переданной $S_{1-i}^{f\ перед}$ из 1-го узла питания РС в каждый нагрузочный узел i и мощности нагрузки i-го узла S_i^f

$$\Delta S^{f-n} = \sum_{i=2}^{m} \left(S_{1-i}^{f\ перед} - S_i^f \right). \quad (8)$$

Переданная из узла питания в нагрузочный узел i полная мощность и ее составляющие могут быть записаны как

$$S_{1-i}^{f\ перед} = P_{1-i}^{f\ перед} + jQ_{1-i}^{f\ перед} = \frac{P_i^f - jQ_i^f}{\dot{U}_i^{f-n}} \dot{U}_1^{f-n} = (J_a^f - jJ_p^f)(U'^{f-n}_1 + jU''^{f-n}_1) = \left(J_a^f U'^{f-n}_1 + J_p^f U''^{f-n}_1\right) + j\left(J_a^f U''^{f-n}_1 + J_p^f U'^{f-n}_1\right) \quad (9)$$

Анализ выражения (9) и проведенные для него экспериментальные исследования позволяют утверждать, что для распределительной сети низкого напряжения справедливы условия (10), (11), определяющие возможность расчета потерь активной мощности в распределительной сети непосредственно по измерениям интеллектуальных счетчиков.

$$\left(J_a^f U'^{f-n}_1 >> J_p^f U''^{f-n}_1\right), \quad (10)$$

$$\left(J_a^f U''^{f-n}_1 » J_p^f U'^{f-n}_1\right), \quad (11)$$

Суммарные потери активной мощности в фазе для измерений средних значений активных мощностей нагрузок и модулей напряжений относительно нейтрального провода может быть записано как

$$\Delta P^{f-n} = \sum_{i=2}^{m} \left(P_{1-i}^{f\ перед} - P_i^f \right) = \sum_{i=2}^{m} \left(\frac{U_1^{f-n}}{U_i^{f-n}} P_i^f - P_i^f \right) = \sum_{i=2}^{m} \left(\frac{U_1^{f-n} - U_i^{f-n}}{U_i^{f-n}} P_i^f \right), \quad (12)$$

где m соответствует числу нагрузочных узлов в фидере магистральной распределительной сети. В (12) вместо продольных и поперечных составляющих фазных напряжений относительно нейтрального провода используются измеренные значения модулей напряжений.

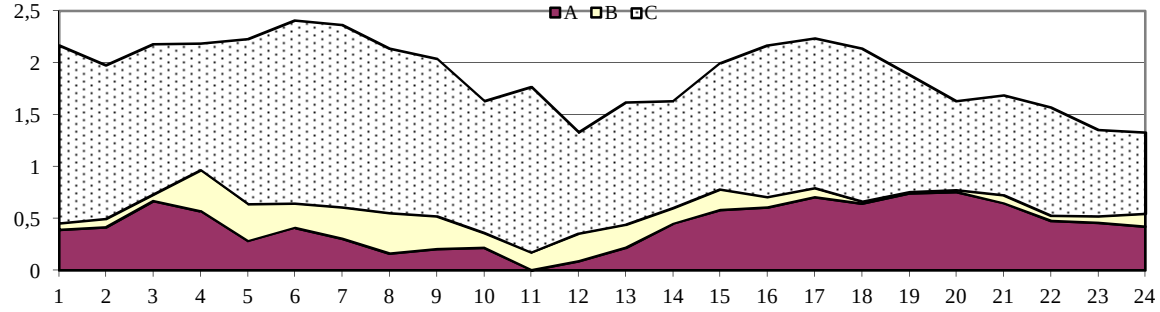


Рисунок 3 – Потери активной мощности при трехпроводном моделировании распределительной сети, полученные методом адресности

Потери активной мощности для трехпроводного представления распределительной сети, определенные с использованием выражения (12) для 24 срезов измерений интеллектуальных счетчиков, представлены на графике с накоплением рис.3

К сожалению, использование для расчета потерь реактивной мощности измерений реактивных нагрузок, и вместо поперечной составляющей напряжения измерений – модулей напряжений не позволяет получить приемлемого результата, что подтверждается графиком с накоплением для 24 срезов измерений, рис.4 .

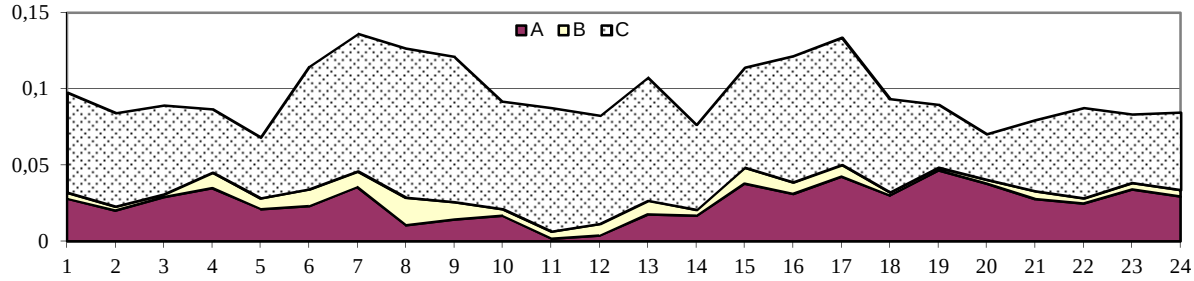


Рисунок 4 – Потери реактивной мощности при трехпроводном моделировании распределительной сети, полученные методом адресности по измерениям реактивных мощностей потребителей и модулей напряжений

Заключение. Приведено экспериментальное доказательство возможности расчета потерь активной мощности в распределительной сети только по измерениям интеллектуальных счетчиков без использования данных о параметрах ее схемы ее замещения. Исследование же аналогичной возможности расчета потерь реактивной мощности по измерениям реактивных нагрузок и модулей напряжений в нагрузочных узлах показало, что такой измерительной информации недостаточно и требуются данные о параметрах схемы замещения распределительной сети.

Библиографический список

1. Болоев Е.В., Голуб И.И., Федчишин В.В. Оценивание состояния распредели-тельной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков // Вест-ник Иркутского государственного технического университета, 2018, Т. 22, № 2. С. 95–106.
2. Голуб И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И. Метод расчета потокораспределения вторичной распределительной сети по измерениям интеллектуальных счетчиков. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 70. В 2-х книгах. Книга 2 Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. С. 123–133.

Пузанов И.А., студент 4-го курса, гр. ЭПб-18-1, ИРНИТУ
Голуб И.И., д.т.н., профессор, ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН
Болоев Е.В., к.т.н., научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 621.331

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЯГУ НА ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ ФИДЕРНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Пузина Е.Ю.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутский государственный университет путей сообщения
lena-rus05@mail.ru

В настоящее время на электрифицированных железных дорогах России по многим направлениям существенно возрос грузооборот. Это связано, в частности, с пропуском поездов повышенной массы, вплоть до 12000 тонн [1-2]. Такие массы поездов приводят к повышенному токопотреблению на тягу, что вызывает протекание значительных токов не только по обмоткам силовых трансформаторов, вызывая их перегрузку, оказывая существенное влияние на их остаточный ресурс [3-8], но и также по фидерным выключателям. Эта ситуация при сохранении на фидерах контактной сети (ФКС) все еще большого числа маслонаполненных выключателей прежних серий [9-10] может привести к повышению их повреждаемости, что несомненно скажется на безопасности перевозочного процесса.

Для оценки влияния расхода электроэнергии на тягу на количество повреждений фидерных маслонаполненных выключателей в данной работе выполнен анализ статистики повреждаемости маслонаполненных выключателей фидеров контактной сети и сведений о потреблении электроэнергии на тягу за последние 16 лет.

В таблице 1 приведены данные о расходах электроэнергии на тягу за период с 2006 по 2021 годы по Восточно-Сибирской железной дороге (ВСЖД). В таблице 2 представлены результаты по отказам маслонаполненных фидерных выключателей за аналогичный период.

С применением данных, приведенных в таблицах 1 и 2 с помощью регрессионного анализа установлена функциональная зависимость по выборке N количества повреждений выключателей 27,5 кВ от расхода электроэнергии (ЭЭ) на тягу.

Таблица 1

Расходы электроэнергии на тягу по ВСЖД за 2006-2021 г.г.

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Расход ЭЭ на тягу, млн. МВт·ч	4,91	4,88	4,75	5,21	5,49	5,72	5,54	5,44	5,53	5,47	5,16	5,55	5,47	5,65	5,64	5,99

Таблица 2

Данные по отказам маслонаполненных выключателей ФКС за 2006-2021 г.г.

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Количество отказов маслонаполненных выключателей ФКС	5	2	5	5	9	8	8	6	3	6	2	2	3	1	3	2

При линейной регрессии, нормально распределенные величины связываются линейной функцией

$$y = a_{xy} + b_{xy}, \quad (1)$$

где a_{xy} – свободный член регрессии; b_{xy} – коэффициент регрессии.

В простейшем случае уравнение регрессии получают графически, проводя линию так, чтобы изображения пар величин были разделены примерно поровну.

Следует различать регрессию *Y* по *X* и *X* по *Y*. В первом случае *X* – независимая переменная, *Y* – зависимая, во втором случае – наоборот. Уравнения регрессии для одной и той же выборки в этих случаях будут различны. Различие тем больше, чем меньше коэффициент корреляции ρ, определяемый по формуле

$$\rho = \sqrt{b_{yx} \cdot b_{xy}}, \quad (2)$$

где b_{yx} и b_{xy} – коэффициенты регрессии, соответственно, регрессии *Y* по *X* и *X* по *Y*. В нашем случае регрессия *Y* по *X*, где *Y* – количество отказов, а *X* – расход электроэнергии.

Чем ближе значение ρ к единице (мал разброс точек относительно *y(x)*), тем сильнее выражена зависимость. Если ρ хотя бы больше или равно 0,5, то можно говорить о существовании зависимости рассматриваемых переменных.

Для вывода уравнений используется метод наименьших квадратов, решением являются b_x и a_x

$$b_x = \frac{\sum_{i=1}^{N} x_i \times \sum_{i=1}^{N} y_i - N \times \sum_{i=1}^{N} x_i \times y_i}{(\sum_{i=1}^{N} x_i)^2 - N \times \sum_{i=1}^{N} x_i^2}, \quad (3)$$

$$a_x = \frac{1}{N} \times (\sum_{i=1}^{N} y_i - b_x \times \sum_{i=1}^{N} x_i), \quad (4)$$

В результате анализа данных за весь анализируемый период, с 2006 по 2021 годы построен график, и получены коэффициенты регрессии *Y* по

X и X по Y соответственно равные b_{yx} = 0,82 и b_{xy} = 0,089, свободный член регрессии a_{yx} = 1, коэффициент корреляции ρ = 0,1 . Таким образом, по значению ρ, на первый взгляд, можно сказать, что отсутствует зависимость количества отказов от расхода ЭЭ на тягу (рис. 1).

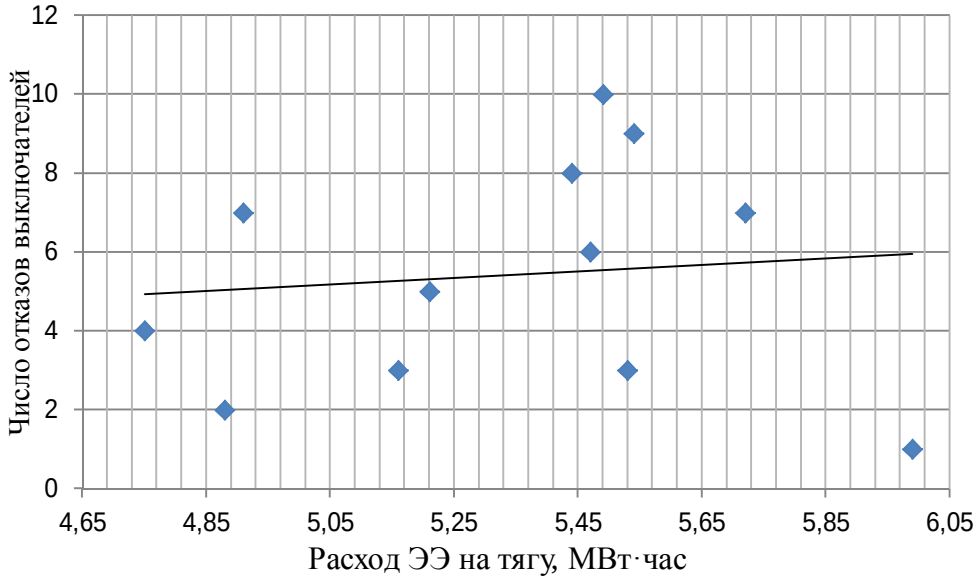


Рисунок 1 – Регрессионный анализ за период времени с 2006 по 2021 годы

Однако, при более внимательном изучении принятой на ВСЖД методики анализа повреждаемости электрооборудования было выявлено, что с 2016 года в статистике повреждаемости выполняется разделение повреждений электрооборудования на отказы и инциденты. К отказам относят только те повреждения, которые привели к нарушению графика движения поездов. Поэтому имеет смысл для решения поставленной в данной работе задачи выделить для регрессионного анализа период с 2006 по 2015 годы. Результаты анализа приведены на рис. 2.

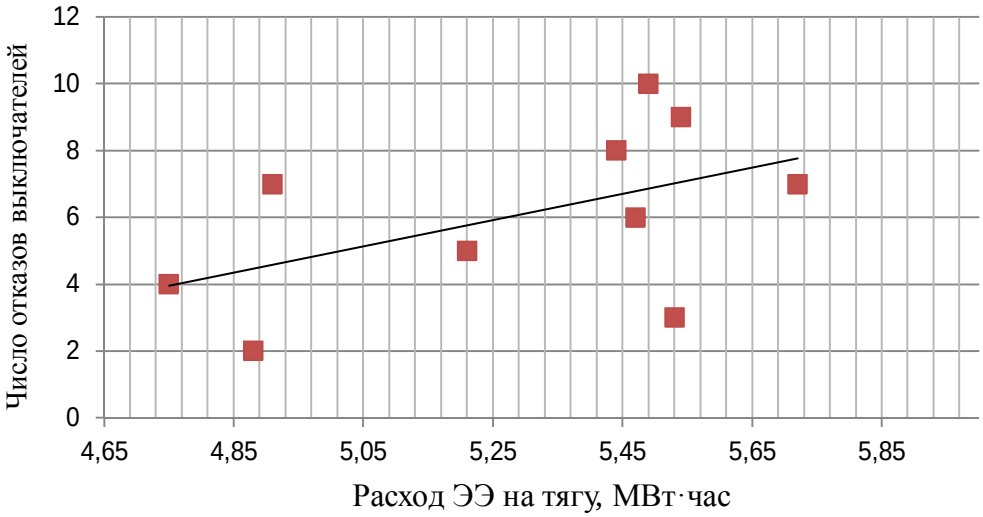


Рисунок 2 – Регрессионный анализ за период времени с 2006 по 2015 годы

В результате анализа получены коэффициенты регрессии Y по X и X по Y, соответственно равные $b_{yx} = 3{,}94$ и $b_{xy} = 0{,}065$, свободный член регрессии $a_{yx} = -14{,}7$, коэффициент корреляции $\rho = 0{,}51$. Таким образом, по значению ρ в данном случае можно сказать, что существует определенная зависимость количества отказов от расхода ЭЭ на тягу. В то же время, причинами отдельных выбросов могут являться, в нашем случае, некоторое увеличение количества отказов выключателей из–за неудовлетворительной, неправильной эксплуатации, старения и износа.

В результате проведенного анализа приходим к выводу о том, что для достоверности учета влияния различных факторов на повреждаемость электрооборудования тяговых подстанций необходима полная статистика о его повреждаемости, в то время как ее разделение на отказы и инциденты преследует иную цель – анализ тяжести последствий происшедших повреждений электрооборудования.

Библиографический список

1. Брылев В.А., Пузина Е.Ю. Усиление систем внешнего и тягового электроснабжения на участке Тайшет-Тулун с учетом перспективных объемов перевозки грузов. Молодая наука Сибири. 2020. № 2 (8). С. 162-170.
2. Черепанов А.В., Куцый А.П. Использование управляемых источников реактивной мощности в системах тягового электроснабжения. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 103-110.
3. Пузина Е.Ю., Туйгунова А.Г., Худоногов И.А. Системы мониторинга силовых трансформаторов тяговых подстанций. Иркутск, 2020. – 184 с.
4. 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.
5. Levin S.E., Chebotnyagin L.M, Suslov K.V., Potapov V.V. Protection selection against lightning overvoltages in wind energy installations in Eastern Siberia. Res electricae Magdeburgenses. 2013.Т.52. С. 49-51.
6. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Черепанов А.В. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения с установками распределенной генерации. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25 № 1 (156). С.31-43.
7. Khudonogov I. A., Puzina E. Y., A. G. Tuigunova. Modeling Turn Insulation Thermal Aging Process for Traction Substation Transformer. Proceeding - 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2020. 2020, С. 9112021.
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. Попов А.Ю., Пузина Е.Ю., Кашин А.А. Сравнительный анализ выключателей для сетей класса 6-35 кВ. Технико-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. 2019. С. 162-171.
10. Мелешкина Е.В., Пузина Е.Ю. Оценка состояния электрооборудования тяговых подстанций Восточно-Сибирской железной дороги. Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2009. Т.2. С. 77-82.

Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.331

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Пузина Е.Ю.
Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутский государственный университет путей сообщения
lena-rus05@mail.ru

В настоящее время актуальна задача продления срока службы электрооборудования систем электроснабжения [1-8]. С этой целью необходима оценка его остаточного ресурса.

Для оценки остаточного ресурса высоковольтных выключателей используют следующие методы расчета:

Метод 1: по известным значениям отключаемых токов путем округления их значений в заданных пределах отключаемых токов;

Метод 2: по известным значениям токов короткого замыкания (КЗ) при каждой операции отключения или включения.

По *методу 1* сработанный ресурс рассчитывался по известным значениям отключаемых токов путем округления их значений в заданных пределах отключаемых токов (30–60 %, 60–100 % и т.д. от номинального тока отключения выключателя) [9]. В настоящее время после внесения в стандарт [10] изменений нормируется только допустимое число отключений. Для большинства выключателей износ дугогасительного устройства при включении существенно меньше, чем при отключении, и им можно пренебречь. Расход коммутационного ресурса выключателя за все операции по отключению тока *I* определяется согласно следующему выражению

$$r_i = \frac{N_{\text{факт}}}{N_{\text{доп}}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{доп}}$ – допустимое число отключений тока определенной величины I; $N_{\text{факт}}$ – число отключений выключателем тока I.

Расход коммутационного ресурса выключателя за все операции определяется как

$$R_{\text{сраб}} = \sum_{i=1}^{n} r_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{N_{\text{факт}}}{N_{\text{доп}}}, \quad (2)$$

где n – число различных значений отключаемых токов.

Остаточный коммутационный ресурс выключателя определяется следующим образом

$$R_{\text{ост}} = 1 - R_{\text{сраб.}} \quad (3)$$

Метод 2 содержит следующую методику расчета коммутационного ресурса высоковольтного выключателя:

1. Регистрация токов КЗ, отключаемых (включаемых) выключателем, счетчиками КЗ, специальными регистрирующими приборами.

2. Принимается, что если при токе I допустимое количество отключений (включений) составляет $n_{\text{о}I}(n_{\text{в}I})$, то за одно отключение (включение) расходуется $I/n_{\text{о}I}(I/n_{\text{в}I})$ часть полного ресурса.

3. Расход коммутационного ресурса за одно отключение тока I равен величине, обратной допустимому количеству отключений при данном токе

$$r_{\text{о}I} = \frac{1}{n_{\text{о}I}}. \quad (4)$$

Расход коммутационного ресурса после нескольких отключений (включений) определяется путем суммирования расходов ресурса за каждую операцию отключения (включения)

$$R_{\text{сраб}} = \sum \rho_{oI} = \sum \frac{1}{n_{oI}} \quad (5)$$

4. Расход коммутационного ресурса следует определять для каждого полюса выключателя. Необходимость вывода выключателя в ремонт определяется по полюсу с наибольшим расходом ресурса.

5. Выключатель (полюс выключателя) должен быть выведен в ремонт, если при следующем отключении полюсом выключателя тока КЗ расход его коммутационного ресурса может превысить единицу

$$R_{\text{ост}} = 1 - R_{\text{сраб}} = 1 - \frac{1}{n_{\text{о.мин}}}, \quad (6)$$

где $n_{\text{о.мин}}$ – допустимое количество отключении при наибольшем токе, возможном в месте установки выключателя.

То есть, считается возможным срабатывание коммутационного ресурса до значений, превышающих единицу на величину вплоть до $I/n_{\text{о.ном}}$.

6. При ограничениях предприятиями-изготовителями выключателей количества включений на токи КЗ расход коммутационного ресурса следует определять как по отключениям, так и по включениям. Метод определения расхода коммутационного ресурса при включении и критерии вывода

выключателя в ремонт аналогичны указанным выше для операций отключения. Расход ресурса при включении

$$r_{вI} = \frac{1}{n_{вI}}. \quad (7)$$

Наработка ресурса

$$R_{вК} = \sum \frac{1}{n_{вI}}. \quad (8)$$

Критерий вывода в ремонт

$$\sum \frac{1}{n_{вI}} > 1 - \frac{1}{n_{в.мин}}. \quad (9)$$

Ресурс считается исчерпанным, если удовлетворяется любое неравенство (6) или (9). Этот метод расчета остаточного ресурса выключателя является более точным.

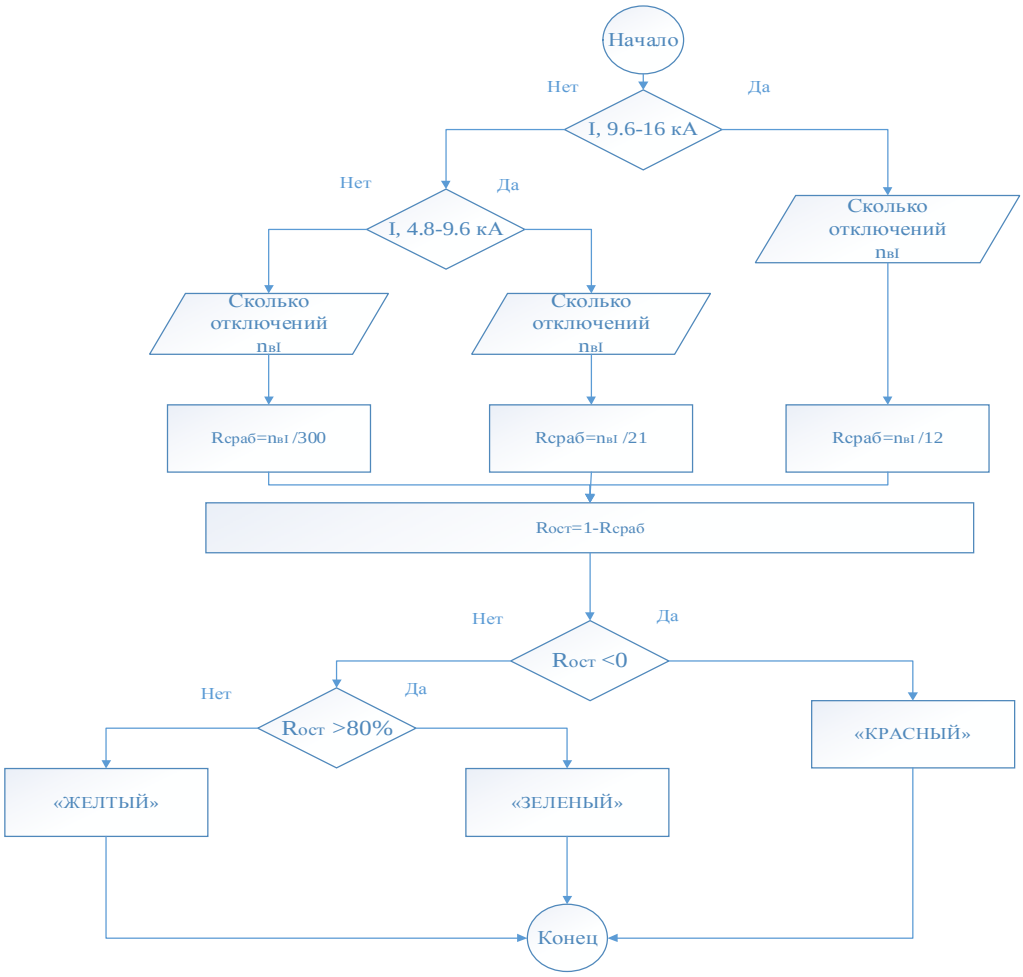


Рисунок 1 – Блок схема разработанной программы

В данной работе представлена программа, разработанная для расчета остаточного ресурса выключателей с использованием метода 2. На рис. 1 приведена блок-схема, которая описывает алгоритм работы данной программы. Если выключатель израсходовал коммутационный ресурс, то за-

горается «КРАСНЫЙ» индикатор, что свидетельствует о необходимости вывода его в ремонт; если коммутационный ресурс выключателя в норме, то загорается «ЗЕЛЁНЫЙ» индикатор; если загорается «ЖЁЛТЫЙ» индикатор, то ресурс подходит к завершению.

Программа разработана и проверена по базе данных о выключателях для Иркутской дистанции электроснабжения Восточно-Сибирской железной дороги. В качестве примера рассмотрена тяговая подстанция ЭЧЭ – 29 и выключатели серии ВМУЭ – 27,5. В табл. 1 занесена информация о количестве отключений, совершенных выключателями ФКС и значение отключаемого тока.

Таблица 1

Количество переключений, совершенных выключателем

ФКС	Количество переключений		
	9,6-16 кА	4,8-9,6 кА	≤ 1250 А
1	0	22	0
2	0	23	0
4	0	4	0
5	0	6	0
6	0	2	0
7	0	4	0
8	0	1	0
9	0	3	0

В табл. 2 приведён пример работы программы. Программа выявила наличие полностью сработанного ресурса выключателей ФКС-1 и ФКС-2 и сообщила, что необходимо вывести их в ремонт.

Таблица 2

Расчет остаточного ресурса выключателя

ФКС	Режим	Rсраб	Rост	Состояние
1	1	0	1	-
	2	1,0476	-0,04762	
	3	0	1	
2	1	0	1	-
	2	1,0952	-0,09524	
	3	0	1	
4	1	0	1	+
	2	0,1905	0,80952	
	3	0	1	
5	1	0	1	+
	2	0,2857	0,71429	
	3	0	1	
6	1	0	1	+
	2	0,0952	0,90476	
	3	0	1	
7	1	0	1	+
	2	0,1905	0,80952	
	3	0	1	
8	1	0	1	+
	2	0,0476	0,95238	
	3	0	1	
9	1	0	1	+
	2	0,1429	0,85714	
	3	0	1	

Таким образом, использование разработанной программы позволяет рассчитать остаточный ресурс выключателей и снизить количество отказов выключателей за счет своевременного технического обслуживания.

Библиографический список

1. Пузина Е.Ю., Туйгунова А.Г., Худоногов И.А. Системы мониторинга силовых трансформаторов тяговых подстанций. Иркутск, 2020. – 184 с.
2. 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.
3. Levin S.E., Chebotnyagin L.M, Suslov K.V., Potapov V.V. Protection selection against lightning overvoltages in wind energy installations in Eastern Siberia. Res electricae Magdeburgenses. 2013.Т.52. С. 49-51.
4. Khudonogov I. A., Puzina E. Y., A. G. Tuigunova. Modeling Turn Insulation Thermal Aging Process for Traction Substation Transformer. Proceeding - 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2020. 2020, С. 9112021.
5. Лундалин А.А., Пузина Е.Ю., Худоногов И.А. Направления развития релейной защиты и автоматики в российских электрических сетях. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. № 2 (62). С. 77-85.
6. 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.
7. Попов А.Ю., Пузина Е.Ю., Кашин А.А. Сравнительный анализ выключателей для сетей класса 6-35 кВ. Технико-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. 2019. С. 162-171.
8. Мелешкина Е.В., Пузина Е.Ю. Оценка состояния электрооборудования тяговых подстанций Восточно-Сибирской железной дороги. Транспортная инфраструктура Сибирского региона. 2009. Т.2. С. 77-82.
9. Андреев Д.А., Назарычев И.А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей. – Журнал «Вестник ИГЭУ», 2008. – С. 1-16.
10. ГОСТ Р 27.002-2009 Надежность в технике. Термины и определения. – 2009. – 24 с.

Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.316.92

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В СЕТЯХ 6-35 КВ

Репьев Е.В., Зацаринная Ю.Н., Ковалев Г.С.
Казанский государственный энергетический университет
zhenya.repev@mail.ru, waysubbota@gmail.com

Введение. Проблема обеспечения нормального функционирования распределительных сетей 6-35 кВ и повышения их надежности вследствие уменьшения кратности перенапряжений не теряет своей актуальности.

Надежность электрических сетей напряжением 6-35 кВ во многом определяется выбором оптимального режима работы нейтрали, так как способ заземления нейтрали не только определяет условия эксплуатации изоляции сети, но и оказывает влияние на действие устройств релейной защиты и автоматики, на надежность электроснабжения потребителя. В связи с этим исследование влияния режима нейтрали на величину перенапряжения в сетях 6-35кВ является весьма насущной задачей.

Мероприятия по ограничению перенапряжений в сети. В настоящее время в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью на самом деле существует несколько режимов нейтрали: нейтраль полностью изолированная от земли; компенсированная нейтраль с дугогасящим реактором (ДГР); резистивно заземленная нейтраль; комбинированное заземление нейтрали (табл. 1).

Таблица 1

Зависимость перенапряжений в сетях 6-35 кВ от режима нейтрали

	$U_{ном}$, кВ	Вид сетей	$I_{озз}$, А	Режим нейтрали	Характер перенапряжений
1	6-35	Сети с изолированной нейтралью (И-нейтраль)	$I_{озз} < 30$А для $U_{ном} = 6$ кВ, $I_{озз} < 20$А для $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{озз} < 5$А для $U_{ном} = 35$ кВ	Нейтраль полностью изолирована от земли	Кратность перенапряжений высокая, длительность перенапряжений при перемежающейся дуге наибольшая.
2	6-20	Сети с компенсированной нейтралью (LC-нейтраль)	$I_{озз} > 30$А для $U_{ном} = 6$ кВ, $I_{озз} > 20$А для $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{озз} > 5$А для $U_{ном} = 35$ кВ	Нейтраль заземляется через дугогасящий реактор (ДГР) (резонансное заземление)	Точная настройка ДГР в режиме резонансного заземления удается далеко не всегда вследствие технического несовершенства устройств автоматической настройки ДГР. При постоянно меняющейся емкости сети это обстоятельство может привести к раскомпенсации сети и, как следствие к резонансу напряжений.

Окончание табл. 1

	$U_{ном}$, кВ	Вид сетей	$I_{озз}$, А	Режим нейтрали	Характер перенапряжений
3	6-35	Сети с резистивно заземленной нейтралью (RC-нейтраль)	$U_{ном}$ = 6–35 кВ, низкоомный резистор применяется в распределительных сетях для обеспечения безопасности населения, высокоомный резистор применяется для ограничения перенапряжений.	Нейтраль заземлена через низкоомный или высокоомный резистор R, который подключается к нейтрали через специальный трансформатор.	При низкоомной RC-нейтрали существенное снижение перенапряжений при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) и более надежное срабатывание земляной защиты. При с высокоомной RC-нейтрали существенное снижение перенапряжений при ОЗЗ, однако режим ОЗЗ не отключается достаточно длительное время, обеспечивая надёжность электроснабжения.
4	6-24	Сети с комбинирован-ным заземлением нейтрали (RLC-нейтраль)	$U_{ном}$ = 6-24 кВ, применяется на шинах генераторного напряжения и собственных нужд электрических станций с мощными блоками.	Нейтраль заземлена через настроенную индуктивность дугогасящего реактора, шунтированную резистором (ухудшенное резонансное заземление).	При дуговых ОЗЗ уровень перенапряжений соизмерим со случаем высокоомной RC-нейтрали. Исключение феррорезонансных процессов.

В зависимости от режима нейтрали токи однофазного замыкания на землю (Iозз), виды и уровни перенапряжений в сетях, их длительности могут быть разными. Уровни внутренних перенапряжений зависят также от способов их ограничения и наличия в сети ДГР. При этом наличие ДГР неоднозначно влияет на возможность возникновения и уровень внутренних, в том числе и дуговых, перенапряжений.

Наиболее опасны «перенапряжения, создаваемые дуговыми замыканиями, и часто не вследствие их высоких кратностей, а тем, что они многократно воздействуют на всю сеть и вызывают многоместные повреждения изоляции с последующим значительным эксплуатационным ущербом» [1, с.20].

В нашем исследовании сделана попытка систематизировать мероприятия по ограничению перенапряжений в сетях 6-35 кВ и представить их в виде упорядоченного комплекса.

Элементами системы являются мероприятия по ограничению перенапряжений. В основу системы положены различные режимы нейтрали. Выбор мероприятий по ограничению перенапряжений зависит от величины емкостного тока однофазного замыкания на землю Iс (условия возник-

новения дуговых перенапряжений) и условий возникновения феррорезонансных перенапряжений (ФРП) в сети. На рис. 1 показана условная схема электрической сети с использованием различных средств ограничения перенапряжений: ДГР, резистор, комбинированное заземление нейтрали.

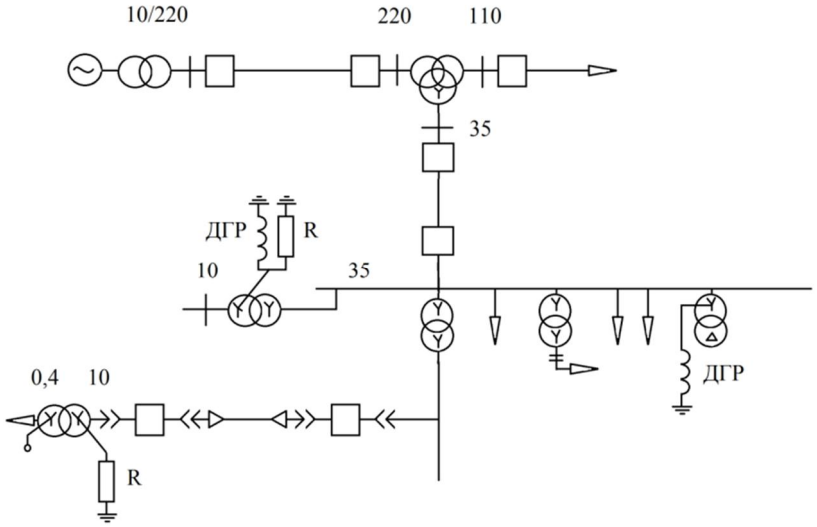


Рисунок 1 – Схема сети с различными напряжениями

В табл. 2 представлена система мероприятий по ограничению внутренних перенапряжений, где основанием для систематизации выбраны номинальные напряжения и функциональные признаки электрических сетей.

Внутренними связями в этой системе являются условия возникновения внутренних перенапряжений определенного вида – дуговых и феррорезонансных. Внешние связи системы – условия, накладываемые внешними обстоятельствами: требованиями безопасности населения, требованиями безаварийной работы оборудования сети собственных нужд электрических станций (СН), обеспечивающих «живучесть станции».

Таблица 2

Система мероприятий по ограничению внутренних перенапряжений

№	Параметры сетей		Характеристика сети	$I_{озз}$, А	Мероприятия по ограничению перенапряжения при ОЗЗ	Примечания
	$U_{ном}$, кВ	Режимы нейтрали				
1	6	Изолирована	Сельские распределительные сети и ВЛ	<35	Низкоомный резистор + РЗ на отключение	Обеспечи-вается защита населения от поражения электрическим током
	10	Изолирована		<20	Низкоомный резистор + РЗ на отключение	
	35	Изолирована		<10	Низкоомный резистор + РЗ на отключение	

Окончание табл. 2

№	Параметры сетей		Характеристика сети	$I_{озз}$, А	Мероприятия по ограничению перенапряжения при ОЗЗ	Примечания
	$U_{ном}$, кВ	Режимы нейтрали				
2	6	С ДГР в нейтрали	Развитые промышленные и городские сети с КЛ. Сети СН электростанций.	>35	ДГР параллельно высокоомному резистору	Применяется в СН мощных КЭС и АЭС
	10	С ДГР в нейтрали		>20	ДГР параллельно высокоомному резистору	
	20	С ДГР в нейтрали		>150	ДГР параллельно высокоомному резистору	
3	6	Резистивное заземление нейтрали	Сети СН электростанций.	<20	Высокоомный резистор	Редко используется
	10	Резистивное заземление нейтрали		<15	Высокоомный резистор	
4	6	Резистивное заземление нейтрали + *RC*- цепочка	Сети СН электростанций.		Резисторы и *RC*-цепочки, включаемые относительно земли	Применено на Новосибирс-кой ТЭЦ-3 и в схемах электроснабжения буровых установок.
	10					

Рассмотрим элементы данной системы более подробно, учитывая опыт применения мероприятий по ограничению внутренних перенапряжений, представленный в публикациях, и современные разработки по совершенствованию защиты от внутренних перенапряжений в сетях 35 кВ и ниже.

Вопрос о внедрении резистивного заземления нейтрали неоднозначен.

Высокоомное заземление ограничивает от дуговых перенапряжений в сетях 6-10 кВ станций и подстанций распределительных сетей [2, 3]. Сопротивление резистора должно быть выбрано по величине активного тока, создаваемым подключенным к нейтрали резистором. Он должен быть равен емкостному току замыкания на землю.

Низкоомное заземление применяется для селективного срабатывания защиты на отключение ОЗЗ для обеспечения безопасности людей.

При высокоомном заземлении нейтрали и заземлении экранов кабелей с обеих сторон ток будет равен $\sqrt{2}Ic$, что может представлять значительную опасность для оболочек кабелей [4].

Некоторые специалисты считают, что большая опасность возникает при применении низкоомного заземления, которое несмотря на

декларируемую специалистами [5] кратковременность режима, не исключает вероятности достаточно длительного однофазного замыкания с токами, превышающими граничное значение 500 А.

Смещение нейтрали, которое может возникать во время эксплуатации, может привести как к развитию феррорезонанса, так и к изменению заземления экранов кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В литературе [6] показывают пример установки заземляющего устройства, присоединенное к нейтрали питающего трансформатора на высоком напряжении. Также возможно подключение через заземляющий трансформатор. Такая схема резистивного заземления нейтрали обеспечивает требуемое значение тока в нейтрали сети с возможностью изменения сопротивления в значительных пределах и обладающего практически неограниченной энергоемкостью.

Основное ЗУ подстанции отвечает за условия электробезопасности, а дополнительное – за режим нейтрали сети. Управление таким «земляным» резистором осуществляется на тех же принципах и по тем же алгоритмам, что и при использовании выпускаемых промышленностью резисторов [7].

Опыт применения «земляного» резистора привело к снижению аварийности более чем в 2 раза за счет повышения чувствительности токовых защит от замыканий на землю [8]. Такие показатели были достигнуты при внедрении данного резистора в городской кабельной сети 10 кВ с компенсацией емкостных токов с помощью ступенчато регулируемых ДГР. Использование «земляного» резистора позволяет более обоснованно принимать решение об установке низкоомного резистора.



Рисунок 2 – Низкоомный резистор (НР), установленный на опорной металлоконструкции

Применение низкоомного резистивного заземление приводит к *следующим эффектам:*

Упрощение работы релейной защиты. Стало возможным реализация селективного отключения фидера с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ) с помощью активной составляющей, создаваемой резистором (рис 1, 2). Активная составляющая является постоянной, так как определяется номинальными параметрами резистора.

Ограничение перенапряжений по амплитуде. Перечисленные выше достоинства низкоомного резистивного

заземления нейтрали показали наилучший результат в сетях с кабельными линиями и с высоковольтными электродвигателями. В высоковольтных электродвигателях 6-10 кВ низкий запас прочности изоляции. При длительном протекании тока ОЗЗ может произойти «пожар стали», поэтому защиту от замыканий следует выполнять с работой на отключение.



Рисунок 3 – Подключение низкоомного резистора к присоединительному трансформатору через однополюсный разъединитель

Повышение электробезопасности. Селективное определение фидера с ОЗЗ позволяет сократить время отключения до минимального, определяемого временной уставкой защиты и временем работы выключателя. Отключение ОЗЗ исключает вероятность поражения людей и животных шаговым напряжением.

Экономичность. Преимущество низкоомного резистора перед ДГР с автоматическим регулятором заключается в более низкой цене, кроме того требуется менее мощный присоединительный трансформатор.

Таким образом, включая низкоомный резистор в работу сети можно легко выделить участки сети с ОЗЗ, уменьшая объем повреждения и повышая электробезопасность. Применение данных мероприятий возможно, как в городских кабельных сетях, так и в воздушных с достаточным уровнем автоматизации и возможностью автоматического деления на участки [9].

Рассматривая проблему эффективности мероприятий по защите от перенапряжений электрооборудования в сетях 6-35 кВ, необходимо знать безопасные для персонала напряжения прикосновения. Для выполнения этого условия требуется выполнить следующие мероприятия.

1. Обеспечение стекания остаточного заряда на фазных емкостях участка сети до момента возможного повторного зажигания дуги.
2. Уменьшение потенциала смещения нейтрали.
3. Предотвращение возбуждения феррорезонансных явлений (R).

4. Устойчивое гашение дуги при первом переходе полного тока через ноль (ДГР).

5. Регулирование тока компенсации во время существования замыкания на землю.

Проведенный нами анализ состояния нормативных документов для сетей среднего напряжения и современных исследований эффективности мероприятий по защите от перенапряжений позволил сформулировать следующие критерии эффективности этих мероприятий:

Безопасность способа заземления нейтрали в сети среднего напряжения для людей.

Безаварийность работы электрооборудования.

Возможность применения быстродействующей релейной защиты (РЗ) для обеспечения безопасности людей и безаварийной работы оборудования.

Мощность применяемого устройства и соответствующие потери электроэнергии в процессе его работы.

Экономичность мероприятия.

Возможность применения мероприятия (устройства) в определенных условиях.

Сформулированные критерии помогут при анализе мероприятий по способам заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ на конкретных подстанциях (табл.3).

Таблица 3

Критерии эффективности мероприятий по защите от перенапряжений в сетях среднего напряжения

№	Критерии эффективности	Эффективные мероприятия	Примечания
1	Безопасность для персонала способа заземления нейтрали сети 6-35кВ.	1. Низкоомный резистор в нейтрали и быстродействующая РЗ. 2. Комбинированная нейтраль	1.Необходима установка специальных чувствительных быстродействующих защит. 2.Затруднено быстрое отыскание места повреждения.
2	Безаварийность работы электрооборудования.	1. Высокоомное резистивное заземление нейтрали 2. Комбинированная нейтраль. *Параллельное включение ДГР с подмагничиванием и резистора представляется нецелесообразным.*	Высокоомные резисторы целесообразно подключать на подстанциях, питающих воздушные линии электропередач без высокой степени резервирования для уменьшения уровня перенапряжения и времени всего цикла перенапряжения.
3	Мощность применяемого устройства и соответствующие потери электроэнергии в процессе его работы	Резистивное заземление нейтрали. Низкоомное индуктивное заземление нейтрали	Требуется резистор меньшей мощности, чем ДГР. Для оценки потерь электроэнергии требуются дополнительные исследования

Окончание табл. 3

№	Критерии эффективности	Эффективные мероприятия	Примечания
4	Экономичность мероприятия	Технико-экономическое сравнение вариантов	Требуется дополнительное исследование
5	Возможность применения устройства в определенных (особых) условиях	Сравнение вариантов с учетом конкретных условий	Требуется анализ конкретных условий
6.	Возможность применения быстродействующей релейной защиты (РЗ) для обеспечения безопасности людей и безаварийной работы оборудования	1. Низкоомный резистор в нейтрали и быстродействующая РЗ 2. Низкоомное индуктивное заземление нейтрали	Необходима установка специальных чувствительных быстродействующих защит.

Интересным является вопрос использования резистивного режима работы нейтрали в сетях 20 кВ. Такое техническое решение возникло из-за необходимости пропускной способности распределительных сетей мегаполисов, для которых характерна значительная плотность электрических нагрузок. В частности, в энергосистеме г. Москва применялся для резистивного заземления нейтрали резистор 12 Ом/20 кВ/1000 [10].

При проектировании и строительстве ПС 110 (220)/20 кВ особого внимания требуют схема резервирования потребителей и вопрос унификации параметров резистивного заземления нейтрали: «Следует исключить ситуации, когда один и тот же участок сети 20 кВ с определенным образом настроенными защитами в разных режимах эксплуатации будет питаться от ПС с разными по номиналу резисторами» [11].

Метод комбинированного заземления нейтрали (КЗН или RLC-нейтраль) в эксплуатации нормативно закреплен в ряде стандартов организаций, в числе которых МРСК Сибири, МРСК Волги, Газпром [12].

Эксплуатация устройств для полного подавления дуговых замыканий на землю (ОЗЗ) на трех генераторах с резонансно-заземленной нейтралью 500 МВт Рефтинской ГРЭС имела успех. Для этого использовался ДГР с автоматическим регулированием, осуществляющимся на фазовом принципе с одновременной стабилизацией напряжения смещения нейтрали на заданном уровне [13]. Однако использование дугогасящего реактора в сочетании с компенсацией активной составляющей затянулось. Это произошло из-за отсутствия технических средств, обеспечивающих точную резонансную настройку контура нулевой последовательности сети. Несмотря на обеспечение подавления дуговых ОЗЗ и ликвидацию электро- и пожароопасных ситуаций. [13].

Применение RC- цепочек ведет к уменьшению вероятности повторных зажиганий дуги в выключателе. Совместное использование резистивного заземления нейтрали и RC-цепочек, включаемые относительно земли, эффективно снижает дуговые и коммутационные перенапряжения [14].

Для надежной работы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ применение низковольтных резисторов к обмотке ДГР позволит ограничить перенапряжения до уровня 2UФmax, что приведет к более высокой чувствительности релейной защиты от ОЗЗ.

Заключение. Выполненная нами работа показывает, что возможно создание системы мероприятий по ограничению внутренних перенапряжений в сетях с напряжением 6 - 35 кВ. Целью такой системы является комплексное представление существующих в настоящее время подходов к ограничению внутренних перенапряжений с учетом функциональных особенностей сетей, условий возникновения дуговых и феррорезонансных перенапряжений и обеспечением электробезопасности населения при ОЗЗ.

При наличии большого числа исследований, опытных и расчетных данных по ограничению внутренних перенапряжений в сетях с напряжением 6-35 кВ наличие системного подхода и представление системы в табличной форме может помочь исследователям и практикам в выборе мероприятий по ограничению внутренних перенапряжений.

Библиографический список

1. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ (РД 34.20.179). Утверждена Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 06.06.1987.
2. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Резистивное заземление нейтрали сетей 6-10 кВ. – СПб.: Издательство Терция, 2009.
3. СТО Газпром 2-1.11-070-2006. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром», 2006.
4. Дмитриев М.В. Кабельные линии 6-500 кВ с однофазными кабелями. Требования к заземлению узлов, транспозиции экранов. - Новости ЭлектроТехники 2013, № 1(79).
5. Низкоомное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ. Электробезопасность и нормативные требования. - Новости ЭлектроТехники, 2013, № 2(80).
6. Устройство для резистивного заземления нейтрали сетей с малыми токами замыкания на землю / В.П. Рыжков, Е.Н. Рыжкова: пат. № 18943 РК, опубл. 15.11.2007, бюл. № 11.

7. Рыжкова Е.Н., Цырук С.А. Системы адаптивного управления режимов нейтрали сетей 6-35 кВ. – Тр. Второй Всероссийской научно-практической конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем». М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
8. Рыжкова Е.Н., Фомин М.А., Садовская К.О. О практической возможности изменения режима нейтрали сетей с малыми токами замыкания на землю. – Промышленная энергетика, 2012, № 7.
9. И. Поляков, А. Бредихин. ПАО «МРСК Центра» применяет инновационные решения. Опыт внедрения низкоомного заземления нейтрали/ //Электроэнергия. Передача и распределение-2015-№5(32).
10. Майоров А.В., Ширковец А.И., Валов В.Н. Режим нейтрали и организация релейной защиты от замыканий на землю в сети 20 кВ // Релейная защита и автоматизация № 3 (24) 2016.
11. Емельянов Н.И., Ширковец А.И. Актуальные вопросы применения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в электрических сетях 6-35 кВ.// Энергоэксперт. 2010. № 2.
12. Ширковец А., Козлачков М., Сазонов В., Хадыев И., Дмитриев И., Панкратов Г., Тимощенко С. Комбинированное заземление нейтрали. Фактор повышения эксплуатационной надежности сетей 6–35 кВ // Новости электротехники №5(101) 2016.
13. Виштибеев А.В. Резистивное заземление нейтрали как средство снижения требований к энергетическим характеристикам ОПН и резисторам в RC-цепочках // ЭЛЕКТРО № 4/2003.

Репьев Е.В., обучающаяся, гр. ИЭСм-1-21 КГЭУ
Зацаринная Ю.Н., к.т.н., доцент кафедры ЭС КГЭУ
Ковалев Г.С., обучающийся, гр. 06-152 КФУ

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЗАБАЙКАЛЬСКОМ КРАЕ

Романова В.В., Суслов К.В., Хромов С.В.
Забайкальский государственный университет
Иркутский национальный исследовательский технический университет
romanova181@mail.ru, souslov@istu.edu, sergeixrom@inbox.ru

Введение. Забайкальская электроэнергетическая система (ЭЭС) охватывает территорию Забайкальского края, входит в Объединённую энергетическую систему Сибири (ОЭС Сибири), является связующим звеном с ОЭС Востока.

В Забайкальском крае наблюдается дефицит генерирующих мощностей, в связи с небольшим количеством источников генерации. Наиболее крупными являются 3 электростанции: Читинская ТЭЦ-1, с установленной мощностью 452,8 МВт (филиал ПАО «ТГК-14» - «Читинская генерация»); Харанорская ГРЭС, установленной мощностью 665 МВт (филиал «Харанорская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация») и ТЭЦ Приаргунского производственного горно-химического объединения (ППГХО), установленной мощностью 410 МВт (филиал АО «ОТЭК» в г. Краснокаменске). Вся остальная электрическая энергия в край поступает за счёт перетоков из смежных ЭЭС – Амурской (ОЭС Востока) и Республики Бурятия (ОЭС Сибири) [1]. Таким образом, стоимость электрической энергии электропотребителей в Забайкальском крае достаточна высока.

Особенностью Забайкальской электроэнергетической системы является большая протяженность территорий с неравномерным распределением населения, низкой плотностью электрических нагрузок, рассредоточенных по территории края.

Централизованным электроснабжением обеспечены 97% населения и промышленность Забайкальского края. Не содержат присоединений к общей системе электроснабжения края 23 населенных пункта в 8 районах края [1], данные электропотребители питаются от децентрализованных систем электроснабжения (ДСЭС), не имеющих электрической связи с районными энергетическими системами. На (рис.1) приведена карта Забайкальского края с указанием автономных потребителей электрической энергии (выделено красным цветом).

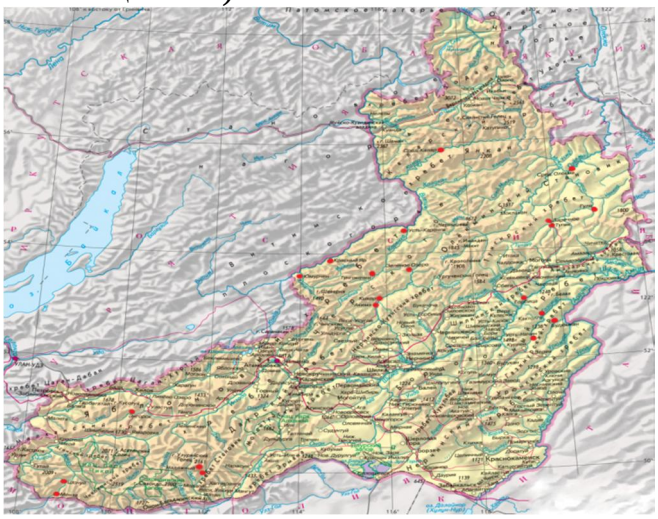


Рисунок 1 – Карта Забайкальского края

Электроснабжение децентрализованных (автономных) энергетических систем осуществляется на основе применения дизель-генераторных установок (ДГУ), совокупность которых образует дизельную электростанцию (ДЭС).

Численность населения Забайкальского края, проживающих в населенных пунктах не обеспеченных централизованным электроснабжением, составляет 4550 человек, совокупная установленная мощность ДЭС равна 2,52 МВт, суммарная выработка электроэнергии в 2021 году составила 7,08 млн кВт·ч [1]. ДЭС свойственна высокая стоимость дизельного топлива, обусловленная сложностью транспортной логистики. Транспортная составляющая стоимости топлива автономных потребителей достигает 50 – 70%, что приводит к высокой стоимости электроэнергии. Соответственно, себестоимость производства электроэнергии в зонах децентрализованного энергообеспечения составляет от 20 до 80 руб/кВтч. [2].

Материалы и методы исследования. Совершенно очевидно, электроснабжение децентрализованных потребителей электрической энергии, снижение стоимости электроэнергии достигается путём формирования гибридных энергетических систем распределённой генерации на основе возобновляемых источников электрической энергии (ВИЭ).

Из рассмотренного аналитического обзора работ [1, 3, 4] следует, что в качестве перспективных направлений развития ВИЭ в Забайкальском крае является реализация технических решений с использованием ветроэнергетических и фотоэлектрических установок, а также применение гибридных энергоустановок на основе ВИЭ в децентрализованных населенных пунктах.

В качестве примера рассмотрим децентрализованный населенный пункт – сельское поселение Тупик Тунгиро-Олёкминского района Забайкальского края. Местоположение метеостанции непосредственно внутри поселения, географические координаты 54°42' с.ш. и 119°94' в.д.

На основании статистических данных метеорологических наблюдений выполним построение графиков солнечной и ветровой активностей.

Анализ приведённых зависимостей (рис. 2,3) показывает, что на рассматриваемом объекте, преобладает высокая солнечная активность, кроме того, наблюдается наличие ветровой активности, большую часть времени присутствует ветровая нагрузка средней интенсивности.

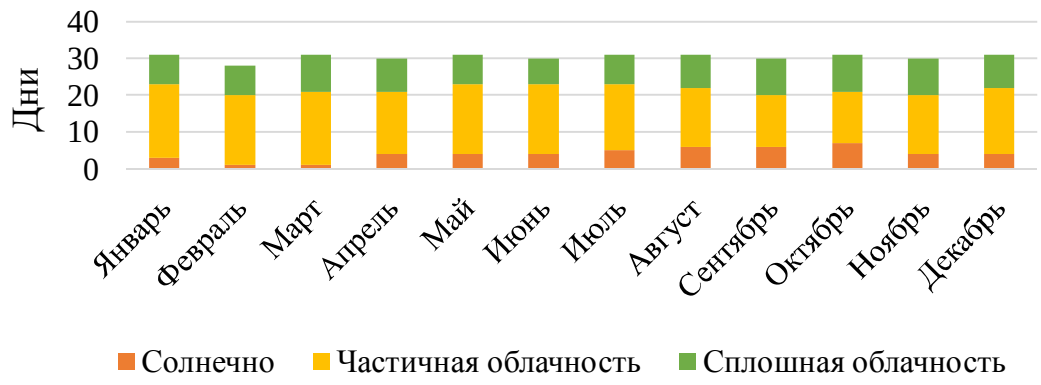


Рисунок 2 – Солнечная интенсивность в год

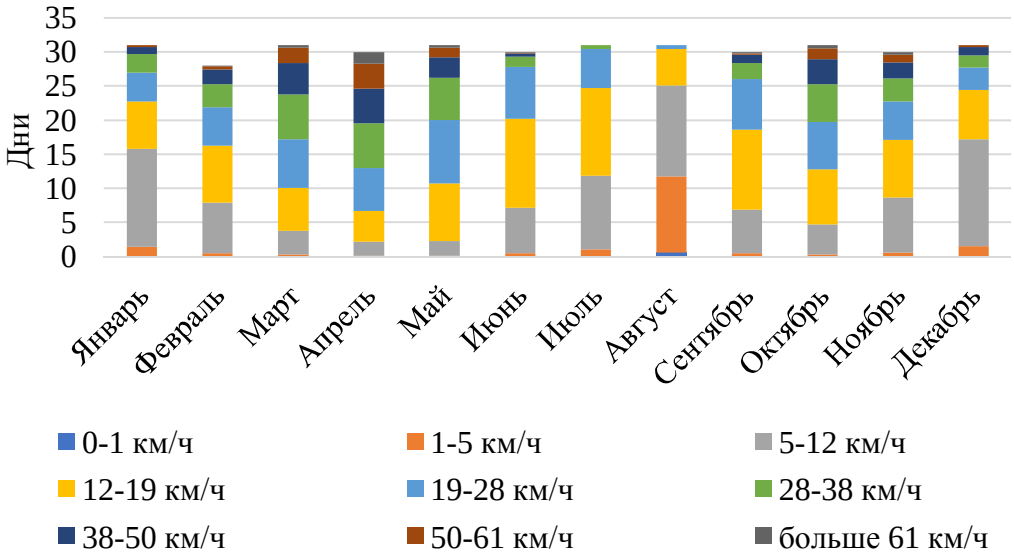


Рисунок 3 – Интенсивность ветровой нагрузки в год

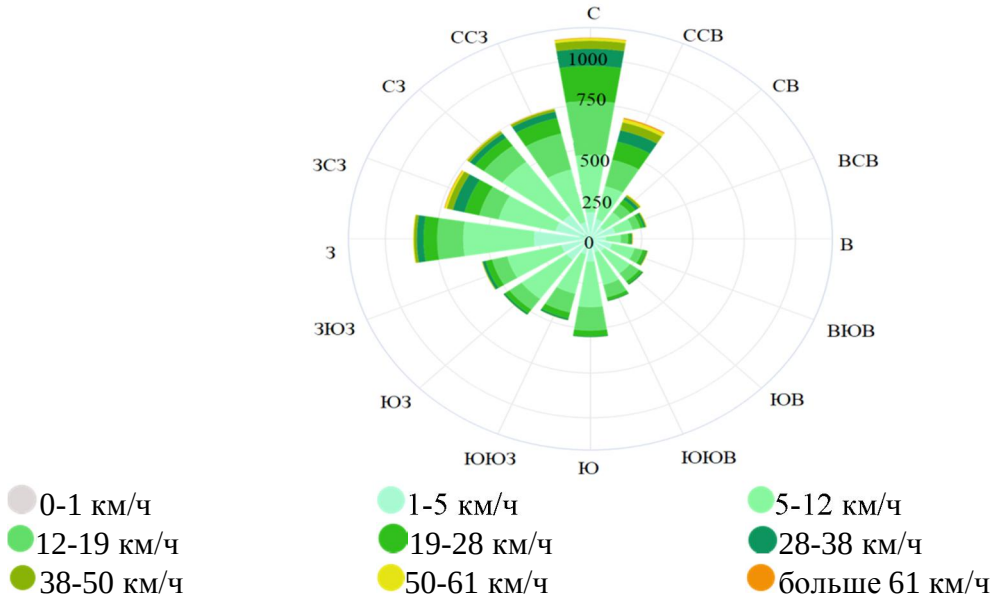


Рисунок 4 – Направление ветровой нагрузки в год

Результаты исследования и их обсуждение. Проведённый анализ фотоэлектрического и ветроэнергетического потенциалов объекта исследования показал, что применение генерации на основе ВИЭ целесообразно при соблюдении ряда условий: для предотвращения провалов в графике выработки электрической энергии необходимо применение гибридных энергетических систем, основанных на комбинации солнечных, ветровых установок и традиционных дизель-генераторных агрегатов. Распределение направления ветровых нагрузок свидетельствует, что целесообразно применение ветроэнергетических установок поворотного типа, в связи с практически равномерным распределением направления ветра (рис. 4). В силу

стохастического характера солнечных и ветровых установок, также непостоянства графика нагрузок электропотребителей требуется использование накопителей электрической энергии, способствующих оптимизации работы гибридных энергетических систем, обеспечивающих их энергетическую эффективность и надёжность [5, 6].

Именно поэтому, применение гибридных энергетических систем на основе ВИЭ вместе с традиционными энергетическими установками, объединение их в единую электрическую сеть энергорайонов региона, является экономически эффективным способом энергообеспечения потребителей. Совместное использование технологических решений на основе ВИЭ и накопителей энергии, по сравнению с ДЭС, сокращает потребление дизельного топлива, увеличивает надёжность и эффективность электроснабжения потребителей, снижает стоимость произведенной единицы электроэнергии, уменьшает количество выбросов CO_2 в атмосферу [7, 8].

Следует отметить, что в целях разработки и проектирования гибридных энергетических систем на основе ВИЭ необходимо выполнение определённого комплекса технических мероприятий, их детализация и применимость для конкретных объектов.

В процессе реализации комплекса технических мероприятий требуется выполнить:

1. Аналитический обзор специфики электропотребителей, их особенностей, расположения на территории региона исследования.

2. Анализ параметров окружающей среды, природно-климатических особенностей территорий региона исследования.

3. Моделирование актинометрических, ветроэнергетических показателей, дополненных многолетними метеорологическими рядами.

4. Разработать структуру и осуществить оптимальный выбор оборудования автономных гибридных систем распределённой генерации энергии, использующих возобновляемые источники энергии (солнечные, ветровые установки), дизельные электростанции, накопители электрической энергии, преобразователи электрической энергии (инверторы), элементы трансформирования, передачи и распределения электроэнергии. Рассмотреть многовариантные технические решения структуры автономных гибридных энергетических систем распределённой генерации.

5. Моделирование режимов работы гибридных энергетических систем распределённой генерации.

6. Моделирование объединения гибридных энергетических систем распределённой генерации в единую электрическую сеть энергорайонов. Осуществить выбор окончательной топологии единой электрической сети.

7. Реализовать уточнённый расчёт величины стоимости электрической энергии автономных электропотребителей региона в зависимости от

выбранной топологии сети и актуальных цен на энергоносители и электрооборудование гибридных систем распределённой генерации.

Заключение. Дальнейшее практическое внедрение энергетических систем с возобновляемой распределённой генерацией позволит достичь надёжность и эффективность электроснабжения автономных электропотребителей электрических сетей региона, снижения величины стоимости электрической энергии, сохранения экологической безопасности.

Поддержка исследований. Работа выполнена в рамках реализации научного гранта Совета по научной и инновационной деятельности ФГБОУ ВО «Забайкальский государственный университет» №349 – ГР от 03.02.2022 г.

Библиографический список

1. Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на 2021-2025 годы [Электронный ресурс] URL: https://media.75.ru/minenergo/documents/65681/zabaykal-skogo-kraya-2021-2025-g.pdf
2. Услуги по передаче электрической энергии [Электронный ресурс] URL: https://zakupki.kontur.ru/R17536129908210000054
3. Клевакина Е.А. Применение агент-ориентированного подхода для оценки перспектив развития альтернативной энергетики на примере Забайкальского края // Вестник ЗабГУ, 2016. Т.22. №7. С.109 – 117.
4. Басс М.С., Поликанова Е.Г., Батухтин С.Г. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии в системах энергоснабжения Забайкальского края // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2012. №1. С. 370 – 372.
5. Нестеренко Г.Б., Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю., Рудюк И.Ф. Системы накопления электрической энергии. Возможное применение и проблемы развития // Электроэнергетика глазами молодёжи 2020. Материалы XI Международной научно-технической конференции. Из-во: Северо-Кавказский федеральный университет (Ставрополь), 2020. Т.1. С. 35 – 41.
6. Илюшин П.В., Куликов А.Л., Березовский П.К. Эффективное использование накопителей электрической энергии для предотвращения отключений объектов распределённой генерации при кратковременных отклонениях частоты // Релейная защита и автоматизация, 2019. №4. С. 32 – 39.
7. Карамов Д.Н. Актуальность применения возобновляемых источников энергии в децентрализованных населенных пунктах России на примере Ленского района Республики Саха (Якутия) // Вестник ИрГТУ, 2013. № 11 (82). С. 279 – 283.

8. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / М.: Энергоатомиздат, 2008. 231 с.

Романова В.В., старший преподаватель кафедры «Энергетики» Забайкальского государственного университета.
Суслов К.В., д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электроснабжения и электротехники» Иркутского национального исследовательского технического университета.
Хромов С.В., старший преподаватель кафедры «Энергетики» Забайкальского государственного университета.

УДК 621.316.925

РЕАЛИЗАЦИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ РЕЖИМНОЙ АВТОМАТИКИ В АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Свеженцева О. В., Умнова М.О., Тарасова А.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
ocweg1@mail.ru, umn-mo@mail.ru, t.tarasova2000@icloud.com

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНГКМ) находится на территории Мирнинского района Республики Саха (Якутия), в 130 км на юго-запад от г. Мирного и в 140 км к северо-западу от г. Ленска. На сегодняшний день месторождение по объему запасов относится к участкам недр федерального значения и является одним из крупнейших в Восточной Сибири [1].

Освоение месторождения начато с 2013 года. Среди основных технологических объектов: насосная, компрессорная станция, мехфонд, стройинвест, склады, водозабор и другие, поселок вахтовиков.

Энергосистема СБНГКМ – автономная и разделена на два энергорайона: электростанцию собственных нужд (ЭСН-1) и временный энергоцентр (ВЭЦ). Энергорайоны содержат разнотипное генерирующее оборудование и сбалансированы относительно мощности источников генерации и нагрузок потребителей. ЭСН-1 включает в себя 8 газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 2,5 МВт каждая, напряжением 6 кВ. На ВЭЦ установлены газопоршневые генераторные установки (ГПГУ) установленной мощностью 29 МВт по 1 МВт каждая, напряжением 10 кВ.

В 2016г. при подготовке технического задания на привлечение ВЭЦ не предусматривалась совместная работа ВЭЦ и электростанции собственных нужд ЭСН-1, соответственно в техническом задании не были учтены требования по разработке и реализации режимной автоматики, обеспечивающей совместную работу ВЭЦ и ЭСН-1.

В связи с этим, приобрели актуальность следующие задачи:

- проработка возможных схем разделения энергосистемы;

- выбор режима совместной работы в отдельном энергорайоне (режим поддержания мощности или поддержание частоты).

В связи с необходимостью покрытия нагрузок было принято решение, что разделять энергосистему не целесообразно. При выборе режимов совместной работы (в одном энергорайоне) исходя из наибольшего диапазона регулирования [2] и большей единичной мощности газотурбинной установки (в сравнении с ГППГУ ВЭЦ) передвижной автономной электростанции мощностью 2,5 МВт (ГТУ ПАЭС-2500) было принято решение о работе ЭСН-1 в режиме «поддержание частоты», ВЭЦ – в режиме «фиксированная мощность». Данный режим работы обеспечивал устойчивую совместную работу разнотипных генераторных установок, однако в случае аварийного отключения ГТУ или отключения транзитных линий, обеспечивающих электрическую связь энергокомплексов, происходило аварийное отключение всех ГППГУ ВЭЦ по причине «недопустимого отклонения частоты» (отсутствие частотоведущей электростанции и потеря «задающей» сети). Структурная схема источников генерации электрической энергии на СБНГКМ представлена на рисунке 1.

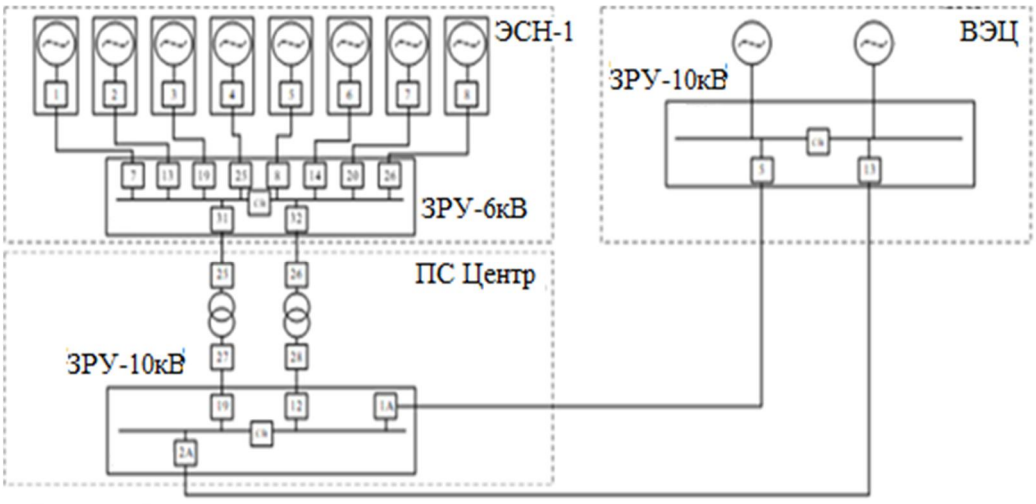


Рисунок 1 – Структурная схема источников генерации электрической энергии на СБНГКМ

Для устранения недостатков структурной схемы источников генерации электрической энергии проработана возможность автоматического перевода режима работы ГППГУ из режима «фиксированной мощности» в режим работы «поддержание частоты» [3].

Были разработаны технические решения по формированию сигнала на автоматический перевод режима работы ГППГУ при отключении всех вакуумных выключателей генераторов ГТУ ЭСН-1 или отключению вакуумных выключателей транзитных линий, обеспечивающих электрическую связь ЭСН-1 и ВЭЦ.

Условия формирования сигнала следующие:

- отключение транзитных линий, обеспечивающих электрическую связь энергокомплексов (ячеек 31, 32 ЗРУ-6 кВ ЭСН-1 и ячеек 25, 26, 27, 28, 19, 12 ЗРУ-6/10 кВ ПС «Центр» (рис.2));
- отключение всех генераторных выключателей ЭСН-1.

После выполнения обоих условий формируется сигнал на автоматический перевод режима работы ВЭЦ из режима «фиксированной мощности» в режим «поддержание частоты».

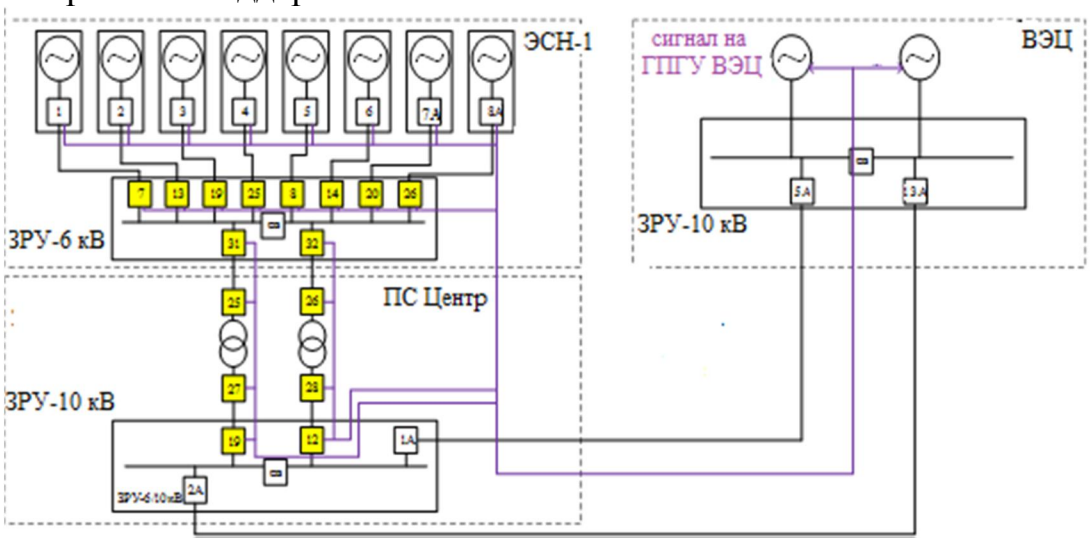


Рисунок 2 – Структурная схема реализации режимной автоматики

Все технические решения были реализованы из текущих запасов, имеющихся на складах предприятия, никакое специализированное оборудование дополнительно не закупалось.

Реализация режимной автоматики позволила:

-исключить полное погашение энергосистемы СБНГКМ при аварийном отключении генерирующего оборудования ЭСН-1;

-исключить аварийный (полный) останов ВЭЦ в случае аварийного отключения транзитных линий, обеспечивающих электрическую связь ЭСН-1 – ВЭЦ (аварийное отключение частотоведущих электростанций);

-осуществлять объединение и синхронизацию двух энергорайонов в одну энергосистему, в случае их разделения, без отключения ВЭЦ;

-повысить надежность электроснабжения технологических объектов СБНГКМ.

Библиографический список

1. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс] Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/ Среднеботуобинское_нефтегазоконденсатное_месторождение#Особенности месторождения

2. Руководство по эксплуатации и обслуживанию электростанции «Perkins», ООО «ГК ТСС».
3. Паспорт электростанции SEEP АД-24С-Т400-3РКIV ЭД1902.00.000 ПС, ООО «СЗЭМ».

Свеженцева О. В., к. т. н., доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ
Умнова М. О., к. т. н., доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИРНИТУ
Тарасова А. П., обучающаяся, гр. БТПб-19-1 ИРНИТУ

УДК 621.321

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 6-10 кВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ В Г. ШЕЛЕХОВЕ

Селезнев А.С., Левин Г.Е., Зубова Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
glebvin.le@mail.ru

Качество электрической энергии – важный фактор, определяющий эксплуатационную надежность электрооборудования. Специфические для сельскохозяйственного производства показатели качества электрической энергии являются: отклонения напряжения и несимметрия напряжения основной частоты. Под отклонением напряжения понимают достаточно медленные изменения напряжения, равные разности между фактическим значением напряжения в точке сети и номинальным его значением. Отклонения напряжения от номинального (%) определяют по формуле:

$$\delta U = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_н} 100,$$

где U_{max}, U_{min} – экстремумы огибающих действующих значений напряжения, или в процентах.

Основная причина отклонений напряжения от номинального значения и его колебаний – изменение нагрузки во времени. Кроме того, отклонения напряжения возникают вследствие потерь напряжения на каждом участке сети по пути от источника к потребителю, включая линии и трансформаторы. Особенно чувствительны к отклонению напряжения осветительные установки, телевизоры и компьютеры. Отрицательные отклонения напряжения снижают освещенность помещений, осложняют условия зажигания люминесцентных ламп, ухудшают изображение на экранах мониторов и телевизоров. Положительные отклонения напряжения вызывают зрительную утомляемость, сокращают срок службы осветительных с облучательных установок, электронной техники и бытовых приборов [1].

В работе исследуется отклонение напряжения в распределительных сетях 6-10 кВ в электрическом районе с крупным промышленным потре-

бителем. Исследование основных характеристик электрических сетей сельскохозяйственного назначения проводилось вероятностно-статическим методом. Для определения основных параметров ВЛ 6-10 кВ было исследовано более семидесяти линий электропередач районных электрических сетей. На основании паспортных данных рассматриваемых линий были получены следующие характеристики:

§ общая протяжённость одной ВЛ 6-10 кВ L_{10}, км;

§ общая протяжённость ответвлений одной ВЛ 6-10 кВ L_{10}. о, км;

§ общее количество ответвлений на одну ВЛ 6-10 кВ n_o, шт;

§ общее количество участков на одну ВЛ 6-10 кВ $n_{уч}$, шт;

§ количество трансформаторных подстанций (ТП) 6-10/0,4 кВ, подключенных к одной ВЛ 6-10кВ nтп, шт. и их установленная мощность $S_{тп}$, кВ·А;

§ количество комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 6-10/0,4 кВ $n_{КТП}$;

§ суммарная установленная мощность ТП 6-10/0,4 кВ $S_{\sum ТП,}$, МВ·А.

Данные о нагрузках получены в предприятиях, эксплуатирующих электрические сети. В таблице 1 представлены основные характеристики некоторых узлов.

Далее был проведён анализ отклонения напряжения исследуемых узлов. Потери напряжения были рассчитаны в каждом узле модели и на шинах подстанций по следующей формуле [3]:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{ном}} \cdot L,$$

где P – активная мощность, кВт; Q – реактивная мощность, квар; r_0 и x_0 – активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ, L – длина участка, км.

Таблица 1

Параметры линий 6-10 кВ

Название Узлов	Суммарная длина линии L_{10}, км	Общее число ответвлений n_o, шт.	Число потребителей ТП 6-10/0,4 кВ $n_{шт}$, шт.	Суммарная установленная мощность ТП 6-10/0,4 кВ $S_{\sum шт,}$ МВ·А	Частота появления
235	3,56	2	4	1,53	0,155
346	5,44	4	6	2,25	0,223
375	7,04	6	9	3,62	0,119
379	10,48	11	16	5,15	0,172

В таблице 2 представлены результаты расчетов отклонения напряжения в узлах. Для каждого узла были рассчитаны отклонения напряжения при коэффициентах нагрузки от 1,0 до 0,35 с интервалом 0,05. А затем

произведена оценка отклонения напряжения. В табл. 2 приведена только часть расчётов. Чёрным цветом в таблице выделены отклонения напряжения в наиболее удалённой точке линии.

Согласно межгосударственному стандарту ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое и предельно допустимое отклонение не должны превышать соответственно ± 5 и ± 10%. Как видно из таблицы 2, только узлы: 235, 346 и 375 в самых удаленных точках при коэффициенте нагрузки (*кн)*, равным 1,0, удовлетворяют нормально допустимым нормам отклонения напряжения. Узел 375 удовлетворяет требованиям ГОСТ по нормально допустимым нормам при коэффициенте нагрузки, равным 0,55; узел 379 – при 0,29. Предельно допустимым нормам при коэффициенте нагрузки, равным 1,0, удовлетворяют все узлы, кроме 379го, а 379 узел удовлетворяет требованиям ГОСТ по предельно допустимым нормам при коэффициенте нагрузки, равным 0,58.

В то же время реальная загрузка линий электропередачи согласно данным электрических сетей на 9 декабря 2021 года равна 0,1 – 0,3. В некоторых линиях, относящихся к узлам 235, 346 и 375, загрузка составляет 0,4 – 0,5. Так, для линии № 1329 РЭС Иркутского района, ПС №12 с протяженностью 12 км и суммарной установленной мощностью подстанции 7181 кВА (относится к 379 узлу), нагрузка составляет 78,9 А, что соответствует коэффициенту нагрузки, который равен 0,21.

На рисунке 1 показан участок распределительной сети, питающийся от узла 379.

Таблица 2

Распределение отклонения напряжения по узлам

Узел 235								
Номер узла			1	2	3	**4**	4-П2	4-П3
$k_н$	1,0	δU, %	0,35	0,5	0,71	**0,79**	0,74	0,72
	0,8		0,28	0,42	0,56	**0,62**	0,58	0,54
	0,6		0,21	0,36	0,42	**0,51**	0,44	0,46
	0,5		0,18	0,26	0,35	**0,42**	0,37	0,34
	0,4		0,14	0,2	0,27	**0,34**	0,29	0,29
	0,35		0,12	0,19	0,25	**0,28**	0,24	0,23

Узел 346												
Номер узла			1	2	2-П2	3	4	4-П6	5	6	6-П6	**6-П8**
$k_н$	1,0	δU, %	1,16	1,85	1,99	2,23	2,27	2,43	2,13	2,17	2,23	**2,46**
	0,8		0,92	1,47	1,66	1,78	1,8	1,93	1,69	1,72	1,85	**2,03**
	0,6		0,67	1,09	1,23	1,32	1,34	1,44	1,25	1,28	1,38	**1,52**
	0,5		0,56	0,9	1,01	1,09	1,11	1,19	1,04	1,05	1,17	**1,29**
	0,4		0,43	0,7	0,8	0,86	0,87	0,94	0,82	0,83	0,89	**1**
	0,35		0,37	0,61	0,69	0,74	0,76	0,81	0,71	0,72	0,78	**0,87**

Узел 375									
Номер узла			1	2	3	4	5	5-П7	6
$k_н$	1,0	δU, %	2,03	3,39	5,21	6,82	7,23	7,64	7,71

Окончание табл. 2

Номер узла			1	2	3	4	5	5-П7	6
$k_н$	0,8	δU, %	1,88	2,97	4,43	5,71	6,04	6,37	6,43
	0,6		1,58	2,4	3,49	4,45	4,7	4,95	4,99
	0,5		1,37	2,05	2,96	3,77	3,97	4,18	4,22
	0,4		1,18	1,72	2,45	3,09	3,26	3,42	3,45
	0,35		1,05	1,52	2,16	2,72	2,87	3,01	3,04

Номер узла			7	**8**	9	9-П4	9-П5	10	10-П8	10-П9
$k_н$	1,0	δU, %	7,82	**8,16**	7,07	7,09	7,14	7,21	7,23	7,35
	0,8		6,52	**6,79**	5,79	5,83	5,94	6,02	6,09	6,12
	0,6		5,06	**5,27**	4,52	4,61	4,73	4,89	4,91	5,03
	0,5		4,27	**4,45**	3,84	3,87	3,89	3,94	3,95	4,01
	0,4		3,49	**3,64**	3,17	3,18	3,25	3,32	3,36	3,39
	0,35		3,09	**3,2**	2,8	2,81	2,85	2,91	2,96	2,96

Узел 379

Номер узла			1	2	3	4	4-П11	5	6	7	8
$k_н$	1,0	δU, %	2,22	5,11	7,08	8,24	8,21	9,23	10,45	11,67	13,24
	0,8		1,84	3,47	4,74	5,83	5,67	7,91	9,03	10,84	11,87
	0,6		1,37	3,29	3,87	4,76	4,82	6,09	8,18	9,05	9,89
	0,5		1,17	2,74	3,69	4,36	4,43	4,72	6,82	8,18	9,18
	0,4		0,89	2,31	2,54	3,62	3,58	3,44	5,61	7,26	8,13
	0,35		0,77	2,12	2,36	3,09	3,14	3,17	5,27	5,34	5,46
Номер узла			8-П18	9	10	11	11-П7	12	12-П8	12-П9	13
$k_н$	1,0	δU, %	13,47	15,24	15,89	12,32	12,46	12,41	12,54	12,44	12,88
	0,8		12,12	13,33	13,62	10,11	10,24	10,18	10,29	10,21	10,33
	0,6		10,01	10,78	10,98	8,03	8,07	8,03	8,11	8,21	8,69
	0,5		9,35	9,44	9,67	7,24	7,29	7,27	7,35	7,29	8,04
	0,4		8,29	8,47	8,62	6,69	6,78	6,76	6,84	6,79	6,83
	0,35		5,61	6,04	6,18	5,01	5,1	5,09	5,13	5,12	5,18
Номер узла			13-П10	14	15-П11	16	16-П12	16-П13	17	**18-П14**	18-П15
$k_н$	1,0	δU, %	13,12	13,41	13,69	14,81	14,97	15,11	15,73	**15,94**	15,75
	0,8		10,41	10,49	10,84	12,38	12,51	12,69	13,23	**13,69**	13,27
	0,6		8,84	9,02	9,21	9,96	10,12	10,21	10,69	**11,02**	10,71
	0,5		8,18	8,34	8,52	9,68	9,73	10,09	10,54	**10,74**	10,58
	0,4		6,96	7,02	7,06	7,29	7,38	7,51	8,52	**8,73**	8,54
	0,35		5,27	5,34	5,47	5,61	5,69	5,74	6,08	**6,24**	6,09

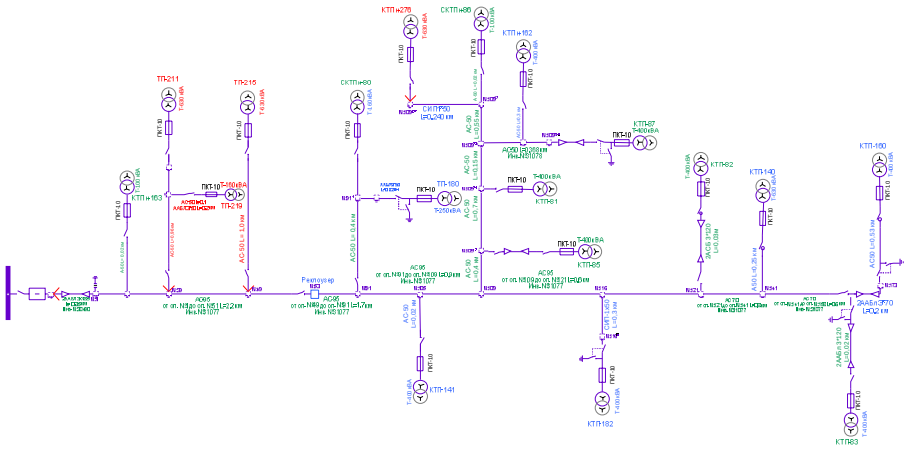


Рисунок 1 – Участок распределительной сети узла 379

Таким образом, можно сделать вывод, что при существующей реальной нагрузке по ВЛ 6-10 кВ уровень напряжения соответствует нормально допустимым нормам в узлах: 235, 346 и 375, а в узле 379 – предельно допустимым нормам. Однако, на основании СИПР на 2021-2027 годы, прогнозируется рост потребления нагрузки, соответственно будет возрастать отклонение напряжения, поэтому показатели отклонения напряжения и несимметрии напряжения основной частоты выйдут за пределы норм [4]. В связи с этим, в рассматриваемых распределительных сетях 6-10 кВ сельскохозяйственного назначения, требуется разработка мероприятий по приведению показателей отклонения напряжения и несимметрии напряжения к требованиям разработанных норм.

Библиографический список

1. Электрификация и автоматизация сельскохозяйственного производства, учебник 2-е изд., и доп. – Сер.68 Профессиональное образование, Воробьев В.А., 2019. – 278 с.
2. 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.
3. Проектирование распределительных электрических сетей, Фадеева Г.А., Федин В.Т. Мн.: 2009. – 364 с.
4. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы» [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru/node/20706

Левин Г.Е., обучающийся, гр. УЭСм-20-1 ИРНИТУ
Селезнев А.С., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ
Зубова Е.В., специалист по УМР каф. ЭССиС, аспирант гр. аЭЭС-19-1

УДК 620.9

ТОПОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД АНАЛИЗА ПУТЕЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ

Сердюкова Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
ukolovaekaterina@yandex.ru

Введение. Структурная надежность энергосистемы – это результирующая надёжность энергосистемы при заданной её структуре и извест-

ных значениях показателей надёжности всех входящих в неё элементов и подсистем.

Методы расчета показателей структурной надежности имеют в своей основе математические модели, относящиеся к общей теории надежности. При использовании данных моделей и методов происходит их адоптированные для решения задач анализа надежности систем энергетики. Согласно [1] методы делятся на 2 группы:

1. Аналитические методы
2. Методы статических испытаний.

Также стоит отметить, что существует несколько основных схем сети:

- радиальные схемы;
- магистральные;
- смежные [2].

В данной статье предлагается рассмотреть топологический метод анализа путей энергоснабжения для оценки структурной надежности радиальной сети.

Радиальная схема представляет собой несколько кабельных линий без ответвлений, каждая из которых передает электроэнергию только конечному (единственному) потребителю. Такая схема электричества электроснабжения используется в том случае, когда потребители по отношению к источнику электропитания находятся в разных направлениях.

Главным достоинством радиальной системы электроснабжения является ее высокая надежность. Радиальная схема питания удобна в эксплуатации, так как аварийные отключения или ремонтные работы одной линии сказываются на рабочем процессе только одного потребителя [3, 4].

Далее представлен простой, но эффективный алгоритм оценки структурной надежности радиальной распределительной сети системы энергоснабжения с использованием специальной нумерации узлов сети.

Алгоритм оценки структурной надежности радиальной сети. Рассмотрим работу алгоритма на примере сети, представленной на рис. 1.

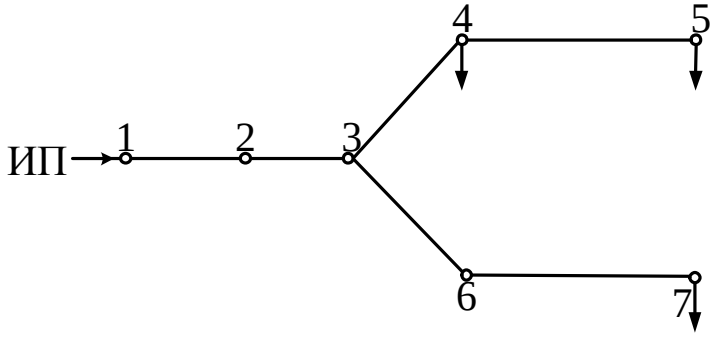


Рисунок 1 – Схема электроснабжения

Топологический метод анализа путей энергоснабжения для оценки надежности радиальной энергетической сети по критерию *n–i* заключается

в определении топологии связей схемы для дальнейшего определения места, где образуется дефицит мощности в системе при отказе линии.

Для определения топологии связей в сети и определения дефицитов мощности сети при отказе линии реализован алгоритм, представленный на рис. 2.

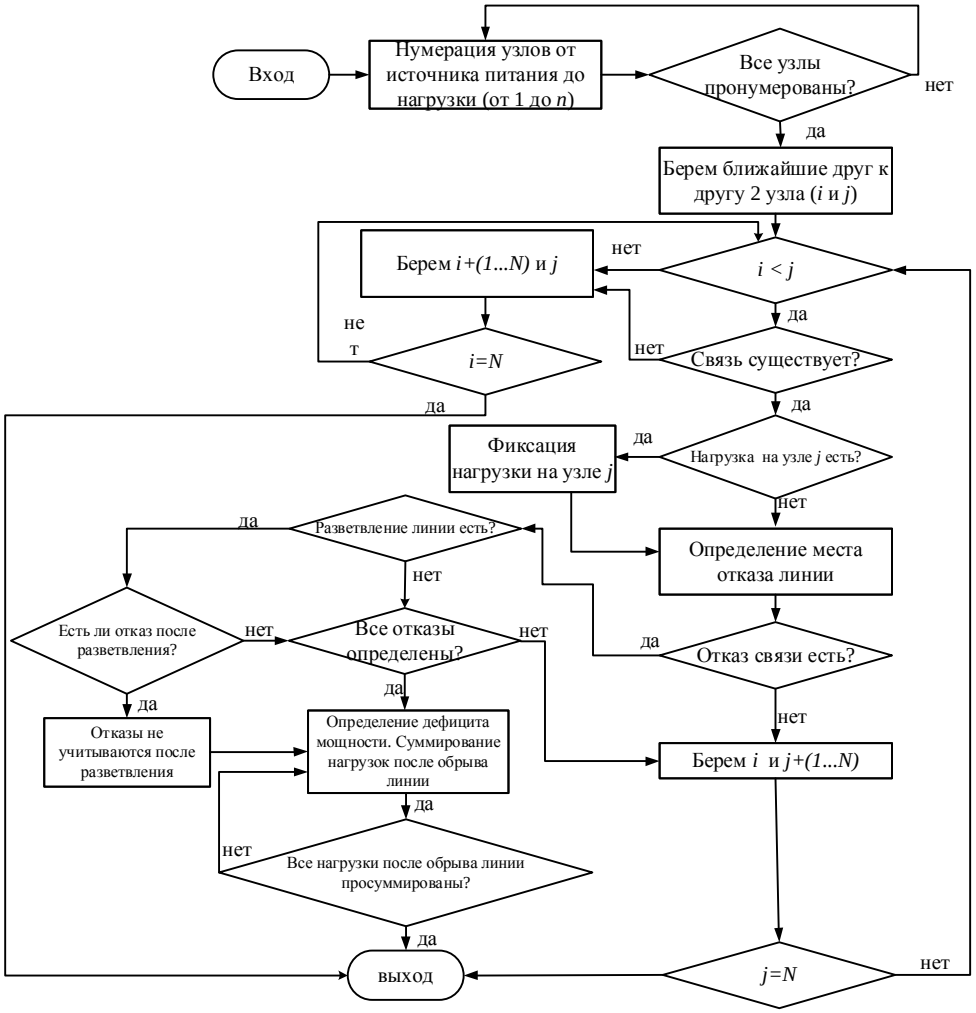


Рисунок 2 – Топологический метод анализа путей энергоснабжения

Необходимо учесть следующее:

1. Нумерация связей от источника питания к нагрузкам от 1 до n.
2. Если есть два и более повторяющихся номера в связи, то принять это место за разветвление схемы.
3. Производить анализ в сторону увеличения нумерации узлов.

Необходимо пронумеровать узлы от источника питания до нагрузки $(n=\overline{1,N})$, где n – число элементов сети. Когда все узлы пронумерованы, необходимо составить топологию связей сети. Для этого необходимо взять ближайшие два номера узлов связи, где первый номер принять за i, второй за j. Проверить условие существования связи; если связь существует, проверить наличие нагрузки и зафиксировать ее. Далее определить, отключена

ли данная линия. Если отключения нет, перебором выполняется поиск всех возможных связей при прибавлении в каждой последующей итерации *i+1* и *j+1*. Работа алгоритма считается законченной, когда *i, j* будут равны последнему элементу системы *N*. Если обнаруживается отключение линии, то тогда суммируются все зафиксированные нагрузки после этой связи.

Также необходимо учесть, что есть два случая определения дефицитов нагрузки в радиальной схеме:

1. Если отключения линий определены до разветвления линии, то дефицит мощности определяется суммой нагрузок после разветвления.
2. Если отключения линий определены после разветвления линии, то тогда дефицит мощности определяется суммой нагрузки после каждого отказавшего элемента.

Согласно алгоритму, нумеруем узлы от источника питания до нагрузок от 1 до *n*. Рассмотрим два случая:

Отключения линии до разветвления и отключения линий после разветвления (рис. 3).

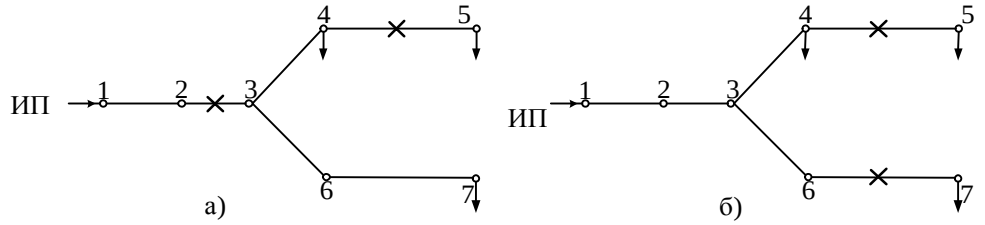


Рисунок 3 – Случаи отказов в сети

а – отказы до разветвления линии и после; б – отказы после разветвления линии

Примем нагрузку (Р) в каждом узле 10 кВт. Согласно алгоритму, определяем места отключений, фиксацию нагрузки и места разветвления линий.

Определяем дефициты мощности сети.

Дефицит мощности в первом случае (а):

$$P_d = 10 + 10 + 10 = 30 кВт$$

Дефицит мощности во втором случае (б):

$$P_d = 10 + 10 = 20 кВт$$

Таким образом, топологический метод анализа путей энергоснабжения определяет топологию сети и дефициты мощности сети в радиальной схеме и может быть альтернативным подходом определения мест дефицитов методу путей и сечений для радиальной схемы.

Заключение. Разработан топологический метод оценки структурной надежности радиальной электрической сети. Разработанный топологический алгоритм анализа путей энергоснабжения применим для оценки структурной надежности радиальной энергетической сети по критерию *n–i*

и повышает эффективность вычисления дефицитов мощности при отказах связей.

Библиографический список

1. Руденко, Ю.Н. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики / Ю.Н. Руденко // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. № 1 - 1976. - С.7-17.
2. Фалкерсон, Д. Потоки в сетях. / Д. Фалкерсон, Л. Форд // М.: Мир, 1966, 276 с.
3. Франк, Г. Сети, связи и потоки / Г. Франк, И. Фриш // М.: Мир, 1978, 445 с.
4. Фокин, Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / Ю.А. Фокин //М.: Высш. шк. – 1989. – 151 с.

Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № FZZS-2020-0039)

Сердюкова Е.В., научный сотрудник ИРНИТУ, инженер-исследователь ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

ПРОГНОЗЫ ИЗМЕНЕНИЯ ДОЛИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Соломин С.В.

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

solomin@isem.irk.ru

Введение. В последние годы утверждается, что действия по борьбе с изменением климата являются неотложными, так как последствия такого изменения оказываются хуже, чем ожидалось [1]. Тенденция роста доли ВИЭ (прежде всего солнечных и ветровых энергоустановок) в мировой электроэнергетике определяется как необходимостью вытеснения органических топлив из энергобаланса с целью снижения выбросов парниковых газов, так и возросшей конкурентоспособностью энергоисточников на базе ВИЭ по сравнению с традиционными энергоисточниками на органическом топливе [2– 6].

Сценарии изменения структуры мировой электроэнергетики. Сценарии изменения эмиссии CO_2 показаны на рис. 1. Указанные сценарии предложены Международным Энергетическим Агентством. В сценарии 1 (STEPS, или сценарий заявленной политики) эмиссия остается на современном уровне, в сценарии 2 (APS, или сценарий объявленных обещаний) эмиссия плавно снижается до 21 Гт/год к 2050 г., в сценарии 3 (SDS, или сценарий устойчивого развития) – до 8 Гт/год. В сценарии 4 (NZE, или

сценарий нулевых выбросов) к 2050 г. полностью прекращаются выбросы диоксида углерода [7].

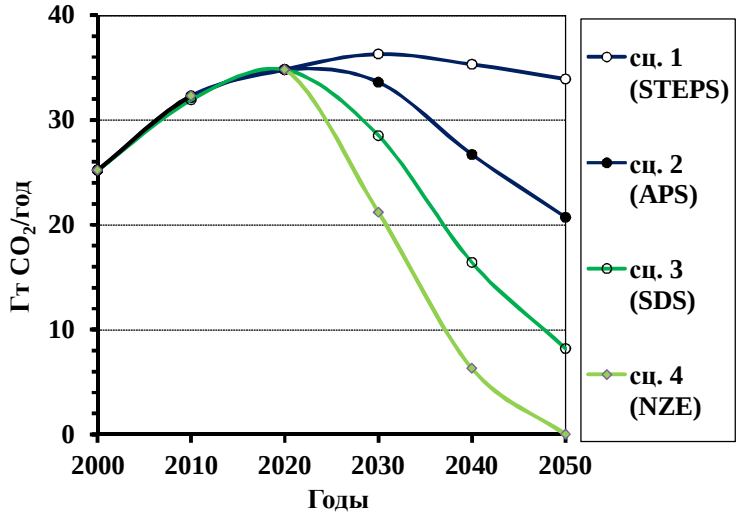


Рисунок 1 – Сценарии МЭА эмиссии диоксида углерода (Гт CO_2/год) на период до 2050 года

Прогнозируемые объемы производства электроэнергии с помощью ВИЭ и конкурирующих с ними энергоисточников приведены в табл. 1 и 2. В табл. 3 и 4 рассчитаны прогнозируемые значения доли энергоисточников в мировом производстве электроэнергии. Прогнозы выработки электроэнергии в России и доли энергоисточников в ней (без учета маловероятного сценария с нулевой эмиссией диоксида углерода) приведены в табл. 5.

Таблица 1

Современная и прогнозная выработка электроэнергии, ТВтчас/год (сценарии 1 и 2)

Энергоисточники	Годы						
	2020	2030		2040		2050	
		Сц. 1	Сц. 2	Сц. 1	Сц. 2	Сц. 1	Сц. 2
СЭС (ФЭП)	833	3492	4190	6700	9262	9667	14194
СЭС (тепловые)	13	46	78	158	359	302	589
ВЭС	1596	4102	5115	6628	10508	8805	14384
ГЭС	4347	5087	5080	5872	5975	6739	6852
Биомасса	709	1145	1249	1500	1891	1852	2375
ГеоТЭС	94	176	190	314	331	423	449
Морская энергия	1	9	15	47	63	95	115
Ядерная энергия	2692	3115	3282	3517	4040	3771	4449
Водород	0	5	100	29	376	44	517
Уголь	9468	8744	7969	7496	6583	6293	4160
Природный газ	6257	7121	6611	7867	5836	8431	6307
Жидкое топливо	716	500	450	393	361	308	291
Всего	26726	33542	34329	40521	45585	46730	54682
В т.ч. ВИЭ	7593	14057	15917	21219	28390	27883	38958

Таблица 2

Современная и прогнозная выработка электроэнергии (ТВтч/год) и удельный вес энергосточников (сценарии 3 и 4)

Энергоисточники	Годы						
	2020	2030		2040		2050	
		Сц. 3	Сц. 4	Сц. 3	Сц. 4	Сц. 3	Сц. 4
СЭС (ФЭП)	833	4989	6970	11273	17031	17433	23469
СЭС (тепловые)	13	129	204	717	880	1377	1386
ВЭС	1596	6115	8008	12817	18787	17577	24785
ГЭС	4347	5387	5870	6599	7445	7921	8461
Биомасса	709	1362	1407	2336	2676	3199	3279
ГеоТЭС	94	284	330	538	625	801	821
Морская энергия	1	16	27	69	77	129	132
Ядерная энергия	2692	3395	3777	4293	4855	4714	5497
Водород	0	100	875	389	1857	805	1713
Уголь	9468	5844	3236	2578	966	1088	663
Природный газ	6257	6442	6392	4070	1320	2755	922
Жидкое топливо	716	327	189	172	6	119	6
Всего	26726	34390	37285	45851	56525	57918	71134
В т.ч. ВИЭ	7593	18282	22816	34349	47521	48437	62333

Таблица 3

Доля энергоисточников в выработке электроэнергии, % (сценарии 1 и 2)

Энергоисточники	Годы						
	2020	2030		2040		2050	
		Сц. 1	Сц. 2	Сц. 1	Сц. 2	Сц. 1	Сц. 2
СЭС (ФЭП)	3,1	10,4	12,2	16,5	20,3	20,7	26,0
СЭС (тепловые)	0,0	0,1	0,2	0,4	0,8	0,6	1,1
ВЭС	6,0	12,2	14,9	16,4	23,1	18,8	26,3
ГЭС	16,3	15,2	14,8	14,5	13,1	14,4	12,5
Биомасса	2,7	3,5	3,6	3,7	4,1	4,0	4,3
ГеоТЭС	0,3	0,5	0,6	0,8	0,7	0,9	0,8
Морская энергия	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Ядерная энергия	10,1	9,3	9,6	8,7	8,9	8,1	8,1
Водород	0,0	0,0	0,3	0,1	0,8	0,1	1,0
Уголь	35,4	26,1	23,2	18,5	14,4	13,5	7,6
Природный газ	23,4	21,2	19,3	19,4	12,8	18,0	11,5
Жидкое топливо	2,7	1,5	1,3	0,9	0,8	0,7	0,6
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
В т.ч. ВИЭ	28,4	41,9	46,4	52,4	62,3	59,7	71,2

Таблица 4

Доля энергоисточников в выработке электроэнергии, %
(сценарии 3 и 4)

Энергоисточники	Годы						
	2020	2030		2040		2050	
		Сц. 3	Сц. 4	Сц. 3	Сц. 4	Сц. 3	Сц. 4
СЭС (ФЭП)	3,1	14,5	18,7	24,6	30,1	30,1	33,0
СЭС (тепловые)	0,0	0,4	0,6	1,6	1,6	2,4	2,0
ВЭС	6,0	17,8	21,5	27,9	33,2	30,3	34,8
ГЭС	16,3	15,7	15,7	14,4	13,2	13,7	11,9
Биомасса	2,7	4,0	3,8	5,1	4,7	5,5	4,6
ГеоТЭС	0,3	0,8	0,9	1,2	1,1	1,4	1,2
Морская энергия	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Ядерная энергия	10,1	9,9	10,1	9,4	8,6	8,1	7,7
Водород	0,0	0,3	2,3	0,8	3,3	1,4	2,4
Уголь	35,4	17,0	8,7	5,6	1,7	1,9	0,9
Природный газ	23,4	18,7	17,1	8,9	2,3	4,8	1,3
Жидкое топливо	2,7	0,9	0,5	0,4	0,0	0,2	0,0
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
В т.ч. ВИЭ	28,4	53,2	61,2	74,9	84,1	83,6	87,6

Таблица 5

Сценарии развития электроэнергетики России

Энергоисточники	Годы						
	2020	2030			2050		
		Сц. 1	Сц. 2	Сц. 3	Сц. 1	Сц. 2	Сц. 3
	Выработка электроэнергии, ТВт·ч/год						
СЭС (ФЭП)	1	6	6	6	19	19	22
ВЭС	1	20	20	32	99	99	212
Ядерная энергия	216	219	219	254	275	275	409
Уголь	168	144	144	46	127	127	0
Природный газ	471	654	654	620	653	653	232
ГЭС и другие	200	210	210	297	315	315	633
Всего	1057	1253	1253	1255	1488	1488	1508
В т.ч. ВИЭ	195	234	234	332	432	432	867
Доля энергоисточников в выработке электроэнергии, %							
СЭС (ФЭП)	0,1	0,5	0,5	0,5	1,3	1,3	1,5
ВЭС	0,1	1,6	1,6	2,5	6,7	6,7	14,1
Ядерная энергия	20,4	17,5	17,5	20,2	18,5	18,5	27,1
Уголь	15,9	11,5	11,5	3,7	8,5	8,5	0,0
Природный газ	44,6	52,2	52,2	49,4	43,9	43,9	15,4
ГЭС и другие	18,9	16,8	16,8	23,7	21,2	21,2	42,0
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
В т.ч. ВИЭ	18,4	18,7	18,7	26,5	29,0	29,0	57,5

Как видно из приведенных таблиц, прогнозируется кардинальное увеличение удельного веса ВИЭ в мировой электроэнергетике. Удельный вес ВИЭ в производстве электроэнергии должен возрасти с нынешних 25 % до 42–88 %. В сценариях с жесткими ограничениями на эмиссию

уголь и природный газ применяются с применением технологий улавливания, использования и хранения CO_2.

Наиболее быстрыми темпами развиваются солнечная и ветровая энергетика. Дальнейшее увеличение доли ВИЭ невозможно без оптимального соотношения генерирующих и аккумулирующих мощностей, совершенствования регулирования энергосистемы, а также перетоков электроэнергии между регионами. Техническая реализуемость сценариев с жесткими ограничениями требует дополнительного анализа. Тем не менее, в ряде публикаций утверждается о возможности создания энергосистем со 100%-й долей ВИЭ [8].

Выводы:

1. Систематизированы данные прогнозов Международного Энергетического Агентства с учетом четырех сценариев ограничения эмиссии диоксида углерода на период до 2050 года.
2. Анализ показывает необходимость кардинального увеличения удельного веса ВИЭ в мировой электроэнергетике во всех сценариях, особенно при ужесточении ограничений эмиссии.
3. Реализуемость указанных сценариев требует дополнительного анализа.

Библиографический список

1. Global Warming of 1.5 ºC. 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. Марченко О.В., Соломин С.В. Исследование долгосрочных перспектив использования возобновляемых источников энергии для децентрализованных систем энергоснабжения. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. 62 с.
3. Marchenko J.V., Solomin S.V. Efficiency of hybrid renewable energy systems in Russia // International Journal of Renewable Energy Research. 2017. Vol. 7. No. 4. P. 1561–1569.
4. Марченко О.В., Соломин С.В., Соломина А.С. Эффективность солнечных и ветровых установок в мировой электроэнергетике // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Иркутск, 21-24 апреля 2020 г.). Иркутск: ИрГТУ, 2020. С. 203–207.
5. Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. Abu Dhabi: IRENA, 2019. 73 p.

6. Fasihi M., Breyer C. Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants // Journal of Cleaner Production. 2020. Vol. 243. No. 118466.
7. World Energy Oulook 2021. Paris: IEA, 2021. 386 p.
8. Hansen K., Breyer C., Lund H. Status and perspectives on 100% renewable energy systems // Energy. 2019. Vol. 175. P. 471–480.

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

Соломин С.В.., к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОГО РАДИУСА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Стенников В.А., Пеньковский А.В, Головщиков О.В., Хайдуков В.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Введение. Показателем эффективности работы электроэнергетических систем является надежное, бесперебойное и качественное электроснабжение потребителей. Одним из нескольких факторов обеспечивающих эффективное энергоснабжение являются затраты по энергоснабжению конечных потребителей и связанные с ними потокораспределения в электрической сети. Для конечных потребителей, потребляющих электрическую энергию, становится необходимы оптимизировать суммарные затраты на свое энергоснабжение с обеспечением требуемого уровня надежности. Эти затраты зависят как от стоимости энергоресурсов, так и от расположения потребителя по отношению к центрам питания, поэтому возникает задача поиска эффективных радиусов (расстояний) в пределах которых может быть обеспечен финансово-экономический эффект для потребителя. Суммарные затраты на энергоснабжение каждого отдельно взятого потребителя являются критерием его эффективности. В связи с этим задача поиска эффективного радиуса электроснабжения представляет собой одну из ключевых задач построения эффективных розничных энергорынков энергии.

Определение «условных» радиусов на основе суммарных затрат. Согласно ФЗ № 190 «О теплоснабжении» под эффективным радиусом теплоснабжения понимается максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии (учитывающий конфигурацию тепловой сети), при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной теплоснабжающей системе нецелесообразно по причине увеличения суммарных затрат в рассматриваемой системе. По аналогии можно утверждать, что эффективный радиус элек-

троснабжения – максимальное расстояние от узла потребления электроэнергии до ближайшего источника электроэнергии, при превышении которого подключение новых потребителей электроэнергии в данной системе электроснабжения нецелесообразно по причине увеличения суммарных затрат в рассматриваемой системе. Хотя официального такого термина для систем электроснабжения не существует. Используя принципы и методические наработки расчета эффективного радиуса теплоснабжения, предложенных в [1, 2], а также технологические, физико-технические и экономические особенности электроэнергетических систем можно выполнить расчет эффективного радиуса электроснабжения потребителей.

Методика расчета радиуса эффективного электроснабжения потребителей. Электроэнергетическая система моделируется в виде ориентированного графа состоящего из m узлов (вершин) и n участков (ветвей), $J = \{1, 2, \ldots, m\}$ – множество номеров узлов, $I = \{1, 2, \ldots, n\}$ – множество номеров ветвей. Множество J представим в виде объединения $J = J_И \cup J_П \cup J_0$, где $J_И$ – множество номеров узлов-источников электроэнергии, $J_П$ – множество номеров узлов-потребителей, , J_0 – множество номеров простых узлов разветвления.

Суммарные затраты на розничном рынке электрической мощности определяются как сумма затрат связанных с производством и передачей мощности конечным потребителям, руб.:

$$Z^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_И} Z_j(P_j) + Z^{\text{Net}}, \qquad (1)$$

где $Z_j(P_j)$ – затраты источника j на производство мощности P_j, руб.; Z^{Net} – сетевые затраты, руб.

Затраты источника электроэнергии j определяются исходя из объема произведенной мощности, и рассчитываются по известной зависимости [3], руб.:

$$Z_j(P_j^{И}) = \left[\alpha_j \times (P_j^{И})^2 + \beta_j \times P_j^{И} + \gamma_j\right] \times \tau_j^{И}, \; j \in J_И, \qquad (2)$$

где α_j, β_j γ_j – коэффициенты аппроксимации затратной характеристики источника электрической мощности j; $\tau_j^{И}$ – число часов работы источника, ч.

Сетевые затраты Z^{Net} включают в себя, затраты связанные с обслуживанием электрических сетей и затраты связанные с потерями мощности в линиях электропередач при ее передачи конечным потребителям, руб.:

$$Z^{\text{Net}} = f_c \times \sum_{i \in I} k_i(U_i) \times L_i + \sum_{i \in I} \Delta P_i \times L_i \times c_i^{\text{ээ}} \times \tau^{\text{эс}} \times 10^{-3}, \qquad (3)$$

где f_c – доля амортизационных отчислений; $k_i(U_i)$ – капиталовложения в i-тую линию электропередачи в зависимости от класса напряжения руб./км; U_i – напряжение i-той линии электропередач, В; L_i – протяжен-

ность i-той линии электропередач, км; ΔP_i – потеря мощности на i-той линии электропередач, Вт; $c_i^{\text{ээ}}$ – стоимость единицы мощности на i-той линии электропередач, руб./кВт; $\tau^{\text{эс}}$ – число часов работы линии электропередач в год, ч/год.

Потеря мощности ΔP_i на i-той линии электропередач в зависимости от передаваемой по ней мощности и напряжения ЛЭП и определяется по формуле, Вт/м:

$$\Delta P_i = \left(\frac{P_i}{U_i}\right)^2 \times R_i, \tag{4}$$

где R_i – удельное сопротивление i-го участка электрической сети, ом/км.

Таким образом суммарные затраты по системе составят, руб.:

$$Z^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_{\text{И}}} \left(\alpha_j \times (P_j^{\text{И}})^2 + \beta_j \times P_j^{\text{И}} + \gamma_j\right) + f_c \times \sum_{i \in I} k_i(U_i) \times L_i + \\ + \sum_{i \in I} \left(\frac{P_i}{U_i}\right)^2 \times R_i \times L_i \times c_i^{\text{ээ}} \times \tau^{\text{эс}} \times 10^{-3}. \tag{5}$$

По полученным значениям суммарных затрат по системе рассчитывается котловой тариф, руб./кВтч:

$$T^{\text{к}} = \frac{Z^{\text{Total}}}{\tau \times \sum_{j \in J_{\text{П}}} P_j^{\text{П}}}. \tag{6}$$

где $P_j^{\text{П}}$ – мощность потребителей, кВт; τ – число часов работы энергосистемы в год, ч.

Исходя из определения радиуса эффективного электроснабжения, определяются узловые показатели стоимости по следующему алгоритму на примере радиальной электроэнергетической системы с одним источником (узел 1`) и 6 потребителями (узлы1-6) - тестовая схема (рис.1).

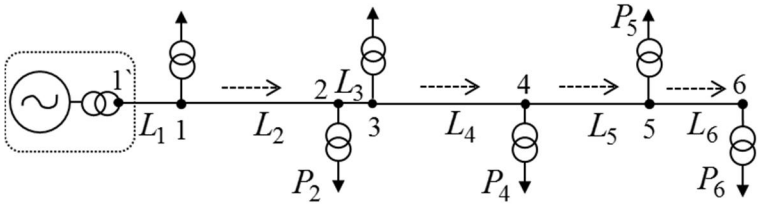


Рисунок 1 – Расчетная схема электроснабжения потребителей

Алгоритм расчета радиуса эффективного электроснабжения

1. На заданной схеме электроснабжения определяется оптимальное потокораспределение и уровни загрузок всех источников.

2. Выполняется расчет стоимости производства единицы электроэнергии всеми источниками (на рисунке узел 1`), руб./Втч:

$$T_j^{\text{И}} = \frac{Z_j(P_j^{\text{И}})}{\tau_j^{\text{И}} \times P_j^{\text{И}}},\ j \hat{\text{I}}\ J_{\text{И}}. \qquad (7)$$

3. Рассчитанная стоимость принимается как стоимость электроэнергии на участках, в которые входит поток мощности от источников в направлении оптимального потокораспределения (на рисунке участок 1`-1).

4. Рассчитываются суммарные затраты участка, в который входит поток от источника (на рисунке 1`-1).

5. Полученная стоимость мощности на ветви равна стоимости мощности в узле, в который поток мощности входит (на рисунке узел 1).

6. Данная процедура расчета стоимости мощности на участках сети и в узлах разветвления или потребления выполняется для всех узлов и ветвей в соответствии с установившимся оптимальным потокораспределением в электрической сети.

7. Определяется радиус эффективного электроснабжения, путем сравнения рассчитанных стоимостных узловых характеристик мощности с котловым тарифом.

Апробация предложенного методического подхода по определению радиуса эффективного электроснабжения выполнялось на семи узловой схеме (рис. 1) со следующими исходными данными (табл.1, табл.2).

Таблица 1

Технико-экономические характеристики энергетической системы

Класс напряжения линий электропередач, кВ	10
Капитальные затраты в электрические сети, тыс.руб.	4112
Норма амортизации	0,03
Цена электроэнергии, руб./кВтч	1,2
Число часов использования расчетной мощности электрической сети, час/год	5000
Число часов использования расчетной мощности источника электроэнергии, час/год	5000
Число часов использования энергетической системы, час/год	5000
Удельное сопротивление, ом/км	0,194

Таблица 2

Нагрузки потребителей и длины участков электрической системы

Узлы	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Нагрузка, Вт	1500	2000	1500	1500	1600	1000
Участки	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Длина, км	10	8	15	12	8	10

Функция затрат источника электроэнергии:

$$Z_j(P^{\text{И}}) = 20 \times (P^{\text{И}})^2 + 650\ \times P^{\text{И}} + 500.$$

Результаты расчетов представлены на рис. 2.

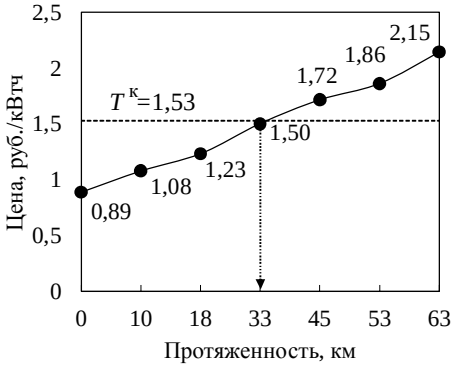


Рисунок 2 – Результаты расчета оптимального радиуса электроснабжения

Из рис. 2 видно, что на расстоянии 33 км от источника электроэнергии достигается эффективное электроснабжение потребителей расположенных в узлах 1-3, в которых узловые стоимостные показатели ниже котлового тарифа ($T^к$=1,53 руб./кВтч), потребители 4-6 вошли в зону не эффективного энергоснабжения, т.к. их узловые стоимостные показатели за потребляемую электроэнергию выше котлового тарифа.

Выводы. Разработана методика определения радиуса электроснабжения для решения задач функционирования электроэнергетических систем. Радиус эффективного электроснабжения потребителей определяется исходя из расчета суммарных затрат на энергоснабжение с учетом требуемой мощности и удаленности потребителей от точки присоединения и последующей проверкой полученных результатов на предмет выполнения условий не превышения рассчитанных удельных системных затрат относительно существующих.

Библиографический список

1. Стенников В.А., Медникова Е.Е., Постников И.В., Пеньковский А.В., Добровольская Т.В. Разработка методики расчета радиуса эффективного теплоснабжения// Промышленная энергетика, 2017, №11, С. 25 –32.
2. V. Stennikov, E. Mednikova, I. Postnikov, A. Penkovskii. Optimization of the effective heat supply radius for the district heating systems// Environmental and Climate Technologies, 2019, vol. 23(2), p. 206–220.
3. Паламарчук С.И. Планирование режимов электроэнергетических систем в условиях современного оптового рынка// Известия РАН. Энергетика, 2018, №6, С.3-17.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0001 (регистрационный номер: АААА-А21-121012190027-4) фундаментальных исследований СО РАН.

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ МЕЖДУ ТЭС НА ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЛЭП В РАДИАЛЬНЫХ СЕТЯХ

Строчков А.В., Мигунова Л.Г.
Самарский государственный технический университет
wormslabs@yandex.ru, es@samgtu.ru

Введение. Как известно, важнейшей задачей при расчетах режимов электрических станций и энергосистем является оптимизационная задача поиска оптимального распределения нагрузок между электростанциями.

Эта задача включает в себя как распределение активных, так и реактивных нагрузок. При решении задачи руководствуются рядом условий и ограничений, но в целом условие оптимизации выражается в минимизации издержек на производство и передачу электроэнергии.

При этом первоочередная роль при предварительном анализе подобных задач уделяется именно распределению активных нагрузок, ведь оно непосредственно определяет расход топлива на станциях.

В тоже время немаловажной задачей является и поиск оптимального распределения реактивных нагрузок, но оно подчиняется несколько иным условиям. Очевидно, что в данном случае расходные характеристики уже не играют решающей роли, ведь вырабатываемая генераторами реактивная мощность определяется преимущественно током возбуждения генератора. Конечно же, здесь существуют некоторые ограничения, связанные с техническими вопросами оптимальности режима работы генератора и устанавливающие зависимость между вырабатываемой активной мощностью и реактивной мощностью. Иллюстрируются эти зависимости P-Q диаграммами. Помимо этого, баланс реактивных мощностей оказывает решающее и непосредственное влияние на режим напряжений в сети, что также необходимо учитывать в качестве ограничения при решении оптимизационной задачи.

Однако в качестве ключевых критериев оптимизации при решении задачи оптимального (наивыгоднейшего) распределения реактивных нагрузок могут являться минимизация потерь мощности в сетях, затраты на генерацию реактивной мощности или на компенсацию её потерь [1]. Чаще всего рассматривается именно минимизация активных потерь. В данной статье подойдем к этому вопросу с несколько другой стороны. Попробуем оценить, насколько распределение реактивных нагрузок по условию минимизации потерь активной мощности отличается от такового при условиях минимизации потерь реактивной и полной мощностей, а также сравним значения всех видов потерь в каждом случае. С этой целью произ-

ведем математический эксперимент, анализ результатов которого позволит оценить степень влияния распределения реактивных нагрузок на объемы потерь в сетях.

Расчет распределения реактивных нагрузок в простейшей сети. Рассмотрим простую радиальную сеть (рисунок 1), состоящую из трех ТЭС, соединенных с нагрузкой тремя линиями (W1, W2 и W3), выполненными проводами разных марок:

$$\text{W1: AC-120 } (r_0 = 0{,}249\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ x_0 = 0{,}427\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ b_0 = 0{,}0266 \cdot 10^{-6})$$

$$\text{W2: AC-95 } (r_0 = 0{,}306\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ x_0 = 0{,}434\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ b_0 = 0{,}0261 \cdot 10^{-6})$$

$$\text{W3: AC-70 } (r_0 = 0{,}428\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ x_0 = 0{,}444\ \frac{\text{Ом}}{\text{км}};\ b_0 = 0{,}0255 \cdot 10^{-6})$$

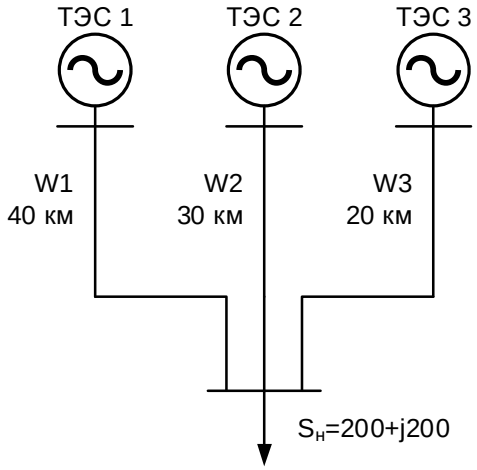


Рисунок 1 – Схема сети

Мощность нагрузки:

$$S_{\text{н}} = P_{\text{н}} + Q_{\text{н}} = 200 + j200$$

Как известно, активные потери в проводах ЛЭП могут быть выражены как

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot U^2} \cdot R$$

где P – активная мощность, передаваемая по ЛЭП; Q – реактивная мощность, передаваемая по ЛЭП; U – напряжение ЛЭП; R – активное сопротивление ЛЭП.

Суммарные потери активной мощности в проводах рассматриваемой сети будут равны:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ЛЭП 1}} + \Delta P_{\text{ЛЭП 2}} + \Delta P_{\text{ЛЭП 2}}$$

Зададимся некоторым заранее известным распределением активной нагрузки между станциями рассматриваемой схемы:

$$P_{\text{ТЭС1}} = 100\ \text{МВт}$$

$$P_{\text{ТЭС2}} = 60\ \text{МВт}$$

$$P_{\text{ТЭС3}} = 40 \text{ МВт}$$

Попробуем определить оптимальную загрузку ТЭС по реактивной мощности исходя из условия минимума потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} \rightarrow min$$

Очевидно, что при этом имеют место быть и потери реактивной мощности, которые могут быть представлены как

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X$$

где P – активная мощность, передаваемая по ЛЭП; Q – реактивная мощность, передаваемая по ЛЭП; U – напряжение ЛЭП; R – активное сопротивление ЛЭП, X – реактивное сопротивление ЛЭП.

Кроме того, ЛЭП имеют некоторую зарядную мощность, которую можно выразить как

$$Q_{\text{ВЛ}} = U^2 \cdot B$$

где B – емкостная проводимость ЛЭП по отношению к земле.

С целью упрощения дальнейших расчетов примем, что

$$Q_{\text{ТЭС1}} + Q_{\text{ТЭС2}} + Q_{\text{ТЭС3}} = Q_{\text{н}}$$

Иначе говоря, будем считать что недостаток реактивной мощности, равный $\Delta Q_{\Sigma} - Q_{\text{ВЛ}\,\Sigma}$, будет восполняться компенсирующими устройствами, установленными на шинах нагрузки.

С учетом вышеуказанных замечаний, выполним поиск значений $Q_{\text{ТЭС1}}$, $Q_{\text{ТЭС2}}$, $Q_{\text{ТЭС3}}$. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Теперь произведем аналогичный расчет, но задавшись условиями минимума потерь реактивной мощности и полной мощности:

$$\Delta Q_{\Sigma} \rightarrow min$$

$$\Delta S_{\Sigma} \rightarrow min$$

Результаты расчетов приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 1

Результаты расчета по условию $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow min$

	1	2	3	Сумм.
Ртэс, МВт	100	60	40	200
Qтэс, МВАр	61,566	66,798	71,636	200
R	9,96	9,18	8,56	-
X	17,08	13,02	8,88	-
B	$1{,}06 \cdot 10^{-4}$	$7{,}83 \cdot 10^{-5}$	$5{,}10 \cdot 10^{-5}$	-
ΔP, МВт	3,288	1,771	1,379	6,439
ΔQ, МВАр	16,916	7,539	4,293	28,748
ΔS, МВА	17,233	7,744	4,509	29,486
Qвл, МВАр	1,482	1,090	0,710	3,282
Требуемая мощность КУ, МВАр				25,466

Из полученных результатов очевидно, что несмотря на разные условия оптимизации активные потери в ЛЭП изменяются незначительно:

$$\Delta P_{\Sigma}\ (\Delta P_{\Sigma} \rightarrow min) = 6{,}439$$

$$\Delta P_{\Sigma}\ (\Delta Q_{\Sigma} \to min) = 6{,}569\ (+2{,}2\%)$$
$$\Delta P_{\Sigma}\ (\Delta S_{\Sigma} \to min) = 6{,}521\ (+1{,}3\%)$$

Реактивные мощности ТЭС 1 и ТЭС 3 при этом изменяются в достаточно широких диапазонах:

$$Q_{\text{ТЭС1}}(\Delta P_{\Sigma} \to min) = 61{,}566$$
$$Q_{\text{ТЭС1}}(\Delta Q_{\Sigma} \to min) = 47{,}223\ (-23{,}3\%)$$
$$Q_{\text{ТЭС1}}(\Delta S_{\Sigma} \to min) = 49{,}909\ (-18{,}9\%)$$
$$Q_{\text{ТЭС3}}(\Delta P_{\Sigma} \to min) = 71{,}636$$
$$Q_{\text{ТЭС3}}(\Delta Q_{\Sigma} \to min) = 90{,}829\ (+26{,}8\%)$$
$$Q_{\text{ТЭС3}}(\Delta S_{\Sigma} \to min) = 86{,}774\ (+21{,}1\%)$$

Размах изменения реактивных мощностей по отношению к потерям наглядно проиллюстрирован на рисунке 2.

Так как во всех вариантах загрузка по реактивной мощности ТЭС 2 изменялась мало, рассмотрим случай, при котором она условно задана нулевой, т.е. $Q_{\text{ТЭС2}} = 0$. Результаты расчетов приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 2

Результаты расчета по условию $\Delta Q_{\Sigma} \to min$

	1	2	3	Сумм.
Ртэс, МВт	100	60	40	200
Qтэс, МВАр	47,223	61,948	90,829	200
R	9,96	9,18	8,56	-
X	17,08	13,02	8,88	-
B	$1{,}06\cdot10^{-4}$	$7{,}83\cdot10^{-5}$	$5{,}10\cdot10^{-5}$	-
ΔP, МВт	2,916	1,635	2,018	6,569
ΔQ, МВАр	15,002	6,955	6,282	28,238
ΔS, МВА	17,918	8,589	8,300	34,808
Qвл, МВАр	1,482	1,090	0,710	3,282
Требуемая мощность КУ, МВАр				24,957

Таблица 3

Результаты расчета по условию $\Delta S_{\Sigma} \to min$

	1	2	3	Сумм.
Ртэс, МВт	100,000	60,000	40,000	200,000
Qтэс, МВАр	49,909	63,317	86,774	200,000
R	9,960	9,180	8,560	-
X	17,080	13,020	8,880	-
B	$1{,}06\cdot10^{-4}$	$7{,}83\cdot10^{-5}$	$5{,}10\cdot10^{-5}$	-
ΔP, МВт	2,978	1,672	1,871	6,521
ΔQ, МВАр	15,322	7,115	5,822	28,260
ΔS, МВА	17,918	8,589	8,300	34,808
Qвл, МВАр	1,482	1,090	0,710	3,282
Требуемая мощность КУ, МВАр				24,957

Как показывают результаты в таблицах 4 и 5, в этих случаях активные потери уже изменились довольно существенно по сравнению с результатами в таблицах 1 и 2 (+23,5% и +24,3% соответственно), однако между

собой они снова различаются незначительно (+3,2% при условии $\Delta Q_{\Sigma} \rightarrow min$ по сравнению с условием $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow min$).

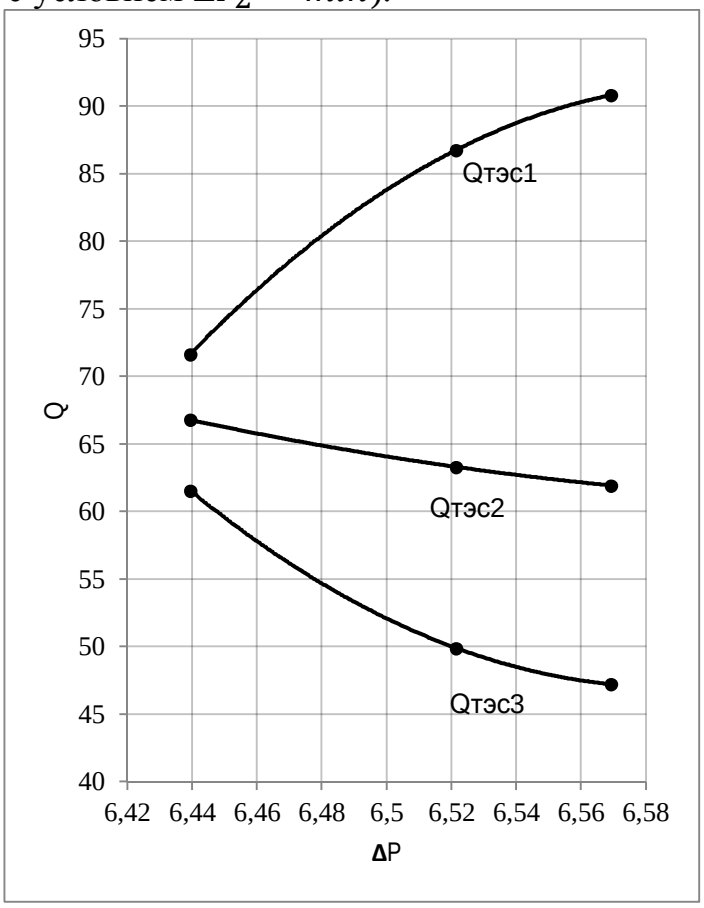


Рисунок 2 – Размах изменения $Q_{\text{ТЭС}}$ по отношению к ΔP_{Σ}

Таблица 4

Результаты расчета по условию $\Delta P_{\Sigma} \rightarrow min$ при $Q_{\text{ТЭС2}} = 0$

	1	2	3	Сумм.
Ртэс, МВт	100,000	60,000	40,000	200,000
Qтэс, МВАр	92,441	0,000	107,560	200,000
R	9,960	9,180	8,560	-
X	17,080	13,020	8,880	-
B	$1{,}06 \cdot 10^{-4}$	$7{,}83 \cdot 10^{-5}$	$5{,}10 \cdot 10^{-5}$	-
ΔP, МВт	4,422	0,791	2,699	7,912
ΔQ, МВАр	22,749	3,366	8,399	34,514
ΔS, МВА	23,175	3,458	8,821	35,454
Qвл, МВАр	1,482	1,090	0,710	3,282
Требуемая мощность КУ, МВАр				31,232

Таблица 5

Результаты расчета по условию $\Delta Q_{\Sigma} \rightarrow min$ при $Q_{\text{ТЭС2}} = 0$

	1	2	3	Сумм.
Ртэс, МВт	100,000	60,000	40,000	200,000
Qтэс, МВАр	68,413	0,000	131,587	200,000
R	9,960	9,180	8,560	-
X	17,080	13,020	8,880	-

Окончание табл. 5

	1	2	3	Сумм.
B	$1{,}06\cdot10^{-4}$	$7{,}83\cdot10^{-5}$	$5{,}10\cdot10^{-5}$	-
ΔP, МВт	3,500	0,791	3,876	8,168
ΔQ, МВАр	18,008	3,366	12,063	33,437
ΔS, МВА	18,345	3,458	12,671	34,473
Qвл, МВАр	1,482	1,090	0,710	3,282
Требуемая мощность КУ, МВАр				30,155

Выводы. Полученные результаты позволяют утверждать, что потери активной мощности в ЛЭП в рассматриваемой схеме слабо зависят от распределения реактивных мощностей между электростанциями, и определяются преимущественно распределением активных мощностей. На это указывает тот факт, что активные потери при распределении по разным, хотя и не взаимоисключающим критериям, отличаются незначительно (<2,5%). При этом следует обратить внимание на то, что размах реактивных мощностей для станций неодинаков – так, из рисунка 2 видно, что размах для ТЭС 2 минимален; кроме того, случаи, рассмотренные в таблицах 4 и 5, доказывают, что изменение реактивной мощности ТЭС 2 в рассмотренной схеме решающим образом сказывается на изменении потерь.

Исходя из этого, можно утверждать, что в подобных схемах возможно выделить «балансирующий узел», реактивная мощность которого должна оставаться неизменной, а мощность остальных узлов может изменяться в достаточно широких пределах при незначительном изменении активных потерь. Это позволяет распределять реактивные мощности между оставшимися станциями исходя из других режимных или экономических критериев.

Библиографический список

1. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебник / Т.А. Филиппова. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2007. -298 с. – («Учебники НГТУ»).

Строчков А.В., обучающийся, гр. 21ЭТФ-111М СамГТУ
Мигунова Л.Г., к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции» СамГТУ

УДК 621.311

КАБЕЛИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА. ИСПЫТАНИЯ

Тропина Н.Г., Тороева Я.Н., Белова Д.Ю.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
89149392690@mail.ru, *toroyevay@mail.ru*

Введение. Мировые тенденции развития кабельных энергораспределительных сетей среднего напряжения в течение последних десятилетий

направлены на внедрение кабелей с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен) и замену ими кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки практически 100% рынка силовых кабелей занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В России использовать кабель, изоляция которого изготавливается из сшитого полиэтилена, начали в конце 90х годов. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) широко используется для прокладки кабельных линий 6–35 кВ и применяются в современном энергохозяйстве больших и малых городов, различных предприятий и прочих объектов.

Причиной такого распространения являются несомненные преимущества, которыми обладают кабели данного типа:

1) учитывая отсутствие в изоляции масла и, соответственно, исключая его перетекание с участков, расположенных выше на нижние участки, возможна прокладка кабеля на территориях, где имеются перепады высот;

2) длительный срок эксплуатации;

3) высокая надёжность, уменьшение количества повреждений;

4) гибкость кабеля, упрощающая его прокладку в труднодоступных местах, на трассах повышенной сложности;

5) широкий температурный диапазон прокладки – при изготовлении кабеля используются современные полимерные материалы, которые дают возможность осуществлять прокладку при температуре до -20°С, предварительно его не разогревая;

6) уменьшение диэлектрических потерь в сравнении с использованием кабелей, имеющих бумажно-масляную изоляцию.

Несмотря на весомые преимущества, следует также учитывать и то, что надёжность кабеля зависит не только от имеющихся заводских характеристик, правильности осуществления прокладки и выполнения монтажа, но и от уровня технического обслуживания, его своевременного проведения, диагностики при приёмке и в процессе эксплуатации. Ведь любые кабельные изделия перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться испытаниям.

В странах Западной Европы, Америки и Японии массовое применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена началось гораздо раньше. Ввиду этого за рубежом сформирована нормативная база и действует целый ряд стандартов для испытаний данных кабельных изделий. В России же появление кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена это стремление не отставать от западных коллег, не учитывая особенностей устройства нашей энергосистемы. Ведь кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена разрабатывались для применения в системах с заземленной нейтралью (такие системы применяются за рубежом) у нас же сети 6-35 кВ в основном сети с изолированной нейтралью. Отсюда и куча проблем возникающих

при эксплуатации данных кабелей. Также с их появлением возникли разногласия в подходе к проведению испытаний повышенным напряжением.

Испытания силовых кабелей. На данный момент в России отсутствует какая-либо нормативная база по испытанию силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Исключение составляет ГОСТ Р 55025-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия» (МЭК 60502-2-2005, в сертификате соответствия), который носит рекомендательный характер. Из этого следует, что различные заводы изготовители, руководствуясь опытом работы зарубежных коллег, предлагают свои различные методики и нормы по испытанию кабелей с СПЭ-изоляцией.

Как известно, высоковольтные испытания кабеля из сшитого полиэтилена имеют свои особенности. Если кабели с бумажной изоляцией испытывают постоянным током, то применительно с СПЭ такой вид испытания не подходит. Дело в том, что СПЭ-изоляция в своем объеме содержит молекулы воды (следствие технологии производства) и при испытании постоянным током в изоляции кабеля на микровключениях молекул воды накапливается объемный статический заряд, который сохраняется, когда внешнее электрическое поле исчезает (при снятии напряжения). При последующей подаче рабочего напряжения переменного тока происходит суммирование напряженностей электрических полей, что может привести к пределу прочности изоляции и появлению так называемых электрических древовидных структур (водные триинги). Что в итоге приводит к разрушению изоляции, и частичные разряды, появляющиеся в этом уже слабом месте изоляции, способствуют развитию данных триингов. Все это приводит к пробою, который возникает в месте основного скопления данных водяных деревьев. Кроме того, испытания повышенным напряжением постоянного тока не позволяют выявить даже возникших серьезных повреждений.

По этой причине самым распространенным методом испытания кабелей с СПЭ-изоляцией является испытание переменным током с повышенным напряжением и сверхнизкой частотой 0,1 Гц (СНЧ). Испытания при очень низких частотах обусловлено тем, что постоянно изменяющаяся полярность заряда компенсирует накапливающиеся заряды, тем самым разряжая их. Кроме того, при таком испытание достигается максимальная скорость развития пробоя и наверняка будут выявлены все присутствующие дефекты за время испытания.

Но, как следует из ГОСТа совершенно ни к чему иметь установку СНЧ, допускается испытывать кабель напряжением промышленной частоты 50Гц. Однако, у кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена емкость значительно меньше, чем у кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и соответственно требуются испытательные установки меньшей емкости.

Виды испытаний силового кабеля. Как говорилось выше, на каждом предприятии устанавливается свой порядок подготовки и проведения испытаний повышенным переменным напряжением готовой кабельной продукции с изоляцией из сшитого полиэтилена. Рассмотрим методы испытаний на примере инструкции Иркутского кабельного завода.

Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6-35 кВ подвергается приемо-сдаточным, периодическим и типовым испытаниям.

Приемо-сдаточные испытания продукции включают:

• проверка соответствия элементов конструкции;

• проверка герметичности оболочки;

• испытание кабеля повышенным переменным напряжением;

• измерение уровня ЧР (Частичный разряд – электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами);

• измерение электрического сопротивления токопроводящей жилы;

• проверка маркировки и упаковки.

Образцы, взятые от строительных длин кабелей, подвергаются испытаниям:

• проверка конструктивных элементов и основных размеров;

• испытание на тепловую деформацию изоляции.

Периодически проводятся испытания:

• на стойкость кабелей к монтажным изгибам;

• повышенным переменным напряжением в течение 4 ч.

Типовые испытания проводятся при внесении изменений в конструкцию кабелей, технологию их изготовления или применяемые материалы, если эти изменения могут повлиять на технические характеристики кабелей.

В состав типовых испытаний могут включаться:

• электрические испытания (измерение электрического сопротивления медного экрана, измерение уровня частичных разрядов в изоляции до и после испытания на изгиб, а также после воздействия циклов нагрева и охлаждения, испытание импульсным напряжением, измерение удельного электрического сопротивления полупроводящих экранов);

• испытания на стойкость к внешним воздействующим факторам (стойкость к пониженной температуре окружающей среды, к повышенной влажности, испытание на водонепроницаемость, испытание на нераспространение горения, в т.ч. при прокладке в пучках, испытание на дымогазовыделение при горении и тлении кабелей);

• механические и физико-химические испытания материалов изоляции и оболочки;

• испытание готовых кабелей старением при повышенной темпера-

туре для проверки совместимости материалов.

Комплекс испытательного оборудования фирмы «Hipotronics» позволяет проводить испытания кабелей на наличие в изоляции частичных разрядов, а также испытание высоким напряжением. Все эти испытания проводятся в экранирующей камере для исключения каких-либо наводок.

При проведении испытаний переменным напряжением промышленной частотой 50Гц, которые комбинируются с измерением уровня частичных разрядов, на каждую жилу кабельного изделия попеременно подается напряжение, а две другие жилы и имеющийся медный экран/броня при этом должны быть заземлены. В таблице 1 приведены нормы испытательного напряжения при проведении испытаний.

Таблица 1

Нормы испытательного напряжения.

Номинальное напряжение кабеля, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Напряжение, кВ	Продолжительность испытаний, мин
6	12,6	15	5
10	21 (25)	23	5
15	30,5	33	5 (10)
20	42 (50)	44	5
35	70 (77,7; 88)	72	5

Измерения уровня ЧР производится по окончанию испытания высоким напряжением. Уровень частичных разрядов, измеренный на строительной длине кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при переменном напряжении $2U_0$ частотой 50 Гц, должен быть не более 10 пКл.

Годной является продукция, если при испытании не произошел пробой изоляции, а уровень ЧР, измеренный на строительной длине кабеля при установленном переменной напряжении частотой 50 Гц не более 10 пКл.

Испытания находящихся уже в эксплуатации силовых электрических кабельных линий – стандартная процедура, которую с определенной периодичностью обязаны проводить специализированные службы, обслуживающие эти линии. Основная цель этих испытаний – подтверждение соответствия характеристик кабелей техническим требованиям, т. е. их пригодности к дальнейшей эксплуатации. А также выявление и последующее устранение скрытых дефектов, способных проявиться при эксплуатации и привести к выходу кабеля из строя.

После прокладки и монтажа кабелей рекомендуется проводить испытание кабельной линии переменным напряжением частотой 0,1 Гц в течение 15 мин:

кабелей на напряжение 10кВ-30кВ; 20 кВ-60 кВ; 35кВ-105кВ,

или постоянным напряжением $4U_0$ в течение 15 мин или переменным номинальным напряжением U_0 в течение 24 ч, приложенным между жилой и

металлическим экраном, где U_0 – номинальное напряжение кабеля между жилой и экраном в нормальном режиме эксплуатации, кВ.

Кроме основной изоляции, испытывается еще и оболочка. Данный вид испытания необходим, если кабельная линия проложена в земле. Оболочка кабеля после прокладки должна быть испытана постоянным напряжением 10 кВ, приложенным между металлическим экраном или броней и заземлителем в течение 1 минуты. После испытания постоянным напряжением необходимо заземлить токопроводящую жилу или соединить ее с медным экраном на время не менее 1 часа.

Заключение. Возрастающий спрос на кабельную продукцию с изоляцией из сшитого полиэтилена требует выработать единую стратегию испытаний. Но пока в нашей стране действует ГОСТ Р 55025-2012, каждый вправе выбирать каким напряжением испытывать либо напряжением промышленной частоты, либо напряжением СНЧ. Это уж зависит от имеющегося оборудования.

Библиографический список

1. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55025-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия»;
2. Руководство по выбору, монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10-35 кВ;
3. [Электронный ресурс] URL: http://elektrolaboratoriy.ru

Тороева Я.Н., Тропина Н.Г., Белова Д.Ю., обучающиеся гр. ФЭКТм-20-1

УДК 621.311

МОРОЗОСТОЙКИЙ КАБЕЛЬ В АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНАХ

Тропина Н.Г., Тороева Я.Н., Дурнов А.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
89149392690@mail.ru, toroyevay@mail.ru

Введение. В настоящее время существенно возрастает роль Арктики в экономической жизни России, в обеспечении ее геополитических интересов.

Речь идет об уникальных ресурсах, добираться до которых придется в сложнейших экстремальных природно-климатических условиях. Сильнейшие морозы и вьюги, движение льдов, полугодичная полярная ночь и такой же день – все это предельно осложняет строительство и эксплуатацию технических устройств в полярных областях.

Природные условия в районах арктических месторождений характеризуются:

- штормовым периодом (сентябрь-ноябрь) с высотой волн до 6 м;
- обледенением надводных и подводных конструкций; порывистым ветром до 36 м/с;
- коротким холодным летом и продолжительным зимним периодом с экстремально низкой температурой воздуха (до минус 53 °С);
- тяжелыми ледовыми условиями в зимне-весенний период времени (торошение и сжатие льдов до 3 баллов, образование стационарных ледовых образований (стамух) с глубиной киля до 20 м, мощные навалы льда на морские стационарные сооружения и берег и т. п.);
- значительными (до 5 м) колебаниями уровня моря.

Для выполнения прогнозируемых объёмов работ по добыче и транспортировке углеводородов континентального шельфа России потребуется 55 единиц морских буровых платформ и терминалов, 85 единиц специализированных транспортных судов и около 140 единиц обслуживающего флота. Для их постройки потребуется огромное количество кабелей. Всего рынок потенциальных покупателей судовых кабелей по РФ составляет более 300 предприятий, занимающихся ремонтом, оснащением и строительством судов различного класса (морских, транспортных, промысловых и речных судов, научно-исследовательских кораблей, ледоколов, судов смешанного типа, вспомогательных судов и т.п.). Исходя из этого, потребность в судовых и морских кабелях на период до 2019 г. при условии выполнения задач, поставленных правительством, составит примерно 45 000 км кабеля в год.

Помимо различных судов объектами кабельной промышленности при освоении и использовании арктических пространств и ресурсов являются современные технические средства для поиска, разведки и освоения морских месторождений углеводородов в арктических условиях, оборудование транспортной, промышленной и энергетической инфраструктуры, ее морской и континентальной составляющих, средства обеспечения военной безопасности, защиты и охраны государственной границы Российской Федерации в Арктике и другие.

В настоящее время освоение арктических шельфовых месторождений осуществляется с помощью морских ледостойких стационарных нефтедобывающих платформ (МЛСП), которые обеспечивают бурение скважин, добычу нефти, а также ее хранение и отгрузку. Основными особенностями данных платформ является устойчивость к повышенным ледовым нагрузкам, продолжительная автономная работа и возможность круглогодичной эксплуатации в полярных условиях.

Судовой кабель в морозостойком безгалогенном герметизированном и огнестойком исполнении. Судовые кабели используются в строительстве и эксплуатации судов, а также морских платформ для орга-

низации энергосистем; предназначены для стационарной и подвижной прокладки на судах морского флота неограниченного района плавания, речного флота, плавучих и береговых сооружениях в силовых и осветительных сетях, в цепях управления, сигнализации, контроля и связи.

Отличаются повышенной прочностью, гибкостью, огнестойкостью, отсутствием галогенов в оболочке, устойчивостью к вибрациям и большинству химикатов, наличием продольной герметичности, обусловленной необходимостью гидроизоляции различных отсеков судов, влагостойкостью.

Повышенная влажность и резкие колебания температуры, тряска и вибрация, повышенное содержание в окружающей среде паров горюче-смазочных материалов, стесненность судовых помещений и наличие в них большого числа выступающих конструкций – все это оказывает неблагоприятное действие на судовые электрические сети.

В качестве изоляционного материала в судовых кабелях и проводах применяют полиэтилен или кремнийорганическую резину, этилен-пропиленовую резину, термостойкую бессернистую резину.

Материалами для оболочки могут быть использованы маслостойкая резина; поливинилхлоридный пластикат, стойкий к воздействию паров кислот, щелочей, активных сред, и др. В зависимости от сочетания изоляционного материала и защитной оболочки кабеля допускается различная длительная температура токопроводящей жилы, не более: 65°С – изоляция из резины, а защитная оболочка из маслостойкой резины; 70°С – изоляция из полиэтилена, а защитная оболочка из поливинилхлорида; 75°С – изоляция из резины, а защитная оболочка из поливинилхлоридного пластиката; 85°С – изоляция из кремнийорганической резины, а защитная оболочка из поливинилхлоридного пластиката.

Сравнительный анализ изоляционных материалов для судового кабеля. Основным преимуществом кабелей с резиновой изоляцией является их гибкость, позволяющая при прокладке допускать меньшие радиусы изгибов.

Перспективным материалом для изготовления изоляции силовых кабелей является этиленпропиленовая резина. Рабочая и предельно допустимая температура при коротком замыкании для этиленпропиленовой резины такие же, что и для сшитого полиэтилена (СПЭ), и составляют 90°С и 250°С, соответственно.

Таким образом, электрические свойства СПЭ выше, чем для этиленпропиленовой резины, но в случае низких и средних напряжений они удовлетворительны. Гибкость кабелей с изоляцией из этиленпропиленовой резины превосходит гибкость кабелей с СПЭ, это важно в случае сложной трассы прокладки.

Таблица 1

Сравнение основных физических свойств этиленпропиленовой резины и СПЭ

Свойство	Этиленпропиленовая резина	СПЭ	Замечания
Теплостойкость	Хорошая	Средняя	Высокая теплостойкость уменьшает риск деформации кабеля в месте изгиба при коротком замыкании
Гибкость	Хорошая	Средняя	Высокая гибкость сокращает время монтажа
Срок службы	Очень хорошая	Очень хорошая*	*При защите от попадания воды
Огнестойкость	Хорошая	Плохая	Для прохождения испытаний по МЭК 60332-1 СПЭ требуется дополнительная защита
Электрическая прочность	Хорошая (до 60 кВ/мм)	Очень хорошая (до 80 кВ/мм)	
Tgδ	Хорошая 0,002	Очень хорошая 0,0004	
Влагостойкость	Хорошая	Средняя	СПЭ требует дополнительную влагозащиту
Плотность	Большая (1,13 кг/дм^3)	Меньшая (0,92 кг/дм^3)	СПЭ легче

Кабели со стандартной изоляцией становятся жёсткими и хрупкими в холодных условиях, что может оказаться серьёзной проблемой в таких местах, как Арктика. Для решения этой проблемы лидеры кабельной промышленности разработали морозостойкий кабель, в конструкции которого применяются специальные материалы, позволяющие кабелям оставаться гибкими при низких температурах.

Кабели морозостойкие выпускаются в двух модификациях: не содержащие галогенов, не распространяющие горение конструкции и галогеносодержащие варианты. Кабели не выделяют дым, токсичные газы, не распространяют пламя и сохранят способность обеспечивать энергоснабжение жизненно важного оборудования (например, систем аварийного освещения, пожарных насосов и систем связи).

Кабели обеих модификаций широко применяются в кораблестроении и нефтегазовой отрасли, обладают высокой механической прочностью, устойчивые к атмосферным факторам (озону, ультрафиолетовым лучам, высоким температурам) и разрушению под воздействием нефти, масел, химических веществ, нагрева и экстремальных погодных условий. Кроме того, они обладают исключительно высокой стойкостью к удару, способны выдерживать продолжительные или неожиданные физические удары, вибрацию или высокие рабочие нагрузки.

Такая способность кабелей выдерживать ограничения, накладываемые окружающими условиями, является самым главным техническим достижением, намного облегчающим процесс безопасной разработки нефтяных и газовых месторождений, прокладки морских трасс и работы технологических установок для непрерывного процесса производства в высоких широтах Арктики.

Заключение. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и этиленпропиленовой резины обладают низким весом, малым диаметром и, вследствие этого, легкостью прокладки, как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах. Особенностью кабеля с ЭПР изоляцией является то, что он используется в установках с погруженным электрооборудованием и во взрывоопасной зоне (в отличие от кабеля из сшитого полиэтилена). В остальных случаях кабель из сшитого полиэтилена не уступает и является авангардом кабельной промышленности. Вывод: сравнительный анализ двух видов кабелей с разной изоляцией показал, что каждый тип имеет свои преимущества и недостатки. Их применение зависит от конкретных условий эксплуатации.

Благодаря использованию современных материалов, а также продуманным конструкциям самих кабелей, особенно в морозостойком безгалогенном герметизированном и огнестойком исполнении, продукция может быть с успехом использована при освоении и использовании арктических пространств и ресурсов.

Способность кабелей выдерживать ограничения, накладываемые окружающими условиями, является самым главным техническим достижением, намного облегчающим процесс безопасной разработки нефтяных и газовых месторождений, прокладки морских трасс и работы технологических установок для непрерывного процесса производства в высоких широтах Арктики.

Библиографический список

1. Акулов К. Е., Гандин Б. Д., Шакурин В. П.. Яковлев Г. С.
2. «Технология судовых электромонтажных работ» Л.: Судостроение, 2007,208 с.
3. [Электронный ресурс] URL: https://ecabel.com/information/uchet-trebovanii-k-kabelnym-trassam-na-sudne -pri-razrabotke-lineiki-kabelei
4. Пешков И.Б « Материалы кабельного производства» ,2013
5. Технические условия ТУ 27.32.13-033-05742781-2010 «КАБЕЛИ СУДОВЫЕ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА ДЛЯ РАЙОНОВ С ХОЛОДНЫМ КЛИМАТОМ НА НАПРЯЖЕНИЕ 6,10,20 И 35кВ»

Тропина Н.Г., Тороева Я.Н., Дурнов А.В., обучающиеся гр. ФЭКТм-20-1

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА МНОГОПРОВОДНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Усмонов С.Б., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Многоцепные ЛЭП позволяют экономить территории для трасс ЛЭП. При эксплуатации ЛЭП возникают повреждения - короткие замыкания и обрыв проводов. По условиям эксплуатации должно быть найдено расчетное и реальное на местности место повреждения (МП). Существуют методики и программное обеспечение для одноцепной и двухцепной ЛЭП [1,2]. Однако, отсутствуют методики и программное обеспечение для расчетного определения МП (ОМП) на многопроводных ЛЭП.

Известны технические решения по ОМП на многопроводных линиях, которые используют упрощенный подход [3, 4], который вносит методические погрешности.

Для повышения точности ОМП режим многопроводной линии с учетом различия продольных и поперечных параметров наиболее полно можно описать дифференциальными (телеграфными) уравнениями [5, 6, 7].

Однако, телеграфные уравнения, полученные для однофазной линии, можно применить только по отдельности к прямой, обратной и нулевой последовательностям схемы замещения трехфазной линии электропередачи, но при этом вносится методическая погрешность в ОМП, обусловленная усреднением параметров линии. С учетом этого, например, длинные трехфазные линии обычно принимают симметричными и описывают дифференциальными (телеграфными) уравнениями для одной фазы в симметричных составляющих. Для таких уравнений имеется аналитическое решение. Известны методы ОМП на длинных линиях, представленных в схемах замещения симметричных составляющих [8], которые используют аналитические решения дифференциальных уравнений.

Аналитическое решение системы телеграфных уравнений [9] для трехфазной ЛЭП в соответствии с теорией волновых процессов - задача громоздкая и для практики малоприменимая. Аналитического решения этих уравнений для целей определения места повреждения (ОМП) авторам не известно.

Однако, при повреждениях в линиях, как правило, существует режим гармонических колебаний, что позволяет применить для решения символический метод анализа [10]. Так как комплексные амплитуды напряжения и тока не зависят от времени, то вид телеграфных уравнений существенно упрощается (на примере трехфазной одноцепной линии):

$$\begin{cases} -\frac{dU_a}{dx} = Z_a I_a + Z_{ab} I_b + Z_{ac} I_c \\ -\frac{dU_b}{dx} = Z_b I_b + Z_{bc} I_c + Z_{ab} I_a \\ -\frac{dU_c}{dx} = Z_c I_c + Z_{bc} I_b + Z_{ac} I_a \\ -\frac{dI_a}{dx} = Y_a U_a + Y_{ab} U_{ab} + Y_{ac} U_{ac} \\ -\frac{dI_b}{dx} = Y_b U_b + Y_{ab} U_{ab} + Y_{bc} U_{bc} \\ -\frac{dI_c}{dx} = Y_c U_c + Y_{ac} U_{ac} + Y_{bc} U_{bc} \end{cases} \quad (1)$$

Целью исследования является определение возможности решения системы уравнений (1) для ОМП при коротком замыкании (КЗ) на многопроводной ЛЭП.

Предлагается решать уравнения (1) методом численного интегрирования [9, 10]. С учетом этого разработан алгоритм расчетного ОМП, в котором модель линии представлена участками определенной длины. В каждом участке учтены: собственные сопротивления проводов, сопротивления взаимоиндукции каждого провода с каждым, емкостные сопротивления между каждым проводом и «землей» и емкостные сопротивления между проводами. Показано на примере трехфазной двухцепной ЛЭП на рис.1. Далее по измеренным при КЗ токам и напряжениям по концам линии, по известным погонным продольным и поперечным параметрам модели многопроводной линии, определяется место КЗ путем построения графиков пошагового изменения напряжения от концов линии к противоположным концам. При этом напряжения в конце каждого шага (участка линии, длина которого может быть любой, вплоть до пролета между опорами) определяются как разница между напряжением в начале участка и падением напряжения на участке, который представлен П-образной матричной схемой замещения, а токи в проводах в конце участка определяются как разница токов в начале участка и токов в поперечных проводимостях линии.

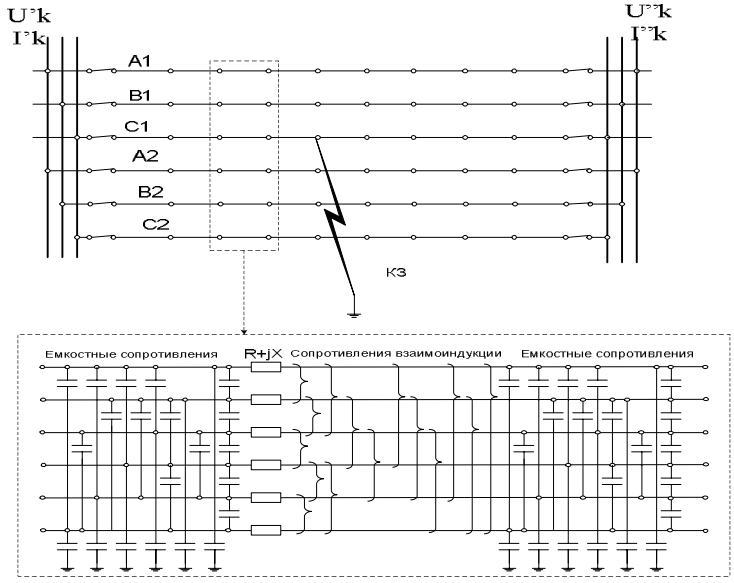


Рисунок 1 – Модель трехфазной двухцепной ЛЭП с КЗ на фазе С1 для ОМП

Рассмотрим на примере N-проводной линии [10]. Формируем модель линии в виде значений продольных и поперечных параметров М участков i-j схемы замещения N-проводной линии в следующем виде:

$$Z_{ij} = \begin{vmatrix} Z_{ij\,11} & Z_{ij\,12} & Z_{ij\,13} & \dots & Z_{ij\,1n} \\ Z_{ij\,21} & Z_{ij\,22} & Z_{ij\,23} & \dots & Z_{ij\,2n} \\ Z_{ij\,31} & Z_{ij\,32} & Z_{ij\,33} & \dots & Z_{ij\,3n} \\ . & . & . & \dots & . \\ Z_{ij\,n1} & Z_{ij\,n2} & Z_{ij\,n3} & \dots & Z_{ij\,nn} \end{vmatrix} \quad Y_{ij} = \begin{vmatrix} Y_{ij\,11} & Y_{ij\,12} & Y_{ij\,13} & \dots & Y_{ij\,1n} \\ Y_{ij\,21} & Y_{ij\,22} & Y_{ij\,23} & \dots & Y_{ij\,2n} \\ Y_{ij\,31} & Y_{ij\,32} & Y_{ij\,33} & \dots & Y_{ij\,3n} \\ . & . & . & \dots & . \\ Y_{ij\,n1} & Y_{ij\,n2} & Y_{ij\,n3} & \dots & Y_{ij\,nn} \end{vmatrix}$$

где: $Z_{ij\,nn}$- значения собственных и взаимных продольных сопротивлений проводов участка i-j схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N), Ом; $Y_{ij\,nn}$- значения собственных и взаимных поперечных емкостных проводимостей проводов участка i-j схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N), Сим.

В соответствии со значением ***n*** формируем размерность матриц сопротивлений и проводимостей.

Значения собственных и взаимных сопротивлений проводов определяются по общеизвестным выражениям (например, [11]). Значения емкостных проводимостей проводов на «землю» и взаимных емкостных проводимостей между проводами определяются по общеизвестным выражениям (например, [1]).

Далее после получения значений измеренных при КЗ напряжений проводов на шинах и токов в проводах с двух концов линии (обозначения ‘ и “) задаем поочередно точки j в конце каждого участка вдоль схемы замещения многопроводной линии, формируем и сохраняем для двух концов линии (‘ и “) значения комплексных напряжений проводов в каждой j-ой точке по выражениям:

$$\dot{U}'_{jn} = \dot{U}'_{in} - \sum_{\substack{n=1\div N \\ k=1\div N}} \dot{I}'_{in} \cdot Z'_{ij\,nk} - \sum_{\substack{n=1\div N \\ k=1\div N}} \dot{U}'_{in} \cdot Z'_{ij\,nk} \cdot Y'_{ij\,nk}$$

$$\dot{U}''_{jn} = \dot{U}''_{in} - \sum_{\substack{n=1\div N \\ k=1\div N}} \dot{I}''_{in} \cdot Z''_{ij\,nk} - \sum_{\substack{n=1\div N \\ k=1\div N}} \dot{U}''_{in} \cdot Z''_{ij\,nk} \cdot Y''_{ij\,nk}$$

где: $\dot{U}'_{in}$ – значения комплексных напряжений проводов каждой *i*-ой точке N-проводной линии (n = 1÷N), для I = 1 значения напряжений на шинах с одного конца линии, В; $\dot{U}'_{jn}$ – сформированные значения комплексных напряжений проводов в каждой j-ой точке N-проводной линии (n=1÷N), с одного конца линии, В; $\dot{U}''_{in}$значения комплексных фазных напряжений в каждой *i*-ой точке N-проводной линии (n = 1÷N), для *i* = 1 значения напряжений на шинах с другого конца линии, В; $\dot{U}''_{jn}$ – сформированные значения комплексных напряжений проводов в каждой *j*-ой точке N-проводной линии (n=1÷N), с другого конца линии, В; $\dot{I}'_{in}$ – значения комплексных токов в проводах в начале участка *i-j* с одного конца N-проводной линии (n =

1÷N), для i = 1 значения комплексных токов измеренных с одного конца линии, для i>1 значения комплексных токов в конце предыдущего участка, с одного конца линии, А; $\dot{I}''_{in}$ – значения комплексных токов в проводах в начале участка *i-j* с другого конца N-проводной линии (n = 1÷N), для i = 1 значения комплексных токов измеренных с другого конца линии, для i>1 значения комплексных токов в конце предыдущего участка, с другого конца линии, А; $Z'_{ij\,nk}$ – значения собственных и взаимных продольных сопротивлений проводов участка *i-j* схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N, k = 1÷N), с одного конца линии, Ом; $Y'_{ij\,nk}$ – значения собственных и взаимных поперечных емкостных проводимостей проводов участка *i-j* схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N, k = 1÷N), с одного конца линии, Сим; $Z''_{ij\,nk}$ – значения собственных и взаимных продольных сопротивлений проводов участка *i-j* схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N, k = 1÷N), с другого конца линии, Ом; $Y''_{ij\,nk}$ – значения собственных и взаимных поперечных емкостных проводимостей проводов участка *i-j* схемы замещения N-проводной линии (n = 1÷N, k = 1÷N), с одного конца линии, Сим.

Формируем для двух концов линии (‘ и “) значения комплексных токов проводов в каждой j-ой точке в конце каждого участка линии по выражениям:

$$\dot{I}'_{jn} = \dot{I}'_{in} - \sum_{\substack{n=1\div N\\k=1\div N}} \dot{U}'_{in}\cdot Y'_{ij\,nk} - \sum_{\substack{n=1\div N\\k=1\div N}} \dot{U}'_{jn}\cdot Y'_{ij\,nk}$$

$$\dot{I}''_{jn} = \dot{I}''_{in} - \sum_{\substack{n=1\div N\\k=1\div N}} \dot{U}''_{in}\cdot Y''_{ij\,nk} - \sum_{\substack{n=1\div N\\k=1\div N}} \dot{U}''_{jn}\cdot Y''_{ij\,nk}$$

где: $\dot{I}'_{jn}$ – сформированные значения комплексных токов в проводах в конце участка *i-j* с одного конца N-проводной линии (n=1÷N), А; $\dot{I}''_{jn}$ – сформированные значения комплексных токов в проводах в конце участка i-j с другого конца N-проводной линии (n=1÷N), А;

Далее из сохраненных значений комплексных напряжений проводов $\dot{U}'_{jn}$ и $\dot{U}''_{jn}$ выделяем модули, по которым строим графики с двумя осями зависимости модулей напряжений от номера участка (от расстояния от своего конца линии). Точка пересечения графиков соответствует точке короткого замыкания. Провод, в котором напряжение в точке пересечения графиков минимальное считается поврежденным. Дополнительно выделяем аргументы напряжений, по которым также строим графики с двумя осями.

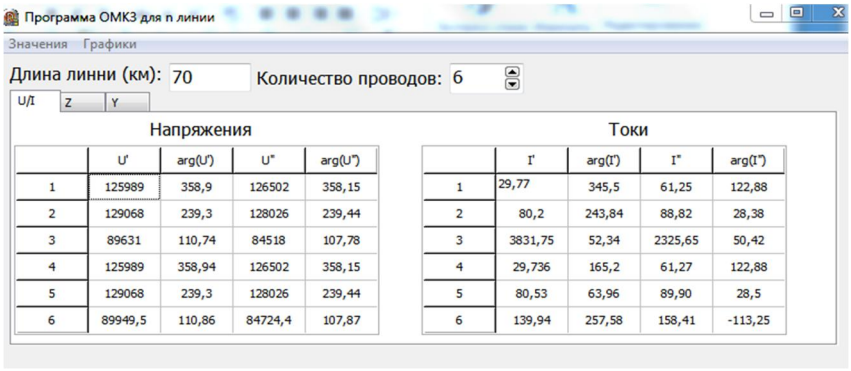
Для замыканий между проводами находим напряжения между проводами как разницу комплексных напряжений проводов, по которым так-

же строим графики с двумя осями зависимости модулей напряжений от номера участка (от расстояния от своего конца линии).

Результаты исследования. Результаты показаны в расчетном эксперименте моделирования КЗ на двухцепной трехфазной (шестипроводной) ЛЭП 220 кВ без грозозащитных тросов длиной 70 км, представленной 10-тью участками П-образной схемы замещения (рис.1) и в расчетном определении места КЗ с помощью компьютерной программы ОМП (рис. 2, 3, 4). Расчеты режима с КЗ проводились в программе расчета электрических режимов в фазных координатах, созданной в на кафедре «Электрических станций, сетей систем» ИРНИТУ.

В расчете на модели в фазных координатах (см. рис.1) задана точка КЗ в фазе С1 на расстоянии 28 км от левого края.

Результаты измеренных при КЗ значений напряжений на шинах и токов в проводах с двух концов линии показаны в таблице на рис.2 в качестве исходных данных для программы ОМП.



	U'	arg(U')	U"	arg(U")
1	125989	358,9	126502	358,15
2	129068	239,3	128026	239,44
3	89631	110,74	84518	107,78
4	125989	358,94	126502	358,15
5	129068	239,3	128026	239,44
6	89949,5	110,86	84724,4	107,87

	I'	arg(I')	I"	arg(I")
1	29,77	345,5	61,25	122,88
2	80,2	243,84	88,82	28,38
3	3831,75	52,34	2325,65	50,42
4	29,736	165,2	61,27	122,88
5	80,53	63,96	89,90	28,5
6	139,94	257,58	158,41	-113,25

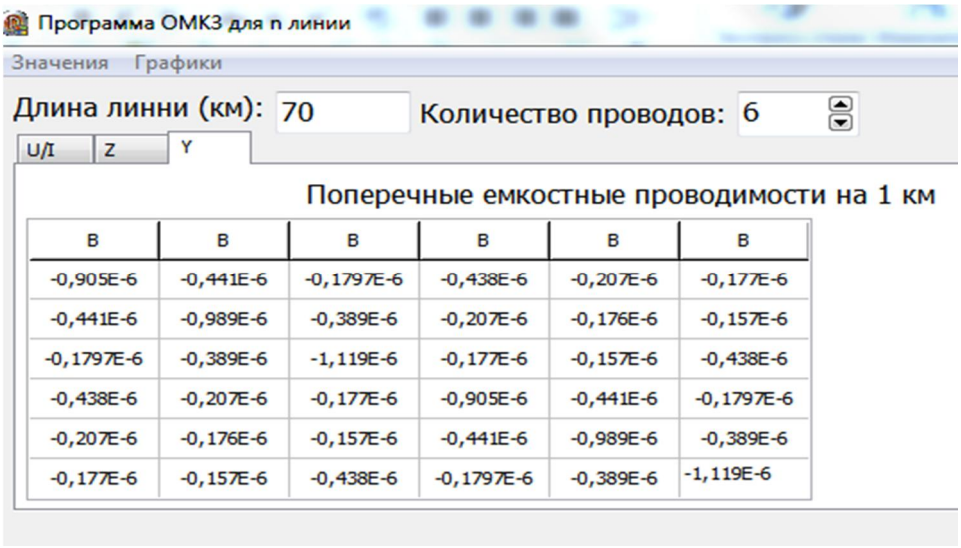
Рисунок 2 – Результаты значений измеренных при КЗ фазных напряжений на шинах и токов в проводах с двух концов линии (‘ и “)

Двухцепная трехфазная ЛЭП в программе ОМП задана матрицами продольных сопротивлений, сопротивлений взаимоиндукции и емкостными проводимостями (рис.3, 4).



R	jX	R	jX	R	jX	R	jX	R	jX	R	jX
0,148	0,717	0,05	0,32	0,05	0,278	0,05	0,312	0,05	0,282	0,05	0,268
0,05	0,32	0,148	0,717	0,05	0,314	0,05	0,282	0,05	0,274	0,05	0,276
0,05	0,278	0,05	0,314	0,148	0,717	0,05	0,268	0,05	0,276	0,05	0,301
0,05	0,312	0,05	0,282	0,05	0,268	0,148	0,717	0,05	0,32	0,05	0,278
0,05	0,282	0,05	0,274	0,05	0,276	0,05	0,32	0,148	0,717	0,05	0,314
0,05	0,268	0,05	0,276	0,05	0,301	0,05	0,278	0,05	0,314	0,148	0,717

Рисунок 3 – Исходные данные - матрица продольных сопротивлений и сопротивлений взаимоиндукции (Ом/км)



B	B	B	B	B	B
-0,905E-6	-0,441E-6	-0,1797E-6	-0,438E-6	-0,207E-6	-0,177E-6
-0,441E-6	-0,989E-6	-0,389E-6	-0,207E-6	-0,176E-6	-0,157E-6
-0,1797E-6	-0,389E-6	-1,119E-6	-0,177E-6	-0,157E-6	-0,438E-6
-0,438E-6	-0,207E-6	-0,177E-6	-0,905E-6	-0,441E-6	-0,1797E-6
-0,207E-6	-0,176E-6	-0,157E-6	-0,441E-6	-0,989E-6	-0,389E-6
-0,177E-6	-0,157E-6	-0,438E-6	-0,1797E-6	-0,389E-6	-1,119E-6

Рисунок 4 – Исходные данные - матрица емкостных проводимостей (Сим/км)

В результате расчета получены графики изменения модулей напряжений вдоль ЛЭП. На рис. 5 показаны графики изменения модулей напряжений.

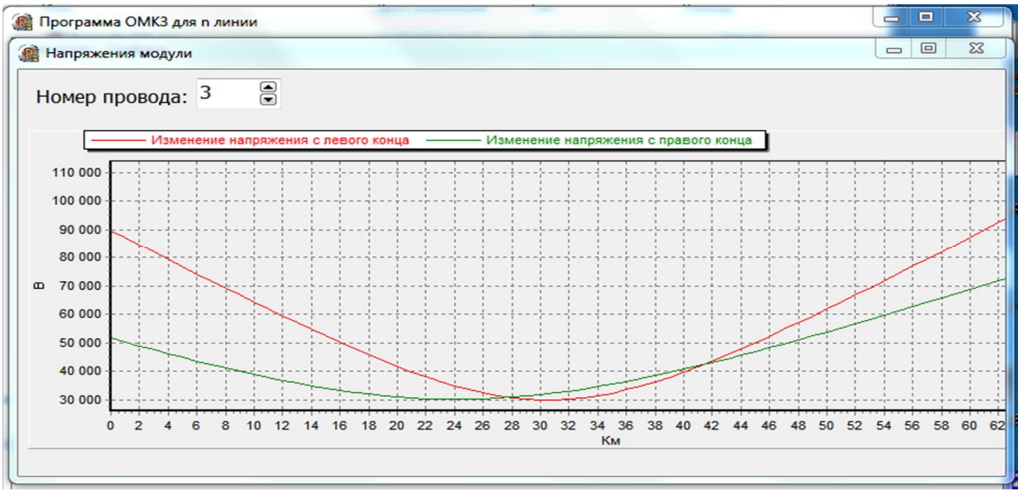


Рисунок 5 – Графики изменения модулей напряжений в проводе фазы С1

Точке КЗ соответствует точка пересечения графиков изменения модулей напряжений вдоль ЛЭП. Пересечение соответствует расстоянию 28 км от левого края ЛЭП, что соответствует условиям моделирования КЗ на модели рис. 1.

Графики изменения модулей напряжений в других проводах ЛЭП также показывают место КЗ.

Результаты расчетов показывают высокую точность определения места повреждения. На графиках рис. 5 показано, что место повреждения для КЗ на лабораторной модели шестипроводной линии определено практически без погрешности.

Выводы. Исследование методики определения места повреждения на многопроводной (мультифазной или многоцепной) и полученные результаты показывают, что:

Метод позволяет определять место всех видов КЗ, для линий любых напряжений и длин, при этом не чувствителен к переходному сопротивлению КЗ.

Линия может быть как одно цепная, так и много цепная, в том числе и мультифазная, причем цепи и провода могут быть разных напряжений. В предлагаемом методе не требуется выполнять синхронизацию измеренных при КЗ величин токов и напряжений по концам линии.

Полученные результаты позволяют говорить о методе, который не имеет методических погрешностей, позволяет с высокой точностью определять место повреждения.

Точность ОМКЗ зависит только от точности измерения токов и напряжений и от точности задания параметров схемы замещения линии.

Библиографический список

1. Висящев А.Н. Приборы и методы определения места повреждения на линиях электропередачи: Учебное пособие. – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2001, ч.2.
2. Шалыт Г.М. Определение мест повреждений в электрических сетях. – М: Энергоатомиздат, 1982.
3. Лямец Ю.Я., Романов Ю.В., Воронов П.И., Исмуков Г.Н. Способ определения мест двойного замыкания многопроводной электрической сети, Патент RU №2505825, Опубликовано: 27.01.2014 Бюл. № 3.
4. Лямец Ю.Я., Романов Ю.В., Воронов П.И., Исмуков Г.Н. Способ определения места и характера повреждения многопроводной электрической сети, Патент RU №2505826, Опубликовано: 27.01.2014 Бюл. № 3
5. Бутковский А.Г. Характеристики систем с распределенными параметрами. М.: Наука. 1979 224 с.
6. В.И.Смирнов Курс высшей математики, Т.2.: Изд-во "Наука". 1974. 479с
7. Вершинин Е.А., Трофимов С.Н. Два метода исследования проводных структур. – Кемерово: Издательство КГУ.
8. Висящев А.Н., Устинов А.А. Односторонний метод определения места повреждения с учетом емкостной проводимости. Материалы Всероссийской НПК «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» - Иркутск: Изд-во ИрГТУ. – 2006.
9. Тигунцев С.Г., Маточкин С.Н., Осак А.Б. Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи с учетом распределенного характера параметров линий. Вестник Иркутского государственного технического университета, Издательство: Иркутский государствен-

ный технический университет (Иркутск) ISSN: 1814-3520. - 2016. - №7 (114). - С. 141-150
10. Тигунцев С.Г. Способ определения места короткого замыкания на многоцепной с грозозащитными тросами трехфазной воздушной линии электропередачи с распределенными параметрами, патент RU №2623180, Опубликовано: 22.06.2017 Бюл. №18.
11. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в энергетических системах, изд-во Энергия, 1970г., с 293,294

Усмонов С.Б., студент группы ЭСм-20-1 ИРНИТУ
Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311.1

ОСОБЕННОСТИ ОБОСНОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗОЛОТОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Усов И.Ю., Белкин В.М., Радзивилл С.А., Рябых И.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
ilyaus@bk.ru, Radzivill.Sergei@Yandex.ru, ryabyhigor@mail.ru

Введение. В настоящее время сырьевая база большинства существующих месторождений драгоценных металлов с близким размещением электросетевой инфраструктуры в большинстве регионов практически исчерпана. Известные золоторудные и россыпные месторождения размещены, как правило, в периферийных районах на территории регионов Сибири и Дальнего Востока. На рисунке 1 представлена карта с расположением актуальных месторождений золота в России [1].



Рисунок 1 – Основные месторождения золота и распределение его добычи по субъектам Российской Федерации, тонн

В то же время ряд крупных проектов золотодобычи имеют потенциал технологического присоединения к электрическим сетям ЕЭС России, либо к сетям территориально-изолированных энергосистем.

Данная статья посвящена вопросам электроснабжения предприятий по добыче золота и других драгоценных металлов. Рассмотрены особенности обоснования инвестиционных проектов электроснабжения указанных предприятий.

Документы перспективного развития электроэнергетики. В настоящее время развитие энергетической и электросетевой инфраструктуры осуществляется на основе утверждаемых органами власти документов, которые формируются на основе прогноза динамики спроса на электрическую энергию, фактически поданных заявок на техническое присоединение потребителей, а также условий обеспечения надёжности и безопасности функционирования энергосистем [2].

Уро-вень	Документ	Результаты	Перспек-тива	Коррек-тировка
1	Энергетическая стратегия России, Стратегия модернизации электро-энергетики России и др.	Основные направления развития и общие принципы развития электроэнергетики, в том числе во взаимосвязи с другими отраслями экономики и ТЭК	15-20 лет	5 лет
2	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики	Перечень основных генерирующих и сетевых объектов на основе долгосрочного прогноза спроса. ТЭС≥500МВт, (ГЭС, ГАЭС, АЭС) ≥100 МВт, (ЛЭП, ПС) ≥330 кВ, ЛЭП 220,обеспечивающих выдачу мощности станций ≥500МВт.	15 лет	3 года
3	Схема и программа развития Единой энергетической системы России	Перечень основных генерирующих и сетевых объектов на основе среднесрочного прогноза спроса, потребность в инвестициях с распределением по собственникам. (ГЭС, АЭС, ТЭС) ≥25МВт, (ЛЭП, ПС) ≥220 кВ;	7 лет	Ежегодно
4	Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ	Перечень генерирующих и сетевых объектов на основе прогноза спроса и заявок на ТП, потребность в инвестициях с распределением по собственникам. (Электростанции ≥5 МВт, ЛЭП, ПС≥110 кВ, сводные данные о развитии электрической сети <110 кВ).	5 лет	Ежегодно

Инвестиционные программы субъектов электроэнергетики и заявителей (с учетом ресурсных ограничений)

СВМ, СВЭ, ТЭО, проектная и рабочая документация по объектам технологического присоединения

Рисунок 2 – Система документов управления развитием электроэнергетики России на средне- и долгосрочную перспективу

Основным условием технологического присоединения к электрическим сетям ЕЭС России либо к сетям территориально-изолированных энергосистем для золотодобывающих компаний и включения проекта в схемы и программы перспективного развития электроэнергетики является подача заявки на технологическое присоединение в соответствии с постановлением Правительства РФ №861[3].

Процедура обоснования проектов электроснабжения. Этапы оценки инвестиционных проектов электроснабжения предприятий по добыче драгоценных металлов включают:

· формирование вариантов и оценку условий их функционирования (расчет электроэнергетических режимов, устойчивости, токов короткого замыкания);

· оценку эффективности вариантов развития систем электроснабжения, в том числе в рамках общей финансовой модели месторождения;

· оценку рисков и чувствительности проекта электроснабжения к различным внешним факторам и выбор механизмов их «хеджирования».

Результаты технико-экономического сопоставления и выбора варианта электроснабжения, как правило, выполняются специализированной проектной организацией и оформляются в виде внестадийной работы (обоснование инвестиций или технико-экономическое обоснование системы электроснабжения). На основе этой внестадийной работы для выбранного варианта электроснабжения формируется заявка на технологическое присоединение и направляется в соответствующую территориальную сетевую организацию. В случае, если заявляемая золотодобывающим предприятием мощность превышает 50 МВт, согласно постановлению Правительства РФ №861, к заявке в обязательном порядке должна быть приложена вышеуказанная внестадийная работа – «схема внешнего электроснабжения», предварительно согласованная с системным оператором в лице АО «СО ЕЭС» и его филиалов, а также сетевой организацией.

Критерии оценки проектов электроснабжения. Для выбора вариантов электроснабжения предприятий в качестве универсального критерия, как правило, используется критерий минимума дисконтированных затрат, в котором разновременность капитальных и эксплуатационных затрат приводится с помощью нормы дисконтирования $E_{н.п}$.

Минимум суммарных дисконтированных затрат ($З'$), представляющие собой сумму капиталовложений и издержек за срок службы объекта:

$$З' = \left\{ \sum_t \sum_s \left(K_s + И_s\right) \times \frac{1}{(1+E_{н.п})^{T-t}} \right\} \rightarrow \textit{минимум} \ ,$$

где t – год расчетного периода T, $E_{нп}$ – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат (коэффициент дисконтирования) [4].

Особенности электроснабжения месторождений по добыче золота. Вне зависимости от выбора схемы электроснабжения выделяется ряд общих особенностей обоснования электроснабжения месторождений по добыче драгоценных металлов от ЕНЭС:

1) Короткий срок «отработки» месторождения (8-15 лет) за который инвестиции в электросетевую инфраструктуру должны полностью окупиться. Как следствие указанного фактора применение наиболее простых и недорогих решений (деревянные опоры, традиционные провода марки АС, мобильные подстанции с возможностью их продажи и др.);

2) Необходимость сопоставления вариантов электроснабжения от ЕЭС России на различных уровнях напряжения от разных территориальных сетевых организаций, включая сети ПАО «ФСК ЕЭС», с вариантом электроснабжения от собственного источника генерации;

3) значительные расстояния от месторождений до ближайшей точки присоединения к ЕЭС России;

4) «затратный» принцип сопоставления вариантов (по капитальным или дисконтированным затратам);

5) существенное усиление роли и заинтересованности органов власти субъектов РФ в эффективном развитии электрических сетей в границах своих территорий, как следствие, предоставление различных механизмов государственной поддержки (территории опережающего развития, льготы по налогам, субсидии, в том числе по Постановлению Правительства №1055 [5] и др.).

Помимо пунктов 1-5 стоит дополнительно отметить особенности обоснования электроснабжения от территориально-изолированных ЭЭС:

1) высокая стоимость электроэнергии в территориально-изолированных системах (6 руб. за кВтч без НДС и более) и, как следствие, необходимость сопоставления вариантов электроснабжения от собственного источника генерации, как правило, дизельной электростанции;

2) ввиду высокой стоимости электроэнергии в территориально-изолированных системах существенное влияние потерь электрической энергии на выбор класса напряжения и варианты трассировки ВЛ;

3) присоединение потребителя по 3 категории электроснабжения, поскольку практически во всех территориально-изолированных энергосистемах не может быть обеспечена более высокая категория надежности, без значительных затрат.

В тоже время использование современных методов проектного анализа общепринятых в мировой практике оценки эффективности инвестиционных проектов не представляет трудностей, когда речь идет о проектах, обеспечивающих транспорт энергии от объединённой или изолированной энергосистемы к потребителю. Возмещение инвестиций в такой проект обычно реализуется за счет основного вида деятельности, обеспечивающего окупаемость сооружаемой линии электропередач и потребительской подстанции.

Данная методика опробована и практически используется при реализации схем электроснабжения крупных месторождений золота на территории субъектов Российской Федерации, расположенных на территории Сибири и Дальнего Востока (Месторождение «Ведуга» в Красноярском крае, месторождения «Чертово Корыто», «Сухой Лог», «Угахан» в Иркутской области, месторождение «Уконикское» в Забайкальском крае, «Нежданинское» и «Мало-Тарынское» месторождения в Республике Саха (Якутия), месторождение «Албазино» и «Чульбаткан» в Хабаровском крае «Наталкинское» месторождение в Магаданской области, месторождения «Купол», «Песчанка», «Кекура» в Чукотском автономном округе и ряд других.

Библиографический список

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году». Министерство природных ресурсов и экологии Российский Федерации. [Электронный ресурс] URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_ federatsii/ (09.02.2022)
2. Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/document/902181524. (09.02.2022).
3. 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» Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/ document/901919551. (09.02.2022).
4. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике/ НЦПИ.М., 2000. – 222 с.
5. Постановление Правительства РФ от 16 октября 2014 г. N 1055 «Об утверждении методики отбора инвестиционных проектов, планируемых к реализации на территории Дальнего Востока и Арктической зоны Российской Федерации» Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/ document/420227998. (09.02.2022).

Усов И.Ю., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ
Радзивилл С.А., обучающийся, гр. ЭПМз-19 ИРНИТУ
Белкин В.М., обучающийся, гр. ЭПМз-19 ИРНИТУ
Рябых И.В., обучающийся гр. СЭм-20-1 ИРНИТУ

УДК 621.311.22

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ КОММУНИКАЦИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Ушаков В.Г., Солонина З.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Введение. Интегрированные системы позволяют различным устройствам и элементам интеллектуальной сети обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что, по существу, представляет Smart Grid как технологическую систему. Открытые и основанные на стандартах интегрированные коммуникации являются самыми важными из всех технологий в ключевых областях интеллектуальных распределительных сетей.

Функционирование современной системы на базе интеллектуальных сетей будет существенным образом зависеть от сбора данных, защиты и управления, т.е. от наличия эффективно интегрированной инфраструктуры связи. Поэтому методы и технологии коммуникаций имеют наивысший приоритет для создания современной энергосистемы.

Построение интегрированных коммуникаций. Концепция интеллектуальной ЭЭС представляется как интеграция в электрическую систему объектов генерации, передачи, распределения и сбора данных [1]. Чтобы создать такую систему с соответствующим уровнем функциональной совместимости и безопасности, которые отвечают техническим требованиям интеллектуальных систем, его информационная инфраструктура сети должна быть построена с использованием стандартов и открытых протоколов.

Существует большое число коммуникационных и сетевых технологий, которые могут использоваться для поддержания приложений умных сетей, включая оптоволоконные системы, сотовую, спутниковую, радиосвязь, WiMAX, провода силовой линии, с полосой пропускания через силовые линии (BPL), и IP, также внутридомовые технологии, такие как Ethernet, Wi-Fi, HomePlug, ZigBee, RFMesh и другие. Коммуникационные системы выполняют важные функции в электрической среде [2]:

- дистанционная – передача данных управления от энергосистем к удаленным центрам контроля;
- информационная – сбор информации и звуковая связь между подстанциями и генерирующей станцией, мониторинг сигналов, сигналов тревоги, удаленное наблюдение и др.

Одной из ключевых технологий в области интеллектуальных сетей является дуплексная связь, которая позволяет осуществлять динамический мониторинг использования электроэнергии, а также автоматическую дис-

петчеризацию. Технологии высокоскоростных, двусторонних, полностью интегрированных коммуникаций делают интеллектуальную распределительную сеть (ИРС) динамичной, интерактивной для получения информации в режиме реального времени и для обмена энергией. Применение интегрированных коммуникационных технологий повышает надежность и эффективность электроснабжения. В создании интегрированных коммуникационных сетей существуют две основные технологии, являющиеся главными в этой области: открытая коммуникационная архитектура и единые технические стандарты.

В последние годы сети нового поколения (NGN) стали узловым моментом в мировой индустрии коммуникаций. Это связано с будущей структурой всей коммуникационной сети. Сети NGN являются агрегацией информации данных, голоса и изображения.

Сеть NGN имеет широкий спектр возможностей. К ним относятся:

· использование автоматически коммутируемой оптической сети (ASON) для волоконно-оптической передающей сети следующего поколения;

· использование MPLS и IPv6 для построения информационной сети нового поколения;

· использование программного коммутатора и технологии компоновки мультимедийных подсистем для создания коммутационных схем нового поколения;

· использование 3G и 4G для построения мобильной сети следующего поколения и так далее.

Внедрение интегрированных систем дает возможность различным элементам и устройствам осуществлять взаимосвязь и взаимодействие их друг с другом, что и представляет интеллектуальную электроэнергетическую систему как технологический объект.

Открытые и основанные на стандартах интегрированные коммуникации являются самыми важными из всех технологий, применяемых в ключевых областях интеллектуальных распределительных сетей.

Сеть также должна обеспечить информационную и коммуникационную безопасность и совместимость для интеллектуальных систем и интеллектуального оборудования в ИРС. Стандарты для такой коммуникации должны быть определены и согласованы во всей отрасли.

Функционирование современной системы на базе новых информационных технологий будет зависеть от наличия эффективной интегрированной инфраструктуры связи, то есть от сбора данных, защиты и управления.

Умные распределительные сети будут построены как высокоскоростные, двусторонние, полностью интегрированные сети, которые смогут обеспечить любую услугу, гибкий мультисервисный доступ в любое время, в любом месте и с любого устройства. Высокоскоростная передача

данных помимо этого, необходима также для выявления и устранения проблем качества электроэнергии, подводимой потребителям.

Внедрение или модернизация интегрированных коммуникаций необходимы, в первую очередь, для следующих целей:

- автоматизация распределительных сетей и подстанций;
- внедрение системы SCADA;
- широкое внедрение программ управления потреблением;
- оптимизация режимов работы системы электроснабжения.

Есть целый ряд новых интегрированных коммуникационных технологий для адаптации потребностей разрабатываемых ИРС в сочетании с непрерывным совершенствованием и развитием коммуникационных технологий.

Некоторые технологии были внедрены в промышленность, а другие изучаются и развиваются, как например, волоконно-оптический Ethernet, широкополосные электросетевые линии связи (BPL) и технологии 3G/4G.

Основной идеей сетевых технологий нового поколения является интеграция различных аспектов высокоскоростной коммуникационной сети, которая обеспечит эффективное решение существующих проблем в коммуникационных сетях, используемых в распределительных электрических системах.

Основной идеей сетевых технологий нового поколения является интеграция различных аспектов высокоскоростной коммуникационной сети, которая обеспечит эффективное решение существующих проблем в коммуникационных сетях, используемых в распределительных электрических системах.

Насущной задачей является развитие ИРС в соответствии с требованиями национальных поставок электроэнергии, которые включают надежность, безопасность, эффективность и защиту окружающей среды.

Для построения ИРС, применяемые ключевые технологии могут быть условно разделены на шесть групп с разными техническими возможностями:

- высокоскоростные двунаправленные, полностью интегрированные коммуникационные сети,
- усовершенствованные системы измерения (AMS) и управление спросом (DSM);
- интеллектуальные технологии урегулирования и распределенные системы защиты;
- передовые силовые электронные устройства;
- возобновляемая энергия;
- распределенный доступ к энергии.

В первую группу включены технологии, позволяющие создавать высокоскоростную, двустороннюю полностью интегрированную сеть связи, поэтому она является одной из самых важных и основных.

ИРС должна иметь возможность мониторинга и анализа текущего состояния распределительной сети в режиме реального времени, включая выявление и прогнозирование ранних признаков неисправностей и принятие мер по их устранению. В то же время, необходимо постоянно контролировать и интегрировать платформу управления активами предприятия и платформу производства и оперативного управления таким образом, чтобы обеспечить полный спектр информационных услуг для планирования, построения и производства оперативного управления ИРС.

Таким образом, разнообразие широкополосных коммуникационных технологий, таких как широкополосные электросетевые линии связи, оптико-волоконная связь и беспроводная связь, будут играть важную роль в ИРС. Более того, ИРС зависят от точного и эффективного сбора данных, способов защиты и автоматического управления, поэтому трудно построить ИРС, если не хватает инфраструктур высокоскоростной, двусторонней, полностью интегрированной коммуникации.

Кроме того, высокоскоростные, двусторонние, полностью интегрированные коммуникации могут быть полезны для обмена электроэнергией и могут обеспечить динамической информацией в режиме реального времени для ИРС. Это поможет распределительным сетям быть самонастраивающимися, самоконтролируемыми, достигнуть способности к самовосстановлению, а также будет способствовать мониторингу всех видов нарушений, осуществлять компенсацию, перераспределение потоков мощности в аварийных ситуациях, и применить каждый вид интеллектуальных устройств, для реализации коммуникационной сети.

Выводы. Таким образом, надежность электроснабжения, коэффициент использования активов и качество обслуживания будут значительно улучшены в ИРС.

Библиографический список

1. Суслов К.В., Солонина Н.Н., Солонина З.В., Степанов В.С. Распределенный мониторинг качества электрической энергии в интеллектуальных электрических сетях // Международная конференция «Управление качеством электрической энергии» Москва, Россия, 26-28 ноября 2014
2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010, 208 с.

Ушаков В.Г., обучающийся, гр. ЭПб-20-1 ИРНИТУ
Солонина З.В., к.э.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.316

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ САНКЦИЙ НА РЫНОК МП РЗА РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Фирсов К.С., Мигунова Л.Г.
Самарский государственный технический университет
kosyakfirsov@yandex.ru, es@samgtu.ru

Введение. В нашей необъятной стране функционирует огромное количество промышленных индустрий. После введения санкций ни одна индустрия не осталась не затронута. В том числе, это коснулось и рынка оборудования релейной защиты и автоматики. Ведь производство терминалов отечественных компаний напрямую зависит от иностранных компаний, у которых закупаются комплектующие (процессоры, платы и пр.).

Компании, производящие оборудование РЗА оказались не готовы к такому развитию событий. Попробуем оценить, какая сейчас ситуация на рынке МП РЗА, как это коснется отечественных производителей МП терминалов и как это отразится на энергетике России в целом.

О важности производства МП РЗА. Чтобы понять, насколько много требуется в стране подобного рода оборудования, достаточно взглянуть на количество ежегодно как реконструируемых подстанций, так и строящихся. Это касается всех электрических станций: генерирующих, распределяющих, тяговых, множества комплектно-трансформаторных подстанций для добычи полезных ископаемых и других. Так, на балансе ПАО «ФСК ЕЭС» насчитывается на текущий момент 889 подстанций [1]. Буровых установок от всех нефтяных компаний насчитывается на текущий момент более 1360 [2].

На текущий момент можно выделить несколько лидирующих компаний в производстве микропроцессорной релейной защиты, это: «ЭКРА», «Радиус-Автоматика», «Механотроника», «Релематика» и «Микропроцессорные технологии».

Один из самых крупных производителей релейного оборудования – ООО НПП «ЭКРА» в своих терминалах БЭ2704 использует в качестве центральных процессоров контроллеры «RDC semiconductor» (кристалл R8610). R8610 от компании RDC имеет 32-битную RISC-архитектуру, совместимую с процессором 80486SX. RDC [3].

Широкий круг производителей оборудования РЗА используют в качестве «начинки» чипы «STMicroelectronics», в частности компании «Радиус – Автоматика (в т.ч. дочерняя компания «Механотроника»), НПП «Микропроцессорные технологии». В большинстве новых терминалов – это чип «STM32H7» (до 2018г. «STM32F7») на ARM архитектуре [4]. Поскольку «STMicroelectronics» – компания европейская, и основной пакет

акций (72,4 %) составляют государственные фонды, то высока вероятность отказа компании в поставке чипов российским производителям.

Также компания «Релематика» (ранее «ИЦ Бреслер») в своих терминалах TOP-300 использовала чипы производства «ATMEL», которая в 2016 году была поглощена американской компанией «Microchip Technology». В устройства устанавливали процессоры на архитектуре AVR32 [5].

«Atmel» являлась разработчиком и производителем продукта и производила AVR32 монопольно. Микроконтроллеры ARM производят конкурирующие между собой фирмы – «Analog Devices», «Atmel», «Philips», «Texas Instruments», «STMicroelectronics», «Winbond» и другие – корпорация «ARM», в отличие от «Atmel», только разрабатывает архитектуры, и продаёт лицензии на производство.

Как и в случае с вышеупомянутыми производителями, «Релематика» рискует остаться без чипов для своих устройств, ведь приобретала их у американской компании.

Импортозамещение возможно? Уже несколько лет в Российской Федерации активно ведется работа над импортозамещением во многих отраслях, в том числе над серийным выпуском собственных процессоров. Основным производителем на отечественном рынке выступает АО «МЦСТ». Свои микропроцессоры компания делает на собственной архитектуре «Эльбрус».

До введения санкций процессоры компании производились на тайваньской фабрике «TSMC» (Taiwan Semiconductor Manufacturing Co.), которая в настоящий момент запретила выпуск процессоров для российских производителей [6].

Тем не менее, российские производители микропроцессорных устройств не спешили переходить на чипы «Эльбрус». Этому способствовало ряд причин:

1) невысокая серийность выпуска кристаллов
2) завышенная цена (в среднем в 2-2,5 раза выше относительно конкурентов)
3) долгая реакция тех. поддержки производителя
4) отзывы о негативном взаимодействии с этими процессорами

Прогноз развития рынка МП РЗА в России. Какие есть возможные выходы из этой ситуации? Безусловно, многие производители будут искать решения у Китая. Такие компании, как «Loongson», «Phytium» и «Sunway» уже наладили серийный выпуск микропроцессоров, по мощности практически не уступающих конкурентам. Например, «Loongson» может похвастать чипом «3A4000/3B4000» [7]. Производятся чипы с 24 декабря 2019 года. Производственная технология – 28 Нм, работает на тактовой частоте – 2.0 ГГц, 4 ядра, в синтетических тестах набирает 128 гигафлопс, сопоставимые с топовыми серийными решениями компании

«Эльбрус». Таких микропроцессоров с лихвой хватит для работы в МП терминалах релейных защит.

Но не стоит забывать, что переход на новые чипы, это прежде работа по адаптации ПО, требующего большого труда IT – специалистов, отсюда опять же вытекает то, что нужно будет вкладываться в разработку, увеличиться производственная цена и, как следствие, конечная стоимость продукта.

Китай и сам сейчас пустился в гонку производства микропроцессорного релейного оборудования. К примеру, компания «Chint» [8] уже активно поставляет на наш рынок низковольтные аппараты, также производит защиты для присоединений классом до 35 кВ включительно. Поэтому не стоит сбрасывать со счетов китайские компании, поскольку цена за их продукты будет несколько ниже, поскольку их производство обходиться дешевле. Другое дело, как эти терминалы покажут себя на практике и насколько будут удобны для обслуживающего их персонала.

Также есть варианты с развитием собственных производственных мощностей, но это требует колоссальных вложений. Поэтому рентабельным видится вариант с переносом производства процессоров «Эльбрус» и «Байкал» на китайские фабрики. Такой вариант более благонадежен, в будущем, и не так сильно может сказаться на конечной стоимости чипов этих компаний.

Протоколы связи. Важным аспектом в МП защитах являются протоколы связи. Современные терминалы невозможно представить без поддержки стандарта МЭК-61850. Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы MMS и GOOSE. MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE – для обмена данными между терминалами. Но, к сожалению, китайские процессоры не поддерживают эти протоколы, как и современные протоколы параллельного резервирования, такие, как PRP, и HSR, не говоря уже о протоколе SV, без которого невозможно внедрение цифровых подстанций. Конечно, это скажется на технологическом развитии отечественных производителей.

Заключение. Таким образом, отечественные производители оказались на распутье, с одной стороны – закупать достаточно производительные чипы у Китая и отказываться от современных протоколов связи, с другой стороны – использовать уже устаревающие процессоры с поддержкой этих протоколов, (остатки на складах или закупленные у посредников), но «урезать» функционал своих устройств, или же вообще третий путь – сотрудничество с российскими производителями – «Байкал» и «Эльбрус», которые смогут наладить серийное производство минимум к 2024 году.

Безусловно, трудно спрогнозировать, что произойдет с рынком МП РЗА в России. Вышеизложенный материал только дает оценку происходя-

щему и указывает последствия возможных решений. Авторы статьи надеяться на благополучное разрешение этого вопроса.

Библиографический список

1. https://ru.wikipedia.org/wiki/Россети_ФСК_ЕЭС
2. https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/681998-rynok-neftegazovogo-oborudovaniya-perspektivy-razvitiya-otrasli
3. https://www.rdc.com.tw/?route=home/mcu32bit
4. https://ru.wikipedia.org/wiki/STMicroelectronics
5. https://ru.wikipedia.org/wiki/AVR32
6. https://www.cnews.ru/news/top/2022-02-27_rossijskie_bajkaly_i_elbrusy
7. https://habr.com/ru/post/509296/
8. https://www.chint.ru/solutions/

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДВУХСТРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Чаунин Н.И., Тигунцев С.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. Неизбежные материальные и финансовые потери, к которым приводит выход из строя кабельной линии (КЛ), заставляют искать наиболее эффективные, минимизирующие эти потери, способы устранения повреждений. Правильный выбор метода и оборудования для поиска мест повреждений (ОМП) определяют эффективность решения поставленной задачи, т.е. максимальную вероятность правильного определения места повреждения и минимальное время, затрачиваемое на это. Причины появления дефектов в кабелях весьма разнообразны. Основные из них: механические или коррозионные повреждения, заводские дефекты, дефекты монтажа соединительных и концевых муфт, осушение изоляции вследствие местных перегревов кабеля и старение изоляции.

В данной работе предлагается для ОМП на КЛ применить метод двухстороннего измерения параметров линии в момент аварийного режима. Данный метод уже имеет широкое применение для воздушных линий (ВЛ) [1].

Предметом данной исследовательской работы является распределительная сеть 6 кВ выполненная кабелем марки АВВГ-240/3[2] (рис.1).

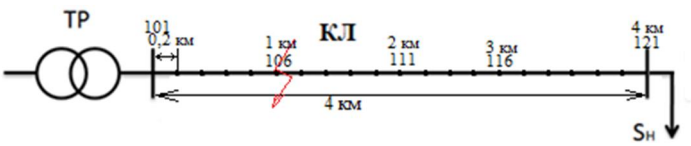


Рисунок 1 – Исследуемая электрическая сеть

Цель исследования – проверить работоспособность метода для ОМП при КЗ на КЛ, при двустороннем измерении параметров аварийного режима.

Для решения задачи выполняется предварительное моделирование различных КЗ на кабеле с помощью ПВК расчета режимов в заданной распределительной сети в фазных координатах [3].

Схема замещения исследуемой электрической сети представлена на рис. 2.

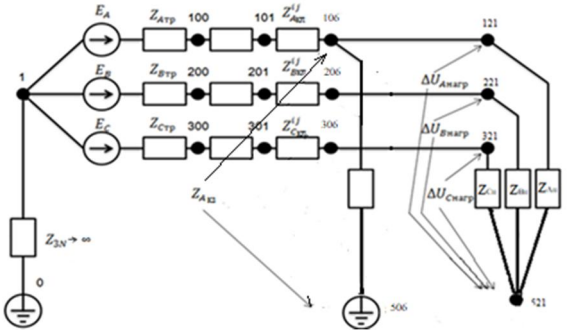


Рисунок 2 – Схема замещения исследуемой ЭС

Исходные данные КЛ длинною в 4 км для ПВК расчета режимов в фазных координатах представлены участками по 0,2 км, для которых заданы значения продольных активных и индуктивных сопротивлений и значения сопротивлений взаимоиндукции между фазными проводами. В узлах фазных проводов заданы емкостные сопротивления на точку нулевого потенциала («земля») и емкостные сопротивления между каждыми парами узлов.

В итоге каждая фаза КЛ представляют собой 20 участков по 0,2 км и 21 узел, между которыми распределены эти участки. Например, провод фазы А представлен узлами с 101 по 121 и участками 101-102, 102-103 и т.д. (рис. 3).

```
101    102    0.036   0.1488  0       0
102    103    0.036   0.1488  0       0
103    104    0.036   0.1488  0       0
104    105    0.036   0.1488  0       0
105    106    0.036   0.1488  0       0
106    107    0.036   0.1488  0       0
107    108    0.036   0.1488  0       0
108    109    0.036   0.1488  0       0
109    110    0.036   0.1488  0       0
110    111    0.036   0.1488  0       0
111    112    0.036   0.1488  0       0
112    113    0.036   0.1488  0       0
113    114    0.036   0.1488  0       0
114    115    0.036   0.1488  0       0
115    116    0.036   0.1488  0       0
116    117    0.036   0.1488  0       0
117    118    0.036   0.1488  0       0
118    119    0.036   0.1488  0       0
119    120    0.036   0.1488  0       0
120    121    0.036   0.1488  0       0
101    0      0       -8528720        0       0
102    0      0       -4264360        0       0
103    0      0       -4264360        0       0
104    0      0       -4264360        0       0
105    0      0       -4264360        0       0
106    0      0       -4264360        0       0
107    0      0       -4264360        0       0
108    0      0       -4264360        0       0
109    0      0       -4264360        0       0
110    0      0       -4264360        0       0
111    0      0       -4264360        0       0
112    0      0       -4264360        0       0
113    0      0       -4264360        0       0
114    0      0       -4264360        0       0
115    0      0       -4264360        0       0
116    0      0       -4264360        0       0
117    0      0       -4264360        0       0
118    0      0       -4264360        0       0
119    0      0       -4264360        0       0
120    0      0       -4264360        0       0
121    0      0       -8528720        0       0
```

Рисунок 3 – Исходные данные для фазы «А» КЛ в ПВК

График напряжений, построенный на основании данных в результате расчета, вдоль кабельной линии в момент однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в точке 106, соответствующей 1 километру КЛ имеет формулу параболы рис. 4. Точка перегиба и является местом повреждения КЛ.

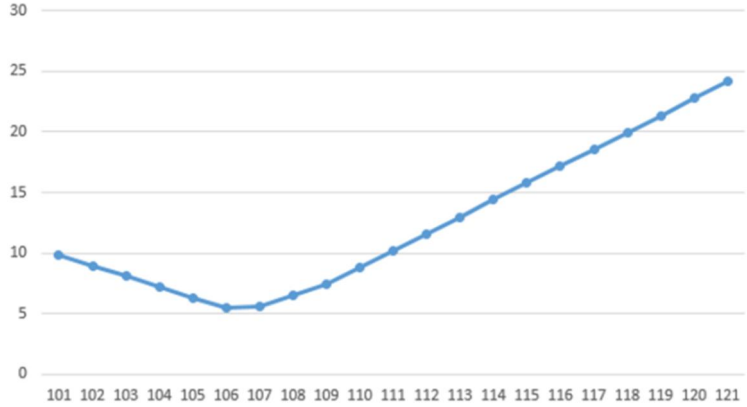


Рисунок 4 – Однофазное КЗ в точке 106

Рассчитанные удельные продольные активные и индуктивные, поперечные емкостные сопротивления АВВГ 240/3 в ФК, а также значения и фазы токов и напряжений на концах, полученные при расчете режимов в ПВК в ФК, вносятся в ПВК [1] для определения мест повреждений. Местом предполагаемого замыкания, на основании проведенного расчета, является точка пересечения обоих графиков на рис. 5.

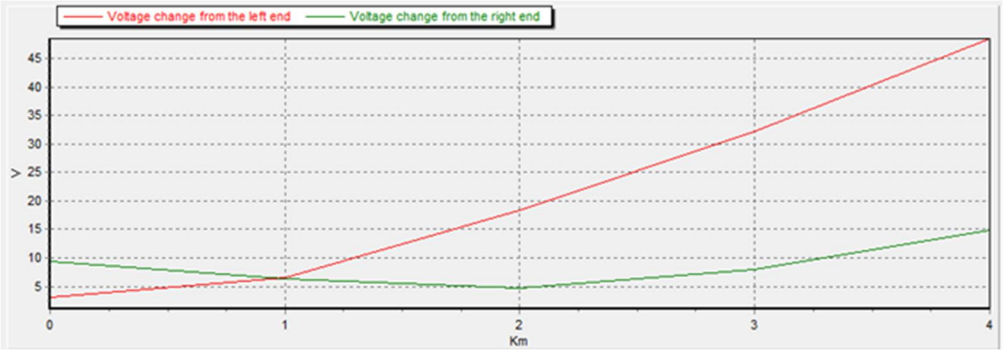


Рисунок 5 – График напряжений в момент ОЗЗ в точке 106

Выводы: Использование двустороннего измерения параметров аварийного режима позволяет точно определить место повреждения на кабельной линии. Точность определения зависит от правильности подсчитанных параметров линии в схеме замещения и верного измерения токов и напряжений по концам КЛ.

Преимуществом данного метода является простота осуществления, относительная дешевизна, а также возможность применения на линии находящейся под нагрузкой в отличие от применяемых в настоящее время систем мониторинга и поиска повреждений КЛ, которые основаны на поиске места повреждения только на отключенном кабеле путем подключения или применения переносного оборудования.

Библиографический список

1. Тигунцев С.Г., Маточкин С.Н., Осак А.Б. Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи с учетом распределенного характера параметров линий, Вестник Иркутского государственного технического университета, Издательство: Иркутский государственный технический университет (Иркутск) ISSN: 1814-3520. - 2016. - №7 (114). - С. 141-150 0, 6
2. Кабельная поисковая система [Электронный ресурс] URL: https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/kabel-avvg-3h240/
3. Расчет режимов электроэнергетических систем в фазных координатах [Электронный ресурс] URL: https://www.researchgate.net/publication/286928322_Rascet_rezimov_elektroenergeticeskih_sistem_v_faznyh_koordinatah

Чаунин Н.И., обучающийся, гр. ЭСм-21-1 ИРНИТУ
Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.7

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРЯДНОГО ПРОМЕЖУТКА НА ХАРАКТЕР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИСКРОВОГО РАЗРЯДА ИНИЦИИРОВАННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ВЗРЫВОМ ПРОВОДНИКА

Чеботнягин Л.М., Потапов В.В., Маслак Ю.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Для соединения трубчатых деталей используют явление электрического взрыва проводника[1]. Схема электротехнологической установка для соединения трубчатых деталей изображена на рисунке 1.

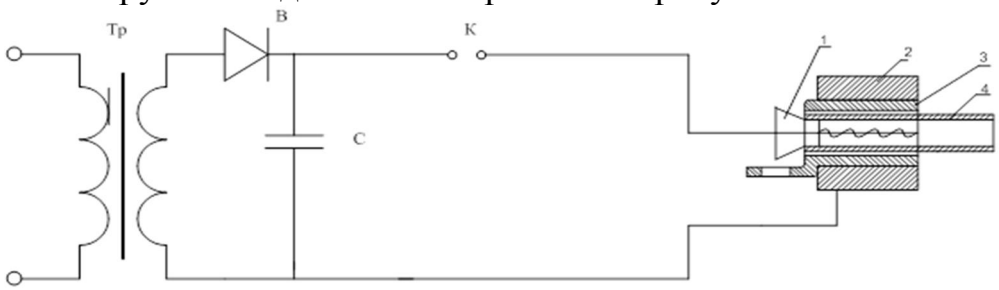


Рисунок 1 – Схема электротехнологической установки для изготовления биметаллических наконечников

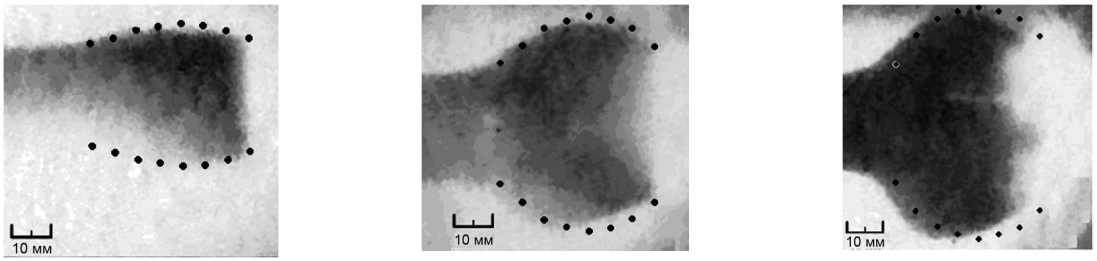
1 – электровзрывной патрон, 2 – стальная трубка, 3 – медный наконечник, 4 – алюминиевая трубка, Тр – высоковольтный зарядный трансформатор, В – высоковольтный выпрямитель, С – ударная емкость, К – коммутатор (искровой разрядник)

Общая картина получения соединения с помощью такой установки может быть представлена следующим образом. При срабатывании коммутатора К батарея высоковольтных конденсаторов С, предварительно заряженная от трансформатора Тр через выпрямитель В, начинает разряжаться на проводник 4 патрона 1. Патрон наполнен водой. Через проводник протекает ток, который нарастает до своего максимального значения за время порядка нескольких микросекунд. За такое короткое время, вследствие большой величины тока, проводник успевает расплавиться. Температура проводника продолжает повышаться, достигая точки кипения.

Условия при этом не соответствуют равновесному состоянию, наступает перегрев, вслед за которым происходит сублимация проводника, носящая взрывной характер. Взрыв проводника инициирует разряд формирующий импульс давления. Импульс давления воздействует на стенки трубы и деформирует её.

В процессе исследования выяснилось характерная особенность импульсного электрического разряда инициированного электрическим взрывом проводника: при электрическом взрыве проводника в патроне заполненном водой, но не помещенном в металлическую трубу наблюдался глубоко колебательный режим разряда с малым затуханием импульса тока. Если патрон помещался в металлическую трубу, происходило быстрое затухание импульс тока. Определение сопротивления искры по осцилограммам тока показало что, сопротивление искры в случае, когда патрон помещался в трубу, превышало сопротивление искры по сравнению со случаем, когда разряд инициировался проволочкой в патроне не вставленного в металлическую трубу, более чем на порядок.

Для объяснения данной особенности была выполнена оценка амплитуды импульса давления в электровзрывном патроне при инициировании искры электрическим взрывом проводника. Для оценки были использованы, ранее опубликованные [2], результаты скоростной фотографической регистрации деформирования труб из алюминиевого сплава АД1, диаметром 28мм и толщиной 4мм. Снимки покадровой съемки представлены на рис. 2.



t = 22.88 мкс *t* = 34.892 мкс t = 45.76 мкс

Рисунок 2 – Экпериментальные снимки скоростной съемки деформации труб из алюминиевых сплавов АД1 (28х4мм)

Оценка амплитуды волны давления была выполнена по графику движения профиля торцевой части электровзрывного патрона. График движения профиля торцевой части электровзрывного патрона, построенного по снимкам скоростной съемки, представлен на рис. 3.

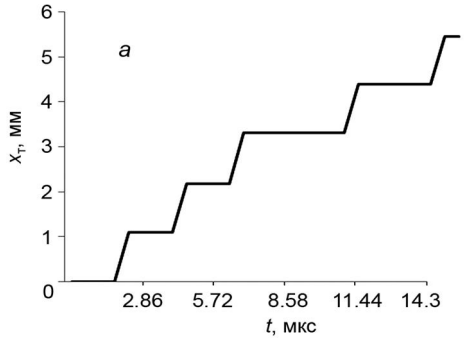


Рисунок 3 – График движения торцевой части электровзрывного патрона

Давление оценивалось по формуле

$$\mathrm{P}(t) = \frac{\frac{dx_T}{dt} \cdot \rho_0 \cdot \mathrm{c}_0}{2},$$

где: P(t) – давление, x_T –продвижение электровзрывной части торцевого патрона, ρ_0 – плотность воды, c_0 – скорость звука в воде.

Характер движения профиля торцевой части электровзрывного патрона для разряда в патроне помещенном в металлическую трубу показывает что импульсная волна давления в промежутке искра – стенка трубы претерпевает многократные отражения с удвоением напряжения. При этом амплитуда импульса давления будет значительно превышать амплитуду первоначального импульса, который имеет место при разряде инициированным электрическим взрывом проволочки в патроне с водой, но не помещенном в металлическую трубу.

Согласно известной формуле Ромпе-Вейцеля сопротивление искры:

$$R = \frac{l_{\text{к}}}{\sqrt{\frac{2\mathrm{a}}{p} \int I^2 dt}}$$

где: R – сопротивление искры, а – постоянная, р- давление газа, I – ток разряда.

Таким образом изменение характера разряда при помещении электровзрывного патрона в металлическую трубу связанно с увеличением сопротивления искры обусловленного увеличением давления в патроне.

Библиографический список

1. В.П. Колмаков, В.Г. Дмитриев, Л.М. Чеботнягин, К.В. Суслов, В.В. Потапов «Соединение трубчатых деталей электрическим взрывом проводника». Монография: – Иркутск, ИрГТУ, 2010. – 183с.

2. Л.М. Чеботнягин, В.В. Потапов В.В. Лопатин. Закономерность деформирования сплавов импульсным давлением. // Известия ВУЗ физика. 2015г. Т.58, №2. с.65-72.

Чеботнягин Л.М. доцент ИРНИТУ
Потапов В.В. доцент ИРНИТУ
Маслак Ю.В. обучающийся, гр. ФЭКТм-20-1

УДК 621.311

НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ БАЗА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Чумаков В.Г., Насников Н.А., Насникова И.Г., Чумаков Г.И.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
5783000@mail.ru

В соответствии с новой редакцией технической политики компании ФСК (утвержденной решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 09 сентября 2020 г., протокол №496) ключевым моментом является применение принципов автоматизированного риска – ориентированного управления активами на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных. Положение описывает все основные технологические процессы, включая оперативно-технологическое и ситуационное управление, техническое обслуживание и ремонт.

При этом подчеркивается целесообразность и обязательность последовательного перехода от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию оборудования с учетом его технического состояния, что позволяет оптимизировать использование ресурсов, снизить риски аварий и улучшить надежность электроснабжения потребителей.

Одним из инструментов реализации технической политики является проверка качества оборудования, материалов и систем с использованием информационной автоматизированной подсистемы и систему мониторинга и диагностики, включаемые в Единую информационную платформу, обеспечивающую взаимодействие с другими подсистемами цифровых активно-адаптированных сетей. (ОЧК, КИСУ ТОРО, АС ЦОК, КИСУ Энергия и др.) В 2019 г., например, завершена разработка единой интеграционной платформы информационной системы ПАО «МСК Сибири», выполненная ООО «САТЕЛ».

Взаимодействие информационных подсистем обеспечивается через единую интеграционную шину с выполнением транзакций, преобразованием данных, сохранностью сообщений, сквозным управлением. Преимущества разработки заключаются в возможности организации мониторинга

событий на основании данных о динамическом состоянии сети, с использованием интегрированных данных эксплуатируемых информационных систем. Повышение обоснованности и принятия решений за счет повышения достоверности информации, полученной на основании перекрестного контроля выходных данных.

Система управления техническим обслуживанием и ремонтом (ТОиР) должна соответствовать требованиям нормативной технической и технологической документации, устанавливающей единые принципы и подходы к процессам планирования организации и выполнения работ на объектах энергетики.

Оценка качеств а ТОиР и выполняется, в том числе, контроль фактического технического состояния оборудования на основе комплексного определения показателей технико-экономического состояния объекта [2]. Методика оценки приведена [4].

Вопрос комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов энергетики, в том числе показателей физического износа, осуществление мониторинга таких показателей регламентируется постановлением правительства РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ №1401 от 19 декабря 2016 [2].

Скорректированная методика оценки технического состояния ОТО утверждена постановлением правительства РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ №676 от 26 июля 2017. Оценка технического состояния ОТО представляет процесс определения интегрального показателя технического состояния – индекса технического состояния (ИТС), определяемого для функциональных узлов единицы ОТО, единиц ОТО, группы оборудования объектов энергетики. ИТС принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение) с округлением до целого числа.

Диапазон ИТС в целях соответствия видам технического состояния оборудования, определенном методикой комплексного обследования приведены в табл. 1 [4]. Оценка технического состояния ОТО осуществляется на основе следующей информации:

× данные завода изготовителя;
× данные ТД в процессе входного контроля;
× эксплуатационные;
× данные мониторинга и технической диагностики.

Каждый параметр технического состояния узла оценивается по бальной шкале оценки отклонения фактических значений от установленных НТД прил.2 [4]. Бальная оценка характеризует уровень выполнения требуемых функций от «0» (наихудшая оценка) до «4» (наилучшая оценка).

Оценка групп параметров технического состояния (ОГП ТС) определяется минимальной бальной оценкой параметров входящих в группу.

Расчет ИТС функциональных узлов:

$$ИТСУ = 100 \cdot \sum_i kB_i \cdot ОГП_i / 4,$$

где kB_i – весовой коэффициент для $i^{ой}$ группы параметров [4]; $ОГП_i$ -- оценка группы параметров.

Расчет ИТС единицы ОТО осуществляется по формуле:

$$ИТС = \sum (КВУ_i + ИТСУ_i).$$

Результаты оценки технического состояния ОТО ранжируются по убыванию ИТС в группах оборудования. Наименьший ИТС определяет наивысший процент необходимости технического воздействия. Виды технического воздействия стандартизованы [4].

Субъект энергетики проводит оценку динамики изменения значений параметров технического состояния ОТО, прогноз изменения ИТС и времени достижения критического состояния (оценка «оставшегося ресурса») при котором эксплуатация будет недопустима.

Величина риска отказа объекта (функционального узла или единицы ОТО) определяются на основании расчета и рассчитанных вероятности и последствий отказа с учетом положений методических указаний утвержденных приказом Минэнерго России №123 от 19.02.2019 г.

Результаты расчетов объединяют в карту возможных сценариев выбора вида воздействия, включающую:

× ИТС;
× электрический отказ ОТО;
× стратегии технического воздействия на жизненный цикл ОТО;
× прогноз изменения ИТС ОТО;
× суммарная стоимость внедрения ОТО.

В соответствии с принятой технической политикой согласно карте сценариев планируется программа технического обслуживания и ремонта, технического перевооружения и реконструкции ОТО.

Технический риск отказа единицы ОТО R_{EO} рассчитывается

$$R_{EO} = P_{EO} \cdot У_{EO}$$

где R_{EO} – вероятность отказа единицы ОТО рассчитываются п. 10 [6]; $У_{EO}$ – последствия отказа единицы ОТО, рассчитываются п. 14, [6].

Прогноз вероятности отказа единицы ОТО описывается функцией:

$$p(t)=max\ pcpi(t)$$

где $p_{cpi}(t)$ – функция изменения вероятности отказа i-го ФУ ОТО (см. п. 9 [6]);

Прогноз вероятности отказа ФУ единицы ОТО описан функцией:

$$pcp(t)=(1-y(t))\cdot kП$$

где $y(t)$ – функция изменения технического состояния ФУ единицы ОТО (см. п. 6–8 [6]) на момент проведения оценки прогноза вероятного отказа ФУ единицы ОТО;

$k_П$ – коэффициент отношения величин ИТС ФУ единицы ОТО до и после последнего технического воздействия.

$$k_П = \frac{ИТС_1}{ИТС_2},$$

где $ИТС_1$ – описание оператора ИТС$_1$; $ИТС_2$ – описание оператора ИТС$_2$;

Прогноз изменения ИТС ФУ единицы ОТО описывается функцией:

$$y(t) = \left(1 - \left|tg\alpha_{ФУ_i}\right| \cdot t\right) \cdot ИТСУ \Big/ 100$$

где $ИТСУ$ – индекс технического состояния ФУ, на момент проведения расчета вероятности отказа; t – время прогноза (с момента расчета и на прогнозируемый период 5 лет); $\left|tg\alpha_{ФУ_i}\right|$ – тангенс угла наклона функции прогноза изменения индекса технического состояния ФУ равный 0,03 (ресурсоопределяющий ФУ) или 0,1 (остальные ФУ).

В соответствии с [4] силовые маслонаполненные трансформаторы включают в свой состав семь функциональных узлов. Из них два рассматриваются как ресурсоопределяющие: магнитопровод (ФУ4) и обмотки (ФУ5) (см. табл. 1 [4]). Из остальных три функциональных узла – первый, третий, шестой представляют собой локальные блоки, и при их отказах, проблема решается заменой. Функциональные узлы четыре и пять, в совокупности, представляют активную часть трансформатора, и их техническое обслуживание является основной проблемой.

При оценке технического состояния активной части силового трансформатора из предложенных «Объемами и нормами испытаний» методик могу быть применены следующие:

1. хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
2. контроль сопротивления короткого замыкания $Z_к$ (или индуктивность $L_к$);
3. методы вибродиагностики;
4. методы анализа частотных характеристик Frequency Response Analysis (FRA);
5. метод низковольтных импульсов (НВИ);
6. измерение потерь холостого хода;
7. тепловизионный контроль;
8. измерение активного сопротивления изоляции обмоток;
9. измерение тангенса угла диэлектрических потерь tgδ;
10. оценка влагосодержания в твердой изоляции;
11. сопротивление обмоток постоянному току;
12. оценка степени полимеризации обмоток;
13. определение фурановых производных.

Из перечисленных методик, при расчете ИТС, используется 2, 6, 7, 8, 9, 11 и 13 методы.

Однако, такой фактор, как вибрация магнитопровода и обмоток при оценке ИТС во внимание не принимаются (за исключением, возможно, 2-го метода), что следует рассматривать как существенную недоработку рекомендованной технологии оценки ИТС [4].

Таким образом, задача обновления и модернизации рассмотренной технологии, включение факторов вибрации и частичных разрядов являются актуальной.

Библиографический список

1. Федеральный закон №35-ФЗ «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. статья 28 пункт 2;
2. Постановление правительства Российской Федерации от 12 декабря 2016 г. №1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядка осуществления мониторинга таких показателей» // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2016. – №52 – с. 7665;
3. Постановление правительства Российской Федерации №244 от 02 марта 2017 г. пункт 1 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов энергетики и внесении изменений в некоторые акты Российской Федерации»;
4. Приказ Минэнерго России №676 от 26 июля 2017 г. «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»;
5. Приказ Министерства энергетики России №1013 от 25 октября 2017 г. «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов энергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов энергетики»;
6. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №123 от 19 февраля 2019 г. «Об утверждении методических указаний по расчету вероятного отказа функционально узла и единицы ОТО и оценки последствий такого отказа»;
7. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №465 от 14 мая 2019 г. «Правила проведения технического освидетельствования».

УДК 620.92

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВИЭ

Шакиров М.А., Зацаринная Ю.Н.
Казанский государственный энергетический университет
shakirov.ma@bk.ru

В жизни современного человека окружает большое количество бытовых приборов, облегчающих его жизнь, офисной техники, позволяющих работать не выходя из дома. Поэтому всё большую роль играет электричество в жизни человека, без которого, кажется, что жизнь замедляет свой ход. Для комфортной жизни человека необходимо стабильные и надёжные поставки электричества. За последние 20 лет его потребление сильно возросло, как и потребление ископаемых источников электроэнергии, что отражается на экологии, состоянии окружающей среды из-за выбросов парниковых газов [1]. Изменение климата может повлечь глобальные природные катастрофы. Этот вопрос заставил человечество обратить своё внимание на возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ). Другим немаловажным фактором в развития энергетических станций на базе ВИЭ являлась необходимость обеспечения энергетической безопасности стран.

Ещё недавно ВИЭ не могли сравниться со станциями, работающими на органическом топливе, но из-за необходимости снижения углеродного следа, создаваемого человеком от сжигания угля, нефти, газа для получения электроэнергии, появилась необходимость развития альтернативных источников энергии.

Еще десять лет назад энергия, получаемая на солнечных (СЭС) и ветряных (ВЭС) электростанциях была слишком дорогая и эффективность у таких станций на много ниже, чем у тепловых станций. Но сегодня нормированная стоимость электроэнергии, генерируемой на СЭС и ВЭС, благодаря развитию и распространению новых технологий снизилась на 67% и 86% соответственно и составляет 30 – 60 долларов США за 1 МВт·ч. А стоимость энергии на станциях на базе ископаемого топлива практически не изменилась и составляет 42 - 78 долларов США за 1 МВт·ч. Снижение стоимости производства компонентов фотоэлектрических панелей и ветрогенераторов так же повлияло на стоимость электроэнергии [2].

Основная проблема, мешающая широкому внедрению альтернативных источников электроэнергии – это нестабильность выработки, которая преодолевается установкой накопителей. Увеличивающаяся доступность аккумуляторных батарей способствует росту надёжности и эффективности ВИЭ, снижая нестабильность выработки электроэнергии и снижая нагрузку на энергосети. Использование накопителей является более выгодным, так как они позволяют облегчить задачу управления энергией, распределяя

потребление электроэнергии на период минимальной нагрузки на сеть, когда стоимость энергии ниже [1].

Крупные СЭС и ВЭС с системами накопления электроэнергии стремительно приближаются к паритету цен и производительности с традиционными технологиями. Так, например, в Чили, Мексике, ОАЭ, Перу солнечная энергия и ветер уже представляют собой один из самых дешевых доступных источников электроэнергии. В мировом масштабе наиболее низкие цены наблюдаются в Австралии, а наиболее высокие в Африке из-за высоких инвестиционных затрат. Благодаря низким затратам на обслуживание и эксплуатацию оборудования по истечении срока окупаемости капитальных затрат себестоимость электроэнергии оказывается невысокой [2].

Объекты генерации на ВИЭ могут быть успешно интегрированы в энергосистемы, что по статистике снижает долю незапланированных отключений электроэнергии из всех отключений, в то время как на предприятиях генерации на традиционных источниках большая часть отключений приходится на незапланированные. При этом для ВИЭ длительность отключения и срок восстановления ниже, чем для других видов установок [2].

Существует проблема доставки электроэнергии на удалённых территориях, где нет доступа к централизованному электроснабжению и надёжным и недорогим источникам электроэнергии и находящихся в суровых погодных условиях. В таком случае выгоднее использовать альтернативные источники для компенсации перебоев в работе и снижения трат на закупку и доставку ресурсов, применяемых в автономных генераторах [3]. СЭС и ВЭУ помогают балансировать нагрузку на энергосеть при перепадах мощности на генерирующих объектах, использующие ископаемые источники [4].

Сегодня в мире происходит активное развитие адаптивных интеллектуальных систем и сетей распределённого энергосбережения промышленных и бытовых объектов. Цифровизация систем контроля энергетической инфраструктуры, опирающаяся на облачные вычисления и работу с большими данными, нацелена на снижение стоимости электроэнергии путём внедрения инновационных систем автоматизации, искусственного интеллекта, которые помогают оптимизировать производство электроэнергии и эксплуатацию объектов генерации на ВИЭ. Также возможно использование технологий, способствующих более эффективному использованию ВИЭ и усовершенствованных материалов производство ветровых турбин и солнечных панелей, повышающих выработку электроэнергии [5].

Библиографический список

1. Международные тенденции в области возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/global-renewable-energy-trends.pdf (дата обращения: 25.02.22).
2. Перспективы глобального перехода к возобновляемой энергетике [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/1900916_GSR_2019_Perspectives_Russian.pdf (дата обращения: 25.02.22).
3. Солоницын, А. Г. Развитие направления "Локальная энергетика с максимальным использованием ВИЭ для удалённых территорий" / А. Г. Солоницын, А. Т. Беккер // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2019. – № 12(216). – С. 90-93.
4. Телегин, В. В. Баланс мощности в системе электроснабжения потребителей с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) / В. В. Телегин // Актуальные направления научных исследований XXI века: теория и практика. – 2013. – № 1. – С. 141-144.
5. Возобновляемая энергетика 2030: глобальные вызовы и долгосрочные тенденции инновационного развития / Л.Н. Проскурякова, Г.В. Ермоленко; Нац. исслед. ун-т «Высшая школа экономики». – М.: НИУ ВШЭ, 2017. – 96 стр.

Шакиров М.А., обучающийся, гр. Э-1-21 КГЭУ
Зацаринная Ю.Н., доцент кафедры «Электрические станции им. В.К. Шибанова»

УДК 621.311

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Шерматов С.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
adila2000@yandex.ru

Особенностями электроэнергетики Сахалинской области являются технологическая изолированность от Единой энергосистемы Востока и внутриобластная раздробленность на отдельные энергорайоны.

Технологическая изолированность приводит к необходимости содержания повышенного резерва мощности для обеспечения необходимого уровня надежности энергоснабжения, что является одной из причин более высокой стоимости электроэнергии для потребителей. Сахалинская область – единственный регион в России, расположенный на островах. В ее состав входят Сахалин с прилегающими островами Монерон и Тюлений, а

также Курильские острова (всего их насчитывается 56). Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тысячи кв. км.

На большей части Курильских островов широко развита система потребления различных энергоресурсов. Так на о.Парамушире базовой генерацией является дизельная, которая вырабатывает как электрическую энергию, так и тепловую. На острове также имеется мини-гидроэлектростанция. На Итурупе базовой генерацией является тоже дизельная. На острове создана инфраструктура для развития геотермальных источников. До 2017 года еще работала геотермальная электростанция 1988 года выпуска, но в связи с износом она была закрыта. На сегодня Итуруп находится в приоритете с точки зрения развития возобновляемых источников энергии (в данном случае рассматривается такой источник, как направление ветра). На Кунашире базовой генерацией также является дизельная. На острове осуществляется строительство Менделеевской геотермальной электростанции, и, кроме того, здесь существуют ветродизельные электростанции. На Шикотане, как и на других островах, базовой генерацией является дизельная. Острова Сахалина примечательны тем, что на них есть реальная возможность реализовать мероприятия, связанные с развитием гидрогенерации. Также на них в связи с уменьшением тарифных ставок за электрическую энергию резко возрос спрос по электропотреблению.

Обилие и разнообразие энергетических ресурсов: нефти, газа, угля, а также гидравлической, геотермальной, ветровой энергии обеспечивает перспективу для развития энергетики, в том числе и нетрадиционной.

В объеме производства и распределения электрической энергии Дальнего Востока доля Сахалинской области составляет чуть более 6%.

На производство и распределение электроэнергии, газа и воды приходится около 2% валового регионального продукта Сахалинской области (в среднем по России - около 4%).

В сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды занято около 4% от численности занятых в экономике области.

Основной объём производимой в Сахалинской области электрической энергии, более 80 %, приходится на ПАО «Сахалинэнерго».

На территории Сахалинской области работают следующие субъекты электроэнергетики:

1. "Центральная энергосистема" с обеспечением электроснабжения южной и центральной частей о. Сахалин (15 из 18 административных образований области). Основным производителем электрической энергии в «Центральной энергосистеме» является ПАО "Сахалинэнерго" и ОАО "Ногликская газовая электрическая станция" (далее - ОАО "НГЭС"). ПАО "Сахалинэнерго" является крупнейшим производителем электрической

энергии в Сахалинской области. В состав ПАО "Сахалинэнерго" входят следующие объекты генерации:

- ОП "Южно-Сахалинская ТЭЦ-1", установленной мощностью - 455,24 МВт. Основным и резервным топливом для электростанции является природный газ, бурый уголь, мазут.

- ОП "Сахалинская ГРЭС", установленной мощностью – 84,0 МВт. Основным топливом для электростанции является бурый уголь и мазут.

- ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» является основным поставщиком тепловой энергии для г. Южно-Сахалинска, а ОП «Сахалинская ГРЭС» является единственным поставщиком тепловой энергии для с. Восток. В транспортировке электроэнергии, вырабатываемой ПАО "Сахалинэнерго", принимает участи филиал "Распределительные сети" ПАО "Сахалинэнерго", а также участвуют электросетевые подразделения энергоснабжающих организаций: МУП "Электросервис", МУП "Поронайская коммунальная компания-1", МУП "Горэлектросеть", МУП "Невельские районные электрические сети", МУП «Районные электрические сети», МУП «Жилищно-коммунальная служба», филиал ОАО "РЖД" Трансэнерго Дальневосточная дирекция по энергообеспечению, ОАО "Оборонэнерго" филиал "Дальневосточный", ОАО "Аэропорт Южно-Сахалинск". Энергосбытовую функцию в зоне ответственности ПАО «Сахалинэнерго» выполняет ОП «Энергосбыт» ПАО «Сахалинэнерго».

- ОАО "НГЭС" является гарантирующим поставщиком и основным предприятием, обеспечивающим выработку и сбыт электроэнергии для нужд населенных пунктов на территории МО «Городской округ Ногликский».

Установленная мощность «НГЭС» составляет 48,0 МВт, основным видом топлива для электростанции является природный газ. В транспортировке электроэнергии, вырабатываемой ОАО "НГЭС", участвуют электросетевые подразделения энергоснабжающих предприятий: ПАО "Сахалинэнерго", ООО "РН-Сахалинморнефтегаз" и МУП "Водоканал". Энергосбытовую функцию в зоне ответственности ОАО "НГЭС" выполняет "Энергосбыт" ОАО "НГЭС".

Также к источникам электроэнергии можно отнести блок-станции бывших ЦБЗ («Томаринская ТЭЦ» (г. Томари), установленная мощность – 5,0 МВт и «Холмская ТЭЦ» (г. Холмск), установленная мощность – 6,5 МВт) вырабатывающие электроэнергию только в отопительный период турбинами противодавления. Данная электроэнергия потребляется собственными нуждами самих блок-станций, излишки электроэнергии отпускаются в электрическую сеть ПАО "Сахалинэнерго" в соответствии с установленным режимом.

2. "Северный энергорайон" с обеспечением электроснабжения на территории Охинского района о. Сахалин;

Основным производителем электрической энергии в «Охинском энергорайоне» является АО "Охинская ТЭЦ", являющаяся гарантирующим поставщиком электрической энергии, обеспечивающая выработку и сбыт электроэнергии для потребителей МО городской округ «Охинский».

История теплоэнергетического комплекса Охинской ТЭЦ берет свое начало в 1930 году от дизельной электростанции в 1.4 МВт, принадлежащей конторе "Электроток", которая поставляла электроэнергию для предприятий нефтедобычи треста "Сахалиннефть" и жителей поселка Оха, находящегося в северной части острова Сахалин.

Нефтедобыча росла, а с ней росла потребность в электроэнергии. Поэтому в 1938 году было решено начать строительство центральной электростанции(ЦЭС). Через два года ЦЭС принимается в эксплуатацию. Она оборудуется установками "Шкода" в количестве четырех штук, по 1 МВт каждая. Новая станция объединяется с существующим "Электротоком", а чуть позднее к ней присоединяют электростанцию в 2.5МВт с упраздненной нефтяной Японской концессии.

В послевоенные годы на севере Сахалина активно растет добыча нефти и одновременно развивается энергетика района. В течение пяти лет на ЦЭС вводят новые дизель генераторы суммарной мощностью в 3 МВт и подключают электропоезд в 3 МВт, создаются дополнительные отделы и цеха. Первоначальный проект предусматривал мощность нового энергетического предприятия в 18 МВт. Проходит еще пять лет, и первый турбогенератор в 6 МВт начинает выработку электроэнергии. Второй и третий турбогенераторы вводятся в эксплуатацию через год. Затем в декабре 1969, 1970 и 1971 годах поочередно сдаются три турбогенератора по 25 МВт мощности.

Охинская ТЭЦ, является единственным автономным источником электроснабжения на севере о. Сахалин для Охинского района, ее потребители - 24 тысячи человек, проживающих в городе Оха, и все предприятия района. Из 84 МВт электрической мощности, вырабатываемой на станции, до 8 МВт потребляет население, остальное идет на промышленные предприятия.

Установленная мощность «Охинской ТЭЦ» на конец 2020 года составляет 88,52 МВт, электрическая – 99 МВт тепловая – 216 Гкал. Основным видом топлива для электростанции является природный газ.

Так же АО «Охинская ТЭЦ» является основным поставщиком тепловой энергии для г. Оха. Энергосбытовую функцию выполняет "Энергосбыт" АО "Охинская ТЭЦ".

В транспортировке электрической энергии, вырабатываемой АО "Охинская ТЭЦ", участвуют электросетевые подразделения энергоснабжающих предприятий: ООО "РН-Сахалинморнефтегаз", ООО "Охинские электрические сети".

ТЭЦ эксплуатируется в жестких природно-климатических условиях Крайнего Севера, здесь отопительный сезон длится до 9 месяцев. Все эти годы оставалось неизменным лишь одно – система электро - теплообеспечения города развивалась, становилась более совершенной, даже, несмотря на непростые времена, которые переживала страна и город в 1990-е годы.

Дальнейшее развитие генерации электрической энергии Сахалина будет сопровождаться строительством новой Сахалинской ГРЭС-2, модернизацией и обновлением морально и физически устаревшего оборудования, которые позволят снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии.

Строительство новых магистральных линий электропередачи позволит оптимизировать конфигурацию энергосистемы Сахалинской области, повысить их надежность и эффективность работы.

Расширение зоны централизованного энергоснабжения, присоединение изолированных энергорайонов, модернизация и развитие системы распределительных электрических сетей значительно уменьшит удельные издержки и повысит надежность энергоснабжения потребителей.

Реализация проектов по созданию новых генерирующих мощностей будет осуществляться преимущественно за счет средств федерального и областного бюджетов в сочетании с иными мерами государственной поддержки и внебюджетных источников.

Также требуется расширение применения механизмов государственно-частного партнерства в развитии энергетической инфраструктуры в рамках инвестиционных и инновационных проектов в сфере энергетики с большими сроками окупаемости, расширение зоны централизованного энергоснабжения, создание развитой энергетической инфраструктуры, повышение энергоэффективности экономики и энергетики, развитие энергосбережения и обеспечение перехода к принципам экологической эффективности развития энергетических объектов.

Библиографический список

1. Сайт компании “Сахалинэнерго” [Электронный ресурс] URL: http://www.sahen.elektra.ru /page.php?id=19
2. Официальный сайт губернатора и правительства Сахалинской области [Электронный ресурс] URL: https://sakhalin.gov.ru/
3. 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 PES General Meeting: The Electrification of Transportation and the Grid of the Future" 2011.
4. Suslov K.V. A microgrid concept for isolated territories of Russia // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe 2012.

5. Илюшин П.В. Особенности реализации многопараметрической дели-тельной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генера-ции // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12-24.
6. Солонина Н.Н., Степанов В.С., Суслов К.В., Солонина З.В. Средства измерений для интеллектуальных систем электроснабжения - Иркутск, 2012.

УДК 621.3

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ПЛАТФОРМ В АКТИВНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Шехтер К.В., Хорошавцев М.В., Молчанов С.В., Угренинова Е.И.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Введение. Цифровой платформой называется объект технико-экономической инфраструктуры, направленный на создание ценности путем обеспечения прямого взаимодействия и осуществления трансакций между несколькими группами сторонних пользователей [1-3].

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 и др. [4, 5].

Цифровая платформа 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 платформы в сфере виртуальных коммуникаций между людьми (Google, Facebook, WhatsApp и др.), с легкостью нивелирующие пространственные, временные, языковые, когнитивные и иные барьеры, затрудняющие общение. Большие перспективы имеет платформенный подход в электронной торговле, где платформа становится маркетплейсом (marketplace) – глобальной трансакционной площадкой купли-продажи товаров и услуг на базе современных цифровых финансовых технологий. В последнее время платформы развиваются и в различных секторах промышленности, где они способны повысить эффективность взаимодействия не только между субъектами, но и с цифровыми приборами (датчиками,

исполнительными механизмами, контроллерами) на базе технологий промышленного интернета вещей [6, 7].

Описание цифровой платформы. Цифровая платформа предоставляет новые возможности и эффекты не только субъектам-участникам автоматизируемой деятельности, но и разработчикам аппаратного и программного обеспечения. С точки зрения разработчика, платформу целесообразно организовать как программный конструктор, приспособленный для быстрой компоновки широкого набора приложений для отдельных процессов и/или субъектов. Для поддержки деятельности разработчиков приложений в составе поставки платформы предусматривается пакет – SDK (software development kit) для распространенных языков программирования. SDK содержит структуры данных – классы, описывающие модели данных платформы, и методы для работы с API.

При помощи SDK можно составлять алгоритмы приложений в основном из обращений к функциональным компонентам платформы в порядке, обусловленном особенностями решаемых задач автоматизации [8].

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 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.

Такой технологический подход к автоматизации позволяет оператору цифровой платформы сформировать инфраструктуру ее развития нового типа – экосистему, состоящую из разработчиков программных продуктов, изготовителей оборудования, организаций науки и образования, других заинтересованных сторон [9, 10].

Важную роль в выстраивании взаимовыгодных взаимоотношений между субъектами платформы и участниками экосистемы играют так называемые граничные ресурсы (boundary resources) – портал, средства поддержки и т.д. Они поддерживают многообразные технико-экономические модели использования платформы, которые упрощенно делятся на три крупные категории:

1. *Облачные сервисы*, развернутые оператором платформы для предоставления доступа субъектам. Сервисы не имеют прямого доступа к частной инфраструктуре субъектов, однако такой доступ может быть организован посредством устанавливаемых у субъектов приложений. Некоторые сервисы предназначены для обработки данных, получаемых от субъектов: хранение, аналитика, прогнозирование, оптимизация и т.д.

Существуют также информационно-аналитические сервисы общего назначения: аналитика рынка, ведение нормативно-методической и нормативно-справочной информации и др. Доступ к сервисам предоставляется по подписке на периодической основе на условиях, устанавливаемых их разработчиками. Экономически оправдана публикация сервисов для проведения трансакций, наиболее типичных и массовых в автоматизируемой посредством платформы области деятельности, в открытом бесплатном доступе.

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 автоматизированной системе сторонних производителей. Приложения различаются по видам субъектов-пользователей, функциональным возможностям, значениям технико-экономических показателей и др.

В поставку приложения входит, помимо лицензии на него, лицензия на цифровую платформу в соответствующей комплектации – подмножестве компонентов, достаточного для функционирования приложения. При необходимости, в поставку могут входить комплекты аппаратного обеспечения.

3. *Комплектации цифровой платформы* для поставки участникам экосистемы. Здесь в поставку входят лицензии на использование разработчиком компонентов платформы, входящих в комплектацию, и SDK. 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.

Обобщая изложенное, перечислим следующие признаки цифровых платформ, выделяющие их среди автоматизированных систем других классов:

- поддержка взаимодействия больших групп разноплановых субъектов 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 трансакционных издержек при взаимодействии субъектов и формирования новых моделей рынка.

Рассмотрим на примере систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) реализацию процесса управления на базе цифровой платформы.

Управление системами накопления электроэнергии. Объектами агрегации могут выступать не только энергопринимающие устройства и генерирующие установки, но и СНЭЭ. Способность накопителей практически мгновенно переходить из режима потребления энергии к выработке и обратно делает их средством управления не только спросом/предложением электроэнергии и мощности, но и гибкостью энергосистемы – скорости наращивания/уменьшения мощности.

Агрегатор, которому в согласованное оптимальное управление предоставила свои СНЭЭ группа владельцев, охватывающая некоторый сегмент энергосистемы с достаточно высокой плотностью, способен продавать оператору сегмента системные услуги – автоматическое регулирование частоты и мощности, в том числе нормированное первичное регулирование частоты. Агрегатор рассчитывается с владельцами СНЭЭ, обеспечивших оказание услуги, согласно их фактически измеренному вкладу на базе смарт-контрактов.

В сценарии принимают участие следующие заинтересованные стороны:

- владельцы СНЭЭ;
- оператор энергоснабжения в качестве субъекта диспетчерского управления и(или) оператора микрорынка электроэнергии (мощности) (МРЭМ);
- Агрегатор СНЭЭ.

Данные сценарий включает следующие подсценарии:

1) Долгосрочное планирование включает следующие действия:

- два раза в год по расписанию Агрегатор СНЭЭ запрашивает у владельцев СНЭЭ параметры, необходимые для участия Агрегатора СНЭЭ в отборе субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности в части регулирования частоты, перетоков мощности, напряжения;
- один раз в квартал по расписанию Агрегатор СНЭЭ запрашивает у владельцев СНЭЭ параметры, необходимые для участия Агрегатора в отборе субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по управлению спросом;
- Агрегатор СНЭЭ верифицирует полученные от владельцев СНЭЭ данные и формирует заявки на участие в конкурентных отборах с приложением документов, подтверждающих соответствие субъекта электроэнергетики и (или) потребителя электрической энергии требованиям, предъявляемым к участникам конкурентного отбора, а также ценовую заявку, устанавливающую объемы оказания услуг по обеспечению системной надежности или по управлению спросом, планируемые к предоставлению Агрегатором СНЭЭ [11];

- Агрегатор СНЭЭ передает заявку в субъект диспетчерского управления;
- после проведения субъектом диспетчерского управления конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности (регулирование частоты, потоков мощности, регулирование напряжения), и услуги по управлению спросом, Агрегатор СНЭЭ получает извещение о принятии Агрегатора в число участников оказания услуг, а также соответствующие ценовые и объемные параметры.

2) Краткосрочное планирование включает следующие действия:

- Агрегатор СНЭЭ в сутки Х-1 в отношении суток Х, принимает информацию от внешних автоматизированных систем: метеослужб, метеостанций, МЧС (прогнозы, уведомления), диспетчерского и технологического управления (уведомления, распоряжения, команды);
- Агрегатор СНЭЭ в сутки Х-1 в отношении суток Х, основываясь на данных, поступивших от внешних автоматизированных систем; прогнозах профилей потребления и генерации, работающей в вынужденных режимах (традиционные электростанции; электростанции на основе возобновляемых источников энергии) [12]; обязательствах по оказанию системных услуг по регулированию частоты, мощности, напряжения; данных о готовности к участию в программах по управлению спросом, формирует упрощенную (линейную) расчетную модель активной распределительной сети, используемую в дальнейшем самим Агрегатором СНЭЭ для формирования краткосрочного плана СНЭЭ на сутки Х путем выполнения упрощенного оптимизационного расчета;
- Агрегатор СНЭЭ может формировать пакет исходных данных для его передачи оператору МРЭМ для формирования им детальной расчетной модели, учитывающей параметры и ограничения электрической сети, используемой для разработки краткосрочного плана заряда/разряда СНЭЭ на сутки Х путем выполнения оптимизационного расчета с технологическими ограничениями;
- Агрегатор СНЭЭ в сутки Х-1 (в зависимости от наличия/отсутствия оператора МРЭМ) выполняет краткосрочное планирование на сутки Х путем проведения упрощенного оптимизационного расчета; получает от оператора МРЭМ результаты краткосрочного планирования на сутки Х, осуществленного в ходе оптимизационного расчета с технологическими ограничениями;
- Агрегатор СНЭЭ преобразует результаты оптимизационных расчетов в команды/сигналы управления и уставки регулирования для контроллеров или иных исполнительных механизмов;

- Агрегатор СНЭЭ направляет расписание и параметры сформированных команд/сигналов и уставок на объекты управления для их непосредственного исполнения на местах;
- контроллеры, иные исполнительные механизмы СНЭЭ или оперативный персонал на объектах управления отрабатывают полученные команды/сигналы и уставки в соответствии с расписанием.

3) Оперативное планирование включает следующие действия:

- Агрегатор СНЭЭ в сутки Х (в зависимости от наличия/отсутствия оператора МРЭМ) производит оперативное планирование путем проведения упрощенного оптимизационного расчета, или получает от Оператора МРЭМ результаты оперативного планирования, осуществленного в ходе детального оптимизационного расчета со всеми технологическими ограничениями;
- Агрегатор СНЭЭ преобразует результаты уточненных оптимизационных расчетов в команды/сигналы управления и уставки регулирования для контроллеров или иных исполнительных механизмов;
- Агрегатор СНЭЭ направляет уточненное расписание и параметры сформированных команд/сигналов и уставок на объекты управления для их непосредственного исполнения на местах;
- контроллеры, иные исполнительные механизмы СНЭЭ или оперативный персонал на объектах управления отрабатывают полученные команды/сигналы и уставки в соответствии с планом.

4) Реализация оптимального плана в темпе реального времени

- на основе измерений частоты, потоков мощности, уровней напряжения и планах оптимального режима СНЭЭ и иного активного энергетического оборудования, формируются агрегированные управляющие воздействия по повышению/снижению мощности генерации и распределяются по СНЭЭ;
- Агрегатор СНЭЭ получает от субъекта диспетчерского управления управляющие воздействия в рамках автоматического вторичного регулирования частоты и мощности и распределяет их по единицам СНЭЭ;
- владелец СНЭЭ фиксирует показания приборов учета для определения объемов поставленной/потребленной электроэнергии и предоставленной услуги по обеспечению системной надежности и услуги по управлению спросом;
- Агрегатор СНЭЭ получает показания приборов учета, формирует накопительный итог предоставленной услуги.

5) Подведение экономических итогов за расчетный период

- Агрегатор СНЭЭ подводит итоги расчетного периода по объемам оказанной системной услуги и передает информацию субъекту диспетчерского управления и оператору МРЭМ;

- субъект диспетчерского управления оплачивает Агрегатору СНЭЭ стоимость оказанной услуги;
- оператор МРЭМ оплачивает Агрегатору СНЭЭ стоимость участия в работе по оптимизации цены на МРЭМ;
- Агрегатор СНЭЭ распределяет полученные от субъекта диспетчерского управления и оператора МРЭМ средства между владельцами агрегируемых СНЭЭ и иного активного энергетического оборудования.

Выводы. Платформенный подход к автоматизации активных распределительных сетей позволяет минимизировать издержки на поиск и выбор наиболее подходящих контрагентов, коммуникацию с ними, верификацию взаимных обязательств и обеспечение конфиденциальности.

Цифровая платформа предоставляет новые возможности и эффекты не только субъектам-участникам автоматизируемой деятельности, но и разработчикам аппаратного и программного обеспечения.

Интеграция систем накопления электроэнергии в цифровую платформу позволяет обеспечивать управление гибкостью энергосистемы за счет высокой скорости увеличения/уменьшения выдачи/потребления мощности.

Библиографический список

1. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. № 1. С. 64-73.
2. 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.
3. Voropai N., Ukolova E., Gerasimov D., Suslov K., Lombardi P., Komarnicki P. Simulation approach to integrated energy systems study based on energy hub concept // В сборнике: 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019.
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Чернова Н.В., Ахметшин А.Р. Анализ фактических электрических нагрузок объектов индивидуального жилищного строительства // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 5(68). С. 60-65.
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. DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-3-47-57.
6. Илюшин П.В., Ковалев С.П., Куликов А.Л., Небера А.А., Непша Ф.С. Методы интеллектуального управления распределенными энергоресурса-

ми на базе цифровой платформы // Библиотечка электротехника. 2021. №8. С. 1-116.
7. Суслов К.В., Герасимов Д.О., Пискунова В.М. Моделирование кибернетических угроз в системах электроэнергетики // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017. Материалы VIII Международной научно-технической конференции. 2017. С. 357-358.
8. Илюшин П.В. О влиянии распределенной генерации на работу устройств автоматического включения резервного питания // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 4 (29). С. 28-36.
9. Илюшин П.В., Небера А.А., Федоров О.А. Перспективы развития и инструменты автоматизации задач эксплуатации устройств РЗА // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 2 (27). С. 28-37.
10. Suslov K.V. Development of isolated energy systems in russia using renewable energy sources // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сер. "International Symposium "Earth Sciences: History, Contemporary Issues and Prospects"" 2020.
11. 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.
12. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 4. С. 19-25.

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЁТНОЙ ОЦЕНКИ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Щенев В.Е., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vova_shenev@mail.ru

Оценка уровней наведенных напряжений имеет определяющее значение для обеспечения безопасного проведения работ на линиях электропередачи (ЛЭП). Предприятиям, эксплуатирующим воздушные линии (ВЛ) и осуществляющим их техническое обслуживание и ремонт. Необходимо составлять перечень линий, находящихся под наведенным напряжением более 25 В в отключенном состоянии при производстве работ. Измерения на ВЛ достаточно затруднительны в следствие их большой протяженности. В настоящие время в дополнение к натурным экспериментам применяют предварительные расчетные оценки возможных наведенных напряжений,

что является менее трудозатратным, а также более быстрым и безопасным способом с точки зрения производства работ людьми. Существующая отраслевая методика ФСК (2009 г.) [1] не удовлетворяет по условиям точности и учета дополнительных параметров линий и режима – грозозащитные тросы, многоцепность, транспозиция, короткие замыкания на работающей линии или в сети и др.

В настоящее время, для оценки наведенного напряжения используют различные расчетные методики, точность и информативность которых должна быть достаточна для безопасной организации работ на ВЛ. Для расчёта наведенного напряжения согласно методике ФСК [1] , используют такие параметры ВЛ как: проводимости участков отключенной линии и проводимость заземления на месте работ, значение максимального тока протекающего по влияющей линии, длина линии. Так же в расчёте используются коэффициенты, представленные в приложениях к методике.

Для расчёта наведенных напряжений в фазных координатах (ФК) по методике ИРНИТУ необходимо определить параметры схемы замещения двухцепой ВЛ в ФК [2].

Сравнительные расчеты наведенных напряжений по методике ФСК и по методике ИРНИТУ [3] проведены на примере линии длиной 200 км с представлением линии участками по 20 км. Определены собственные продольные сопротивления фазных проводов, взаимные продольные сопротивления, емкостные сопротивления проводов на землю и между проводами.

Расчёт по методике ФСК. Модель линии представлена в стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС» [1].

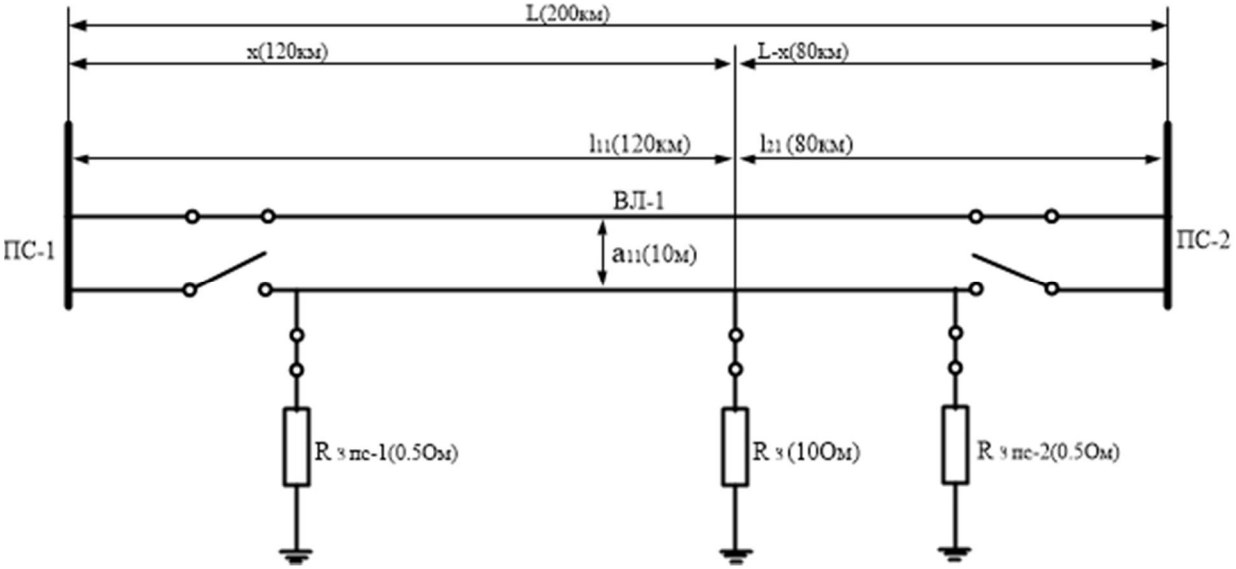


Рисунок 1 – Схема сети при наличии влияющей линии

Схема замещения представлена на рис.1.

Предварительно рассчитывают проводимости *Y1, Y2, Y3* по формулам:

$$Y_1 = \frac{1}{\sqrt{R^2_{\text{з пс}-1} + (g \cdot x)^2}}; \quad (1)$$

$$Y_2 = \frac{1}{\sqrt{R^2_{\text{з пс}-2} + [g \cdot (L - x)]^2}}; \quad (2)$$

$$Y_3 = \frac{1}{R_з}. \quad (3)$$

где: $R_{з\ ПС\text{-}1}$ *и* $R_{з\ ПС\text{-}2}$, Ом – сопротивления заземляющих устройств соответственно ПС-1 и ПС-2, равное 0,5 Ом; g,Ом/км – коэффициент, полученный расчетным методом и учитывающий удельное сопротивления отключенной ВЛ, для ВЛ напряжением 220кВ g=0,493 Ом/км; R_3, Ом – сопротивление заземляющего устройства на рабочем месте, $R_З$=10 Ом; *x и (L-x),* км – протяженность участков влияющей ВЛ, x=120 км, (L-x)=80 км.

Наведенное напряжение определяют по формуле:

$$U_{\text{нав}} = \frac{|F(a_{11}) \cdot I_1 \cdot (l_{11} \cdot Y_1 - l_{21} \cdot Y_2)|}{\sqrt{(Y_1 + Y_2)^2 + Y_3^2}} \quad (4)$$

Где проводимости Y1, Y2, Y3 рассчитываются по формулам (1), (2), (3) соответственно.

Где: F(a) – значение расчетной функции (табл.1 из [1]); a_{11}, м – расстояния между отключенной и 1-ой ВЛ, оказывающей влияние, соответственно на участке «x» или «L-x»; l_{11} *и* l_{21} , км – протяженность участков влияющих ВЛ, которые наводят напряжение, соответственно в первом и втором контурах (для схемы рис. 1 соответственно на участках «x» или «L-x»); I_1, кА – значения максимального тока, протекающего по 1-ой влияющей ВЛ.

Результаты расчета:

$$Y_1 = \frac{1}{\sqrt{0{,}5^2 + (0{,}493 * 120)^2}} = 0{,}0169; \quad Y_2 = \frac{1}{\sqrt{0{,}5^2 + (0{,}493 * 80)^2}} = 0{,}0253;$$

$$Y_3 = \frac{1}{10} = 0{,}1;$$

Определяют значение расчетной функции, для ВЛ 220 кВ; *F(a)* = 48,84, для a_{11}=10м – расстояния между отключенной и 1-ой ВЛ; I_1, кА – значения максимального тока, протекающего по i-ой влияющей ВЛ, I_1=300 А;

$$U_{\text{нав}} = \frac{48.84 * 300 * (120 * 0.0169 - 80 * 0.0253)}{\sqrt{(0.0169 + 0.0253)^2 + 0.1^2}} = \frac{58.608}{0.108} = 542.66\text{В}.$$

Расчет по методике ИРНИТУ [3]. Для расчета наведенных напряжений определены параметры схемы замещения двухцепной ВЛ в ФК. Для реализации методики расчета линия длинной 200 км разбита на 10 участ-

ков по 20 км (Рис.2). Расчеты выполнены с использованием системы MathCad.

```
100  101 2.92 14.335 0 0
101  102 2.92 14.335 0 0
102  103 2.92 14.335 0 0
103  104 2.92 14.335 0 0
104  105 2.92 14.335 0 0
105  106 2.92 14.335 0 0
106  107 2.92 14.335 0 0
107  108 2.92 14.335 0 0
108  109 2.92 14.335 0 0
109  110 2.92 14.335 0 0
```

Рисунок 2 – Исходные данные продольных сопротивлений для фазы «А» в ПВК

Аналогично заданы все другие сопротивления схемы замещения.

Для создания математической модели двухцепной ВЛ помимо параметров самой линии необходимо задать также параметры системы. Данные параметры задаются отдельно для каждой фазы. На рис. 3 приведена схема математической модели двухцепной линии.

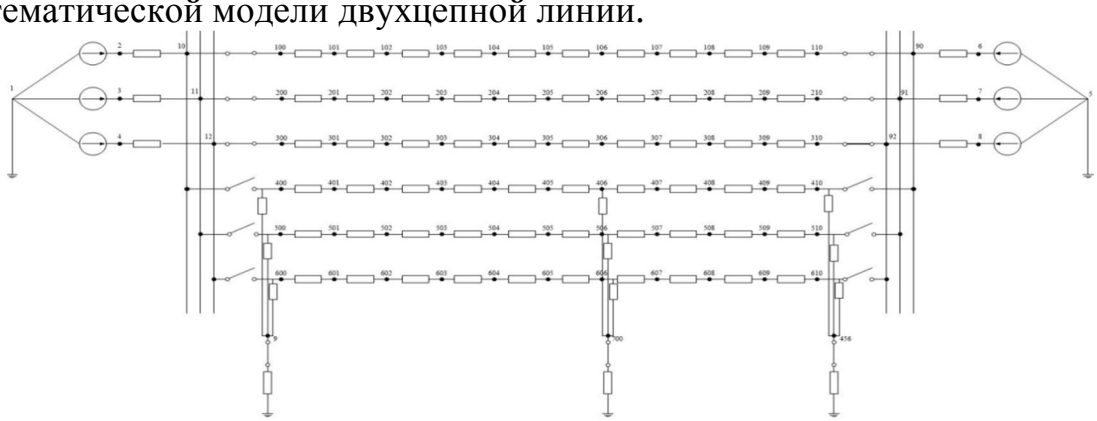


Рисунок 3 – Модель двухцепной ВЛ 220 кВ

Выполнены следующие расчеты:

1) Наведенных напряжений на отключенной цепи двухцепной ВЛ с заземлением концов линии на подстанциях (ПС) и подготовленным рабочим местом на 120 км от начала ВЛ (конец участка 7) путем заземления всех фаз отключенной цепи;

2) Пункт №1, но без заземления отключенной линии по концам;

3) Наведенных напряжений на отключенной цепи двухцепной ВЛ с заземлением концов линии на ПС и подготовленным рабочим местом в момент возникновения однофазного КЗ на работающей цепи.

4)Пункт №3, но без заземления линии по концам.

Результаты расчёта в ПВК. Результат исследования – графики напряжений вдоль линии отключенной цепи. В графиках ось абсцисс это длина линии, а ось ординат – величина наведенного напряжения в точке отключенной цепи двухцепной ВЛ на определенном значении длинны линии.

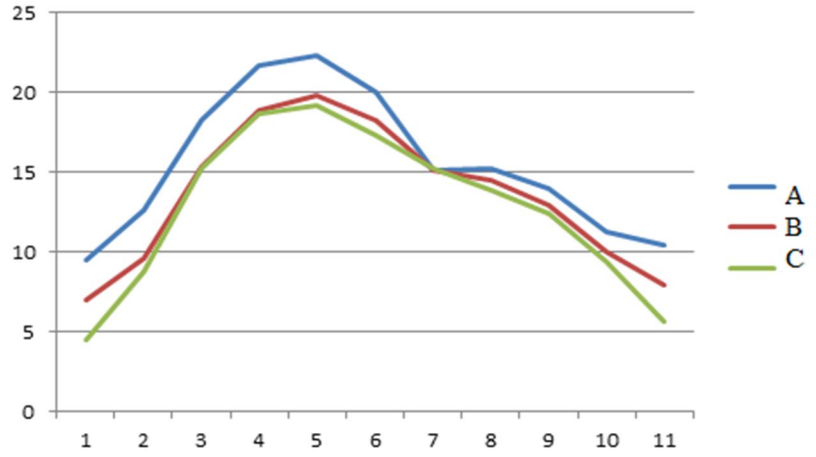


Рисунок 4 – График наведенных напряжений расчёта 1

По расчёту 1 (рис. 4) видно, что наведенное напряжение на рабочем месте (участок 7) составляет 15 В.

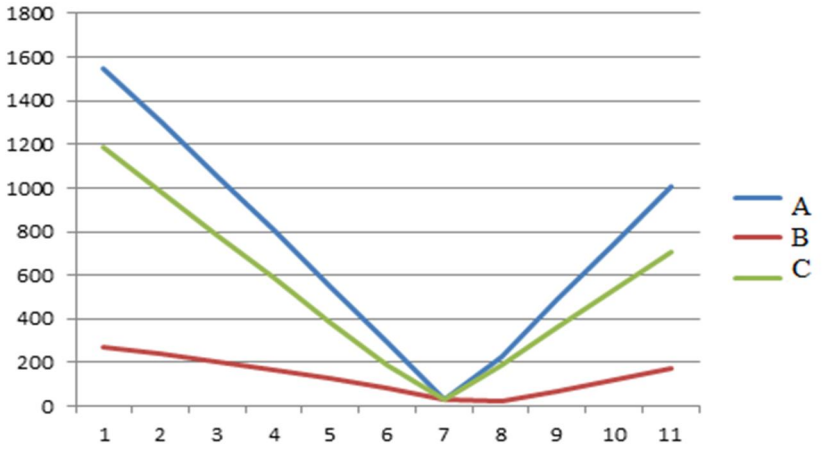


Рисунок 5 – График наведенных напряжений расчёта 2

По расчету 2 (рис.5) наведенное напряжение на рабочем месте (участок 7) составляет 33В.

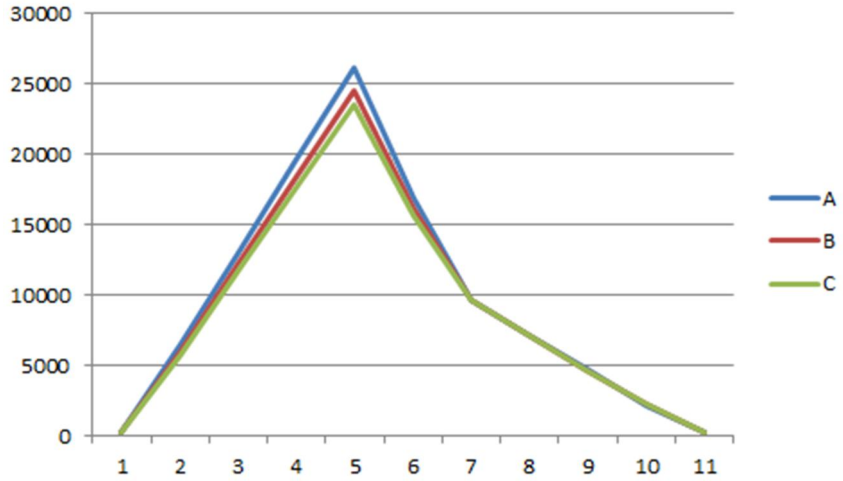


Рисунок 6 – График наведенных напряжений расчёта 3

По расчету 3 (рис. 6) на подготовленном рабочем месте (участок 7) создается смертельно опасный для жизни человека потенциал, на данной математической модели значение достигает 9,6 кВ.

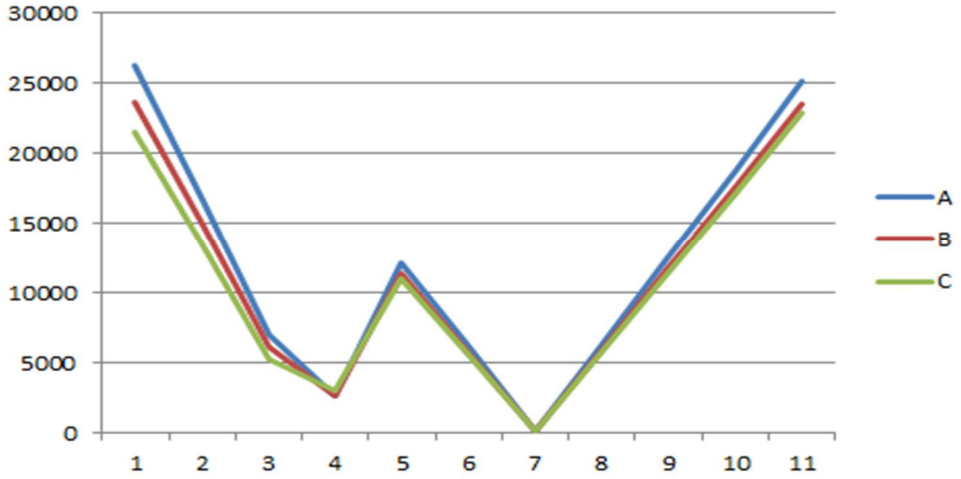


Рисунок 7 – График наведенных напряжений расчёта 4

При возникновении короткого замыкания, на подготовленном рабочем месте (участок 7) создается опасный потенциал для жизни человека, на данной математической модели значение достигает 189 В.

Заключение. Для исследования наведенных напряжений на ВЛ выполнен расчёт двумя способами:

1) Расчётная модель для предварительной оценки величин наведенного, напряжения на отключаемой ВЛ, представленной в стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС» [1].

При исследовании по данному стандарту, величина наведенного напряжения составила 543 В.

2) Метод фазных координат с применением ПВК [2, 3]. Для расчета наведенных напряжений, использованы параметры схемы замещения двухцепной ВЛ в фазных координатах.

Величина наведенного напряжения на подготовленном рабочем месте составила 15 В при заземлении отключенной цепи по концам, и 33 В при разземлении отключенной цепи по концам.

При коротком замыкании на работающей цепи величина наведенного напряжения на подготовленном рабочем месте составила 9600 В при заземлении отключенной цепи по концам, и 189 В при разземлении отключенной цепи по концам.

Расчет наведенного напряжения в ФК по методике ИРНИТУ, в сравнении с методом ФСК, более точен и информативен, так как используются все параметры схемы замещения линий, исследуются различные режимы, получаем не только величину наведенного напряжения, но и распределение его по всей длине линии.

Библиографический список

1. СТО 56947007.29.240.55.018-2009 Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся в близи действующих ВЛ.
2. Висящев А.Н., и др. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи в нормальных и аварийных режимах: учебное пособие/Иркутск: ИрГТУ, 2012. – (Электронный ресурс). – 269 с.
3. Тигунцев С.Г., Ахмедов С.Б., Турдиев А.Т., Шеркунков М.А, По поводу статьи «О возможности снижения наведенного напряжения на месте проведения ремонтных работ» ж. Электрические станции, ISSN 0201-4564, - 2019. - №1 (1050). – С. 33-37.

Щенев В.Е., обучающийся, гр. ЭСм-21-1 ИРНИТУ
Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

СОДЕРЖАНИЕ

Стенников В.А., Головщиков В.О., Федчишин В.В., Самаркина Е.В. Трансформация энергетических систем в условиях энергоперехода... 3
Стенников В.А., Головщиков В.О., Федчишин В.В., Тюрюханов С.Ф. Современные проблемы распределительного электросетевого комплекса среднего и низкого классов напряжения в Российской Федерации. Перспективы функционирования и развития..... 9

ПРОИЗВОДСТВО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1. Азиев Д.Р., Степанов А.Д. Модель множественной регрессии для анализа результатов тепловизионного обследования электрооборудования..... 17
2. Айзенберг Н.И., Паламарчук С.И. Планирование и анализ работы розничного рынка электрической и тепловой энергии..... 21
3. Акишин Л.А., Микитишина М.Е. О точности расчета параметров режима в сетях 6-10 кВ при регулировании напряжения на трансформаторах с ПБВ..... 26
4. Аладина А.Т., Головешкина Т.Ю., Мицай Д.В., Швайкин А.С. Применение гибких передач переменного тока..... 32
5. Аманкулов Дж.Н., Муссонов Г.П. Мероприятия по развитию электроэнергетической отрасли республики Узбекистан..... 37
6. Амосова Д.В., Глазунова А.М. Базовая информация об активном энергетическом комплексе..... 41
7. Артемьева Я.И., Константинов Г.Г. Применение турбогенераторов на атомных электростанциях..... 45
8. Бунаев А.В., Селезнев А.С. Анализ отключений электрооборудования из-за неселективного действия релейной защиты по причине насыщения трансформаторов тока в электрических сетях 35-110 кВ..... 49
9. Буцык Т.А, Дубицкий М.А., Кузнецов Д.А., Насриддинов Н.Ф., Чепига Е.К. Энергетическая безопасность города Иркутска..... 54
10. Висящев А.Н., Маркевич Т.В., Федосов Д.С. Анализ алгоритма коррекции тока торможения для повышения надёжности работы дифференциальной защиты шин..... 57
11. Гаврилюк А.О., Дубицкий М.А., Ильина В.С., Никонова П.А. Определение оптимальных перетоков по межсистемным связям..... 62
12. Гальфингер А.Г., Пискунова В.М. Обзор моделей систем накопления энергии в рамках исследования надёжности энергоснабжения..... 66

13. Галяутдинов Р.М., Абрамов Р.И., Ишалин А.В. Применение цифровых технологий для снижения потерь электроэнергии..... 71
14. Герасимов Д.О., Суслов К.В. Гнатюк С.Л. Имитационное моделирование мультиэнергетических систем..... 74
15. Гнатюк С.Л., Лукина Г.В. Беспроводная передача электроэнергии..... 80
16. Голуб И.И., Карпова Е.В., Семенова Л.В. Реконфигурация распределительной сети методом максимального покрывающего дерева..... 84
17. Горин А.А., Пузина Е.Ю. Оценка соответствия пропускной способности сети участка Лена-Коршуниха ожидаемым потокам мощности..... 89
18. Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Наумов В.В., Рудых П.А., Шостак К.А. О понятии качество электрической энергии..... 93
19. Дудник Д.Р., Солонина Н.Н. Повышение качества электроэнергии в металлургической промышленности..... 98
20. Дусматов Д.Х., Солонина Н.Н. Применение интегрированных коммуникаций в системе распределенной фильтрации высших гармоник..... 101
21. Есаулов А.В. Тигунцев С.Г. Исследование эффективности применения динамических компенсаторов искажений напряжения в системах электроснабжения непрерывных технологических процессов..... 106
22. Зацаринная Ю.Н., Ковалев Г.С. Базовый тренд развития энергетического комплекса России..... 111
23. Исаева О.В., Рамазанова Р.И., Зацаринная Ю.Н. Электроснабжение отдаленных населенных пунктов с помощью ветродизельных установок..... 116
24. Камичева А.О. Альтернативная энергетика в Иркутской области. Перспективы развития..... 119
25. Камичева А.О. Технология «Интернета вещей» (Internet Of Things) в электроэнергетике России. Перспективы развития..... 124
26. Карамов Д.Н., Янюк Н.С. Вибромониторинг и виброзащита гидротурбин Иркутской ГЭС..... 127
27. Карамов Д.Н., Янюк Н.С. Принцип действия стационарной системы виброконтроля, мониторинга и диагностики гидроагрегатов..... 130
28. Колесов А.И., Пестряков М.В., Сысоев А.Ф., Федосов Д.С., Шиханцов В.В. Разработка модели цифровой дифференциальной защиты трансформатора с улучшенной отстройкой от внешних коротких замыканий..... 137

29. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Демидов И.С. Проблемы кибербезопасности при создании цифровых двойников объектов ИЭС..... 142
30. Конюхов В.Ю., Пермякова Д.Н., Узун Е.С., Абсаттаров С.Н. Математическое моделирование процессов в энергетике: опыт и перспективы..... 151
31. Конюхов В.Ю., Пермякова Д.Н., Узун Е.С., Абсаттаров С.Н. Перспектива применения современных информационных технологий в энергетике..... 154
32. Корниенко Д.А., Висящев А.А. Повышение эффективности методики оценки технического состояния кабельных линий 6, 10 кВ Диагностика состояния и анализ остаточного ресурса работы кабельных линий напряжением 6-10 кВ..... 156
33. Костюченко А.Е., Пальцев Р.П., Дворянский Ю.В., Балдаева М.В., Простакова Л.В. Активные энергетические комплексы в составе энергосистем..... 160
34. Кресюк Д.А., Солонина З.В. Новый подход к компенсации реактивной мощности..... 167
35. Крюков А.В., Садохина М.А., Дмитриева М.Л. Моделирование режимов систем тягового электроснабжения, оснащенных установками продольной компенсации..... 170
36. Крюков А.В., Черепанов А.В., Нгуен Куок Хиеу Снижение несимметрии на шинах 0,4 кВ подстанций, питающихся от линий «два провода-рельс»..... 178
37. Кузнецова В.П. Анализ методов диагностики кабелей для горнорудных работ..... 187
38. Кузнецова В.П. Анализ требований к контролю изоляции подземных электроустановок..... 192
39. Курочкин А.К., Пузина Е.Ю. Анализ динамической устойчивости параллельной работы генераторов электростанций Якутской энергосистемы..... 197
40. Марченко О.В., Соломин С.В. Оценка стоимости электроэнергии при использовании энергии солнца и ветра в монгольской части пустыни Гоби..... 202
41. Марьин Г.Е. Водород как перспективное топливо для газовых турбин..... 206
42. Маслов И.Н., Маслова Г.Д., Квасова И.С. Проектирование электрических сетей МКД с учетом новых нормативных значений электрических нагрузок..... 210
43. Маслов И.Н., Маслова Г.Д., Квасова И.С. Расчет новых нормативных значений электрических нагрузок в республике Татарстан..... 212

44. Маслов И.Н., Новоселова М.С., Маслова Г.Д. Электроснабжение изолированного района с помощью возобновляемых источников энергии..... 215
45. Мингазов Н.Р., Новоселова М.С. Надежное и бесперебойное снабжение энергией потребителей..... 217
46. Мингазов Н.Р., Новоселова М.С., Сайфуллина Э.И. Применение устройств регулирования напряжения в сетях 0,4-10 кВ..... 220
47. Муравьев Д.В. Конструкции высокотемпературных неизолированных проводов с малой стрелой провеса..... 223
48. Муравьев Д.В., Минеев Н.П. Методы увеличения пропускной способности линий электропередачи и снижения потерь активной мощности..... 226
49. Муссонов Г.П., Жураев Ж., Золотухин С.Д., Кауров Н.А., Определение значений параметров сигнала (часть 1). Начало периода, длительность периода, частота..... 230
50. Муссонов Г.П., Бозоров М.М., Губайдуллин Ш.Н., Кодиров А.Б., Мурадалиев Б. Определение значений параметров сигнала (часть 2). Амплитудное значение..... 234
51. Муссонов Г.П., Артемьев А.В., Божеев Н.В., Бугаев Е.А. Определение значений параметров сигнала (часть 3). Угол сдвига фаз..... 242
52. Мухаева Л.В., Афанасьев Н.В., Мухаева Д.В. Метод спектральных матриц в диэлектрической спектроскопии полимерных полупроводников полиаценхинонов..... 247
53. Насников Н.А., Чумаков В.Г. Автоматизированная система сбора и анализа результатов диагностики силовых трансформаторов..... 253
54. Немерова А.В., Рябов П.Г., Суворов А.А., Такшеев С.Н., Белых Е.О. Электроснабжение объектов на удаленных территориях..... 258
55. Никитин А.А, Тигунцев С.Г. Исследование наведенных напряжений на многоцепных линиях электропередачи..... 261
56. Новобрицкий В.А., Федосов Д.С. Влияние коррозии сталеалюминиевых проводов на индуктивное сопротивление воздушных линий электропередачи напряжением 110-500 кВ..... 267
57. Пальцева О.Л., Войтов О.Н. Исследование применимости метода адресности для выбора мест установки компенсирующих устройств..... 272
58. Паркачев К.Н., Паркачева В.В., Тигунцев С.Г. Разработка и исследование эффективности применения устройства для изменения коэффициента трансформации силового трансформатора..... 277

59. Пестряков М.В., Константинов Г.Г. Особенности проектирования турбогенераторов для АЭС..... 282
60. Пикалов А.И., Тигунцев С.Г. Определение поврежденной линии электропередачи в сетях с изолированной нейтралью..... 287
61. Пионкевич В.А., Беляев Р.Н. Асинхронные генераторы в изолированных системах электроснабжения..... 292
62. Пионкевич В.А., Беляев Р.Н. Применение дизельных генераторов в изолированных системах электроснабжения..... 295
63. Пионкевич В.А., Пузанов И.А. Исследование моделей асинхронных электроприводов с векторным управлением..... 299
64. Пионкевич В.А., Пузанов И.А., Середкин Д.А. Информационное моделирование электрооборудования средствами программного комплекса Autodesk Revit..... 304
65. Пионкевич В.А., Пузанов И.А., Середкин Д.А. Применение программных продуктов Autodesk для информационного моделирования в электроэнергетике в современных условиях..... 308
66. Пискунова В.М., Крупенёв Д.С., Гальфингер А.Г. Обзор моделей ТЭК для анализа энергетической безопасности..... 311
67. Попов А.Ю. Анализ состояния электроэнергетики России..... 316
68. Попов А.Ю. Пути развития энергетики на территориях децентрализованного энергоснабжения..... 322
69. Просекин И.Н., Лещенко Е.А., Чиган К.Н., Болоев Е.В. Экономическое обоснование выбора сечений проводов в распределительных электрических сетях..... 329
70. Пузанов И.А., Голуб И.И., Болоев Е.В. Определение потерь активной и реактивной мощности в распределительной сети..... 334
71. Пузина Е.Ю. Оценка влияния расхода электроэнергии на тягу на повреждаемость фидерных выключателей..... 339
72. Пузина Е.Ю. Разработка программы расчета остаточного ресурса выключателей..... 343
73. Репьев Е.В., Зацаринная Ю.Н., Ковалев Г.С. Разработка системы мероприятий по ограничению перенапряжений в сетях 6-35 кВ..... 348
74. Романова В.В., Суслов К.В., Хромов С.В. Перспективы развития автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией в Забайкальском крае..... 357
75. Свеженцева О.В., Умнова М.О., Тарасова А.П. Реализация возможностей режимной автоматики в автономной энергосистеме Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения..... 363
76. Селезнев А.С., Левин Г.Е., Зубова Е.В. Анализ показателей качества электрической энергии в сетях 6-10 кВ сельскохозяйственного назначения в г. Шелехове..... 366

77. Сердюкова Е.В. Топологический метод анализа путей энергоснабжения для оценки структурной надежности радиальной сети..... 370
78. Соломин С.В. Прогнозы изменения доли возобновляемых источников энергии в мировой электроэнергетике..... 374
79. Стенников В.А., Пеньковский А.В, Головщиков О.В., Хайдуков В.В. Расчет эффективного радиуса электроснабжения потребителей..... 379
80. Строчков А.В., Мигунова Л.Г. Влияние распределения реактивных мощностей между ТЭС на потери активной мощности в ЛЭП в радиальных сетях..... 384
81. Тропина Н.Г., Тороева Я.Н., Белова Д.Ю. Кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена. Испытания.. 389
82. Тропина Н.Г., Тороева Я.Н., Дурнов А.В. Морозостойкий кабель в арктических районах..... 394
83. Усмонов С.Б., Тигунцев С.Г. Определение места повреждения на многопроводной линии электропередачи..... 399
84. Усов И.Ю., Белкин В.М., Радзивилл С.А., Рябых И.В. Особенности обоснования электроснабжения золотодобывающих предприятий..... 406
85. Ушаков В.Г., Солонина З.В. Интегрированные коммуникации в интеллектуальных распределительных сетях..... 411
86. Фирсов К.С., Мигунова Л.Г. Оценка влияния санкций на рынок МП РЗА российского производства..... 415
87. Чаунин Н.И., Тигунцев С.Г. Определение места повреждения на кабельных линиях по результатам двухсторонних измерений..... 418
88. Чеботнягин Л.М., Потапов В.В., Маслак Ю.В. Влияние конструктивных особенностей разрядного промежутка на характер электрического искрового разряда, инициированного электрическим взрывом проводника..... 421
89. Чумаков В.Г., Насников Н.А., Насникова И.Г., Чумаков Г.И. Нормативно-правовая база технического обслуживания и ремонта электрооборудования станций и подстанций..... 424
90. Шакиров М.А., Зацаринная Ю.Н. Текущее состояние и перспективы развития ВИЭ..... 429
91. Шерматов С.В. Оценка потенциала развития энергетики Сахалинской области..... 431
92. Шехтер К.В., Хорошавцев М.В., Молчанов С.В., Угренинова Е.И. Особенности разработки и применения цифровых платформ в активных распределительных сетях..... 436
93. Щенев В.Е., Тигунцев С.Г. Исследование методики расчётной оценки наведенного напряжения на линиях электропередачи.... 443