

На правах рукописи

ГВОЗДЕВ Дмитрий Борисович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ
КОМПЛЕКСАМИ МЕГАПОЛИСОВ В УСЛОВИЯХ ИХ
ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ**

Специальность 2.4.2 –

«Электротехнические комплексы и системы»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Москва - 2024

Работа выполнена в Публичном акционерном обществе «Россети Московский регион».

Официальные оппоненты:

Коровкин Николай Владимирович, доктор технических наук, профессор, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург,

Лоскутов Алексей Борисович, доктор технических наук, профессор, лауреат Государственной премии РФ в области науки и техники, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», г. Нижний Новгород, профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника»,

Паздерин Андрей Владимирович, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский Федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, заведующий кафедрой «Автоматизированных электрических систем».

Ведущая организация: Акционерное общество «Научно-технической центр единой энергетической системы», г. Санкт-Петербург.

Защита состоится 18 июня 2024 года в 11⁰⁰ час. на заседании диссертационного совета 75.1.066.01, созданного на базе Акционерного общества «Научно-технический центр федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ФСК ЕЭС»), по адресу: 115201, Россия, г. Москва, Каширское шоссе д. 22, к. 3, этаж 3, зал НТС.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте АО «НТЦ ФСК ЕЭС», URL:<https://ntc-power.ru/dissertatsionnyy-sovet/>

Автореферат разослан _____ 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета 75.1.066.1
доктор технических наук, ст. науч. сотр.

Н.Л. Новиков

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В процессе передачи и распределения электрической энергии от генерации к потребителю используются электротехнические комплексы. Электрическая энергия в XXI веке стала неотъемлемой частью жизни как любого промышленного предприятия, так и любого человека. При этом, не осознавая весь процесс использования электротехнических комплексов, составляющих базовую часть Единой энергосистемы (ЕЭС) России, потребители интересуются только одним – бесперебойным получением качественной электроэнергии.

Особенное значение надежная передача и распределение электроэнергии имеет для мегаполисов, самым значимым из которых в Российской Федерации является столица – город Москва. Особенностью электротехнических комплексов мегаполиса является ограниченное пространство и при этом высокая плотность нагрузки, что обуславливает применение наиболее современных технических решений.

В мегаполисе от электроэнергии зависит не только его функционирование, но и безопасность населения, именно это определяет максимально жесткие требования к передаче и распределению электроэнергии. Электрическая энергия в мегаполисе должна поставляться потребителю без перерывов, и в случае возникновения аварийной ситуации время восстановления электроснабжения должно быть минимальным. Все помнят блэкаут, который возник в Москве 25 мая 2005 года, когда на несколько часов было прервано электроснабжение более 2 млн человек.

Обеспечение бесперебойного электроснабжения и минимального времени его восстановления в случае аварии невозможно без создания современной высокоэффективной системы управления электротехническими комплексами системы электроснабжения мегаполиса.

Под электротехническими комплексами системы электроснабжения понимается совокупность объектов электрических сетей, обеспечивающих

передачу, распределение и управление передачей электрической энергии от генерации к потребителю.

Вышеизложенное обосновывает актуальность исследований, направленных на повышение эффективности системы управления электротехническими комплексами мегаполисов. Указанная задача соответствует основным функциям ПАО «Россети».

Система управления сложным электротехническим комплексом, который составляет основу Единой энергетической системы России (ЕЭС России), в условиях рыночной экономики претерпела существенные изменения и приобрела множество новых функций. Среди этих функций выделяются важные аспекты, такие как учет рыночных параметров, осуществление покупки потерь электроэнергии на оптовом рынке сетевыми компаниями, а также оценка стоимости передачи электроэнергии для конечных потребителей.

Вышеизложенное делает необходимым формирование новых современных подходов к созданию системы управления сетевого предприятия, обеспечивающего управление электротехническими комплексами мегаполиса.

Цифровая трансформация электротехнических комплексов мегаполисов предполагает непрерывный мониторинг состояния объектов, применение новых математических методов и алгоритмов искусственного интеллекта для обработки «больших данных», а также использование многокритериальной и многофакторной оптимизации. Это возможно путем внедрения новых программно-технических комплексов, основанных на вышеупомянутых методах и алгоритмах, что предоставляет возможность для комплексного подхода к повышению эффективности работы электротехнических комплексов, оптимизации режимов энергосистем и их развития, а также созданию единых информационных моделей.

Опыт внедрения таких технологий подчеркивает, что успешные результаты в эксплуатационных условиях в значительной степени зависят от

оперативности, точности и объективности исходной информации о схемных и режимных параметрах, техническом состоянии электрических сетей, балансах, качестве и потерях электроэнергии, частоте и длительности перерывов в электроснабжении. Именно надежное предоставление такой информации обеспечивает эффективное функционирование систем управления, позволяя оперативно реагировать на изменения и принимать обоснованные решения для обеспечения стабильности и эффективности электротехнических комплексов мегаполисов.

Для решения обозначенной выше проблемы предлагается использование онтологического моделирования путем создания онтологической модели деятельности (ОМД) сетевого предприятия.

ОМД (ВЕОМ) представляет собой целостную, динамически эволюционирующую модель развивающегося предприятия. Она не только обеспечивает системное представление деятельности предприятия, но и позволяет организовывать и передавать накопленный опыт, полученный в конкретных ситуациях, на протяжении всего жизненного цикла предприятия. ОМД является динамической моделью, что подразумевает ее способность к эволюции и изменениям в соответствии с развивающимися потребностями и условиями предприятия.

Необходимым условием этого является:

1. Единая терминология предприятий генерирующего и энергетических профилей.
2. Единые унифицированные классификаторы субъектов, объектов, задач деятельности предприятий генерирующего и сетевого профилей.
3. Единая технология накопления и трансляции опыта предприятий генерирующего и сетевого профилей.
4. Единая унифицированная технология моделирования сети (СІМ ІЕС 61970/61968) генерирующего и сетевого профилей.

В модели организации деятельности предприятия, представленной на рисунке 1, показано все многообразие субъектов, объектов, задач и отношений

деятельности электросетевого предприятия.



Рис. 1. Обобщенная модель организации деятельности предприятия

Для повышения эффективности управления ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ МЕГАПОЛИСОВ на территории России автором были проведены исследования, предложены новые технические решения, инициированы и внедрены научно-технические разработки, которые представлены в данной диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук.

Степень разработанности темы исследования

Для эффективного функционирования электротехнических комплексов, входящих в системы электроснабжения мегаполисов, необходимо создание и внедрение современных систем автоматизации оперативно-технологического управления. В течение последних пятидесяти лет отечественные автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления прошли прогрессивную эволюцию, как в части разработки теоретических принципов их построения, так и в области внедрения этих систем. Значительный вклад в эту нелегкую работу внесли: В.А. Баринов, П.И. Бартоломей, Л.Л. Богатырев, А.Ф. Бондаренко, В.П. Васин, В.А. Веников, Н.И. Воропай, В.Э. Воротницкий, А.З. Гамм, В.М. Горштейн, Ю.С. Железко, Н.И. Зеленохат, В.И. Идельчик, Ю.Д. Карасев, Б.И. Кудрин, В.Г. Китушин, А.Б. Лоскутов, Л.А. Кошечев, Л.А. Крумм, А.Л. Куликов, Ю.Н. Кучеров,

Н.Н. Лизалек, Ю.Я. Любарский, Ю.И. Моржин, В.Л. Нестеренко, В.Г. Орнов, А.В. Паздерин, Д.И. Панфилов, С.И. Паламарчук, М.А. Рабинович, В.И. Розанов, Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов, С.А. Совалов, В.А. Строев, О.А. Суханов, В.И. Тарасов, В.А. Тимофеев, А.А. Федоров, Е.В. Цветков, Б.Я. Шведин и другие.

Цель:

Разработка, исследование и внедрение методов и средств автоматизации управления электротехническими комплексами для повышения эффективности электроснабжения мегаполисов в условиях их цифровой трансформации.

Задачами работы является:

- разработка научных основ по организации оперативно-технологического и ситуационного управления электротехническими комплексами и его внедрение на всех уровнях управления в ПАО «Россети»;
- развитие систем автоматизации оперативно-технологического управления для повышения эффективности и оптимизации численности персонала, увеличения количества электрических подстанций (электротехнических комплексов) с дистанционным обслуживанием;
- разработка и внедрение двухконтурной сетевидной системы поддержки принятия решений (СППР) в системе управления электротехническими комплексами Москвы (ПАО «Россети Московский регион»);
- разработка и исследование методологии комплексной оперативной оптимизации режима работы электротехнических комплексов, составляющих электрическую сеть 110–220 кВ мегаполисов;
- разработка и внедрение автоматизированной системы цифрового дистанционного управления и мониторинга оборудования и устройств РЗА (АСМ и АСМДП РЗА) в ПАО «Россети Московский регион» и разработка рекомендаций для дальнейшего применения в группе компаний ПАО «Россети».

Объект исследования: Системы управления электроснабжением мегаполисов и их электротехнических комплексов, включающие средства оперативно-технологического управления, релейной защиты и автоматики.

Предмет исследования: Методы, средства и методики эффективного управления электротехническими комплексами мегаполисов, их схемотехнические и алгоритмические решения, основанные на автоматизации и широком применении цифровых технологий.

Научная новизна

1. Разработана система оперативно-технологического управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличительной особенностью которой является использование сетецентрической двухконтурной масштабируемой территориально-распределенной совокупности задаче-ориентированных электронных оперативных журналов («Система ОЖУР»). Система существенно расширяет круг задач автоматизированного оперативно-технологического управления в условиях цифровой трансформации.

2. Предложен метод определения оптимального числа управляющих воздействий при регулировании напряжением и реактивной мощностью в мегаполисах. Метод отличается новыми критерием и алгоритмом определения экономически оптимального числа управляющих воздействий с учетом совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии при осуществлении оперативно-технологического управления.

3. Впервые в российской практике разработана и организована система релейной защиты с дистанционным управлением функциями микропроцессорных терминалов из удаленного диспетчерского пункта Московских высоковольтных сетей и из диспетчерского центра АО «СО ЕЭС». Реализованы и апробированы организационные и технические мероприятия по дистанционному управлению, а также мониторингу устройств

релейной защиты с целью повышения эффективности управления электротехническими комплексами мегаполисов.

4. Разработана методика определения индекса готовности, отличающаяся от известных методик оценки состояния устройств релейной защиты расширенными возможностями по своевременному выявлению и устранению неисправностей, а также исключению излишних работ при плановом обслуживании. Применение методики позволяет переносить сроки работ при плановом обслуживании оборудования и полностью перейти на техническое обслуживание по состоянию.

5. Предложены методы, методики и технические решения систем управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличающиеся высокой практической значимостью и внедренные в отраслевые стандарты: СТО 34.01-4.1-005-2017 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса»; СТО 34.01-4.1-007-2018 «Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850»; «Техническую политику компании» и «Концепцию цифровой трансформации 2030» ПАО «Россети».

6. Разработаны и внедрены в ПАО «Россети Московский регион» системы управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличающиеся высокой экономической эффективностью. Оценка экономического эффекта от внедрения системы оперативно-технологического управления электротехническими комплексами на основе онтологической модели за период 5 лет составила 195 459 тыс. руб., а системы дистанционного управления и мониторинга состояния устройств релейной защиты мегаполисов, на 40 подстанциях в течение 10 лет, составит более 490 млн руб.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Предложены новые технические решения и алгоритмы, повышающие надежность электроснабжения потребителей мегаполисов и эффективность функционирования электротехнических комплексов мегаполисов.

2. Разработано алгоритмическое и программное обеспечение повышения эффективности функционирования системы оперативно-технологического управления электротехнических комплексов мегаполиса.

3. Разработана методика, обеспечивающая снижение уровня совокупных финансовых затрат организации, управляющей электротехническими комплексами в процессе оптимизации потерь электрической энергии.

4. Разработаны и внедрены основные технические решения, обеспечивающие дистанционное управление устройствами РЗА с учетом обеспечения их информационной безопасности.

5. Разработаны основные технические решения и программное обеспечение для анализа работы защитных устройств электротехнических комплексов.

6. Результаты работы внедрены в ПАО «Россети» и ПАО «Россети Московский регион». Получены акты внедрения: СППР «ОЖУР» в ПАО «Россети» (акт утвержден 20.12.2023 г.) и в ПАО «Россети Московский регион» (акт утвержден 15.12.2022 г.); АСМДП РЗА в ПАО «Россети Московский регион» (акт утвержден 20.03.2023 г.); АСМ РЗА в ПАО «Россети Московский регион» (акт утвержден 20.03.2023 г.); цифрового двойника ДЭМ в ПАО «Россети Московский регион» (акт утвержден 10.04.2023 г.).

7. Получен акт апробации Методики оптимизации управления средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области (акт утвержден 15.12.2023 г.).

Методология и методы исследований

Решение поставленных в работе задач осуществлялось путем анализа и обобщения данных, статистических методов обработки данных, методов численного анализа.

Для достижения главных целей диссертации и решения конкретных задач работы используется онтологическая модель деятельности электросетевого предприятия.

Научное обоснование и исследование методов оптимизации и взаимосвязей между отдельными элементами автоматизированных информационных систем управления является важной частью данной работы. Основу таких автоматизированных систем должны составить системы поддержки принятия решения, основанные на единых унифицированных онтологических моделях деятельности (бизнес-процессов), включая единую унифицированную цифровую модель сети. Это системы нового поколения с элементами искусственного интеллекта (включая предиктивную риск-ориентированную аналитику) и возможностью накопления и наследования опыта деятельности предприятия.

Аналитические исследования проведены на ЭВМ, а экспериментальные – на реальных объектах, эксплуатируемых ПАО «Россети Московский регион».

Положения, выносимые на защиту:

1. Система оперативно-технологического управления электротехническими комплексами мегаполисов, реализованная на основе онтологической модели, направленная на автоматизацию и повышение эффективности диспетчерского управления в условиях цифровой трансформации.

2. Метод определения оптимального числа управляющих воздействий с целью совокупной минимизации расхода ресурса регуляторов электротехнических комплексов и потерь электроэнергии в мегаполисах.

3. Метод построения специальной системы цифровой релейной защиты мегаполисов, включающий дистанционное управление и мониторинг состояния устройств, направленный на разработку и реализацию цифровых районов электрических сетей.

4. Методика расчета индекса готовности устройств релейной защиты для проведения их технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию.

5. Технические требования и предложения по повышению эффективности управления отечественными электротехническими

комплексами систем электроснабжения мегаполисов, внесенные в нормативные документы, «Техническую политику компании» и «Концепцию цифровой трансформации 2030» ПАО «Россети».

6. Результаты внедрения и опытно-промышленной эксплуатации разработанных систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в ПАО «Россети Московский регион».

Достоверность и обоснованность результатов исследований базируется на конкретной практической реализации результатов научных исследований в сложном электротехническом комплексе, включая как систему его управления, так и отдельные элементы. Кроме того, подтверждается соответствием большого объема экспериментальных данных, полученных как на основании расчетных экспериментов, так и на основе моделирования – практическим.

Апробация работы

Основные положения диссертации и отдельных ее разделов докладывались на: Двадцатой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – М., 2014; Двадцать первой Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – М., 2015; Двадцать третьей международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – М., 2017; V Научно-практической конференции «Контроль технического состояния объектов электроэнергетики». – М., 2018; IV Всероссийской конференции «Развитие и повышение надежности эксплуатации распределительных электрических сетей». – М., 2018; Четырнадцатой всероссийской (международной) научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Электроэнергетика. Энергия-2019». – Иваново, 2019; V Всероссийской конференции «Развитие и повышение надежности эксплуатации распределительных электрических сетей». – М., 2019; VII Международной

научно-технической конференции «Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей». – М., 2022; VIII Международной научно-технической конференции «Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей». – М., 2023.

Личный вклад автора диссертации в рассмотренные ниже проекты состоит в следующем:

- научная постановка задач;
- разработка и реализация технических заданий;
- руководство разработкой наилучших вариантов научно-технических решений в рамках намеченного функционала;
- руководство опытными внедрениями пилотных проектов;
- анализ результатов проектов и корректировка технических предложений;
- руководство разработкой и участие во внедрении отраслевых документов по стандартизации разработанных решений.

Публикации

По материалам диссертационной работы опубликовано 48 печатных работ, из которых 30 – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), а также получены три «Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ».

Структура диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка условных обозначений и списка сокращений. Содержит 426 страниц машинописного текста, 106 рисунков, 17 таблиц, список литературы из 234 наименований, 2 приложения на 119 страницах.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность ведущему научному сотруднику АО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктору технических наук **Моржину**

Юрию Ивановичу за научные консультации, поддержку и помощь в подготовке диссертационной работы.

Автор особо благодарен известному российскому ученому в области исследований онтологии деятельности, но, к сожалению, безвременно ушедшему – кандидату психологических наук, капитану 1 ранга в отставке **Шведину Борису Яковлевичу**, который открыл для автора такую науку как онтология, что внесло огромный вклад в данную диссертационную работу.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель, задачи исследования, определены объект и предмет исследования, научная новизна, теоретическая и практическая значимость, методология и методы исследования, сформулированы положения, выносимые на защиту, описаны реализация и апробация результатов работы.

В первой главе работы рассмотрены процессы автоматизации оперативно-технологического управления электротехническим комплексом как инструмента к повышению эффективности эксплуатации. Выполнен анализ структуры системы оперативно-технологического управления в электрических сетях, предложены формы и способы повышения эффективности работы диспетчера, в том числе создание электронных оперативных журналов в программном комплексе (ПК) «Система ОЖУР».

Совокупность Центров управления сетями (ЦУС) – 1 уровень, оперативно-диспетчерских служб предприятий электрических сетей (ОДС ПЭС) – 2 уровень, оперативно диспетчерских служб районов электрических сетей (ОДГ РЭС) – 3 уровень позволила создать децентрализованную и распределенную систему оперативно-технологического управления электротехническими комплексами систем электроснабжения.

Одним из базовых условий для принятия правильного и своевременного решения диспетчером ЦУС является наличие информации о состоянии объектов электротехнического комплекса и его способность воспринимать эту

информацию.

В главе рассмотрены особенности организации работы оперативно-диспетчерского персонала электротехническими комплексами и системами в структуре ПАО «Россети». Сформулированы требования к максимальной информационной нагрузке с целью обеспечения гомеостаза диспетчера. Проведенный в диссертации анализ показал, что если информационное воздействие на человека превышает возможности его восприятия, то он начинает терять поступающую информацию и перестает ориентироваться в ситуации, что является одной из основных причин либо возникновения аварии, либо неуспешной ее ликвидации.

На основе структуризации процессов оперативно-технологического управления (ОТУ) электросетевой компании и организации информационного обмена сформулированы критерии и пути повышения эффективности работы оперативно-диспетчерского управления электротехническими комплексами в системе электроснабжения.

В диссертации решается задача оптимизации информационного потока, предназначенного для диспетчерского персонала с целью повышения эффективности и качества принимаемых им решений.

Проведенный в диссертации анализ показал низкую эффективность звукового канала передачи информации, т.к. в нем:

- присутствует значительное количество избыточной информации, которая вынужденно воспринимается и анализируется диспетчером;
- низкая скорость восприятия звуковой информации, которая дополнительно снижается при повышенной длине сообщения.

Указанных недостатков лишен визуальный канал восприятия информации, по которому информация воспринимается одновременно (параллельно), а не последовательно, как в случае с голосовым каналом, что позволяет значительно увеличить информационную нагрузку на диспетчера без нарушения гомеостаза. Именно он является приоритетным информационным каналом для диспетчера.

Повышение эффективности функционирования диспетчера возможно двумя путями:

- традиционным – увеличением объема передаваемой с объектов телеинформации и внедрением функции телеуправления;
- альтернативным – созданием дополнительной системы информационного обмена, дополняющей существующую систему телеинформации и позволяющей получать полную информацию не только о состоянии объекта оперативно-технологического управления/ведения, но и о событиях, происходящих на энергообъекте.

Предложено дополнить существующую систему оперативно-технологического управления информацией о событиях, происходящих на объектах. Показано, что ее разработка должна осуществляться на основе единой онтологической модели сетевой компании. Проведен анализ единой онтологической модели сетевой компании.

Основной проблемой при создании такой системы является наличие источника информации от электротехнического комплекса (энергообъекта). В качестве такого источника информации принят оперативный журнал энергообъекта. В диссертации была поставлена и решена задача создания системы обмена технологической информацией с использованием оперативного электронного журнала («Система ОЖУР»),

«Система ОЖУР», состоящая из комплекса оперативных журналов разного уровня управления, была создана благодаря использованию онтологического моделирования в совокупности с передовыми технологическими решениями в области информационных технологий. Эта система обеспечивает сбор, передачу, обработку и анализ информации для разных уровней управления.

Отличительной особенностью «Системы ОЖУР» является то, что создан инструмент обмена структурированными сообщениями, который позволяет формализовать и обеспечить однозначное понимание передаваемой информации при функционировании системы оперативно-технологического

управления электротехническими комплексами. Передача телемеханической информации при этом дублируется передачей структурированного потока сообщений, что позволит иметь резерв в случае отказа системы сбора и передачи телемеханики. Используются два канала передачи информации: «ручной» – в виде структурированных сообщений и автоматический – в виде данных телемеханики.

«Система ОЖУР» является базой для системы поддержки принятия решений (СППР) и использует все множества приложений (модулей) которые находятся в ее составе. Структура «Системы ОЖУР» показана на рисунке 2.

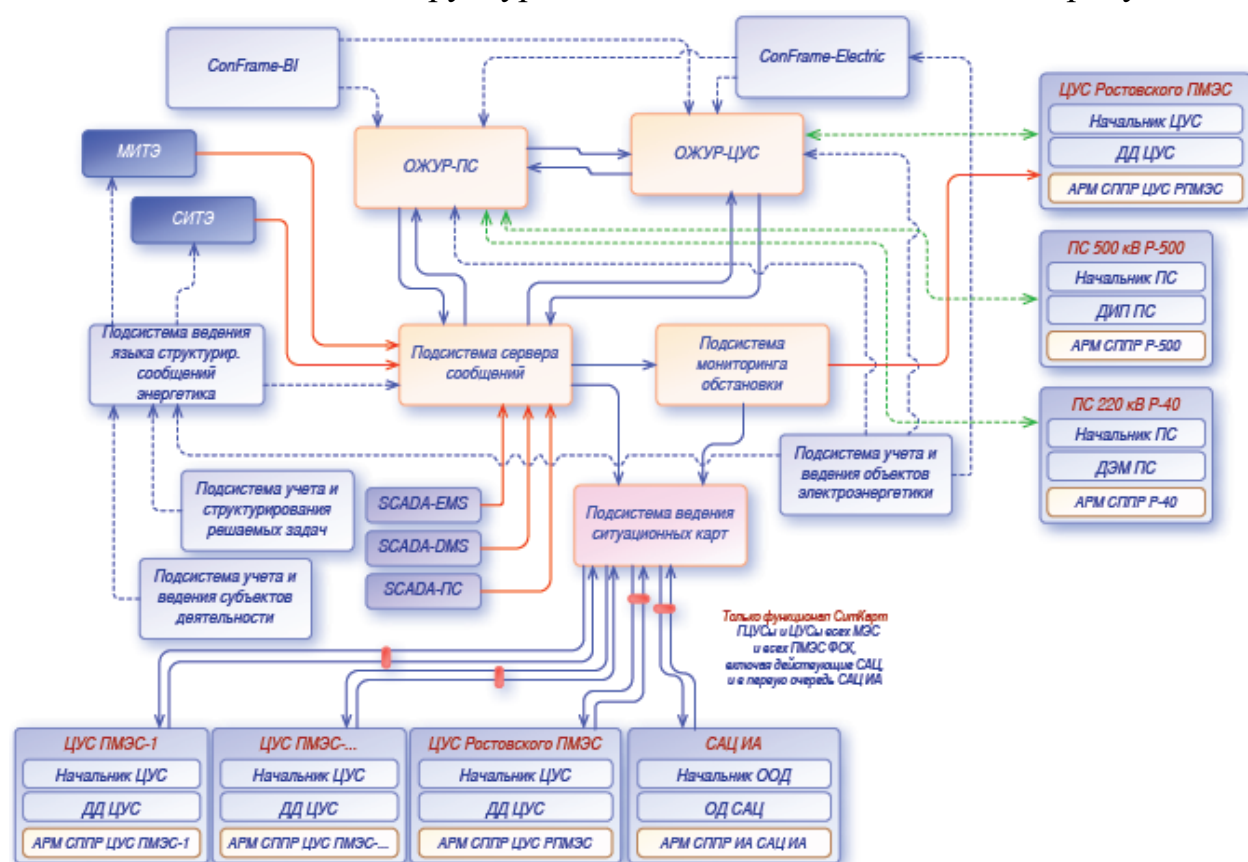


Рис. 2. Структура «Системы ОЖУР»

Принципиальным отличием «Системы ОЖУР» от других электронных журналов является то, что осуществлен кардинальный переход от концепции электронной записной книжки к концепции инструмента организации деятельности с использованием сложной аналитической семантики и технологий формирования структурирования сообщений.

Главная страница ОЖУР-ПС на рабочем месте дежурного электрической подстанции (ПС) – электротехнического комплекса представлена на рисунке 3.

Дата записи	Дата события	Сотрудник	Подстанция	Задача	Содержание	Визы, замечания руководящего персонала	О	П	В
2012-06-25 17:14:35	2012-06-25 17:12:15	Бердников М. Г.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Учет опер. переговоров • Полученные диспетчерские команды • Полученные	Принята дисп. команда от Зам. начальника ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС (Сарычев А. И.) Включить РПГ КВЛ 110 кВ Псоу, ОПН КВЛ 110 Псоу ф.С, ОПН КВЛ 110 Псоу ф.В, ОПН КВЛ 110 Псоу ф.А, ВЧЗ КВЛ 110 кВ Псоу ф.В, ВЧЗ КВЛ 110 кВ Псоу ф.А, ЗН КС КВЛ 110 кВ Псоу ф.А, ЗН КС КВЛ 110 кВ Псоу ф.В, ШР 1 СШ 110 Псоу, ШР 2 СШ 110 Псоу, на ПС 220 кВ поселковая	[2012-06-29 12:52:15] awdawdad	✓	✓	✓
2012-06-25 17:09:25	2012-06-25 17:08:05	Горяинов Г. Л.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Прием-передача смены • Сдача смены	Горяинов Г. Л. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) готов сдать смену. Косян С. В. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) принял смену.				
2012-06-25 17:09:14	2012-06-25 17:09:14	Косян С. В.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Прием-передача смены • Ознакомление с записями с окончания предыдущей смены	Косян С. В. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) ознакомлен с записями в журнале с предыдущей смены.				
2012-06-25 14:21:14	2012-06-25 14:21:14	Горяинов Г. Л.	ПС-220-кВ Поселковая	Нормальный режим • Прием-передача смены • Сдача смены	Горяинов Г. Л. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское-ПМЭС) готов сдать смену.				
2012-06-22 18:12:42	2012-06-22 18:09:47	Косян С. В.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Прием-передача смены • Сдача смены	Косян С. В. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) готов сдать смену. Горяинов Г. Л. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) принял смену.				
2012-06-22 18:12:36	2012-06-22 18:12:36	Горяинов Г. Л.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Прием-передача смены • Ознакомление с записями с окончания предыдущей смены	Горяинов Г. Л. (Инженер 1кат. ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС) ознакомлен с записями в журнале с предыдущей смены.				
2012-06-22 11:01:33	2012-06-22 10:33:28	Бердников М. Г.	ПС 220 кВ Поселковая	Нормальный режим • Учет опер. переговоров • Полученные	Принята дисп. команда от Зам. начальника ПС "Поселковая" Сочинское ПМЭС (Сарычев А. И.) Ввести в работу ТР 220 АТ-1, на ПС 220 кВ	Старший диспетчер Сочинское ПМЭС [2012-06-22 15:12:44] тест Старший	✓	✓	✓

Рис. 3. ОЖУР-ПС у дежурного на ПС

Вторая глава диссертации посвящена разработке научных основ технологии управления и организации деятельности оперативного персонала на основе единой онтологической модели сетевой компании. В диссертации разработаны онтологические модели деятельности для диспетчеров сетевых предприятий всех уровней, далее разработаны кластеры сценариев для задач деятельности, которые отражены в приложении к диссертации.

Впервые реализована и внедрена сетевая модель построения системы разноуровневых территориально-распределенных оперативных журналов в «Системе ОЖУР». Модель позволяет настраивать и использовать различные коммуникационные профили сети журналов в зависимости от решаемых задач. Она является комплексной технологией, реализующей Web-сервисное решение, включающее в себя методологию, комплект интегрированных между собой программных модулей, а также специально

созданную информационно-телекоммуникационную инфраструктуру, которая полностью соответствует нормативным документам ПАО «Россети».

В «Системе ОЖУР» на базе разработанных онтологических моделей деятельности, включающих кластеры сценариев по выполнению задач деятельности, сформирована сетевая масштабируемая территориально распределенная СППР. Пример одного из таких сценариев по задаче «Управление заявками» представлен на рисунке 4.

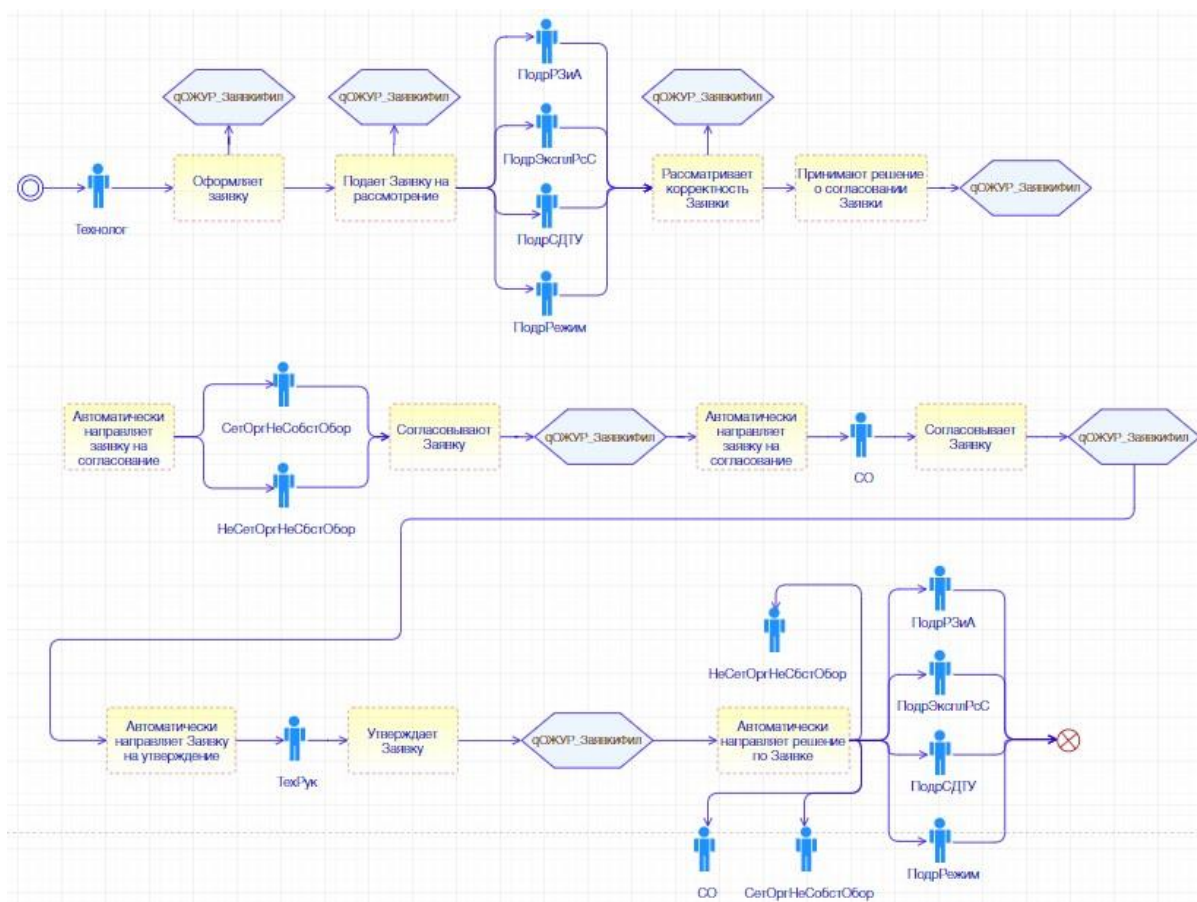


Рис. 4. Пример сценария по задаче «Управление заявками»

«Система ОЖУР» используется для оптимизации технологических процессов принятия решений и выполнения задач по управлению. При этом она обеспечивает поддержку как руководителей (административно-технического персонала), так и диспетчеров, и оперативного персонала разных уровней при управлении режимами работы электротехнических комплексов систем электроснабжения.

Основной акцент во второй главе делается на разработку технологии организации деятельности с использованием «Системы ОЖУР» в качестве

инновационного инструмента управления при организации деятельности оперативного персонала.

Выполненный в диссертации анализ традиционных методов и технологий работы диспетчерского персонала электротехнических комплексов выявил такие недостатки в их работе, как:

- отсутствие информации об отключениях в *Call*-центре;
- затраты времени на избыточные телефонные переговоры;
- отсутствие автоматической обратной связи с потребителями;
- перегруженность диспетчера, связанная с ведением отключений и ручным вводом данных в ИС;
- отсутствие дистанционных сервисов информирования потребителей.

Двухконтурная сетевая система поддержки принятия решения СППР – «Система ОЖУР» основана на единой унифицированной цифровой модели сети. Система имеет функцию наследования опыта и группы приложений, настраиваемых под решение определенных задач, структура реализованной системы представлена на рисунке 5.

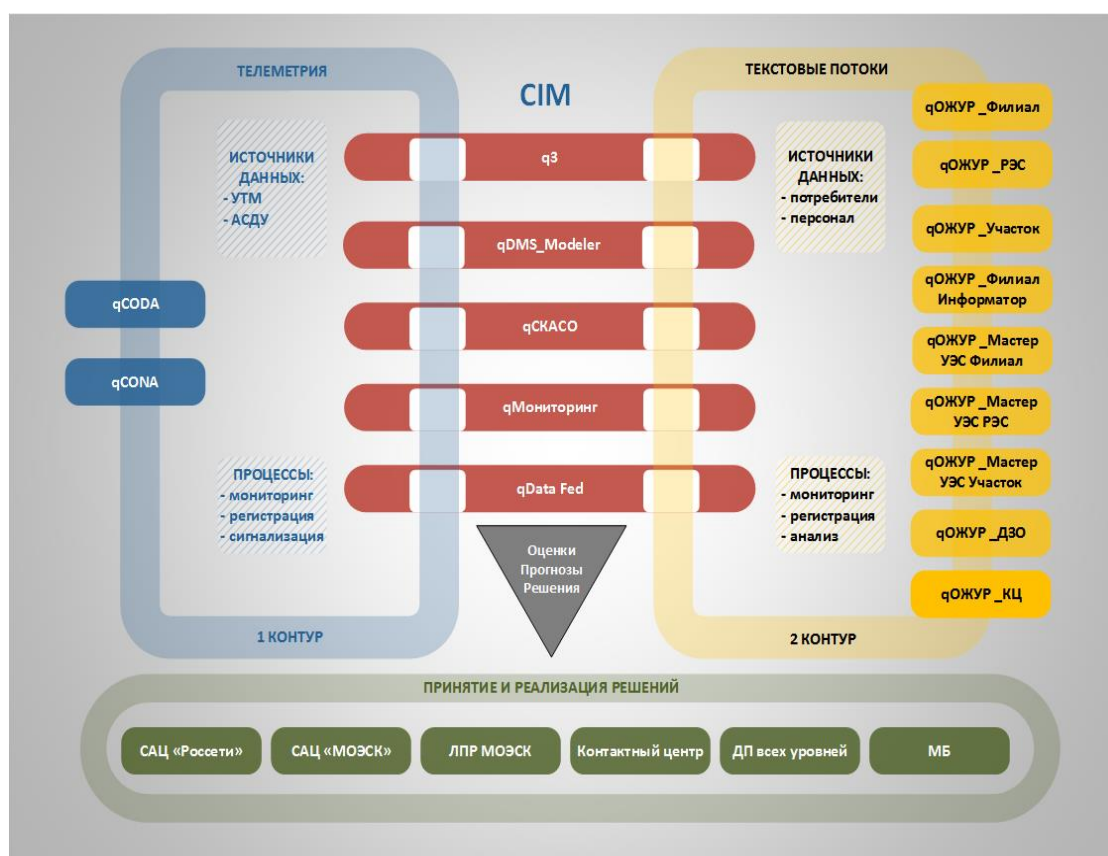


Рис. 5. Структура СППР

Практическая реализация описанного решения, включая интеграцию, выполнена в ПАО «Россети» и ПАО «Россети Московский регион».

Процесс поддержки принятия решений с использованием СППР – «Система ОЖУР» начинается с приема информации, ее последующего анализа и завершается доведением новых синтезированных данных диспетчерскому персоналу, операторам контактных центров и руководителей – лиц, принимающих решения (ЛПР). Схема информационных потоков в процессе устранения технологических нарушений представлена на рисунке 6.

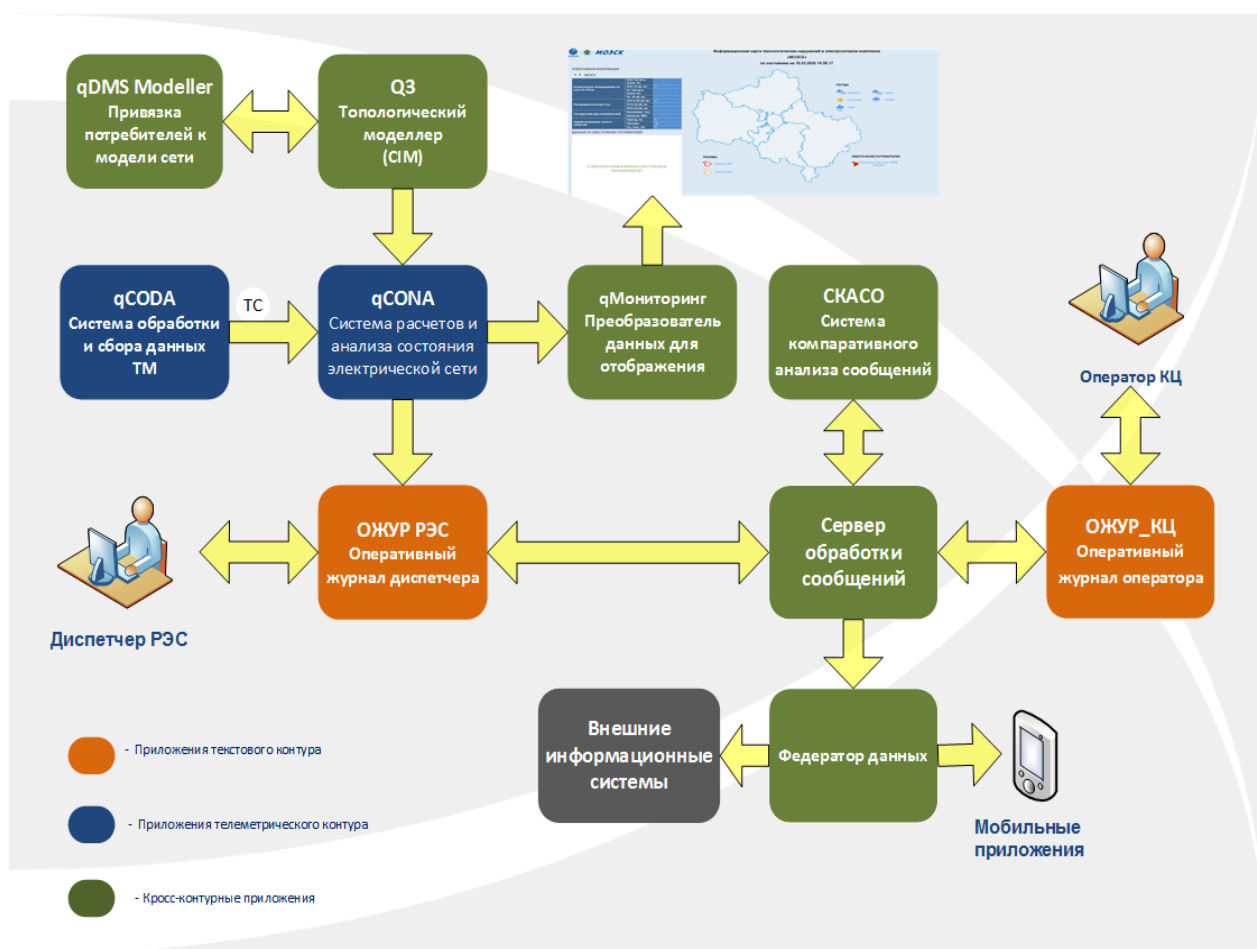


Рис. 6. Схема информационных потоков СППР – «Системы ОЖУР»

В результате сокращается время ликвидации аварийных ситуаций, повышается достоверность обрабатываемой информации, обеспечивается своевременное информирование должностных лиц компании и взаимодействующих организаций о ситуации и происходящих событиях, автоматическое ведение электронных журналов и формирование исторических данных. При этом разработан и внедрен модуль для

информирования потребителей о ситуации с использованием мобильного приложения.

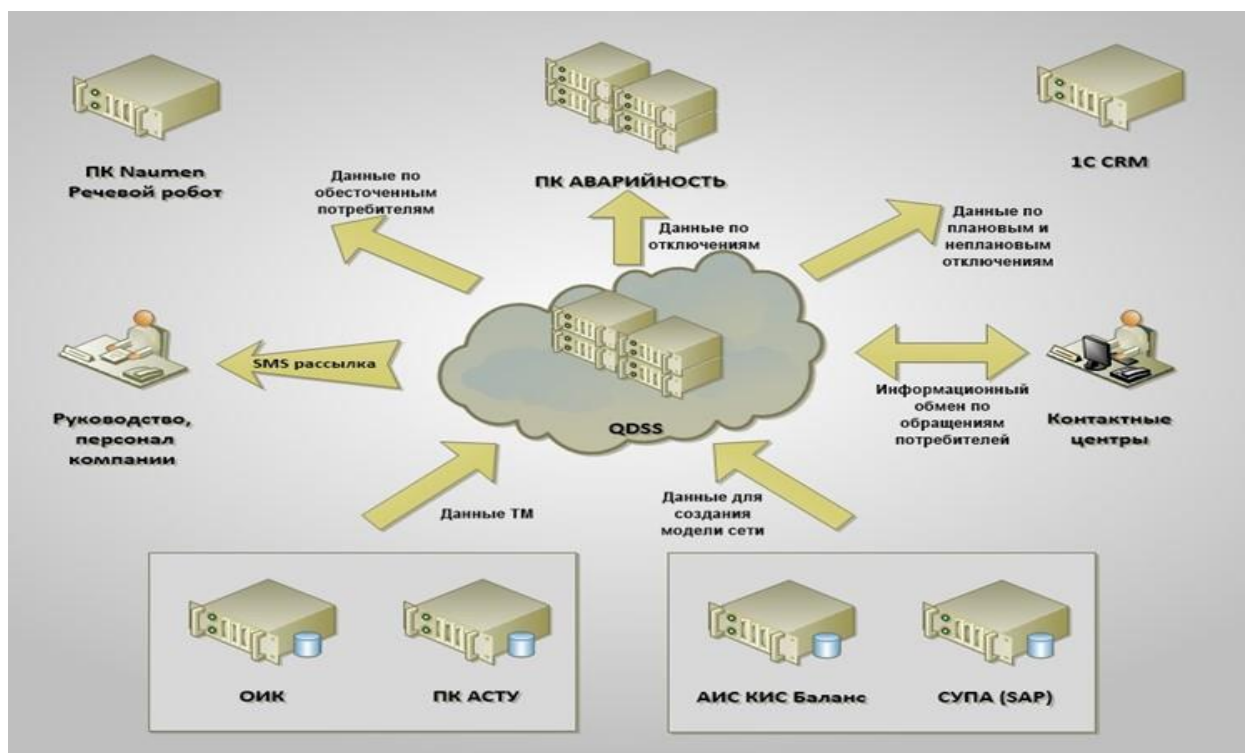


Рис. 7. Схема автоматизированного управления электротехническим комплексом

Основные преимущества и перспективы внедренной системы, представленной на рисунке 7:

- возможность перехода от субъектного диспетчерского управления к процессу автоматического управления на базе цифровых двойников ОТУ и дистанционных сервисов;
- возможность перехода на одноуровневую модель оперативно-технологического управления;
- оптимизация процессов управления электросетевой инфраструктурой и интеграция информационных систем на базе единой модели сети;
- безошибочность принятия решений на основе применения технологий искусственного интеллекта;
- сокращение финансовых затрат на содержание диспетчерских пунктов, контактных центров и персонала.

Достижение указанных преимуществ возможно за счет практической

реализации следующих задач:

- обеспечение централизованного мониторинга, диагностики, анализа и прогнозирования состояния электротехнических комплексов систем электроснабжения на основе технологий искусственного интеллекта;

- семантическая обработка речевой, текстовой информации в сообщениях персонала и потребителей с использованием методов компьютерной лингвистики;

- создание цифровых двойников физических сущностей и процессов ОТУ на основе методов имитационного моделирования;

- создание единой модели сети на основе стандартов CIM.

В главе 3, озаглавленной «Реализация оперативно-технологического управления электротехническим комплексом с целью снижения затрат на ремонт и обновление его основных фондов», проводится анализ процессов и формирование предложений по повышению эффективности процессов управления уровнями напряжения в электрических сетях 110–220 кВ. Оптимизация развития энергосистем и электрических сетей должны основываться на современных методах сравнительного технико-экономического расчета и анализа, в первую очередь на учете комплексного эффекта их применения за весь жизненный цикл вновь вводимого оборудования.

Суть предложений заключается в разработке методики снижения потерь электрической энергии, при одновременной оптимизации использования ресурса электросетевого оборудования, задействованного для регулирования уровней напряжения, с целью оптимизации *OPEX* и *CAPEX* на передачу электроэнергии, ремонт и обновление основных фондов.

Разработан метод ранжирования узлов электрической сети по общей эффективности регулирования напряжения (по приоритету выдачи управляющих воздействий на регуляторы) при управлении установившимися режимами работы электрической сети.

Выдвинута и проверена гипотеза об обеспечении основного вклада в

снижение потерь активной мощности только ограниченной части регуляторов напряжения, установленных в наиболее эффективных для этих целей узлах.

В диссертации разработана методика оптимизации текущих режимов работы электротехнических комплексов системы электроснабжения, названная: «Методика определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь активной мощности и электроэнергии». При этом непосредственная оптимизация текущего электрического режима данной сети осуществляется с использованием ПК «*RastrWin3*».

При разработке алгоритма оптимизации использован термин «эффективный узел» – это узел электрической сети, изменение напряжения в котором приводит к максимально возможному в данном режиме изменению напряжения в узлах рассматриваемой электрической сети. Решается задача оценки эффекта от использования регуляторов напряжения и реактивной мощности при переходе управления от эффективных узлов к менее эффективным.

Для определения «эффективных узлов» осуществлена разработка метода ранжирования узлов по эффективности регулирования напряжения. В качестве одного из инструментов, позволяющих проанализировать взаимные зависимости уровней напряжения и оценить эффективность их регулирования служит матрица коэффициентов чувствительности напряжений.

Для смежных узлов элемент матрицы коэффициентов чувствительности может быть получен алгебраически по правилам дифференцирования простой функции $U_i = f(U_j)$ для обыкновенного П-образного звена. Для поиска производных по напряжениям несмежных узлов используются типовые алгоритмы поиска кратчайших путей во взвешенных графах (алгоритм Дейкстры). Вес ребра для каждого графа вычисляется дифференцированием матрицы коэффициентов чувствительности по U_j . Для кратчайшего пути вида $i - j - k$ элемент матрицы коэффициентов чувствительности определяется в

соответствии с цепным правилом дифференцирования сложной функции $U_i = f(U_j) = f(f(U_k))$.

Приведенные в диссертации расчеты подтверждают, что если отдельный элемент матрицы коэффициентов чувствительности по определению характеризует влияние регулирования напряжения в одном узле на изменение напряжения в другом узле, то величина суммы элементов i -ой строки матрицы S определяет эффективность влияния регулирования напряжения в узле i на изменение напряжения во всех узлах, и, как следствие, на величину суммарных потерь активной мощности.

Предложен критерий определения экономически оптимального числа управляющих воздействий (формирования обоснованной группы эффективных узлов) для совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии при осуществлении оперативно-технологического управления. Для этого применятся понятие «стоимости регулирования напряжения» в конкретном узле электрической сети, измеряемое стоимостью изменения положения анцапф устройства регулирования под напряжением (РПН) и/или включением/отключением батарей статических конденсаторов (БСК). Предложен алгоритм, реализующий методику определения оптимального числа управляющих воздействий для совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии.

Определение экономического выигрыша от уменьшения потерь электроэнергии с учетом затрат ресурса РПН (БСК) по стоимости выполнения конкретного регулирования в узле X определяется как разность значений $A(\Delta P(X)) - B(X)$ и должна быть больше 0, где $\Delta P(X)$ – уменьшение потерь в сети за счет работы РПН(БСК) в узле X , а $A(\Delta P(X))$ – стоимость уменьшения потерь, где $A(\Delta P(X)) = \text{цена } 1 \text{ кВтч, умноженная на } (\Delta P(X)) \text{ в текущий момент времени}$ (принимаем, что эффект сохраняется в течение 1 часа).

При этом $V(X)$ – стоимость регулирования в узле X определяется заранее и не меняется в процессе оптимизации, состоит из двух составляющих:

- стоимость одного регулирования РПН = (стоимости ремонта(замены) данного РПН + стоимость обслуживания в межремонтный период) / плановое количество срабатываний устройства в межремонтный период;

- стоимость вкл/откл БСК = (стоимости ремонта данного БСК + стоимость технического обслуживания БСК в межремонтный период) / плановое количество действий устройства между ремонтами, а также стоимость срабатывания выключателя БСК = (стоимости ремонта данного выключателя + стоимость обслуживания выключателя в межремонтный период) / плановое количество действий устройства между ремонтами.

Необходимо учитывать, что кроме снижения потерь, есть еще задача, обусловленная обеспечением системной надежности – поддержание требуемого напряжения в заданных узлах в соответствии с графиком, утвержденным АО «СО ЕЭС», что накладывает ограничения на оптимизацию режима в части снижения потерь.

В диссертации приведены расчеты с использованием в качестве примера четырнадцатиузловой и тридцатиузловой тестовых схем IEEE для трех различных вариантов размещения регуляторов в каждой из схем тестовой схемы института инженеров электротехники и энергетики IEEE, которые подтверждают результаты предположений.

График зависимости суммарных издержек на возмещение потерь электрической энергии и затрат на использование регуляторов напряжений в зависимости от количества управляющих воздействий, полученный на основании анализа четырнадцатиузловой схемы IEEE, представлен на рисунке 8. Кривая 1 отражает упущенную выгоду от возможного снижения потерь за один час (альтернативные издержки на потери электроэнергии) при использовании большего числа регуляторов напряжения и реактивной мощности. Кривая 2 представляет издержки на управляющие воздействия, рассчитанные с учетом вышеописанных стоимостей. Кривая 3 отображает

суммарные издержки как на потерю электроэнергии, так и на выдачу управляющих воздействий.

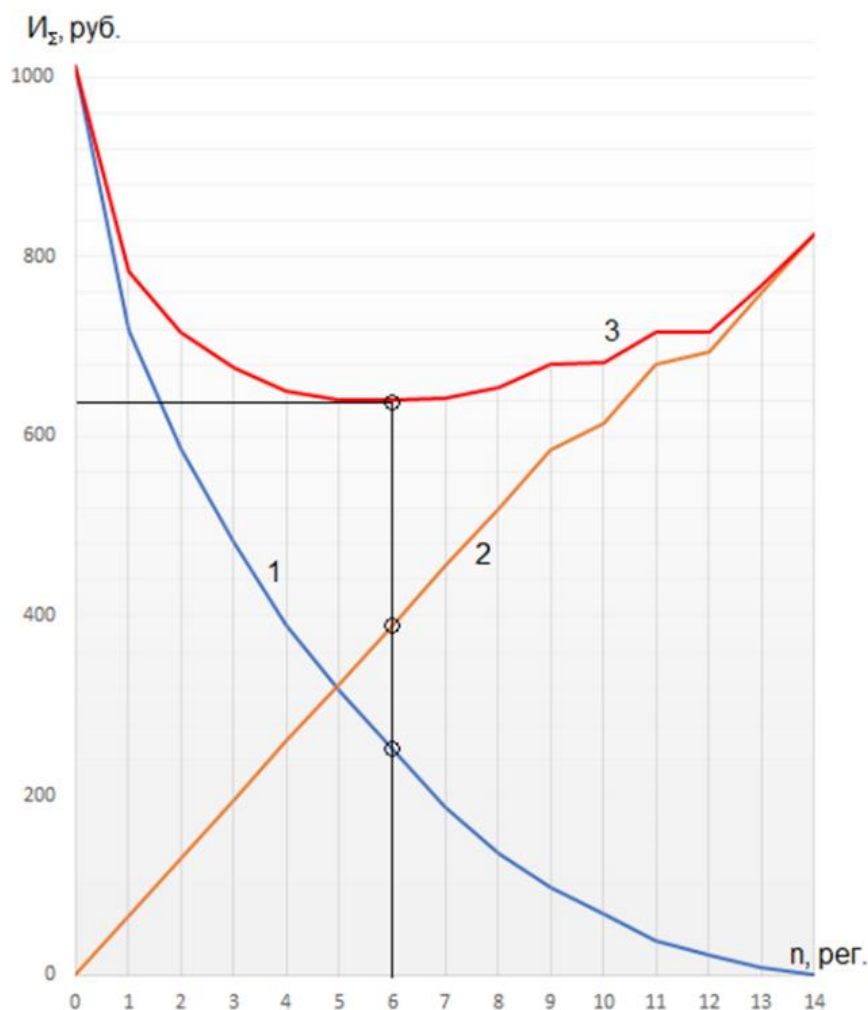


Рис. 8. График зависимости суммарных издержек на потери электроэнергии и затрат на эксплуатацию регуляторов от количества управляющих воздействий

Для подтверждения предположений в диссертации приведены расчеты зависимости относительного снижения потерь активной мощности от числа используемых регуляторов в реальных электроэнергетических системах, имеющих более сложную топологию и распределение нагрузки в узлах. Результаты расчетов $\Delta\Delta P(n)$ для электрической сети 110–220 кВ Московской энергосистемы и Кубанской энергосистемы представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исследование зависимости относительного снижения потерь ΔP от числа используемых регуляторов n в крупных электрических сетях

Электрическая сеть 110–220 кВ Московской энергосистемы, зимний максимум Число узлов – 988*, число используемых регуляторов – 64*											
ΔP , МВт	237,9	237,2	237,0	236,6	236,1	235,7	235,4	235,0	234,7	234,5	234,4
n , шт.	0	1	2	5	10	15	20	30	40	50	64
$\Delta \Delta P$, %	0	20	25	37	52	63	72	83	91	97	100
Электрическая сеть 110–220 кВ Московской энергосистемы, зимний минимум											
ΔP , МВт	176,0	175,4	175,2	174,8	174,5	174,2	174,0	173,7	173,5	173,4	173,3
n , шт.	0	1	2	5	10	15	20	30	40	50	64
$\Delta \Delta P$, %	0	24	31	44	56	66	75	82	87	97	100
Электрическая сеть 110–220 кВ Кубанской энергосистемы, летний максимум Число узлов – 339*, число используемых регуляторов – 43 *											
ΔP , МВт	66,83	66,63	66,56	66,48	66,33	66,21	66,10	65,94	65,85	66,83	65,84
n , шт.	0	1	2	5	10	15	20	25	30	40	43
$\Delta \Delta P$, %	0	20	27	35	51	63	74	83	90	99	100

* – разные секции шин на ПС 220 кВ и 110 кВ приняты за один узел. Регуляторы – БСК 110 кВ и выше и РПН АТ 220 кВ.

Из таблицы 1 следует, что распределение долей участия регуляторов в снижении потерь аналогичны с распределением, полученным для малых электрических сетей. При этом даже в наиболее тяжелом режиме зимнего максимума Московской энергосистемы одновременное использование не более 10 наиболее эффективных регуляторов из 64 в электрической сети 110–220 кВ дает более половины эффекта снижения потерь, а регулирование напряжения только в одной трети самых чувствительных узлов – порядка 75%.

В качестве практической реализации разработанного метода, с целью выполнения вспомогательных функций при управлении установившимся режимом электрических сетей 110–220 кВ, полученные значения оптимальных управляющих воздействий в эффективных узлах представляются диспетчеру для принятия решения, а в перспективе могут автоматически перенаправляться в виде команды на регулирующее устройство.

В качестве практической реализации описанной методики проведена его апробация в реальных условиях на южной части московской энергосистемы в виде экспериментального программного комплекса (ПК). В общей сложности расчетная модель включала 463 узла и 579 ветвей. Итоги расчета в режиме

реального времени представлены на рисунке 9.

Управляющие воздействия (накопительным итогом)	Снижение потерь, МВт	Экономия на потерях ЭЭ в час, руб.	Стоимость УВ, руб.	Экономическ ий эффект в час, руб.
Исходный режим	0	0	0	0
РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра, +3 ступени	0,92511	71,36	29,75	+41,61
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы	1,8503	142,73	94,75	+47,98
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Лаговская	2,40981	185,89	159,75	+26,14
РПН АТ-4, АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Бугры, –2 ступени	2,75704	212,68	189,5	+23,18
РПН АТ-1, АТ-2, АТ-6 220/110 кВ ПС 220 кВ ЦАГИ, +6 ступеней	3,05061	235,32	219,25	+16,07
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Нащекино	3,31105	255,41	284,25	–28,83
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ока, +2 ступени	3,46854	267,56	314	–46,44
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Нежино, +1 ступень	3,59997	277,70	343,75	–66,05
Включение БСК-1 или БСК-2 ПС 110 кВ Пушкино	3,64598	281,25	408,75	–127,50
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Сабурово, +2 ступени	3,66578	282,77	438,5	–155,72

Рис. 9. Итоги расчета в режиме реального времени

Практическая реализация данной методики предполагается в виде составной части СППР для диспетчера.

В Главе 4, озаглавленной «Развитие технологии дистанционного управления силовым оборудованием и устройствами РЗА электротехнических комплексов систем электроснабжения», представлены результаты разработки и практической реализации системы дистанционного управления устройствами РЗА для трех ПС 110–220 кВ в Московском регионе.

В результате решения указанной задачи реализована дополнительная уникальная возможность – управление функциями РЗА из ЦУС и диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» (ДЦ).

При этом реализация функционала ДУ оборудования и РЗА не потребовала комплексной замены оборудования, а была обеспечена существующими программно-техническими комплексами и средствами

пилотных подстанций, ЦУС и ДЦ.

Внедрение дистанционного управления функциями РЗА потребовало поиска принципиально новых организационных и технических решений для реализации возможности осуществления этого управления.

В рамках реализации указанной задачи определен и согласован между сетевой компанией (ПАО «Россети Московский регион») и Системным оператором (АО «СО ЕЭС») набор функций РЗА по каждой подстанции, подлежащих дистанционному управлению.

Реализованный принцип дистанционного управления РЗА аналогичен с основным оборудованием:

1) перевод в режим дистанционного управления, «захват» управления единолично одним источником команд – автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ПС, ЦУС или ДЦ;

2) передача команд дистанционного управления (ДУ) на изменение состояния функции РЗА;

3) прием телесигнала об изменении состояния функции на всех уровнях или отказ от выполнения изменения.

Для разграничения прав телеуправления между автоматизированным рабочим местом (АРМ) дежурного ПС, диспетчера ЦУС и диспетчера ДЦ на сервере АСУ ТП и телемеханики (ТМ) реализован «арбитраж» – программный ключ выбора объекта, имеющего право ДУ.

Практическим результатом работы стало создание комплекса автоматизированной системы мониторинга и цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики АСМДП. Указанный комплекс внедрен в Центральном оперативно-технологическом управлении (ЦОТУ) ПАО «Россети Московский регион» и на трех подстанциях 110–220 кВ ПАО «Россети Московский регион» – ПС 220 кВ «Белорусская», ПС 220 кВ «Кожевническая», ПС 110 кВ «Люблино».

Структурная схема реализации дистанционного управления оборудованием и РЗА приведена на рисунке 10.

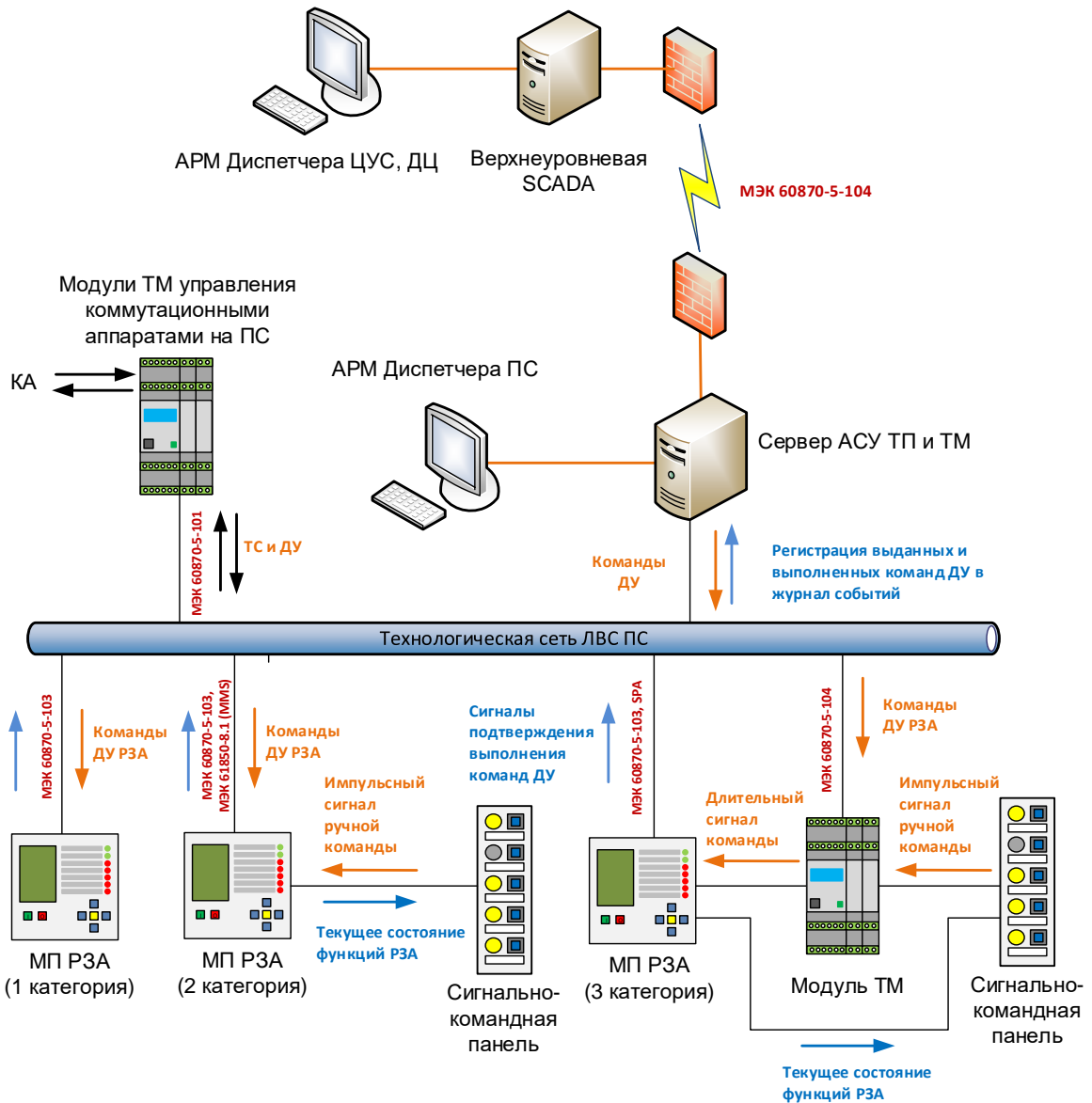


Рис. 10. Структурная схема реализации дистанционного управления оборудованием и РЗА

Практическая реализация указанных решений позволяет получать значительный эффект за счет построения более эффективных моделей управления эксплуатационным состоянием оборудования электрических сетей, а значит оптимизировать загрузку как диспетчеров сетей, так и оперативного персонала, и персонала служб РЗА.

Современные условия функционирования энергетики обостряют проблемы надежности действия и кибербезопасности систем цифрового дистанционного управления энергообъектами. Причиной этому является критичность функций указанных объектов и опасность возможных

киберфизических последствий при реализации на них угроз информационной безопасности.

Реализация подсистемы (системы) защиты информации является неотъемлемой частью системы обеспечения дистанционного управления и удаленного мониторинга любого рода информационных ресурсов.

На рисунке 11 представлена общая структура подсистемы защиты информации и взаимодействия ее элементов.

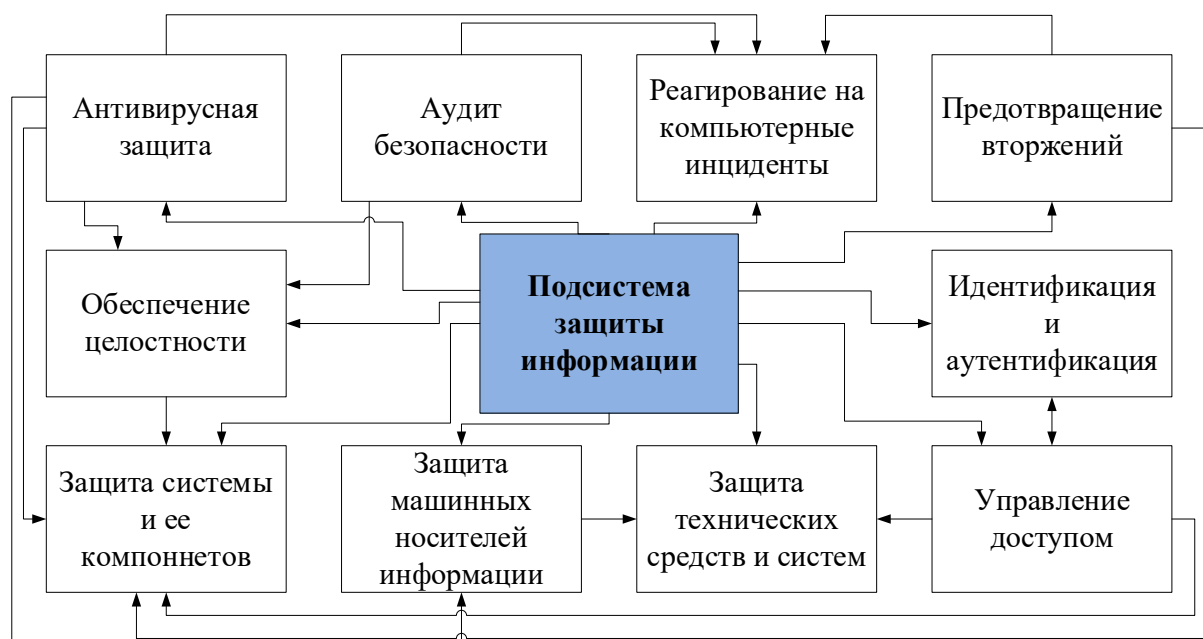


Рис. 11. Структура подсистемы защиты информации

Целями подсистемы информационной безопасности являются:

- минимизация ущерба вследствие нарушения требований целостности, конфиденциальности и доступности;
- предотвращение компьютерных атак в отношении объектов защиты;
- выполнение требований законодательства РФ в области защиты информации;
- обеспечение защищенности и устойчивого функционирования объектов защиты.

В пятой главе «Развитие технологии удаленного автоматизированного мониторинга состояния работы устройств РЗА электротехнических комплексов с целью перехода на техническое обслуживание по фактическому

техническому состоянию» проводится анализ существующих систем автоматизированного мониторинга устройств РЗА российских и зарубежных производителей.

Промышленное внедрение и использование систем удаленного мониторинга состояния работы (АСМД) устройств РЗА на объектах ПАО «Россети» и других субъектов позволяет повысить наблюдаемость за состоянием оборудования и является основой для перехода на техническое обслуживание устройств РЗА по их фактическому техническому состоянию.

Результаты анализа работы релейной защиты и автоматики на объектах электросетевого комплекса и предложения, сформулированные в главе диссертации, были положены в основу стандартов СТО 34.01-4.1-005-2017 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса» и СТО 34.01-4.1-007-2018 «Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850». Последним стандартом определяется, что автоматизированный мониторинг микропроцессорных устройств РЗА является неотъемлемой частью процессов технического обслуживания по состоянию устройств РЗА и реализуется в виде информационной системы.

В соответствии с его положениями ПАО «Россети Московский регион» разработана и успешно внедрена на объектах ПАО «Россети Московский регион» АСМД устройств РЗА. Система реализует функционал:

- расчет индекса готовности устройств РЗА для приоритизации проведения технического обслуживания и ремонтов;
- автоматизированная локализация мест повреждения по данным осциллограмм с программным определением места повреждения на линии по двустороннему замеру;
- централизованный сбор по протоколу МЭК 61850 событий и файлов осциллограмм без использования отдельного сервера мониторинга РЗА на подстанциях;

- формирование единого файла описания аварийного события энергообъекта с применением технологии синхронизации отдельных осциллограмм и событий.

Основной акцент в главе сделан на разработке методики определения общей оценки технического состояния микропроцессорного устройства РЗА (индекс готовности РЗА), которая внедрена в ПАО «Россети Московский регион» под руководством и при личном участии автора.

В основе методики заложен индекс технического состояния, далее индекс, который отражает актуальное общее состояние микропроцессорного устройства (МП) устройства РЗА с учетом его физического износа и устаревания для определения его дальнейшей готовности выполнять свои функции в полном объеме или принятия решения о необходимости проведения технического обслуживания, ремонта или замены.

Всё пространство значений индекса разбито на три основные зоны:

1. Зеленая зона от 75% до 100%;
2. Желтая зона от 50% до 75%;
3. Красная зона от 0% до 50%.

Нахождение индекса готовности в зеленой зоне указывает на отсутствие явных проблем в работе устройства.

Нахождение индекса в желтой зоне свидетельствует о наличии проблем, ограничивающих выполнение второстепенных функций устройства, либо о наличии факторов, указывающих на возможность выхода устройства из строя в ближайшем будущем.

Нахождение индекса в красной зоне сигнализирует о наличии серьезных проблем в работоспособности устройства. Устройство с красным индексом считается неработоспособным, поэтому требует безотлагательных действий для выявления и устранения причин неработоспособности, вплоть до подачи срочной заявки на вывод устройства РЗА из работы для проведения обследования и ремонта.

Система в обязательном порядке сигнализирует пользователю о наличии

в настоящий момент желтых и красных индексов в области уведомлений, в отчете о результатах мониторинга, на всех экранах с перечнями устройств РЗА и на экране собственно проблемного устройства.

Расчет индекса готовности РЗА осуществляется следующим образом.

Начальное (базовое) значение индекса составляет 100%. Различные негативные показатели, зафиксированные в течение времени мониторинга и выраженные количественно, снижают его величину. Каждый показатель имеет свой весовой коэффициент, указывающий на то, как сильно он влияет на снижение индекса. Ряд мероприятий, проводимых в течение срока эксплуатации устройства и фиксируемых в системе, могут исключать либо уменьшать влияние негативных показателей.

Первая группа показателей – временные, срок службы и текущая наработка.

Вторая группа показателей – показатели собственных неисправностей.

Третий показатель – статистика неисправностей однотипных устройств и устройств одного производителя.

Кроме собственной истории неисправностей, на индекс устройства оказывают влияние неисправности других устройств того же типа и производителя, произошедшие за время мониторинга (рис. 12). При этом не играет роли, действующие это неисправности или закрытые.

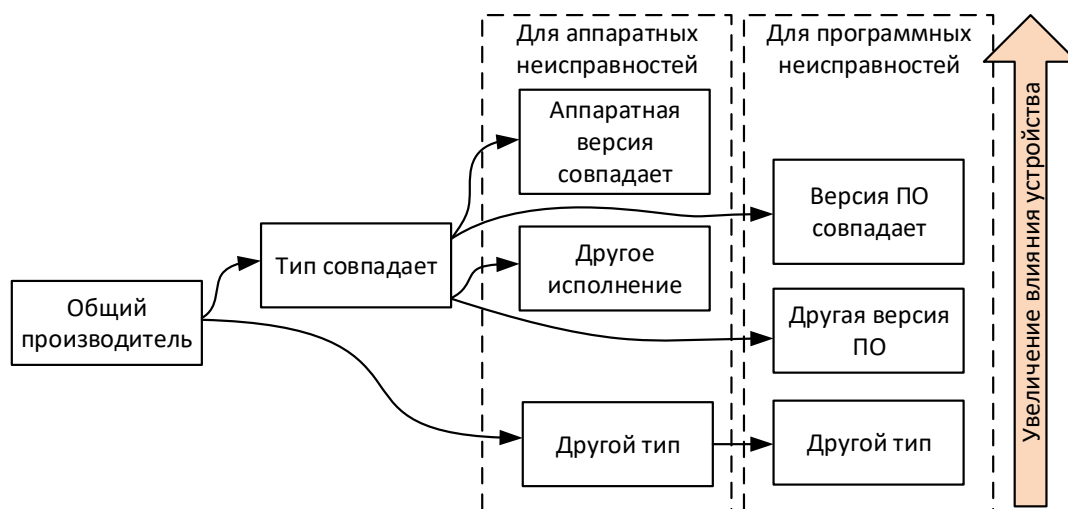


Рис. 12. Влияние неисправностей однотипных устройств на индекс готовности

Четвертый показатель – факты неправильной работы.

Приведенная методика расчета и определения индекса готовности РЗА прошла практическую апробацию на пилотных объектах ПАО «Россети Московский регион» и предлагается к применению на объектах электроэнергетики в условиях ведения непрерывного мониторинга технического состояния устройств РЗА при переходе на техническое обслуживание по фактическому техническому состоянию.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных в диссертации исследований и успешной реализации ряда пилотных проектов можно сделать заключение о том, что:

1. Разработаны научно обоснованные методы повышения эффективности принятия решений управленческим персоналом электрических сетей для снижения времени простоя оборудования и оптимизирующих их управление:

1.1. Сформулирован критерий оптимизации информационных воздействий на диспетчера: Информационная нагрузка на диспетчера, определяемая суммой информационной нагрузки по голосовому и визуальному каналу не должна превышать максимальную нагрузку диспетчера, при которой обеспечивается состояние его гомеостаза.

1.2. Доказано, что увеличение возможной информационной нагрузки на диспетчера позволит оптимизировать сложившуюся структуру оперативно-технологического управления, в том числе количество ЦУС и диспетчеров в смене, а кроме того, существенно повысит надежность системы оперативно-технологического управления при условии ненарушения гомеостаза диспетчера.

2. Разработана система оперативно-технологического управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличительной особенностью которой является использование сетецентрической двухконтурной масштабируемой территориально-распределенной совокупности задаче-ориентированных электронных оперативных журналов

(«Система ОЖУР»). Система существенно расширяет круг задач автоматизированного оперативно-технологического управления в условиях цифровой трансформации.

3. Внедрением «Системы ОЖУР» в ПАО «Россети Московский регион» подтверждена эффективность разработанного подхода к реализации средств автоматизации процессов оперативно-диспетчерского управления:

3.1. Создана система электронных журналов и автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации на всех уровнях ОТУ и СУ.

3.2. Реализован взаимосвязанный мониторинг и учет событий и ситуаций, а также данных телеметрии.

3.3. Повышена достоверность и оперативность информирования руководства компании за счет сокращения уже на начальном этапе времени сбора и анализа данных в среднем на 15%.

3.4. Автоматизировано взаимодействие с потребителями путем предоставления упреждающей информации о плановых и неплановых отключениях электроэнергии.

4. Обоснована необходимость создания единой цифровой модели сети как основы для интеграции автоматизированных информационных систем компании.

5. Предложен метод определения оптимального числа управляющих воздействий при регулировании напряжением и реактивной мощностью в мегаполисах. Метод отличается новыми критерием и алгоритмом определения экономически оптимального числа управляющих воздействий с учетом совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии при осуществлении оперативно-технологического управления. Метод, в том числе, включает в себя:

- методику определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии;

- метод ранжирования узлов по общей эффективности регулирования напряжения.

6. В ПАО «Россети Московский регион» (Южные сети) на базе информации реального времени проведен вычислительный эксперимент и опробован разработанный метод. Анализ результатов расчетов показал перспективность внедрения предлагаемого подхода в электротехнических комплексах систем электроснабжения напряжением 110–220 кВ.

7. Впервые в российской практике разработана и организована система релейной защиты с дистанционным управлением функциями микропроцессорных терминалов из удаленного диспетчерского пункта Московских высоковольтных сетей и из диспетчерского центра АО «СО ЕЭС». Реализованы и апробированы организационные и технические мероприятия по дистанционному управлению, а также мониторингу устройств релейной защиты с целью повышения эффективности управления электротехническими комплексами мегаполисов.

Разработаны и применены оригинальные технические решения, позволяющие обходить ограничения МП РЗА для реализации ДУ.

8. Разработана методика определения индекса готовности, отличающаяся от известных методик оценки состояния устройств релейной защиты расширенными возможностями по своевременному выявлению и устранению неисправностей, а также исключению излишних работ при плановом обслуживании. Применение методики позволяет корректировать сроки работ при плановом обслуживании оборудования и полностью перейти на техническое обслуживание по состоянию. Проведена модернизация программного обеспечения с целью создания комплекса цифрового мониторинга РЗА в защищенном исполнении и произведено внедрение системы в ПАО «Россети Московский регион» со следующими ключевыми функциями:

- расчет индекса готовности устройств РЗА для приоритизации проведения технического обслуживания и ремонтов;

- автоматизированная локализация мест повреждения по данным осциллограмм с программным определением места повреждения на линии по двустороннему замеру;
- централизованный сбор по протоколу МЭК 61850 событий и файлов осциллограмм без использования отдельного сервера мониторинга РЗА на подстанциях;
- формирование единого файла описания аварийного события энергообъекта с применением технологии синхронизации отдельных осциллограмм и событий.

9. В рамках обеспечения информационной безопасности реализована подсистема кибербезопасности при мониторинге РЗА и дистанционном управлении оборудованием подстанций в ПАО «Россети Московский регион».

10. Предложены методы, методики и технические решения систем управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличающиеся высокой практической значимостью и внедренные в отраслевые стандарты: СТО 34.01-4.1-005-2017 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса»; СТО 34.01-4.1-007-2018 «Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850»; «Техническую политику компании» и «Концепцию цифровой трансформации 2030» ПАО «Россети».

11. Разработаны и внедрены в ПАО «Россети Московский регион» системы управления электротехническими комплексами мегаполисов, отличающиеся высокой экономической эффективностью. Экономический эффект от внедрения системы оперативно-технологического управления электротехническими комплексами на основе онтологической модели, за счет оптимизации структуры за период 5 лет составил 195 459 тыс. руб., а системы дистанционного управления и мониторинга состояния устройств релейной защиты мегаполисов, на 40 подстанциях в течение 10 лет, составит более 490 млн руб.

СПИСОК РАБОТ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ

1. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Повышение количества структурной информации в технических системах // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та. 1999. № 2. С. 23–25.
2. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Информационный подход к оптимизации структуры технических систем // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та. 1999. № 3. С. 12–15.
3. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Методика определения насыщенности оперативной информацией шахтной пусковой аппаратуры // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та. 1999. № 6, С. 27–29.
4. Гвоздев Д.Б. Информационная оценка системы диспетчерского управления // Электрические станции. 2006. № 3. С. 47–51.
5. Гвоздев Д.Б., Дементьев Ю.А., Дьяков Ф.А., Кочкин В.И., Черезов А.В. Новые технологии в электроэнергетике. Разработка, изготовление и внедрение оборудования // Электро. 2010. № 4. С. 25–28.
6. Гвоздев Д.Б., Дроздов А.В., Кочкин В.И., Крайнов С.В., Кубарев Л.П., Перфилкин Р.А., Федосов Л.Л., Щербаков А.П., Кузнецов В.Н. Применение быстродействующих источников реактивной мощности в электрических сетях Западной Сибири // Электрические станции. 2010. № 10. С. 52–59.
7. Гвоздев Д.Б., Илюшин П.В., Кочкин В.И., Фокин В.К., Фролов, В.И. Применение адаптивной модели энергосистемы для управления источниками реактивной мощности // Электричество. 2011. № 2. С. 17–27.
8. Гвоздев Д.Б., Дроздов А.В., Кочкин В.И., Крайнов С.В. Статические устройства управления режимами энергосистем // Электрические станции. 2011. № 8. С. 32–45.
9. Гвоздев Д.Б. Методика расчета объема информации, передаваемой от единичного элемента управления (ведения) к диспетчеру электрических сетей // Вестник МЭИ. 2012. № 5. С. 60–65.

10. Гвоздев Д.Б. Разработка критерия оптимальной информационной нагрузки диспетчера ЦУС предприятия электрических сетей // Вестник МЭИ. 2013. № 2. С. 55–58.
11. Бадалов А.Ю., Гвоздев Д.Б., Пельмский В.Л., Шведин Б.Я. Разработка системы передачи информации о состоянии энергетических объектов с использованием оперативного журнала энергообъекта ОЖУР // Электрические станции. 2013. № 8. С. 37–43.
12. Мельник Е.Н., Бадалов А.Ю., Шведин Б.Я., Гвоздев Д.Б., Бузаев Л.В. Онтологические модели для систем управления электроснабжением Олимпийских объектов в Сочи // Научный журнал «Онтология проектирования». 2014. № 1(11). С. 6–23.
13. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Повышение эффективности работы оперативно-диспетчерского персонала путем создания централизованной системы управления уровнями напряжения // Электричество. 2015. № 7. С. 4–11.
14. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Централизованная система управления уровнями напряжения в сетях 110–220 кВ Кубанской энергосистемы // Электричество. 2015. № 12. С. 13–19.
15. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Новый подход к управлению уровнями напряжения и компенсацией реактивной мощности в электрических сетях 110–220 кВ // Вестник МЭИ. 2016. № 6. С. 49–57.
16. Ливинский П.А., Гвоздев Д.Б. Инновационная энергосистема России в 2050 году // Энергетическая политика. 2017. № 6. С. 16–21.
17. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Повышение информационной безопасности автоматизированных систем диспетчерского управления в электроэнергетических системах // Вестник МЭИ. 2019. № 3. С. 27–36.
18. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Апробация алгоритма централизованного управления уровнями напряжения в электрических сетях 110–220 кВ // Промышленная энергетика. 2018. № 4. С. 2–8.

19. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Вопросы оценки рисков нарушения управляемости АСДУ в сложных электроэнергетических системах // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2018. № 6. С. 30–36.

20. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Подходы к созданию полунатурных моделей электроэнергетических систем // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2019. № 1. С. 24–32.

21. Гвоздев Д.Б., Болонов В.О., Окнин Е.П., Здирук К.Б., Кузьминов И.М. О возможности применения цифровых двойников в управлении объектами электроэнергетики // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2019. № 6. С. 30–35.

22. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А. Организация цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА в «Россети Московский регион» (ПАО «МОЭСК») // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2019. № 6. С. 94–98.

23. Гвоздев Д.Б., Шведин Б.Я., Сахаров А.А., Лукинов В.В., Асташкин А.В. Внедрение двухконтурной сетцентрической системы поддержки принятия решений qDSS в компании «Россети Московский регион» (ПАО «МОЭСК») и ее место в оперативно-технологическом управлении // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2020. № 2. С. 30–33.

24. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Разработка методики управления уровнями напряжения с учетом минимизации эксплуатационных затрат // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2021. № 1. С. 34–40.

25. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Романов Ю.В., Рыбаков А.К. Применение современных технологий при эксплуатации РЗА для повышения надежности их функционирования // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2021. № 1. С. 120–123.

26. Гвоздев Д.Б., Широков С.Ю., Грибков М.А., Герасимов О.А., Рыбаков А.К. Проектирование и создание подсистемы информационной безопасности для организации защищенного дистанционного управления оборудованием и РЗА и мониторинга устройств МП РЗА на подстанциях 110–

220 кВ ПАО «Россети Московский регион» // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2021. № 2. С. 116–121.

27. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Романов Ю.В., Воронов П.И., Рыбаков А.К. Анализ аварийных ситуаций в электрических сетях с использованием автоматизированной системы мониторинга и анализа РЗА // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2021. № 4. С. 133–136.

28. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Бороздин А.А., Рыбаков А.К. Внедрение цифрового дистанционного управления оборудованием и МП устройствами РЗА на подстанциях 110–220 кВ ПАО «Россети Московский регион» // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2021. № 5. С. 112–117.

29. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Оптимизация управления средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в южной части энергосистемы города Москвы и Московской области // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2022. № 5. С. 24–30.

30. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Шубин Н.Г. Использование цифровых двойников как перспективное направление развития технологий дистанционного управления силовым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2024. № 1. С. 96–100.

Публикации в сборниках докладов международных конференций

1. О.С. Добкин, студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Предпосылки создания систем защиты автоматизированных систем управления производственных энергообъектов // Тр. Двадцатой Международной научн.-технич. конф. студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва (27–28 февраля 2014 г.), т. 4. С. 256.

2. А.А. Ткачев, студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Повышение надежности оперативного персонала электрических сетей // Тр. Двадцатой Международной научн.-технич. конф. студентов и аспирантов

«Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва (27–28 февраля 2014 г.), т. 4. С. 273.

3. С.С. Холопов, студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Централизованное управление компенсацией реактивной мощности // Тр. Двадцатой Международной научн.-технич. конф. студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва (27–28 февраля 2014 г.), т. 4. С. 276.

4. О.С. Добкин, студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Оценка рисков для автоматизированных систем управления энергообъектов// Тр. Двадцать первой Международной научн.-технич. конф. студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва (26–27 февраля 2015 г.), т. 4. С. 177.

5. С.С. Холопов, студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Разработка алгоритма централизованного управления напряжением с использованием средств векторного регулирования // Тр. Двадцать первой Международной научн.-технич. конф. студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». Москва (26–27 февраля 2015 г.), т. 4. С. 197.

6. Русскова М.С., студ.; рук. Д.Б. Гвоздев, к.т.н., доц. (НИУ «МЭИ»). Разработка методики по выявлению критичных элементов с высокой вероятностью отказов // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать третья международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов, Москва, 02–03 марта 2017 года. Том 3. М.: Издательский дом МЭИ, 2017. С. 322.

7. Гвоздев Д.Б. Применение риск-ориентированного подхода при планировании производственных программ ПАО «Россети» // Сборник докладов V Научно-практической конференции «Контроль технического состояния объектов электроэнергетики». Москва, 2018. 240 с. С. 55–64.

8. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Оценка рисков нарушения управляемости АСДУ в сложных электроэнергетических системах //

Электроэнергетика. Энергия-2019: Материалы конференции: в 7 томах, Иваново, 02–04 апреля 2019 года. Том 3. Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2019. – С. 42.

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013612720 «Quasy СППР: ОЖУР-ГЦУС OJUR-ССВ1.0», правообладатель ООО «Дан Роуз», авторы Шведин Б.Я., Тураираджасингам С., Гвоздев Д.Б.

2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022619012 Автоматизированная система мониторинга устройств релейной защиты и автоматики для диспетчерского пункта ПАО «Россети Московский регион», правообладатель ПАО «Россети Московский регион», авторы Грибков М.А., Гвоздев Д.Б., Пчелин А.А., Баженов С.Ю.

3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023680812 Программное обеспечение для дистанционного управления устройствами РЗА с функциями синхронизации осциллограмм и регистрации аварийных событий, правообладатель ПАО «Россети Московский регион», авторы Грибков М.А., Гвоздев Д.Б., Пчелин А.А., Баженов С.Ю., Федоров О.А.

Иные публикации

1. Бадалов А.Ю., Гвоздев Д.Б., Шведин Б.Я., Бузаев Л.В. Инновационный комплекс информационно-технологических систем для управления электроснабжением Олимпийских объектов Сочи //ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2013. № 6. С. 148–153.

2. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами. С.Н. Васильев, Н.И. Воропай, Д.Б. Гвоздев и др. / Под ред. Н.И. Воропай. М.: Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2015. 188 с.

3. Бердников Р.Н, Гвоздев Д.Б, Уколов В.А, Новомлинский Э.В. Формализованная оценка технического состояния электросетевого комплекса

России // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2016. № 4. С. 66–71.

4. Бердников Р.Н., Гвоздев Д.Б., Кузьмин И.А., Назарычев А.Н., Таджибаев А.И. Методика оценки вероятности отказов основного электросетевого оборудования с учетом его технического состояния. Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети». Выпуск I. М.: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2017. 184 с. С. 151–163.

5. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Cyber-physical model implementation for the reliability and safety researches of complex systems in the electric power industry // Scientific journal “Fundamentalis scientiam” (Madrid, Spain). 2017. № 11. С. 49–54.

6. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Анализ безопасности автоматизированных систем диспетчерского управления в электроэнергетических системах. Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети». Выпуск I. М.: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2017. – 184 с. С. 36–43.

7. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Применение концепции полунатурного моделирования для оценки рисков нарушения функционирования автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления // ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: Подготовка персонала и поддержание его квалификации. 2018. № 6. С. 35–42.