

На правах рукописи



Мышкина Людмила Сергеевна

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРИ РАЗВИТИИ
РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ НОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Новосибирск - 2018

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный руководитель: кандидат технических наук, доцент
Бык Феликс Леонидович

Официальные оппоненты: **Обоскалов Владислав Петрович,**
доктор технических наук, профессор,
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования «Уральский федеральный
университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина», кафедра «Автоматизированные
электрические системы», профессор

Илюшин Павел Владимирович, кандидат
технических наук, Федеральное
государственное автономное образовательное
учреждение дополнительного
профессионального образования
«Петербургский энергетический институт
повышения квалификации», проректор по
научной работе

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук, г. Иркутск

Защита состоится: «13» декабря 2018 г. в 10:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.173.01 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования Новосибирском государственном техническом университете по адресу: 630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте организации http://www.nstu.ru/files/dissertations/dissertaciyamshkina_153786606754.pdf

Автореферат разослан «___» октября 2018 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Анастасия Георгиевна Русина

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень разработанности темы.

Безопасность, надежность и продуктивность региональных электрических сетей (РЭС), характеризующих их техническую эффективность, обуславливают экономическую эффективность территориальных сетевых организаций (ТСО). Их повышение требует внедрения новых и совершенствования существующих методов обоснования технических решений, обеспечивающих надежное функционирование и инновационное развитие РЭС.

Снижение уровня технического состояния оборудования РЭС принято объяснять естественным старением и износом, а также сокращением объемов, качества технического обслуживания и ремонта (ТОиР), технического перевооружения и реконструкции (ТПиР). Недостаток средств, выделяемых ТСО на эти мероприятия, во многом следствие несовершенства существующего механизма государственного регулирования тарифов на услуги, оказываемые ТСО.

Обострение проблемы снижения надежности РЭС при одновременном росте тарифов потребовало осуществлять поиск способов и средств разрешения этого противоречия. С 2010 года действует положение, устанавливающее взаимосвязь долгосрочных тарифов с показателями надежности и качества оказываемых ТСО услуг. Задача повышения бесперебойности электроснабжения за счет повышения безотказности сети привела к созданию системы управления производственными активами (СУПА). Одновременно с этим внедряются новые технологии, влияющие на надежность РЭС и системы электроснабжения (СЭС). К ним можно отнести различные типы систем накопления и хранения электроэнергии, композитные конструктивные элементы (ККЭ) воздушных линий (ВЛ), реклоузеры, новые средства автоматики, малую распределенную генерацию (МРГ), под которой в работе понимается совокупность генерирующих установок мощностью до 25 МВт с генераторным напряжением 10 кВ, работающих на углеводородных энергоресурсах.

Следует отметить, что без соответствующего информационного и методического обеспечения СУПА невозможно принятие обоснованных решений по развитию ТСО, позволяющих получать дополнительный доход от повышения надежности РЭС. Это обуславливает актуальность задач моделирования, анализа и оценки надежности РЭС как составляющей СЭС.

Существенный вклад в развитие теории надежности электроэнергетических систем и разработку методов анализа надежности электрических сетей, учитывающих единичные показатели надежности оборудования, внесли труды отечественных и зарубежных ученых: Д.А. Арзамасцева, И.Г. Барга, А.П. Васильева, Г.А. Волкова, Н.И. Воропая, Ю.Б. Гука, А.Н. Зейлигера, В.Г. Китушина, Л.А. Кошечева, Ю.Н. Кучерова, В.М. Левина, П.А. Малкина, Н.А. Манова, М.Ш. Мисриханова, А.Н. Назарычева, В.А. Непомнящего, В.П. Обоскалова, Б.В. Папкина, М.Н. Розанова, Ю.Н. Руденко, В.Н. Рябченко, В.А. Савельева, А.И. Таджибаева, И.А. Ушакова, Ю.А. Фокина, Ю.Я. Чукурева, В.И. Эдельмана,

Р. Аллана, Р. Биллингтона, Дж. Эндрени и многих других.

Особое место в обсуждении научных и прикладных задач и их решений занимает действующий более 45 лет Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики».

Вопросам, связанным с функционированием МРГ как в изолированном районе, так и параллельно с сетью, посвящены работы П.И. Бартоломея, Ф.В. Веселова, П.М. Ерохина, Д.А. Ивановского, П.В. Илюшина А.В. Паздерина, А.М Синельникова, А.Г. Фишова и других ученых, занимающихся вопросами надежности за счет повышения управляемости.

Появление новых технологий, влияющих на структурную и функциональную надежность питающих и распределительных сетей, привело к возникновению новых задач, не имеющих на настоящий момент универсальных методических решений. Для изучения влияния новых технологий на надежность РЭС требуется совершенствование существующих и разработка новых моделей и методов оценки и анализа надежности, учитывающих их особенности функционирования и влияние на СЭС.

Цель выполнения работы. Разработка моделей и методов для задач управления надежностью при управлении развитием и функционирование региональных электрических сетей с использованием новых технологий.

Поставленная в диссертационном исследовании цель достигается решением следующих задач:

1. Анализ новых технологий обуславливающих развитие РЭС и разработка метода оценки их влияния на надежность электроснабжения.

2. Создание модели РЭС для исследования взаимосвязи безотказности сети и бесперебойности электроснабжения.

3. Расширение действующей системы показателей, позволяющей оценить и сравнить с позиций надежности различные участки сети.

4. Разработка метода анализа структурной и функциональной надежности питающей и распределительной сетей для повышения обоснованности мероприятий ТОиР и ТПиР.

5. Математическое моделирование влияния новых технологий и разработка методик обоснования их использования для повышения технической эффективности питающей и распределительной сетей, без снижения экономической эффективности ТСО.

6. Валидация разработанных моделей и метода на примере существующих электрических сетей и сопоставление результатов с полученными другими известными способами.

Объект исследования - региональная электрическая сеть, представляющая собой электросетевой комплекс под управлением ТСО.

Предмет исследования - надежность региональной электрической сети и влияние на нее новых технологий.

Научная новизна работы:

1. Предложена математическая модель региональной электрической

сети, отражающая структурные и функциональные отличия питающей и распределительной сети, позволяющая определять взаимосвязь безотказности сети и бесперебойности электроснабжения.

2. Разработан метод анализа региональной электрической сети на основе дополненной системы показателей, отражающих состояние освоения технического потенциала сети с позиций надежности. Метод позволяет судить о степени однородности распределения индексов готовности и эффективности центров питания и оценивать риски затрат, связанные с повышением технической эффективности сети, ранжировать центры питания и точки присоединения потребителей электроэнергии с позиций эффективности мероприятий технического обслуживания и ремонта или технического перевооружения и реконструкции, учитывая уровень технического состояния и загрузку оборудования.

3. Предложена математическая модель воздушной линии, в отличие от известных отражающая влияние безотказности и восстанавливаемости составляющих пролет конструктивных элементов, и методика обоснования использования различных сочетаний композитных конструктивных элементов воздушных линий для повышения надежности питающей сети.

4. Предложена новая постановка и решение задачи оптимального размещения малой распределенной генерации для повышения надежности электроснабжения.

Практическая значимость результатов работы:

1. Предложенные метод и модель анализа надежности региональной электрической сети позволяют определять область применения новых технологий для повышения надежности сети на стадии управления развитием региональной электроэнергетики.

2. Разработанные метод анализа и модели региональной электрической сети и воздушной линии позволяют повысить обоснованность решений системы управления производственными активами в части выбора мероприятий технического обслуживания и ремонта и/или технического перевооружения и реконструкции.

3. Расчет показателей по предлагаемому методу позволяет оценить и сопоставить с позиции надежности участки сетей в соответствии с действующей организационной структурой управления территориальной сетевой организацией.

Методы и средства исследований. Поставленные в диссертационной работе задачи решаются на основе системного подхода с использованием методов теории надежности; теоретических основ электротехники; математического моделирования, оптимизации, математической статистики и теории вероятностей. Для проведения численных экспериментов и расчетов были использованы программные комплексы и платформы RastrWin, Matlab Simulink.

Положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Разработанные модели и метод анализа надежности региональных электрических сетей применимы для обоснования мероприятий по повышению их технической эффективности с учетом экономических ограничений.

2. Оценка состояния технического потенциала сети и степени его освоения с позиций надежности позволяют повысить обоснованность мероприятий технического обслуживания и ремонта или технического перевооружения и реконструкции, ориентированных на внедрение новых технологий.

3. Повышение бесперебойности электроснабжения требует преобразования региональных электрических сетей в региональные распределенные энергосистемы за счет технологического присоединения малой распределенной генерации.

4. Предлагаемые модели и результаты анализа надежности региональных электрических сетей позволяют оценить степень бесперебойности электроснабжения потребителей электроэнергии, что открывает возможность реализовать клиентоориентированный подход к ценообразованию и перейти к формированию и управлению спросом на электроэнергию.

Соответствие паспорту научной специальности. Полученные научные результаты соответствуют пункту 4 «Разработка методов оценки надежности электрооборудования, структурных схем и схем распределительных устройств электростанций», пункту 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», пункту 11 «Разработка методов анализа структурной и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения» паспорта специальности 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы».

Личный вклад автора: участие в разработке теоретических и методических положений работы, проведение численных экспериментов и анализа результатов расчетов, подготовка публикаций.

Достоверность и обоснованность результатов обеспечена корректным использованием математического аппарата, проведением численных экспериментов с использованием лицензионного программного обеспечения. Подтверждается соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов решениям, основанным на опыте эксплуатации и проектирования региональных электрических сетей, совпадением результатов исследований с мнениями авторитетных экспертов.

Апробация работы.

Основные положения и результаты диссертационной работы:

- обсуждались на семинарах и конференциях различного уровня (Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (2014, 2015, 2018 гг.), Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (2014, 2016 гг.), Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST (2016 г.), Международной научно-технической конференции «Энергия» (2015 – 2017 гг.), научных семинарах кафедры АЭЭС НГТУ (2014 – 2018 гг.) и др.);

- включены в отчеты по итогам выполнения НИР в период 2015-2018гг. («Коммерциализация технологии и устройств автоматики для обеспечения

устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией», № АААА-Б15-215120930049-6, 2015 г.; «Разработка технологии управления режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией», № АААА-Б17-217022140026-7, 2017 г.; «Методика упрощенной оценки надежности электроснабжения узлов нагрузки», № АААА-Б18-218030290074-6, 2018 г.)

По результатам исследований были назначены стипендии Президента и Правительства Российской Федерации для аспирантов, обучающихся по направлениям подготовки, соответствующим приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики.

Публикации. Содержание диссертационной работы отражено в 13 публикациях, в том числе 4 статьи в рецензируемых научных изданиях, включенных в Перечень рекомендованных ВАК РФ, 4 статьи в источниках, индексируемых международными наукометрическими базами и 5 статей в прочих изданиях.

Внедрение результатов работы.

Имеется 2 акта внедрения, подтверждающие использование результатов диссертационного исследования предприятиями энергетики, осуществляющими проектирование и управление функционированием региональных электрических сетей. Результаты работы используются в учебном процессе на факультете Энергетики Новосибирского государственного технического университета в курсе «Моделирование надежности энергосистем». В соавторстве подготовлено и издано учебно-методическое пособие по указанному курсу. Также результаты используются при подготовке магистерских диссертаций.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, списка терминов, списка использованной литературы из 121 наименования, 5 приложений, где приведены результаты расчетов и акты внедрения. Общий объем работы составляет 172 страницы, включает 27 рисунков и 36 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность выполненной работы, сформулированы ее цель и задачи, основные положения, выносимые на защиту, научная новизна и практическая значимость, сведения об апробации результатов работы.

В первой главе представлен анализ факторов, влияющих на уровень технического состояния сетевого оборудования и действующего порядка обеспечения структурной и функциональной надежности сети.

По данным ПАО «Россети», безотказность оборудования за последние 30 лет значительно снизилась, в частности, частота отказов ВЛ 110 кВ в отдельных ТСО возросла в 10 раз. Это принято объяснять физическим старением и износом оборудования, при этом объем оборудования со сверхнормативным сроком службы ежегодно увеличивается на 2%. Сложившееся состояние нельзя считать удовлетворительным, но исправить его за счет реализации мероприятий ТОиР невозможно, необходимо осуществлять ТПиР, ориентированные на

использование новых технологий. Проблема снижения технической эффективности процессов передачи и распределения электроэнергии носит системный характер и для ее решения ПАО «Россети» разработана единая техническая политика в электросетевом комплексе, направленная на повышение надежности РЭЛС.

РЭЛС рассматривается не только как самостоятельная техническая система, но и одновременно как подсистема СЭС. В отличие от структурной надежности, к функциональной надежности предъявляются требования со стороны государства и потребителей. Государством приняты меры, направленные на повышение надежности и качества, оказываемых ТСО услуг. Разработан и запущен механизм стимулирования повышения надежности СЭС. Установленный порядок предусматривает снижение индикативных показателей, характеризующих бесперебойность электроснабжения, в частности показателя средней продолжительности прерывания электроснабжения, выполнение которого позволяет территориальной сетевой организации, как оператору региональной электрической сети, добиваться повышения долгосрочного тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Образовалась важная связь «повышение надежности – дополнительные доходы».

На фоне снижения безотказности сетевого оборудования, ТСО показывают снижение средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям в 2-3 раза. За счет определенной избыточности РЭЛС, а именно наличия структурного, функционального и нагрузочного резервирования в сетях, отказ не каждого оборудования приводит к прерыванию электроснабжения, поэтому повышение безотказности только определенного оборудования приведет к сокращению частоты и длительности прекращений передачи электроэнергии.

Это определяет отсутствие прямой причинно-следственной связи между безотказностью оборудования и бесперебойностью электроснабжения.

Возникают задачи выявления оборудования, техническое состояние которого оказывает существенное влияние на надежность электроснабжения, и выбора мероприятий, направленных на повышение его безотказности и восстанавливаемости.

Восстанавливаемость оборудования и электроснабжения обеспечивается не только организацией эксплуатации сети и наличием необходимой автоматики. Важную роль играет соответствие схемы технологического присоединения с требованиями потребителей к надежности электроснабжения. Однако, по известным причинам преобладают потребители с третьей категорией надежности электроснабжения, у которых допускается прерывание электроснабжения на 72 часа в год, но не более 24 часов на одно прерывание.

В этом причина еще одного противоречия - наличие заниженных, относительно принятых в мире, требований к надежности со стороны потребителей и возрастающих требований к надежности электроснабжения со стороны государства. Это обуславливает задачу поиска компромисса между соблюдением нормативных требований к показателям надежности оборудования,

что во многом обеспечивает структурную надежность РЭЛС, и требованиями регулирующих органов к функциональной надежности РЭЛС. От решения этой задачи зависит соотношение между затратами и дополнительными доходами, связанными с повышением надежности РЭЛС, где должны учитываться риски нарушений электроснабжения потребителей.

Решение указанных задач возлагается на систему управления производственными активами (СУПА) ТСО. СУПА осуществляется выбор объектов и обоснование мероприятий ТОиР, составление инвестиционной и инновационной программ ТПиР. Основные трудности связаны с неполнотой и недостоверностью информационного и недостатками методического обеспечения, в том числе для обоснования применения новых технологий.

Одним из способов решения данной задачи можно рассматривать имеющуюся связь «надежность - доход», образовавшуюся в результате проводимой государством политики. Целевое направление дополнительных доходов от повышения тарифа на повышение надежности в определенных условиях позволяет говорить о достижении оптимальности по Парето при соблюдении принципа «повышение надежности без снижения экономичности».

Согласно реализуемой Единой технической политикой в электросетевом комплексе, развитие сетей должно осуществляться на основе новых технологий. Из результатов проведенного анализа очевидно, что для региональной электрической сети наиболее актуальными сегодня следует рассматривать внедрение композитных конструктивных элементов воздушных линий в питающих сетях 110 кВ и присоединение малой распределенной генерации к распределительным сетям 10 кВ.

Анализ существующего состояния РЭЛС и изменений условий их функционирования и развития позволил сформулировать задачи определения взаимосвязи структурной и функциональной надежности региональной электрической сети; исследования возможности использования известных моделей и методов, и обосновать необходимость их совершенствования при решении вопросов, связанных с повышением технической эффективности сети, в том числе за счет внедрения новых технологий.

Во второй главе предложен метод оценки надежности и предложена модель РЭЛС как подсистемы системы электроснабжения (СЭС); они позволяют произвести сравнение участков сети и обосновать целесообразность различных технических решений по повышению их надежности.

Для определения взаимосвязи структурной и функциональной надежности РЭЛС как подсистемы СЭС используется общепринятое представление, что вероятность нахождения основных узлов сети в рабочем состоянии, в качестве которых предлагается рассматривать центры питания (ЦП) и трансформаторные пункты (ТП), отражает степень бесперебойности электроснабжения.

В соответствии с организационной структурой ТСО и выполняемыми РЭЛС функциями, выделяются два базовых элемента сети, Рисунок 1:

- питающая сеть 35-220 кВ производственных отделений ТСО (ПСПО), обеспечивающая передачу электрической энергии от группы точек поставки

электроэнергии из единой национальной электрической сети до ЦП;

- локальная распределительная электрическая сеть 6-10 кВ (ЛРЭС), соединяющая каждый ЦП с распределительными и трансформаторными пунктами 10(6)/0,4 кВ.

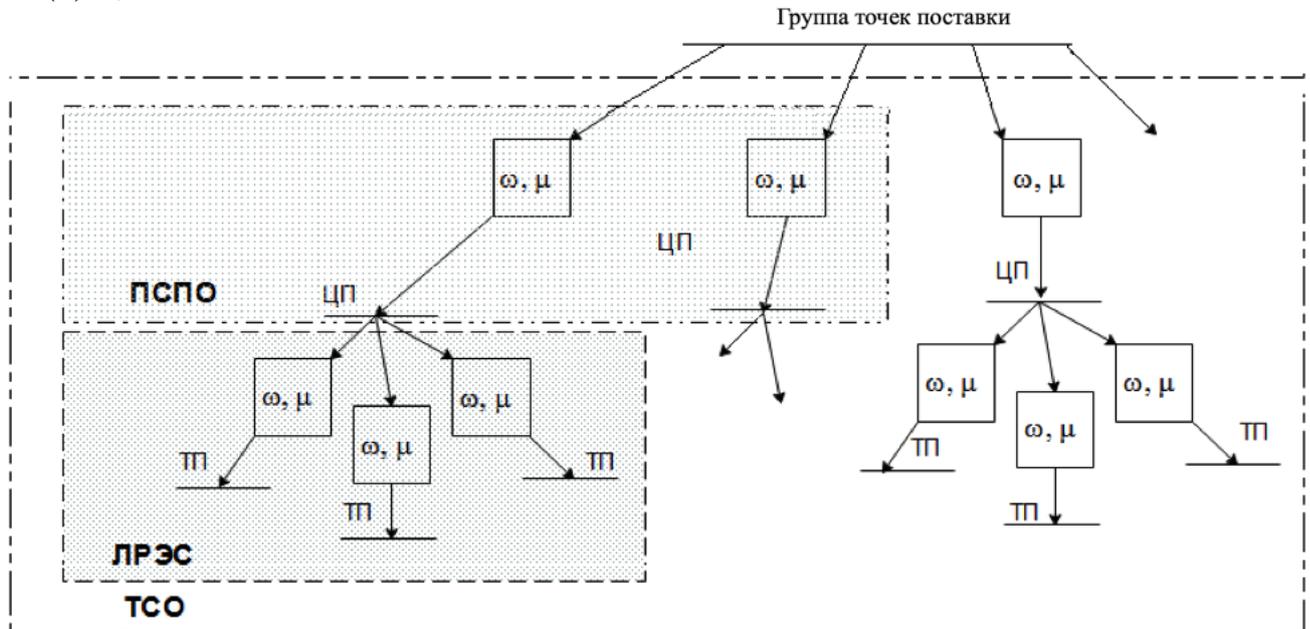


Рисунок 1 - Модель для анализа надежности региональной электрической сети как составляющей системы электроснабжения

Предлагаемая модель отражает свойства структурной и функциональной надежности участков питающей и распределительной сети, по которым осуществляется передача электрической энергии до ЦП и ТП, под которыми понимается совокупность параллельных и последовательных ветвей, связывающих узел с точками поставки электроэнергии. Каждому узлу сети при таком моделировании будет соответствовать свое эквивалентное значение частоты отказов и времени восстановления, определяемое надежностью соответствующих участков сети. Модель учитывает:

- состав электросетевого оборудования и его фактические и нормативные единичные показатели надежности: среднюю частоту отказов (ω) и интенсивность восстановлений (μ) оборудования;
- топологию сети и распределение потоков электроэнергии по участкам сети в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах;
- мощность присоединенной к основным узлам нагрузки (P);
- наличие структурных, функциональных и нагрузочных резервов и автоматики включения резервов.

Обычно оценка нахождения основных узлов в рабочем состоянии осуществляется по значению коэффициентов готовности, расчет которых производится путем эквивалентирования сети:

$$T_j = \prod_{i=1}^M (T_i + T_{i-j})^{m_j} / 8760^{\sum m_j - 1}, \quad (1)$$

$$t_{Bj} = \left(\sum_{i=1}^M m_{ij} \frac{\omega_i + \omega_{i-j}}{T_i + T_{i-j}} \right)^{-1}, \quad (2)$$

$$\omega_j = T_{yj} / t_{vyj}, \quad (3)$$

$$K_j = \frac{1}{1 + \omega_j t_{Bj}}, \quad (4)$$

где: ω_j , t_{Bj} , T_j , K_j – частота отказов, среднее время восстановления, среднегодовая продолжительность отключений питания, коэффициент готовности соответственно узла j ; ω_i , t_{Bi} , T_i – частота отказов, среднее время восстановления, среднегодовая продолжительность отключений питания, узла i , соответственно; ω_{i-j} , t_{Bi-j} , T_{i-j} – показатели надежности ветвей связывающие узлы i и j ; m_{ij} – значение элемента матрицы инцидентов, $m_{ij} = 0$ при отсутствии связи между узлами i и j , а при ее наличии равно числу ветвей образующих эту связь; M – число узлов в сети.

На значение узловых коэффициентов готовности влияет не только уровень технического состояния оборудования, но и топология сети. Поэтому их использование не позволяет выявить участки сети, где за счет повышения индекса технического состояния оборудования можно значительно повысить уровень надежности. Предлагается дополнить систему показателей индексами готовности и эффективности ЦП и ТП, характеризующими надежность участков сети.

Индекс готовности (IR) представляет собой отношение текущего и планового значений коэффициентов готовности. Отражает степень освоения технического потенциала участка сети и указывает на возможность повышения надежности электроснабжения за счет повышения надежности оборудования.

$$IR_i = 1 - \frac{K_i^{\text{тек}}}{K_i^{\text{пл}}}, \quad (5)$$

где: IR_i – индекс готовности ЦП (ТП) i сети; $K_i^{\text{тек}}$, $K_i^{\text{пл}}$ – текущее и плановое значение коэффициента готовности ЦП (ТП) i сети;

Чем ниже значение IR , тем меньше возможностей повышения надежности сети за счет реализации мероприятий ТОиР. На таких участках потребуется осуществлять ТПиР или вносить изменения в структуру сети за счет ввода новых связей, источников энергии, устройств автоматики, внедрения новых технологий.

Индекс эффективности (ISE) учитывает долю нагрузки, приходящуюся на узел. Отражает значимость узла в системе электроснабжения. Чем больше ISE , тем больше эффекта могут дать мероприятия ТОиР или ТПиР на данном участке сети.

$$ISE_i = (1 - IR_i) \cdot \frac{P_i}{\sum_1^n P_i}, \quad (6)$$

где: ISE_i – индекс эффективности ЦП (ТП) i сети; P_i – нагрузка, присоединенная к ЦП (ТП) i сети; n – количество ЦП (ТП) исследуемого базового элемента сети.

На основе узловых индексов рассчитываются индексы готовности и эффективности сети, которые позволяют с позиций надежности сравнивать ПСПО или ЛРЭС, входящие в одно или разные ТСО. Индекс готовности сети $IR_{\text{нет}}$

показывает среднюю степень освоения технического потенциала базового элемента сети. Индекс эффективности сети ISE_{net} отражает его функциональную надежность. Чем больше его значение, тем меньше объем ожидаемого недоотпуска электроэнергии потребителям.

$$IR_{net} = \sum_1^n IR_i / n, \quad (7)$$

$$ISE_{net} = \sum_1^n ISE_i \quad (8)$$

В условиях отсутствия зависимости тарифа на электрическую энергию и мощность от уровня надежности конкретного узла важна оценка однородности распределения индексов готовности и эффективности центров питания для определения участков, где с позиции готовности сети и бесперебойности электроснабжения мероприятия ТООР и/или ТПиР являются первоочередными. Для решения указанной задачи в исследовании используется коэффициент вариации (CV), определяемый для выборок, полученных на основе статистических данных о безотказности и восстанавливаемости оборудования:

$$CV = \sigma / AV, \quad (9)$$

где: σ – стандартное отклонение узловых индексов готовности и эффективности, AV – среднее значение индексов готовности и эффективности сети.

$$CV_{IR} = \frac{\sqrt{\sum_1^n \left(IR_i - \sum_1^n IR_i / n \right)^2 / (n-1)}}{\sum_1^n IR_i / n}, \quad (10)$$

$$CV_{ISE} = \frac{\sqrt{\sum_1^n \left(ISE_i - \sum_1^n ISE_i / n \right)^2 / (n-1)}}{\sum_1^n ISE_i / n}. \quad (11)$$

Согласно принятому в статистике, при значениях $CV_{IR} \leq 0,33$ распределение индексов готовности можно считать однородным с позиций надежности. Коэффициент вариации индексов эффективности позволяет оценить риски извлечения экономического эффекта от мероприятий по повышению надежности участков РЭЛС. При $CV_{ISE} \geq 0,33$ можно говорить о наличии основных узлов, где следует ожидать большие эффекты от мероприятий по повышению надежности участков сети.

Как было отмечено выше, одной из задач СУПА является определение стратегий реализуемых мероприятий. Предполагается, что мероприятия ТООР главным образом позволяют обеспечить поддержание технического состояния оборудования на достигнутом уровне. Мероприятия ТПиР - обеспечить освоение заложенного в схему сети технического потенциала, а внедрение новых технологий направлено на повышение технического потенциала. По существу, ТООР предназначено в большей мере для сохранения функциональной надежности, ТПиР - для сохранения структурной надежности, а внедрение новых технологий для повышения технической эффективности РЭЛС. Очевидно, что

затраты на осуществление ТОиР относятся на себестоимость услуг ТСО и они значительно ниже, чем на мероприятия ТПиР, требующие капиталовложений, источником которых служат инвестиции. Известно, что размер капиталовложений в ТПиР особенно высок, если это предусматривает использование новых технологий. Учитывая соотношение затрат, получена декомпозиция узлов с позиций целесообразности мероприятий по повышению структурной и функциональной надежности РЭС, Таблица 1.

В качестве множества узлов, соответствующих значениям индексов IR_{AV} и ISE_{AV} , выбираются узлы в интервале $\pm 33\%$ относительно среднего значения. К множествам IR_{LV} , ISE_{LV} относятся узлы сети со значениями индексов ниже границы IR_{AV} , ISE_{AV} , к IR_{HV} , ISE_{HV} - выше, соответственно.

Таблица 1 – Декомпозиция узлов для выбора стратегий СУПА

	IR_{LV}	IR_{AV}	IR_{HV}
ISE_{HV}	Новые технологии	ТПиР с элементами новых технологий	ТОиР
ISE_{AV}	ТПиР с элементами новых технологий	ТПиР	ТОиР
ISE_{LV}	ТОиР	ТОиР	ТОиР

Предлагаемый метод позволяет снизить риски затрат за счет получения дополнительных доходов от повышения надежности электроснабжения и таким образом повысить обоснованность решений СУПА при выборе ТОиР или ТПиР. Основные узлы можно разделить на две группы: первая группа, где следует ждать повышения технической эффективности от ТОиР и вторая группа, где целесообразны мероприятия ТПиР. Во второй группе можно выделить узлы, работоспособность которых существенно влияет на бесперебойность электроснабжения, но где уже освоен технический потенциал, а его повышение требует использовать новые технологии.

В третьей главе проанализирована эффективность новых для России технологий, направленных на повышения надежности сети, рекомендованных для использования единой технической политикой в электросетевом комплексе и обусловленных проводимой государством политикой, направленной на энергосбережение. Исследовались два наиболее перспективных направления: использование композитных конструктивных элементов (ККЭ) воздушных линий (ВЛ) питающей сети 110 кВ и присоединение малой распределенной генерации (МРГ) к распределительным сетям 10 кВ.

Внедрение композитных материалов. Использование композитных конструктивных элементов за рубежом (США, Канада, Норвегия, Австралия, Корея, Китай, Бельгия и др.) носит массовый характер. В России их применение носит в основном опытно-промышленный характер (ПАО «Якутскэнерго», ПАО «МОЭСК», ПАО «Тюменьэнерго», ПАО «Кубаньэнерго», ОА «РЭС», филиал ПАО «МРСК Центра» - «Липецкэнерго», филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго» др. ТСО).

С позиций надежности основными преимуществами применения ККЭ можно назвать повышение показателей безотказности, восстанавливаемости, ремонтпригодности. Указанные свойства ККЭ наилучшим образом проявляются в труднодоступных местах и на территориях со сложными климатическими условиями, а также в зонах с агрессивной окружающей средой. Использование ККЭ сопровождается вариативностью их применения при перевооружении и реконструкции линий. Это позволяет достичь различных эффектов с позиций надежности, а экономические ограничения определяют допустимый объем использования ККЭ в различных сочетаниях.

Разработана математическая модель ВЛ, позволяющая определить влияние конструктивных элементов на безотказность и восстанавливаемость. ВЛ представляется в виде последовательно соединенных пролетов. Это означает, что отказ хотя бы одного пролета ведет к отказу всей ВЛ. Следовательно, частота отказов линии (ω_1), состоящей из нескольких типов пролетов определяется количеством пролетов каждого типа и их безотказностью:

$$\omega_1 = \sum_{z=1}^Z (\omega_{\text{span}_z} \cdot r_z), \quad (12)$$

где: ω_{span_z} - частота отказов пролета типа z ; Z - количество типов пролетов ВЛ; r_z - количество пролетов типа z .

$$\omega_{\text{span}_z} = \omega_{100_z} \cdot h_z / 100, \quad (13)$$

где: ω_{100_z} - частота отказов ВЛ в расчете на 100 км при исполнении типом z , определяется из опыта эксплуатации, либо при отсутствии необходимых статистических данных берется из справочников; h_z - средняя длина пролета ВЛ при исполнении типом z , определяется по факту или согласно техническим требованиям, принятым при проектировании.

Частота отказов пролета в свою очередь представляется в виде зависимости от показателей безотказности составляющих его основных конструктивных элементов: опоры, траверсы, изоляторов и проводов.

$$\omega_{\text{span}} = \omega_p + \gamma(\omega_{\text{is}} + \omega_c + \omega_w), \quad (14)$$

где: $\omega_p, \omega_{\text{is}}, \omega_c, \omega_w$ - частота отказов опоры, изолятора, траверсы и провода, соответственно; $\gamma = 3$ для глухозаземленной нейтрали, $\gamma = 2$ для изолированной нейтрали.

Показатель интенсивности восстановлений зависит от организации эксплуатации и порядка проведения аварийно-ремонтных работ в ТСО. Интенсивность восстановления линии (μ_1), состоящей из пролетов разного типа предлагается рассчитывать следующим образом:

$$\mu_1 = \frac{8760}{\sum_{z=1}^Z t_z \left(\frac{r_z}{R} \right)}, \quad (15)$$

где: R - суммарное количество пролетов ВЛ; t_z - среднее время восстановления ВЛ при исполнении пролетами типа z .

Известна обобщенная статистика, отражающая влияние отказов конструктивных элементов на отказ и среднее время восстановления ВЛ (t) на территории России. Опыт эксплуатации показывает, что отказ ВЛ в 13% случаев происходит из-за отказа опор, в 31% от отказа изоляторов, 4% из-за траверс и 52% из-за провода. Восстановление пролета ВЛ составляет соответственно 32,4; 13; 12,8 и 16 часов при отказах опор, изоляторов, траверс и провода. Зная влияние конструктивных элементов на частоту отказов линии и время восстановления, может быть определено время восстановления ВЛ (t):

$$t = \sum_i^4 d_e \cdot \tau_e, \quad (16)$$

где: d_e и τ_e - доля и время восстановления ВЛ из-за отказа элементов.

На основе представленной модели ВЛ и известных свойств ККЭ рассчитано снижение безотказности и времени восстановления ВЛ 110 кВ выполненной на железобетонных опорах, Таблица 2.

Таблица 2 - Влияние ККЭ на надежность ВЛ 110 кВ

Вариант реконструкции	ИКТ	Опора	Провод	Провод и ИКТ	Полностью ККЭ
1	2	3	4	5	6
Снижение частоты отказов, %	31	4,2	20,2	51,2	55,4
Снижение времени восстановления, %	23,8	23	19	42,8	65,8

Очевидно, что с позиции повышения безотказности и восстанавливаемости ВЛ, приоритет имеет внедрение композитных изолирующих траверс. Следует отметить отсутствие серьезных технологических трудностей замены на железобетонных опорах, составляющих основную долю (57%) в сетях 110 кВ. При реконструкции ВЛ по всей длине очевидное преимущество имеет применение композитного провода в сочетании с ИКТ.

Для выбора ВЛ, где достигается максимальный эффект от внедрения ККЭ, производится анализ влияния каждой ВЛ на IR_{net} и ISE_{net} . Областью применения ККЭ будут являться линии, техническое состояние которых наибольшим образом влияет на индексы готовности основных узлов. Сформулирована оптимизационная задача по определению места и объема внедрения ККЭ, соответствующая целевой функции, направленной на максимальное повышение структурной надежности сети (17).

$$f_1 = IR_{net}(g_i, k_i) \rightarrow \min_{g_i, k_i} \quad (17)$$

$$\sum_1^k g_i \cdot k_i \leq \Delta D$$

$$\Delta D = 0,01 \cdot D \text{ при условии } 10\% \leq \Delta IR_{net} < 20\% \quad (18)$$

$$\Delta D = 0,02 \cdot D \text{ при условии } 20\% \leq \Delta IR_{net}$$

где: g_i - затраты на реконструкцию пролета с использованием i -ого варианта сочетания композитных опоры, траверсы и провода; k_i - количество

реконструируемых пролетов с использованием i -ого варианта ТПиР, K - количество выбранных по указанным критериям ВЛ.

Ограничения, влияющие на выбор сочетаний ККЭ и объем их внедрения, вытекают из необходимости соблюдения принципа «повышение надежности РЭЛС без снижения экономичности ТСО». Они определяются соотношением затрат, необходимых на замену конструктивных элементов и размером дополнительных доходов, на которые можно рассчитывать при повышении надежности. При оптимизации сочетаний и объема ККЭ моделировалась связь дополнительного дохода от повышения надежности передачи электроэнергии (ΔD) и изменения индекса готовности ΔIR_{net} (18).

Внедрение малой распределенной генерации. В электроэнергетике России наблюдается рост числа и мощностей присоединенных к РЭЛС источников малой распределенной генерации. Формируется тенденция, в большей мере объясняемая принятием Постановления Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1221, предусматривающего перевод газовых котельных в режим когенерации. При существующих ценах на централизованное тепло- и электроснабжение непосредственная близость МРГ к электроустановкам потребителей, относительно невысокие капиталовложения, сжатые сроки строительства и другие факторы обуславливают их экономическую эффективность и окупаемость в течение 5-7 лет. Созданы предпосылки появления МРГ в центрах нагрузок.

Обычно МРГ принято рассматривать либо в качестве резервного источника питания для потребителей первой и особой категорий надежности, либо в качестве основного источника автономного электроснабжения потребителей. Однако в целях повышения экономической эффективности МРГ, принадлежащей промышленным и специализированным предприятиям, наблюдается стремление к технологическому присоединению МРГ к распределительным сетям.

Для агрегатов МРГ с генераторным напряжением 10(6) кВ принято рассматривать два основных варианта присоединения: к шинам ЦП или шинам распределительных пунктов (РП). На Рисунке 2 приведена принципиальная схема распределительной сети и модель ЛРЭС, где в расчете индексов готовности узлов учитываются коэффициенты оперативной готовности АВР.

При присоединении МРГ к ЦП, бесперебойность электроснабжения потребителей в зоне действия ЛРЭС не изменяется, так как она в основном определяется безотказностью распределительной сети. Учитывая условия эффективной загрузки МРГ, при подключении к центру питания их мощность не должна превышать 50% от мощности, подключенной к ЦП нагрузки. При этом, как условие их работы на розничном рынке электроэнергии, следует учитывать ограничение по мощности 25 МВт.

При подключении МРГ к шинам РП их мощность не должна превышать 150% от мощности суммарной нагрузки присоединенной к РП, что повышает бесперебойность электроснабжения потребителей в зоне ЛРЭС. При неординарных условиях становится возможным выделение ЛРЭС в изолированный район, работающий на принципе самобаланса, что позволяет

говорить о повышении живучести системы электроснабжения.

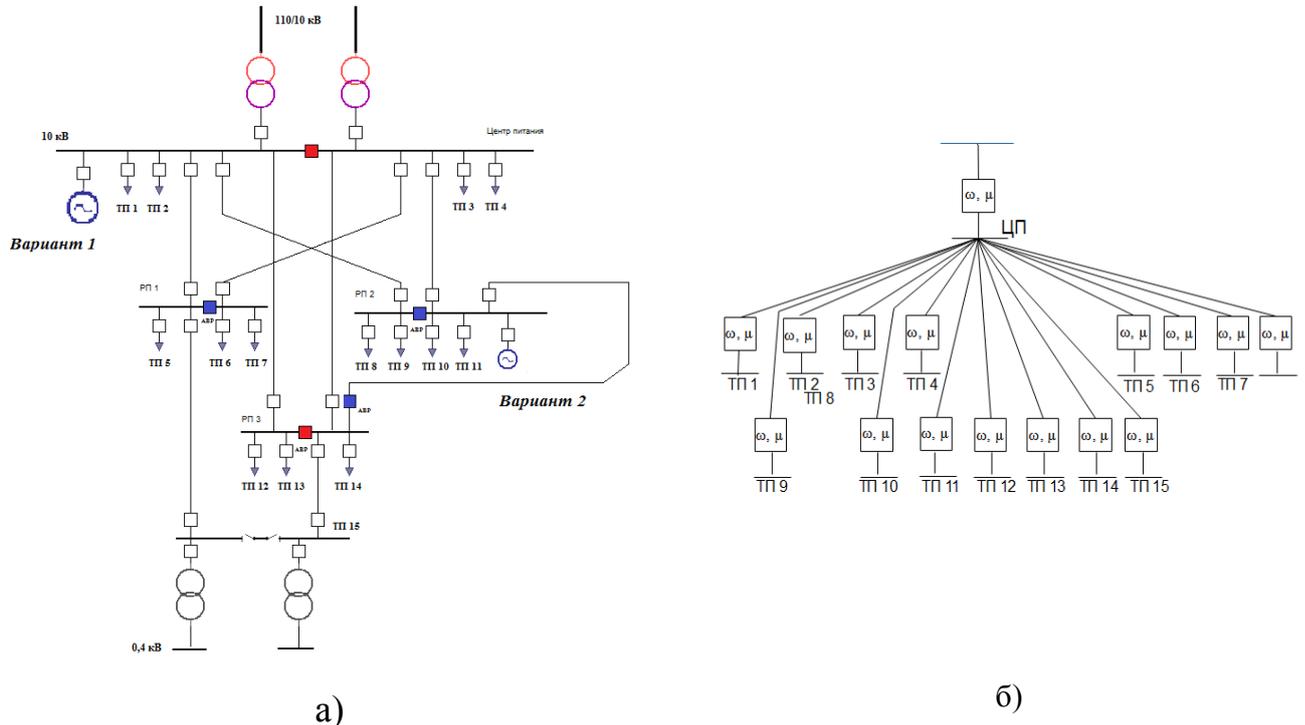


Рисунок 2 - Варианты присоединения МРГ

а - принципиальная схема ЛРЭС, б - модель для расчета надежности ЛРЭС

Присоединение МРГ к сети сопровождается изменением индексов готовности и эффективности основных узлов сети и для расчета нового значения коэффициента готовности узла применимы формулы:

$$IR_i = 1 - \frac{1 - (1 - K_i^{\text{ТЕК}})(1 - K_i^{\text{МРГ}})}{K_i^{\text{ПЛ}}}, \quad (19)$$

где: $K_i^{\text{МРГ}}$ - коэффициент готовности когенерационной станции, определяемый на основе коэффициентов неготовности агрегатов (Q_{ip}), $K_i^{\text{МРГ}} = 1 - \prod_1^p Q_{ip}$, p - количество агрегатов станции

Индекс эффективности узлов:

$$ISE_i = (1 - IR_i) \cdot \frac{(P_i - P^{\text{МРГ}}_i)}{\sum_1^n P_i - \sum_1^n P^{\text{МРГ}}_i}, \quad (20)$$

где: $P^{\text{МРГ}}_i$ - мощность нагрузки, обеспечиваемая электроэнергией от МРГ (в режиме самобаланса при выделении в изолированный район).

При указанном моделировании влияния МРГ на надежность сети и бесперебойность электроснабжения предполагается, что станция выполняет как функции резервирования сети, так и электроснабжения части потребителей. Так же МРГ могут выполняться функции, связанные с оказанием локальных системных услуг, к примеру, по регулированию напряжения.

Для поиска наиболее эффективных мест присоединения произведена оптимизация мощностей МРГ и точек их присоединения к сети, обеспечивающие повышение структурной и функциональной надежности.

Решением оптимизационной задачи является пересечение двух множеств, определяемых целевыми функциями (22) и (23), с учетом ограничений (24), определяемых техническими, экономическими и рыночными условиями для МРГ.

$$f_1 \cap f_2 \quad (21)$$

$$f_1 = ISE_{net}(p, Q_{ip}, P^{MPG}) \xrightarrow{p, Q_{ip}, P^{MPG}} \max, \quad (22)$$

$$f_2 = IR_{net}(p, Q_{ip}) \xrightarrow{p, Q_{ip}} \min, \quad (23)$$

$$\begin{cases} P^{MPG}_i \leq S_i \\ P^{MPG}_i \leq 0,5P_i/\text{КИУМ}, \\ P^{MPG}_i \leq 25 \text{ МВт} \end{cases} \quad (24)$$

где: S_i - допустимая мощность загрузки ЦП, с учетом наличия резерва по критерию $(n - 1)$, КИУМ - экономически эффективное значение коэффициента использования установленных мощностей МРГ.

Пример определения места присоединения и мощности МРГ представлен в четвертой главе диссертации.

В четвертой главе произведена валидация разработанных моделей и метода анализа на примере питающих сетей 110 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «РЭС» (ПО «ВЭС»).

Питающая сеть 110 кВ ПО «ВЭС» включает 60 ЦП 10(6) кВ, с суммарной подключенной нагрузкой 2269,88 МВт. В АО «РЭС» уже имеется успешный опыт эксплуатации композитного провода - участок около 9,5 км линии «ПС Инская-ПС Восточная». В зоне ответственности анализируемого участка функционирует МРГ мощностью 21,4 МВт (10 МВт приходится на газопоршневые установки), зарезервированная сетью АО «РЭС» через АВР. Согласно предлагаемой модели и методу были рассчитаны индексы готовности и эффективности каждого ЦП и базового элемента сети, Таблица 3, Рисунки 3 и 4.

Таблица 3 - Показатели надежности ПО «ВЭС»

IR_{net}	ISE_{net}	CV_{ISE}	CV_{IR}
1	2	3	4
1,78E-08	0,999999986	0,86	4,31

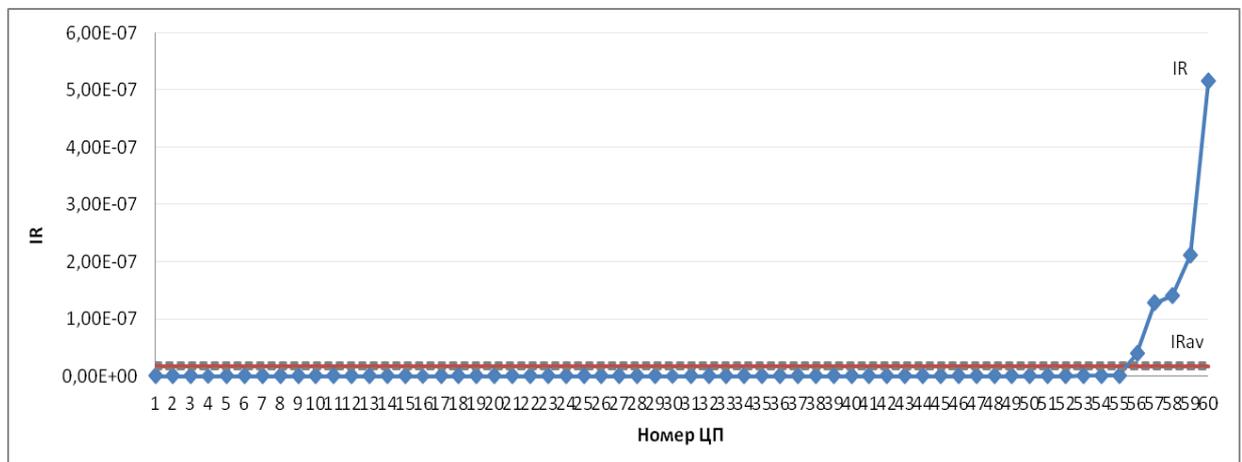


Рисунок 3 - Распределение ЦП ПО «ВЭС» по индексу готовности

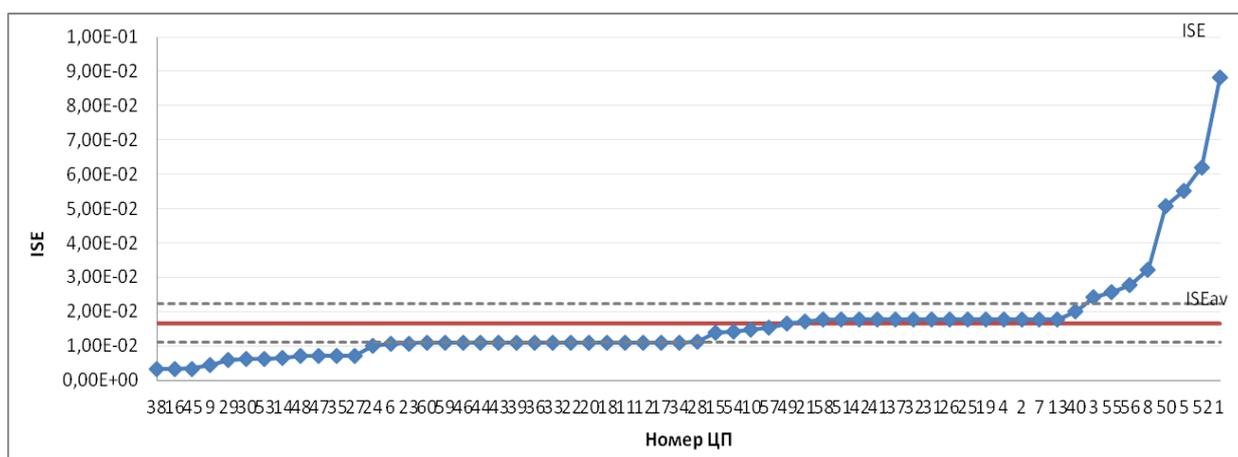


Рисунок 4 - Распределение ЦП ПО «ВЭС» по индексу эффективности

Полученные результаты позволяют выделить ЦП, где в целях повышения технической эффективности целесообразна реализация мероприятий ТПиР. Среди них имеются подстанции Восточная, Южная, Правобережная, Чулымская ПП Библиотечный, Северная, Дружная, где повышение уровня бесперебойности электроснабжения возможно только за счет применения новых технологий. Указанные подстанции характеризуются низким значением индекса готовности и высоким значением индекса эффективности, свидетельствующим о низких экономических рисках, связанных с повышением структурной надежности сети за счет реализации мероприятий ТПиР.

Произведена оценка повышения технической эффективности питающей сети за счет применения ККЭ. Анализ влияния ВЛ на индексы готовности выявленных узлов и на сеть в целом позволил выбрать и ранжировать одиннадцать ВЛ 110 кВ, где рассматривается целесообразным применение ККЭ, Таблица 4.

Таблица 4 - Распределение ИКТ на ВЛ 110 кВ

Наименование	Количество ВЛ, шт.	Длина ВЛ / композитного провода, км	Количество пролетов ВЛ / с ИКТ, шт.
1	2	3	4
ПС Восточная – ПС ПП Библиотечный*	2	5,6/5,6	26/26
НГЭС - ПС Инская	2	21,2/0	97/36
ПС Горская - ПС ПП Библиотечный*	1	2,73/2,73	13/13
ТЭЦ 4 - ПС Правобережная	2	8,6/8,6	39/39
ПС Восточная - ПС Северная	2	7,5/0	35/10
НГЭС - ПС Тулинская	2	11,5/0	53/20

* - за исключением участка в кабельном исполнении

При моделировании влияния ИКТ и композитного провода в объеме, согласующегося с критерием неснижения экономичности функционирования ТСО, получено, что их внедрение в сети ПО «ВЭС» не дает значимых эффектов. Повышение структурной надежности составляет около 3,5%.

Для выявления эффективных мест присоединения и объемов мощностей МРГ решена задача повышения функциональной надежности сети. В качестве агрегатов выбраны блоки ГТУ-2,5П «Урал-2500», $Q_{ip}=0,02$. Согласно определенной стратегии СУПА, направленной на сокращение затрат при реализации мероприятий ТОиР, определены места и мощность присоединения МРГ. Оптимальным для повышения бесперебойности электроснабжения является присоединение к сети 102 агрегатов суммарной мощностью 255 МВт в зоне влияния следующих ЦП, Таблица 5.

Такое применение МРГ позволяет снизить неоднородность распределения индексов готовности центров питания сети в 2,6 раз. При этом условие присоединения МРГ к сетям: возможность выделения энергорайона на изолированную работу по принципу самобаланса.

Таблица 5 - Места и объемы присоединяемой МРГ

ЦП	P^{MRG}_i , МВт	ЦП	P^{MRG}_i , МВт	ЦП	P^{MRG}_i , МВт
1	2	1	2	1	2
Стрелочная	5	Волочаевская	5	Кирзаводская	15
Мостовая	5	Мясокомбинатская	5	Солнечная	5
Ефремовская	10	Горская	10	Дзержинская	15
Кудряшовская	5	Учительская	10	Новая	10
Сосновка	5	Ересная	5	Барышевская	15
Луговая	5	Сварная	15	Заречная	5
Воинская	10	Вертковская	15	Текстильная	10
Первомайская	10	Мочище	5	Фрунзенская	15
Ельцовская	15	Тулинская (ЗРУ-10 кВ №1)	10	Искитимская (3Т и 4Т)	5
Кировская	10				

В приложениях к диссертации содержатся материалы проведенных расчетов и акты, подтверждающие внедрение работы.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Предложена модель региональной электрической сети, отражающая схему соединения и единичные показатели надежности оборудования. Модель учитывает состояние сети и возможности взаиморезервирования в нормальных и послеаварийных режимах, а также показатели оперативной готовности автоматики включения резервов, позволяет отразить взаимосвязь структурной и функциональной надежности региональной электрической сети как подсистемы системы электроснабжения.

2. Для выбора стратегий поддержания и повышения надежности сети системой управления производственными активами предложены показатели, позволяющие осуществлять анализ надежности сети, декомпозицию центров питания и трансформаторных пунктов. Индекс готовности отражает степень освоения технического потенциала оборудования и схемы сети. Индекс эффективности указывает на размер последствий при прерывании поставок электроэнергии к центрам питания и трансформаторным пунктам, дает возможность оценить ожидаемые эффекты от реализации мероприятий технического обслуживания и ремонта, технического перевооружения и реконструкции.

3. Выявлены имеющиеся в отрасли новые технологии и тенденции для повышения структурной и функциональной надежности региональной электрической сети и обоснована актуальность задач их моделирования для анализа и оценки надежности региональной электрической сети.

4. Разработана математическая модель воздушной линии, отражающая влияние конструктивных элементов на работоспособность линии. Показано, что за счет внедрения композитных изолирующих траверс повышается безотказность пролета на 31%, что позволяет рекомендовать их применение при частичной реконструкции линий. При полной реконструкции воздушных линий целесообразно рассмотреть применение сочетания изолирующей композитной траверсы и композитного провода, что позволит повысить пропускную способность линии независимо от используемого типа опор.

5. Доказано, что для повышения структурной и функциональной надежности региональной электрической сети, наиболее целесообразным местом присоединения малой распределенной генерации к сети являются шины 10 кВ распределительных пунктов. Это повышает надежность и живучесть электроснабжения при условии выделения сбалансированной локальной энергосистемы. Появление малой распределенной генерации и соответствующей автоматики позволяет перевести потребителей с третьей категории надежности электроснабжения на вторую и первую.

6. На примере питающей сети 110-220 кВ филиала «Восточные электрические сети» АО «Региональные электрические сети» произведена валидация предложенных моделей и метода. Определены воздушные линии 110 кВ, где целесообразно внедрение композитных конструктивных элементов. Выявлены точки присоединения и объемы подключаемой малой распределенной генерации, повышающие уровень структурной и функциональной надежности.

7. Полученные результаты позволяют осуществлять сопоставления производственных отделений или районов электрической сети с позиций надежности электроснабжения, что открывает возможность реализовать клиентоориентированный подход при регулировании тарифов на передачу электроэнергии, учитывая уровень структурной и функциональной надежности сети.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. **Мышкина, Л.С.** Повышение надежности электросетей как эффект инноваций /Ф. Л. Бык, Л. С. Казакова, В. Г. Китушин // Главный энергетик. - 2015 -№ 1. - С.30-34
2. **Мышкина, Л.С.** Надежный механизм спроса на электроэнергию / Ф. Л. Бык, В. Г. Китушин, Л. С. Мышкина // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2017. – № 1. – С. 19–31.
3. **Мышкина, Л.С.** Малая генерация - средство повышения живучести энергосистемы / Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2017. - Т. 19, №1/2. - С. 23-30.
4. **Мышкина, Л.С.** Повышение технической эффективности — основа инновационной деятельности /Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина // Бизнес. Образование. Право. 2018. № 2 (43). С. 93–98. DOI:10.25683/VOLBI.2018.43.261.

Публикации Scopus, Web of Science:

5. **Myshkina, L.** Management of power supply reliability / F. Byk, L. Myshkina // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 261-265. - ISBN 978-1-5090-0853-7. - DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884243.
6. **Myshkina, L.** The method of adequacy estimation developed for the electric power system / F. Byk, V. Kitushin, M. Nizhnikova, L. Myshkina // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Pt. 2. – P. 213-217. - ISBN 978-1-5090-0853-7. - DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884230.
7. **Myshkina, L.** Comparison and choice of measures to improve the reliability of distribution grid companies / F. Byk, L. S. Myshkina // 2 International conference on industrial engineering, applications and manufacturing (ICIEAM): proc. Chelyabinsk, 19–20 May 2016. – IEEE, 2016. – Art. 3.23 (5 p.). - DOI: 10.1109/ICIEAM.2016.7911022.
8. **Myshkina, L.** Power supply reliability indexes / F. L. Byk, L. Myshkina, K. N. Khokhlova // Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017): proc. of the intern. conf., Tomsk, 27–29 July 2017. – Atlantis Press, 2017. – P. 525-530. - (Advances in Engineering Research; vol. 133). - ISBN 978-94-6252-406-4. - DOI: 10.2991/aime-17.2017.85.

Публикации в других изданиях:

9. **Казакова, Л.С.** Критерий и метод повышения работоспособности ВЛ 35-220 кВ // Ф.Л. Бык, Л.С. Казакова //В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 335-342.
10. **Казакова, Л.С.** Конкурентные механизмы повышения надежности распределительной сети / Ф.Л.Бык, Л.С.Казакова, А.С Трофимов //В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем

- энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики
Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 87-93.
11. **Мышкина, Л.С.** Малая генерация и живучесть энергосистемы / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина, А.Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи-2016. Материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции. 2016. - С. 165-168.
12. **Kazakova, L.** Efficient ways and means of reliability increase of distribution networks / F. Byk, L. Kazakova // Applied Mechanics and Materials. - 2015. Vol. 792 Energy Systems, Materials and Designing in Mechanical Engineering. - P. 280-285.
13. **Казакова, Л.С.** Влияние изолирующей композитной траверсы на коэффициент технической готовности сети / Ф.Л.Бык, Л.С.Казакова // Электроэнергетика глазами молодежи-2014. Материалы V Международной молодежной научно-технической конференции. 2014. - С. 210-214.

Отпечатано в типографии Новосибирского
государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20
Тел./факс (383) 346-08-57
Формат 60x84 1/16. Объем 1,5 п.л. Тираж 100 экз.
Заказ №1356. Подписано в печать 09.10.2018 г.