ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССЕТИ МОСКОВСКИЙ РЕГИОН»

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»

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва - 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6
1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ КАК ИНСТРУМЕНТ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО РАБОТЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ 22
1.1. Анализ структуры оперативно-технологического управления в электрических комплексах и системах мегаполисов 22
1.2. Анализ функционирования диспетчера ЦУС 25
1.3. Пути повышения надежности системы оперативно-технологического управления 31
1.4. Системы обмена технологической информацией с использованием оперативного журнала 37
1.5. Выводы 48
2. РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА НА ОСНОВЕ ЕДИНОЙ ОНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ 50
2.1. Применение онтологических моделей для повышения эффективности системы оперативно-технологического управления в энергетике 50
2.2. Формирование онтологической модели деятельности диспетчеров ЦУС 52
2.2.1. Создание онтологической модели деятельности опертаивно-технологического персонала 52
2.2.2. Формирование структуры задач диспетчеров ЦУС 55
2.2.3. Формирование кластеров сценариев модели организации деятельности для решения задачи «Управление заявками» 64
2.3. Создание двухконтурной сетецентрической масштабируемой системы поддержки принятия решенийОЖУР 82

2.4. Исследование возможности использования цифрового двойника электромонтера на подстанции с целью полной автоматизации системы управления электротехническим комплексом подстанции 95
2.5. Выводы……...…104
3. РЕАЛИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ОБНОВЛЕНИЕ ЕГО ОСНОВНЫХ ФОНДОВ 106
3.1. Анализ механизмов управления снижением потерь и уровнями напряжения в электротехнических системах 106
3.2. Анализ матрицы коэффициентов чувствительности напряжений по эффективности регулирования напряжения 106
3.3. Особенности оптимизации режима по напряжению с использованием ограниченного числа регуляторов в электрической сети 135
3.4. Особенности оптимизации режима по напряжению при дополнительной минимизации использования ресурса регуляторов 151
3.5. Методика определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии 160
3.6. Апробация методики на произвольных схемах электрических сетей. 167
3.7. Апробация разработанного алгоритма в электрической сети 171
3.8. Выводы 178
4. РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ И УСТРОЙСТВАМИ РЗА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 180
4.1. Технологии дистанционного управления оборудованием электротехнических комплексов систем электроснабжения 180
4.2. Развитие технологии дистанционного управления устройствами РЗА 183

4.3. Реализация системы дистанционного управления устройствами РЗА на подстанциях ПАО «Россети Московский регион» 188
4.4. Создание подсистемы информационной безопасности для организации защищенного дистанционного управления оборудованием и РЗА и мониторинга МП РЗА 210
4.5. Перспективы развития технологий дистанционного управления электротехническими комплексами систем электроснабжения в части силового оборудования 218
4.6. Использование цифровых двойников в дистанционном управлении оборудованием электротехнического комплекса 219
4.7. Выводы 227
5. РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕННОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЗА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С ЦЕЛЬЮ ПЕРЕХОДА НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ 229
5.1. Анализ существующих систем автоматизированного мониторинга устройств РЗА 229
5.2. Формализованная оценка технического состояния оборудования электрических сетей 235
5.3. Разработка методики определения общей оценки микропроцессорного устройства РЗА (индекс готовности РЗА) 242
5.4. Применение автоматизированной системы мониторинга РЗА для анализа аварийных ситуаций в электрических сетях 252
5.5. Автоматизированная система мониторинга РЗА для анализа аварийных ситуаций в электрических сетях на базе агрегированных аварийных данных и математического моделирования 257
5.6. Выводы 266
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 268
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ…… 264

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 282
ПРИЛОЖЕНИЯ..... 307
Приложение 1 Онтологическая модель организации деятельности для задачи «Управление заявками»..……....308
Приложение 2 Акты внедрений……..394

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В процессе передачи и распределения электрической энергии от генерации к потребителю используются электротехнические комплексы. Электрическая энергия в XXI веке стала неотъемлемой часть 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 потребителя интересует только одно - бесперебойное получение качественной электроэнергии за «разумные» деньги.

Особенное значение надежная передача и распределение электроэнергии имеет для мегаполисов, самым значимым из которых является столица Российской Федерации – 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 безопасность людей, именно это определяет максимально жесткие требования к передаче и распределению электроэнергии. Электроэнергия 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 была прервано электроснабжение более 2 млн чел. [129].

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, электрически

связанных между собой и обеспечивающих передачу, распределение и управление электрической энергии от генерации к потребителю.

В дальнейшем принципы формирования систем управления мегаполисов могут быть распространены и на системы электроснабжения различных регионов России.

Вышеизложенное обосновывает актуальность исследований, направленных на повышение эффективности системы управления электротехническими комплексами мегаполисов. Указанная задача соответствует основным функциями ПАО «Россети», компании, которая обеспечивает управление электротехническими комплексами, входящими в ЕЭС России: качественное и надежное электроснабжение, а также своевременное технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям [167].

Для осуществления данных функций, предприятия, входящие в группу ПАО «Россети», руководствуются ключевыми целями технической политики:

1. Определение фундаментальных технических направлений и стандартизация технических и технологических решений, направленных на улучшение надежности, эффективности и снижения ресурсоемкости функционирования электросетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе, обеспечивая при этом надлежащую степень надежности и безопасности;

2. Переход ПАО «Россети» к риск-ориентированному управлению на основе внедрения цифровых технологий и анализа обширных объемов данных;

3. Организация реализации передовых научных исследований и инновационных решений.

Роль надежной и эффективной системы управления сложным электротехническим комплексом, основу которого составляет Единая энергетическая система 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 [16].

Таким образом, вышеизложенное делает необходимым формирования 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. Эта трансформация включает в себя внедрение 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 создание 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 [23; 73].

В качестве решения обозначенной выше проблемы, предлагается использование онтологического моделирования путем создания онтологической модели деятельности сетевого предприятия.

Для ее решения требуется ввод понятий для описания того, что является онтологической моделью деятельности предприятия (ОМД или ВЕОМ) [180].

ОМД (БЭОМ) 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 (БЭОМ) является динамической моделью, что подразумевает ее способность к эволюции и изменениям в соответствии с развивающимися потребностями и условиями предприятия. Такая модель становится важным инструментом для анализа, планирования и управления деятельностью предприятия, обеспечивая более глубокое понимание его функций, ресурсов и перспектив развития [179; 180; 195; 200; 223].

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 (CIM IEC 61970/61968) генерирующего и сетевого профилей.

В модели организации деятельности предприятия [181], представленной на рисунке 1.1 показано все многообразие субъектов, объектов, задач и отношений деятельности электросетевого предприятия.

Рис. 1.1. Обобщенная модель организации деятельности предприятия

Одним из ведущих Российских исследователей в части создания онтологических моделей деятельности предприятий являлся Б.Я. Шведин. В соответствии с подходом, описанным в его работах [178; 179; 181] основными элементами модели организации деятельности предприятия, представленной на рисунке 1.1 являются:

1) Субъекты деятельности;
2) Объекты деятельности;
3) Задачи деятельности;
4) Отношения деятельности.

Кроме того, в основу онтологической модели должны быть положены онтологические координаты (пространство и время) [190; 195; 223].

Субъект деятельности в понимании онтологии - источник и носитель действия и опыта. Это сотрудники, организационные структуры, активные элементы (составляющие) онтологической модели, обладающие способностью к целенаправленной организованной деятельности, обладающие интенциональностью. Субъекты деятельности обладают способность постановки и решения задач. Субъекты деятельности делятся на две части – внутренние, входящие в состав данного предприятия и внешние, соответственно не входящие.

Объект деятельности - это то, что находится в зависимости от субъекта деятельности, это составляющие онтологической модели, посредством которых или над которыми осуществляются действия. Объекты имеют жизненный цикл и делятся на материальные и нематериальные.

Задачи деятельности - это четко структурированное и описанное представление и описание результата, который должен получаться в результате самой деятельности, в конкретных условиях и характеризующаяся применением способов и приемов деятельности, связанных с использованием объектов деятельности и обеспечивающих достижение результата за определенное время. Задача, как правило, эквивалентна понятию - деятельность.

Отношения деятельности - это связи, которые складываются между субъектами делового оборота в процессе выполнения конкретных задач в конкретных условиях. Отношения фиксируются и описываются в нормах, регламентах, договорах и организационных структурах.

Пространство относится к разряду онтологических координат онтологической модели и включает две составляющие: глобальную географию и инфраструктурное пространство.

Временная шкала определяется временем бытия (деятельности предприятия), организации, различных субъектов. Измерение шкалы времени предусматривает либо два диаду (до – после), либо триаду (будущее - прошлое – настоящее):

Исходя из этого, мир опыта во времени характеризуется как диадой, так и триадой. В свою очередь обе эти шкалы измерения времени сами, с другой стороны, порождены наличием опыта [195; 196; 223].

В диссертации проведено изучение, анализ и повышение эффективности работы отдельных функций электросетевого предприятия, включающего крупные электротехнические комплексы, В частности, в диссертации в рамках ЗАДАЧ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ рассмотрены:

- задача *n*- совершенствование оперативно-технологического управления в электрических сетях (Глава 1 и Глава 2);

- задача *n*+1 - регулирование напряжения и снижение потерь в электрической сети (Глава 3);

- задача *n*+2 - дистанционное управление устройствами электротехнических комплексов (Глава 4);

- задача *n*+3 – мониторинг и анализ работы РЗА (Глава 5).

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, Л.А. Кощеев, Л.А. Крумм, А.Л. Куликов, Ю.Н. Кучеров, Н.Н. Лизалек, Ю.Я. Любарский, Ю.И. Моржин, В.Л. Нестеренко, В.Г. Орнов, 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:

- развитие систем автоматизации оперативно-технологического управления для повышения эффективности и оптимизации численности персонала, увеличения количества электрических подстанций (электротехнических комплексов) с дистанционным обслуживанием.

- разработка научных основ по организации оперативно-технологического и ситуационного управления электротехническими комплексами и его внедрение на всех уровнях управления в ПАО «Россети».

- разработка и внедрение двухконтурной сетецентрической 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 (АСМРЗА) 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 оперативно-технологического управления электротехническими комплексами на основе онтологической модели за период 5 лет системы составила 195 459 тыс. руб., а специальной системы цифровой релейной защиты мегаполисов, включающий дистанционное управление и мониторинг состояния устройств на 40 подстанциях в течении 10 лет, составила 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. 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».

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Основные научные положения и практические результаты диссертационной работы соответствуют направлениям исследований паспорта специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы».

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-техническая 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-техническая конференция 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 49 печатных работ, из которых 30 в – 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».

Основное содержание работы

Первая глава работы посвящена рассмотрению процессов автоматизации оперативно-технологического управления электротехническим комплексом как инструмента к повышению эффективности эксплуатации. Выполнен анализ структуры системы оперативно-технологического управления электротехническими комплексами. Сформулированы критерии и пути повышения эффективности работы оперативно-диспетчерского управления электротехническими комплексами в системе электроснабжения.

Во второй главе диссертации разработаны научные основы технологии управления и организации деятельности оперативного персонала на основе единой онтологической модели сетевой компании. Впервые реализована и внедрена сетецентрическая модель построения системы разно уровневых территориально-распределенных оперативных журналов (ОЖУР). Создана сетецентрическая масштабируемая территориально распределенная система поддержки принятия решений.

В третьей главе, разработана методика снижения составляющей OPEX сетевой компании, при одновременной оптимизации использования ресурса электросетевого оборудования, задействованного для регулирования уровней напряжения.

В четвертой главе работы представлены результаты разработки и практической реализации системы дистанционного управления оборудованием подстанций, включая системы РЗА для трех ПС 110-220 кВ в Московском регионе.

В пятой главе представлены результаты разработки методики определения общей оценки технического состояния микропроцессорного устройства РЗА. Методика позволяет своевременно выявлять и устранять текущие неисправности и избегать лишних работ при плановом облуживании и обеспечить переход на техническое обслуживание устройств РЗА по фактическому техническому состоянию.

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 «РОССЕТИ Научно технический центр», 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.

1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ КАК ИНСТРУМЕНТ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО РАБОТЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. Анализ структуры оперативно-технологического управления в электрических комплексах и системах мегаполисов

Современная система управления ЕЭС России является иерархической с различными зонами ответственности по территории, времени и скорости протекания контролируемых процессов и функционирует как в условиях детерминированных, так и стохастических возмущений с известными статическими характеристиками [17].

В процесс создания СО из региональных энергетических компаний были выделены подразделения, осуществляющие функции оперативно-диспетчерского управления энергосистемой (Оперативно-диспетчерские службы, далее ОДС) и переданы в состав Системного оператора.

С учетом того, что функции ОДС были значительно шире, чем функции по управлению режимом работы соответствующей энергосистемы, значительная часть функций, исполнение которых не влияло на режим работы энергосистемы и системную надежность единой энергосистемы России, объединенных и региональных энергосистем, так же оказались в СО.

В сетевых компаниях остались оперативно-диспетчерские группы Районов электрических сетей (ОДГ РЭС) и оперативно-диспетчерские службы предприятий электрических сетей (ОДС ПЭС). При этом централизация функционала, которую до этого выполняли ОДС компании, оказалась в СО.

Результатам этого стало то, что появилась проблема перегруженности излишними функциями подразделений СО, и потеря верхнего уровня оперативного управления в электрических сетях [29; 32; 33].

В целях устранения указанной проблемы сетевыми компаниями по согласованию с СО был выполнен анализ и разделение функций, созданных на базе ОДС региональных энергокомпаний - Региональных диспетчерских управлений (РДУ). Были определены функции, по управлению эксплуатационным состоянием оборудования, которые влияют на системную надежность энергосистемы и те функции, которые не влияют. При этом функции, не влияющие на системную надежность, было решено вернуть в сетевые компании, что в итоге потребовало создание соответствующих подразделений, которые получили название Центр Управления Сетями (ЦУС).

В процессе передачи функций была реализована концепция создания ЦУС, которые позволили разделить управление режимом работы электроэнергетической системы, выполняемым Системным Оператором и управление режимом работы электрической сети, которое выполняет сетевая компания. Таким, образом, совокупность ЦУС, оперативно диспетчерских групп районов электрических сетей (ОДГ РЭС) и оперативно-диспетчерских служб предприятий электрических сетей (ОДС ПЭС) позволило создать децентрализованную и распределенную систему оперативно - технологического управления, состоящую из трех уровней (рис. 1.2).

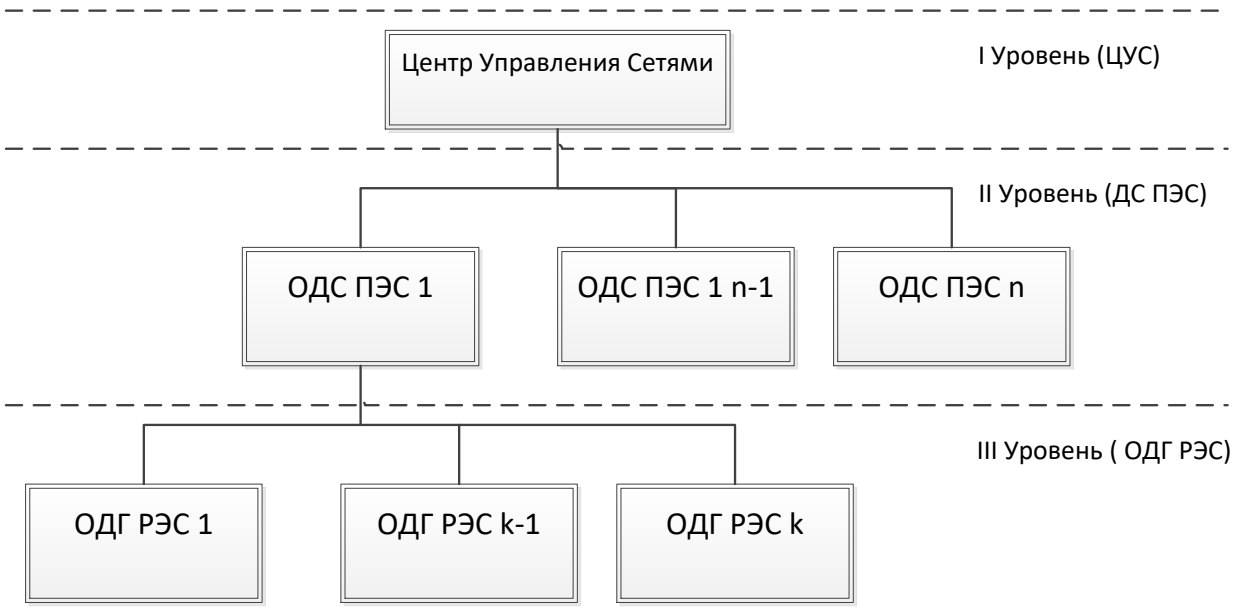


Рис. 1.2. Структурная схема ОТУ электросетевой компании

Отдельной проблемой является консолидация оперативно-технологического управления распределительной сетью, которая должна работать по единым правилам, в единой функциональной вертикали. Функции ОДГ РЭС, ДС ПЭС и ЦУС в разных регионах, сформировались исторически и существенно отличались и пересекались друг с другом, что существенно снижало ее эффективность.

Вновь созданные ЦУС были направлены на централизацию на уровне сетевого предприятия функций по управлению сетью 35-110 кВ, при соответствующей организации информационно-телекоммуникационной инфраструктуры (каналов связи, средств автоматизации и т.д.), которая по сути определила наличие технологической возможности.

В этих условиях ОДС ПЭС фактически утратили большую часть функционала, что привело к их ликвидации в значительной части филиалов Межрегиональных сетевых компаний (МРСК).

Кроме того, функционирование большого количества распределенных оперативно-диспетчерских групп РЭС, с одним диспетчером в смене как экономически, так и технологически неэффективно. Основные причины следующие:

- отсутствие взаимозаменяемости диспетчеров и их резервирования между собой;

- высокие затраты на поддержание, развитие и контроль состояния распределенной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры.

Низкая эффективность этой системы, в условиях цифровой трансформации энергетики обусловила необходимость ее оптимизации [94].

В результате, с учетом имеющегося мирового опыта [107; 143; 189; 197] ПАО «Россети» была разработана целевая модель ОТУ, в соответствии с которой предполагается создание в каждой распределительной сетевой компании единого центра управления сетями, что позволяет исключить промежуточные уровни управления. При этом структура диспетчерской службы ЦУС должна состоять из двух секторов [80]:

- сектор по управлению основной сетью (35-110 кВ и выше),

- сектор по управлению распределительной сетью (35 кВ и ниже).

При этом достигаются следующие основные эффекты:

1) технологические:

- взаимозаменяемость диспетчеров, управляющих сетью в разных РЭС;

- возможность перераспределения нагрузки диспетчеров разных РЭС;

- унификация требований к диспетчерам, единые документы и т.д.;

2) экономические:

- единая информационно-телекоммуникационная инфраструктура, сокращение затрат на помещения, каналы связи и проч.

- возможность оптимизации количества диспетчеров в смене.

В такой системе первоочередное значение имеет возможность диспетчера осуществлять выполнение своих функций и предполагается функциональная загрузка на 1-го диспетчера соответствующего сектора управления ЦУС, которая составляет [80]:

- ЛЭП 110 кВ и выше - до 75 ед., ПС 110 (150, 220) кВ - до 45 ед.;

- ЛЭП 35 кВ - до 110 ед., ПС 35 кВ - до 90 ед.;

- ЛЭП 0,4 кВ - до 1300 ед., ЛЭП 6-20 кВ - до 120ед., ТП/РП 6-20кВ - до 600ед.

Необходимо отметить, что в [80] указано, что с повышением уровня автоматизации объемы технологического управления/ведения должны быть пересмотрены в сторону увеличения. Таким образом, увеличение объемов технологического управления, означает увеличение нагрузки на диспетчера ЦУС, что требует определения оптимальных условий его функционирования и принятия мер по их достижению.

1.2. Анализ функционирования диспетчера ЦУС

Эффективность функционирования системы оперативно-технологического управления, помимо структуры самой системы, в

значительной степени зависит от компетентности и профессионализма диспетчера ЦУС, который выполняет ключевые функции в оперативно-технологическом управлении объектами электрической сети. Этот диспетчер несет ответственность за принятие и оперативное внедрение решений по изменению состояния элементов электрической сети.

Способность диспетчера ЦУС принимать своевременные и корректные решения имеет решающее значение для обеспечения стабильности и безопасности энергетической системы. Это включает в себя мониторинг, анализ и реагирование на изменения в электрической сети, а также координацию действий с другими управляющими структурами.

Обеспечение обучения и поддержки диспетчера ЦУС в использовании современных технологий, включая цифровые системы, искусственный интеллект и телеметрию, является важным аспектом в повышении его профессиональных навыков и способностей, что, в свою очередь, содействует более эффективному функционированию системы оперативно-технологического управления.

При этом основные функции диспетчера ЦУС следующие:

1) выполнение переключений для производства ремонтных работ;

2) оптимизация структуры сети и состояния сетевых элементов для снижения потерь электрической энергии и обеспечения необходимых уровней напряжения;

3) ликвидация аварийных ситуаций в электрических сетях, включая выделение поврежденного участка сети и восстановления электроснабжения потребителей;

4) сбор и передача оперативной информации о состоянии сети, аварийных событиях в ней и ходе проведения аварийно-восстановительных работ.

Полномочия диспетчера ЦУС существенно ограничены относительно некогда существовавшего диспетчера энергосистемы, т.к. в зону его оперативного управления и ведения входят только электросетевые элементы.

Например, в части регулирования напряжения у него нет возможности изменения параметров реактивной мощности генераторов электростанций, поэтому он оперирует только элементами электрической сети.

Наличие актуальной и достоверной информации о состоянии объектов является фундаментальным условием для принятия правильных и своевременных решений диспетчером ЦУС. Для эффективного оперативно-технологического управления или ведения системы требуется систематическое и непрерывное получение данных о состоянии элементов электрической сети. Способность диспетчера воспринимать и анализировать эту информацию является также критически важной. В контексте динамичной электроэнергетической среды, где события могут происходить быстро и неожиданно, оперативность восприятия и понимания данных существенно влияет на принятие эффективных решений. Технологические инновации, такие как системы мониторинга в реальном времени, телеметрические средства и автоматизированные системы управления, играют важную роль в обеспечении диспетчера ЦУС актуальной информацией. Обучение диспетчеров использованию современных технологий и аналитических инструментов становится неотъемлемой частью их профессиональной подготовки.

Анализ структуры системы оперативно - технологического управления, анализ структурной информации в системе проводился в работах [15; 29; 31; 98; 99; 100; 101; 116; 117], поэтому в данной работе, учитывая результаты выполненных работ изучим его роль в эргатической системе и воздействующие на него информационные потоки.

Анализируя текущую роль диспетчера, мы понимаем, что в его функционировании в рамках сложного электротехнического комплекса, объединяющего в себе оборудование электрических сетей и диспетчера, необходимо стремление к поддержанию гомеостаза. Этот гомеостаз, который в данном контексте может быть охарактеризован как состояние динамического равновесия, требует от диспетчера соблюдения определенных

условий, которые, в общем, сводятся к устранению воздействия на него в трех ключевых направлениях:

1. Вещественный канал: Для поддержания гомеостаза диспетчеру необходимо избегать воздействия материальных факторов, которые могли бы существенно повлиять на его функциональность. Это включает в себя обеспечение безопасности и надежности оборудования электрических сетей, а также предотвращение воздействия внешних веществ на работу системы.
2. Энергетический канал: Одним из ключевых аспектов обеспечения гомеостаза является поддержание энергетического баланса диспетчера. Это включает в себя управление энергопотреблением в соответствии с функциональными требованиями, предотвращение перегрузок и эффективное использование энергии в рамках сложной электротехнической системы.
3. Информационный канал: Для обеспечения стабильности работы диспетчера необходимо ограничивать информационные воздействия, предоставляя только необходимую и актуальную информацию. Это включает в себя оптимизацию системы передачи данных, эффективное использование телеметрии и поддержание высокой точности информационных потоков.

Обеспечивая гомеостаз диспетчера в контексте эргатической системы, мы стремимся к оптимальному функционированию электротехнического комплекса, обеспечивая тем самым эффективное и безопасное управление электрическими сетями [1; 12; 13].

В ситуации, когда информационное воздействие на человека превышает его восприимчивость, происходит потеря поступающей информации, что приводит к потере ориентации в ситуации. Это, в свою очередь, является одним из ключевых факторов, способствующих возникновению аварий или затруднению их эффективной ликвидации.

Для диспетчера ЦУС, основной формой взаимодействия является информационный канал. Условие поддержания гомеостаза в данном контексте можно выразить следующим образом:

$$C_{gd} > C, \tag{1.1}$$

где C представляет информационную нагрузку на диспетчера, а C_{gd} – максимальную информационную нагрузку диспетчера, необходимую для обеспечения его гомеостаза.

Это условие указывает на необходимость соблюдения баланса между поступающей информацией и способностью диспетчера ее эффективно воспринимать [34]. Поддержание этого баланса является критическим элементом для предотвращения перегрузок информацией, что может привести к сбоям в работе и ухудшению оперативности принятия решений.

Для диспетчера ЦУС, взаимодействующего в эргатической системе, можно выделить два фундаментальных канала для восприятия информации:

1. Визуальный канал: Этот канал восприятия осуществляется через считывание информации глазами. Диспетчер визуально оценивает данные, представленные на мониторах и информационных панелях. Визуальный аспект играет ключевую роль в мониторинге оперативного состояния объектов управления, отслеживании событий и принятии решений на основе визуальных данных.
2. Звуковой канал: Второй важный канал восприятия - это звуковой. Диспетчер воспринимает звуковую информацию о текущем состоянии системы и событиях, используя органы слуха. Этот канал часто служит для получения предупреждений, аварийных сигналов или звуков [171], связанных с нормальным функционированием системы.

Оба эти канала восприятия синергетически взаимодействуют, обеспечивая диспетчеру комплексное восприятие и анализ информации для принятия обоснованных решений в реальном времени [12; 13; 182].

Информационные воздействия по указанным каналам в настоящих условиях осуществляются с использованием следующих средств:

1. Каналы передачи телеинформации:
    - Системы датчиков на подстанциях (ПС): Информация, собранная датчиками на подстанциях, передается по каналам телеинформации в оперативно-информационный комплекс (ОИК).
2. Каналы голосовой телефонной связи:
    - Голосовая связь с дежурными диспетчерами ПС и ЦУС: Диспетчеры могут взаимодействовать с персоналом на подстанциях и смежных центрах через каналы голосовой телефонной связи. Этот канал обеспечивает оперативную коммуникацию для передачи важной информации, обсуждения текущих ситуаций и координации действий в случае необходимости.

Такой комплексный подход к информационному воздействию через визуальный и звуковой каналы обеспечивает диспетчеру всестороннее восприятие событий, необходимое для эффективного оперативного управления и принятия решений.

Принимая во внимание описанные каналы восприятия информации, общая информационная нагрузка на диспетчера ЦУС при выполнении функций оперативно-технологического управления будет представлять собой сумму двух основных компонентов:

$$C=C_{ti}+C_{gi}, \text{ бит/с}, \quad (1.2)$$

где C_{ti} – информационное воздействие на диспетчера, передаваемое по каналам телемеханики, а C_{gi} – информационное воздействие на диспетчера, поступающее по каналам голосовой связи.

Объем информации (I) будет представлять собой данные телеметрии, а скорость ее поступления (f) будет зависеть от временного интервала (T), что позволит рассчитать информационную нагрузку (C). Этот подход обеспечивает количественную оценку информационного потока, который обрабатывается диспетчером в реальном времени.

Учитывая второй показатель, определяющий информационную нагрузку диспетчера - скорость восприятия информации, который является обратной величиной времени ее восприятия, можно использовать подход, приведенный в работах [11; 34]. Тогда критерий оптимальной информационной нагрузки диспетчера ЦУС, можно представить в виде следующей формулы:

$$\sum_i (C_{ti} - C_{gi}) \Rightarrow \max, \text{при}$$
$$C_{gd} \geq \sum_i (C_{gi} + C_{ti}) \geq C_{\min} \qquad (1.3)$$

где, C_{min} – минимально необходимая диспетчеру информационная нагрузка для выполнения им своих функций, C_{gd} – информационная нагрузка диспетчера при обеспечении условия его внешнего гомеостаза.

В результате изложенного в данном разделе анализа можно сделать следующие выводы:

1. Диспетчер ЦУС может существенно увеличить объем объектов управления при использовании визуального канала воздействия, т.е. развития информационных систем сбора, передачи и информации технологической информации.

2. 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 возросшая информационная нагрузка на диспетчера, при условии не нарушения его гомеостаза, существенно повысит надежность системы оперативно-технологического управления.

1.3. Пути повышения надежности системы оперативно-технологического управления

Одним из наиболее эффективных путей повышения надежности работы системы оперативно-технологического управления является минимизация

участия диспетчера в процессе оперативно-технологического управления, путем автоматизации различных рутинных операций, что можно достичь внедрением информационных систем [76], обеспечивающих выполнение следующего функционала:

1) создание систем дистанционного управления эксплуатационным состоянием оборудования (телеуправления) для минимизации или полного исключения участия в переключениях оперативного персонала;

2) создание систем автоматического управления изменением состояния оборудования, режимом работы сети (различные виды системных и режимных автоматик, а также противоаварийных автоматик), которые позволят заменить диспетчера в части выполняемых им функций;

3) создание систем поддержки принятия решений (СППР), или иными, которые будут готовить решение на основании обрабатываемой информации и позволять выбрать диспетчеру дальнейшие действия из одного или нескольких прогнозируемых сценариев развития ситуации;

4) создание цифровых двойников диспетчера, когда функции диспетчера начнут выполнять его цифровые двойники, а человек - диспетчер либо будет использоваться в качестве средства контроля, либо вообще будет исключен из системы управления.

Рассмотрим имеющиеся на сегодня возможности и модели взаимодействия диспетчера, оперативного персонала, оборудования электрической сети и систем, описанных выше.

Простейшей является классическая модель (схема) взаимодействия, когда диспетчер отдает команду оперативному персоналу, тот ее выполняет, убеждается, что оборудование изменило свое состояние и докладывает об этом диспетчеру, эта схема представлена на рисунке 1.3.

Рис. 1.3. Схема взаимодействия диспетчера, оперативного персонала и оборудования без средств автоматизации

Данная схема является наиболее простой, но на ее функционирование существенное влияние оказывает человеческий фактор. В результате надежность такой системы практически полностью определяется подготовкой и психа-физиологическими свойствами диспетчера и оперативного персонала.

Квалификация оперативного персонала, функциями которого, при изменении состояния сети, является выполнение команд диспетчера и передача ему информации о положении коммутационных аппаратов, как правило, значительно ниже, чем диспетчера. Исходя из этого вероятность его неправильных действий значительно выше.

В связи с этим, для повышения надежности оперативно-технологического управления, в первую очередь необходимо исключение его из процесса изменения эксплуатационного состояния оборудования путем внедрения систем дистанционного управления, в этом случае схема взаимодействия будет соответствовать, представленной на рисунке 1.4.

Рис. 1.4. Схема взаимодействия диспетчера, оперативного персонала и оборудования при наличии дистанционного управления

Кроме того, применение такой схемы существенно ускоряет процесс производства оперативных переключений и позволяет разгрузить оперативный персонал.

Более совершенные системы позволяют не только осуществить функции дистанционного управления оборудованием, но и выполнить определенные действия по заданному алгоритму. Именно такие системы используются как средства противоаварийного управления и позволяют исключать нарушение нормального режима путем выдачи управляющих воздействий на оборудование, например, отключая при перегрузке линий или трансформаторов, генераторы электростанций и потребителей. Этим предотвращается возникновение аварийных ситуаций, связанных с повреждением оборудования, которые могли бы иметь значительно более тяжелые последствия для потребителей и энергосистемы в целом. Пример такой системы представлен на рисунке 1.5.

Рис. 1.5. Схема взаимодействия диспетчера, оперативного персонала и оборудования при наличии системы автоматического управления

Как видно из рисунка 1.5 такая схема уже начинает выполнять функции не только оперативного персонала, но и функции диспетчера, тем самым снимая с диспетчера часть нагрузки. Как и предыдущая схема, снижая вероятность ошибочных или неправильных действий.

Дальнейшим развитием систем автоматизации оперативно-технологического управления является использование в системах дистанционного и автоматического управления не только заранее заложенных алгоритмов, но и использование прогнозных моделей, которые позволяют выдать диспетчеру наиболее эффективные варианты действий в различных ситуациях. Это подразумевает под собой внедрение систем поддержки принятия решений (СППР), которые позволяют значительно повысить эффективность оперативно-технологического управления систем, еще больше снизив вероятность неправильных действий персонала.

Пример такой системы с отображением функциональных связей представлен на рисунке. 1.6.

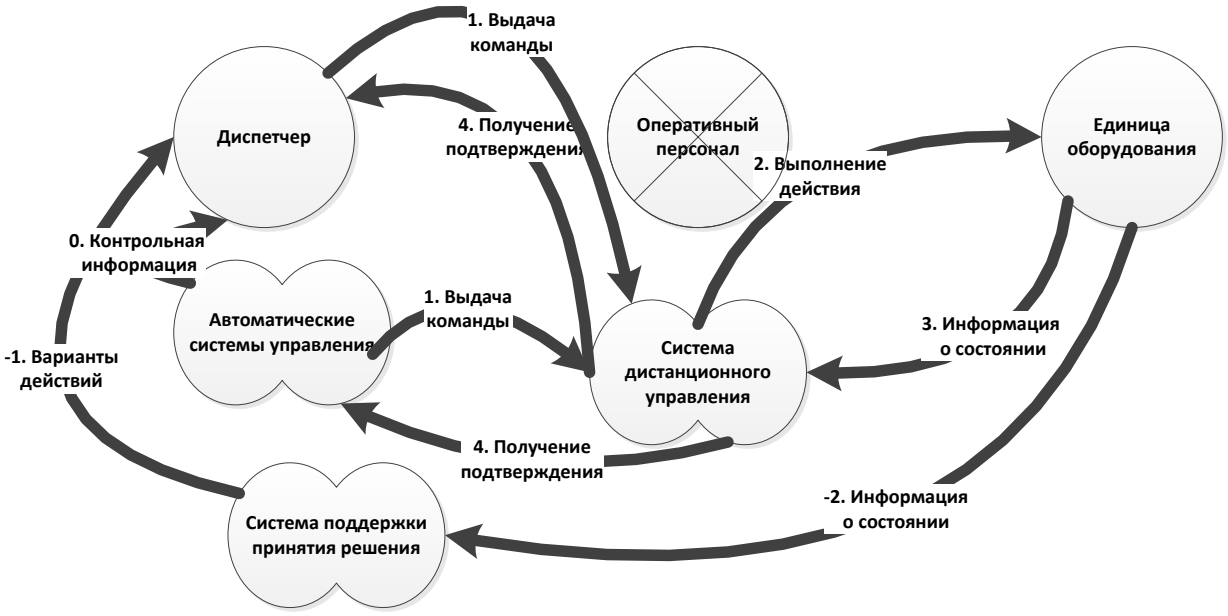


Рис. 1.6. Схема взаимодействия диспетчера, оперативного персонала и оборудования при наличии системы автоматического управления и СППР

Дальнейшее развитие информационных технологий, включая развитие элементов искусственного интеллекта предполагает возможности создания самостоятельных цифровых моделей как диспетчера так и оперативного персонала (цифровых двойников), попытки их реализации встречаются в научно-технических публикациях, пилотная реализация цифрового двойника

оперативного персонала выполнена на пилотном объекте (ПС 220 кВ Кожевническая) в ПАО «Россети Московский регион», результаты которого представлены во второй главе настоящей работы.

В тоже время реализация дистанционного управления основным оборудованием достаточно широко используется, но при этом всегда за рамками оставались операции во вторичных цепях. При этом, в программах по производству переключений, операции во вторичных цепях могут составлять до 60 % от общего количества операций, поэтому создание дистанционного управления вторичными системами просто необходимо для полноценного выполнения функций дистанционного управления оборудованием, именно эту задачу предполагается решить в данной работе.

Системы противоаварийной и режимной автоматики, также достаточно широко распространены в практическом применении, но, как правило, они решают задачи уровня энергосистемы, в то время как для оперативно-технологического управления электрическими сетями необходимой функцией является снижение потерь электроэнергии, при этом таких автоматизированные комплексы, имеющие практическое применение с учетом использования ресурса оборудования фактически отсутствуют. Именно разработка такого комплекса для оперативно-технологического управления сетями представлена в настоящей работе.

Системы поддержки принятия решения внедрялись в энергетике достаточно давно [89], как правило, под названием «советчик диспетчера» [64], при этом практического применения они в настоящее время не нашли. Все они были ориентированы на диспетчера энергосистемы, который впоследствии стал диспетчером Системного оператора, при этом в электросетевом комплексе подобных внедрений не проводилось. Вследствие этого, разработка СППР для оперативно-технологического управления, является крайне актуальной задачей, и именно такая система представлена в данной работе.

Первым прототипом СППР для оперативно-технологического управления электротехническим комплексом является система обмена оперативно-технологической информацией с использованием электронного оперативного журнала.

1.4. Системы обмена технологической информацией с использованием оперативного журнала

Активное развитие информационных технологий неминуемо привело к тому, что технологические системы, к которым в первую очередь относятся системы сбора и передачи технологической информации с энергобъектов, существенно отстали от требований времени. При этом развитие активно-адаптивных сетей, а тем более создание интеллектуальных энергосистем в России, без наличия технологической информации о состоянии энергообъекта невозможно.

Подробный обзор систем автоматического управления интеллектуальной энергосистемы, основанный на данных различных источников сигналов, включая данные для противоаварийного управления, выполнен в работе [16].

Несмотря на внедрение систем автоматического управления и регулирования ключевым элементом системы управления электротехническим комплексом продолжает оставаться человек – диспетчер. Анализ обеспечения гомеостаза диспетчера показал, что наибольшее и важнейшее воздействие оказывается на него по информационному каналу, который и определяет условия его надежной работы. В свою очередь информационное воздействие на диспетчера оказывается двумя способами визуальному и звуковому (голосовому).

Психологические исследования показали, что 90% информации окружающего мира человек получает посредством зрительного восприятия.

Визуализация информации позволяет более эффективно ориентироваться в обстановке и принимать решения, а в предыдущем разделе предложен критерий оптимальной информационной нагрузки диспетчера.

Исходя из этого, целевой задачей повышения эффективности функционирования диспетчера является оптимизация его информационной нагрузки за счет сокращения воздействия на него по неэффективному голосовому каналу и увеличения воздействия по значительно более эффективному визуальному каналу, для чего возможно два пути. Традиционный - увеличить объем передаваемой с объектов телеинформации и внедрять функции телеуправления. К сожалению, этот путь не всегда возможен и имеет высокие издержки, особенно если система сбора и передачи телеинформации на энергетическом объекте не была внедрена одновременно со строительством самого объекта.

Альтернативным путем является создание дополнительной системы информационного обмена, которая будет дополнять существующую систему телеинформации и позволит получать полную информацию не только о состоянии объекта оперативно-технологического управления/ведения, но и о событиях, происходящих на энергообъекте.

Основной проблемой при создании этой системы является наличие источника информации на энергообъекте. При этом необходимо отметить, что все события, происходящие на энергообъекте, включая всю необходимую диспетчеру вышестоящего уровня информацию, дежурный энергообъекта обязан заносить в оперативный журнал, который и можно рассмотреть в качестве основного источника информации.

Однако, оперативный журнал на электротехническом комплексе, в том случае если он ведется в бумажном виде и записи в него вносятся чернилами, не позволит использовать его в качестве источника оперативной информации. Кроме того, в этом случае анализ указанных в нем событий достаточно трудоемок и на практике он используется только при анализе

ретроспективных событий, например, при работе комиссии по расследованию аварий или ошибок диспетчера и оперативного персонала.

Использование современных информационных технологий, таких как инновационной технологии организации и передачи хорошо структурированной информации с использованием онтологической модели ВЕОМ [180], системы наследования опыта QuaSy-СППР [3; 179] позволяет создать электронный оперативный журнал не в виде электронной записной книжки, а в виде самостоятельной системы, обладающей структурированной информацией. Эта система может не только сохранять записанную информацию, но и анализировать ее, обрабатывать и передавать на разные уровни управления. В результате такой оперативный журнал дежурный электротехнического комплекса сможет заполнять в электронном виде с использованием персонального компьютера, а значит он будет более понятным при анализе аварийных событий, а кроме того посредством такой системы можно будет обеспечивать обмен информацией с другими диспетчерами и электротехническими комплексами, а также проводить ее анализ.

Таким образом, создается контур информационного обмена, работающий параллельно с контуром передачи технологической информации, посредством устройств телемеханизации.

Первые попытки разработать электронный оперативный журнал уже реализованы в АО «СО ЕЭС» и в настоящее время там активно используется журнал «ЕЖ», но его применение в качестве дополнительного канала передачи информации от объекта управления/ведения с уровня энергообъекта на уровень диспетчера диспетчерского центра или центра управления сетями не рассматривалось.

По существу, разработанная система представляет собой не отдельный оперативный журнал, а целое семейство связанных между собой журналов(подсистем) под официально зарегистрированным названием

«ОЖУР» (аббревиатура от «оперативный журнал»). «Система ОЖУР» включает:

1. ОЖУР-ПС - оперативный журнал подстанции. Предназначен для организации деятельности оперативного персонала подстанции.

2. ОЖУР-ЦУС - оперативный журнал центра управления сетями. Предназначен для организации деятельности оперативных дежурных центров управления сетями.

3. ОЖУР-ОВБ - оперативный журнал оперативно-выездных бригад. Предназначен для организации деятельности персонала оперативно-выездных бригад, обслуживающих безлюдные подстанции, а также РП и ТП на напряжение 6 кВ или10 кВ.

Структурная схема взаимодействия ОЖУР-ПС и ОЖУР-ЦУС в системе представлена на рисунке 1.7.

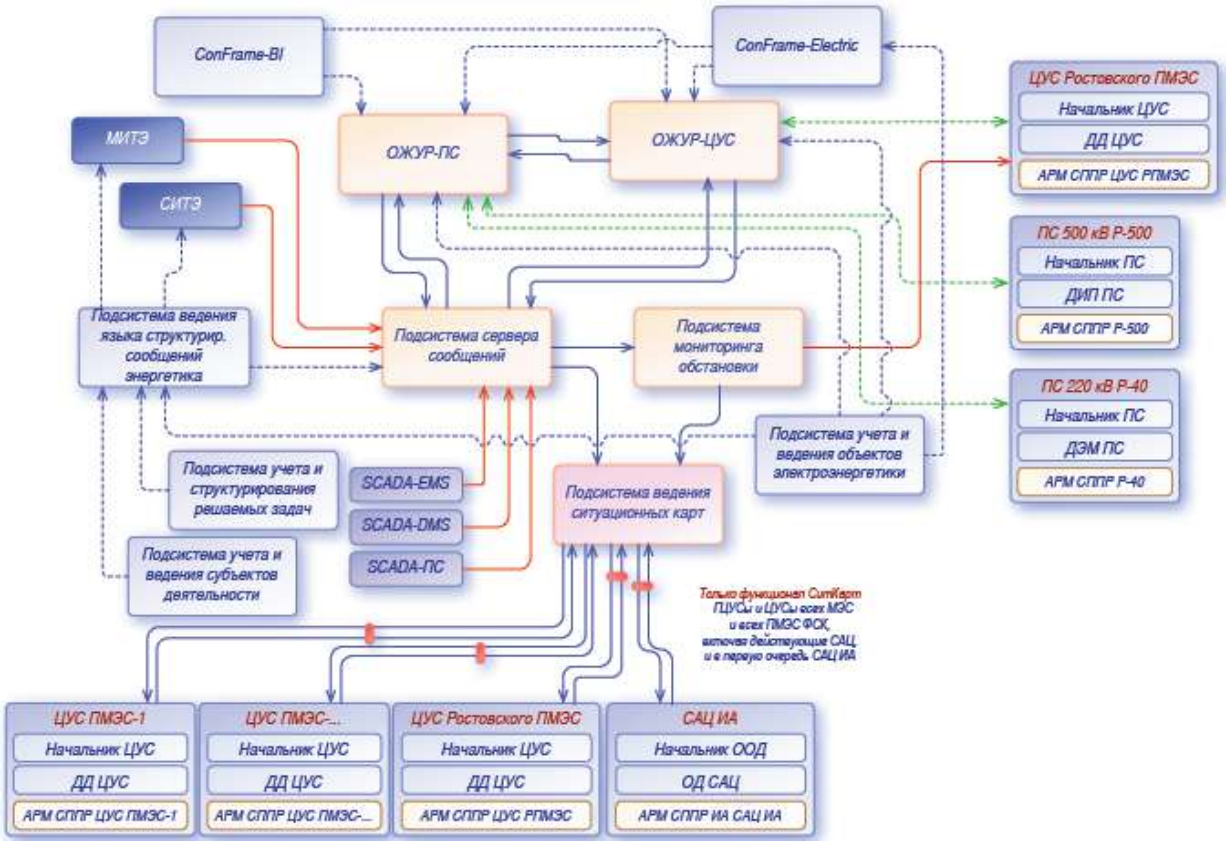


Рис. 1.7. Структурная схема взаимодействия ОЖУР-ПС и ОЖУР-ЦУС, в составе единой системы

Основным достоинством семейства журналов «ОЖУР» является то, что оно позволяет построить систему оперативно-технологического управления электросетевыми объектами за счет организации регулярного потока структурированных сообщений оперативного диспетчерского персонала.

Структурированный сообщения, позволяют унифицировать команды и сообщения, передаваемые в системе оперативно-технологического управления.

В свою очередь это обеспечивает определенность и однозначность подаваемых и принимаемых команд, исключает дублирование, задержки и искажение информации, а в конечном итоге открывает новые возможности для повышения эффективности, надежности, устойчивости и непрерывности управления электрической сетью, при этом работает комбинация «ручного» и автоматического способов управления, в особенности при возникновении сбоев в системе сбора и передачи телемеханической информации.

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

Построенная система принципиально отходит от модели примитивной регистрации сообщений и событий, которая зависит от уровня грамотности и степени развитости логического мышления персонала.

Так же важно подчеркнуть, что ОЖУР создан на основе самых передовых технологий онтологического моделирования, и в частности опирается на онтологическую модель предприятия BEOM [180].

Первым пилотным внедрением данной системы был филиала ПАО «Россети» - Сочинское ПМЭС, где оперативный журнал уровня подстанции (ПС) – ОЖУР-ПС, внедрен на ПС 220 кВ «Поселковая».

Оперативный журнал подстанции (далее ОЖУР-ПС) является инструментом организации деятельности оперативного персонала, позволяющий автоматизировать процесс ведения записей в оперативном журнале ПС.

Позволяет в режиме реального времени осуществлять обмен информацией с ЦУС, в зону оперативно-технологической ответственности, которых входит ПС.

ОЖУР-ПС разработан в соответствии с задаче-ориентированным подходом, который учитывает структуру задач, выполняемых дежурным инженером или дежурным электромонтером как в нормальных рабочих условиях, так и в аварийных ситуациях. Все входящие сообщения в журнал организованы в соответствии с действующими нормативами и конфигурацией оборудования, исключая возможность произвольных ручных записей диспетчерских наименований оборудования. Кроме того, предоставляется опциональная возможность выбора оборудования из базы данных конфигурационных файлов объектов электроэнергетики, содержащихся в модуле учета и управления объектами электроэнергетики (МОЭ).

Основными целями создания ОЖУР-ПС являются:

– ведение оперативного журнала ПС и остальных оперативных документов в соответствии с действующей нормативной базой.

– регулярное получение первичной и оперативной информации о состоянии оборудования ПС, действиях персонала и событиях, происходящих на ПС, включая аварийные, что необходимо для оценки обстановки и принятия решений;

– создание возможности для оперативного персонала непосредственно с места аварии (посредством программного обеспечения, установленного на мобильном устройстве) отправлять информацию об аварии в четко структурированном виде непосредственно в систему (сервер сообщений) и использовать эти данные при формировании записей в оперативном журнале ПС (ОЖУР-ПС);

– регулярное формирование сокращенных отчетов по оценке оперативной обстановки, а также последующего использования при формировании сменных, суточных и недельных оперативных сводок структурными подразделениями ПАО «Россети» на всех уровнях управления;

– возможность просмотра оперативного журнала ПС (ОЖУР-ПС) любым уполномоченным руководителем ПАО «Россети» в режиме *on-line*.

При этом, информация о событиях на ПС может быть передана на любой, включая самый верхний уровень управления ПАО «Россети» не более чем за 2с.

ОЖУР-ПС позволяет фиксировать действия оперативной дежурной смены в виде записей, контролировать состояние объекта и выполнять другие функции, имеющие отношение к работе оперативной дежурной смены ПС. Обеспечивает реализацию функциональных задач в соответствии с задаче-ориентированным подходом, представленных в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Обеспечивает реализацию функциональных задач в соответствии с задаче-ориентированным подходом

Режим работы ПС	№	Наименование функциональной задачи
Нормальный режим (1)	1.1	Прием-передача смены
	1.2	Учет отклонений от нормальной схемы ПС
	1.3	Учет оперативных переговоров
	1.4	Учет работ по нарядам и распоряжениям
	1.5	Учет заявок на вывод из работы оборудования
	1.6	Учет эксплуатационных работ
	1.7	Учет дефектов и неполадок оборудования
	1.8	Учет эксплуатации РЗА, ПА, телемеханики и связи
	1.9	Учет выдачи ключей
	1.10	Учет переключений с АРМ
	1.11	Контроль состояния первичных средств пожаротушения
	1.12	Учет результатов осмотра оборудования
	1.13	Учет количества переключений РПН трансформаторов ПС

	1.14	Учет сменных заданий
	1.15	Учет распоряжений по ПС
	1.16	Учет предупреждений о неблагоприятных погодных условиях
	1.17	Наблюдение за образованием гололеда
	1.18	Учет отказов в работе программно-технического комплекса
Аварийный режим (2)	2.1	Оценка обстановки
	2.2	Учет отключений токов КЗ
	2.3	Учет показаний приборов ОМП
	2.4	Учет срабатывания сигнальных устройств РЗА
	2.5	Ввод графиков временных отключений и ограничений
Режим ЧС и КС (3)	3.1	Учет пожаров и возгораний
	3.2	Учет несчастных случаев
	3.3	Несанкционированное проникновение на объект

Одним из достоинств ОЖУР-ПС является возможность автоматической загрузки программного обеспечения Интернет-браузером (*Mozilla FireFox* 9.0 и выше или *Google Chrome*). Для этого в строке адреса браузера достаточно указать адрес сайта системы. Внешний вид интерфейса для входа в систему с загрузкой программного обеспечения представлен на рисунке 1.8.

Рис. 1.8. Окно авторизации пользователя

Доступ к ОЖУР-ПС осуществляется после прохождения пользователем процедуры авторизации. Раскрывающийся список «Сотрудник» содержит имена всех пользователей, имеющих право работать с ОЖУР-ПС. Формат

элемента списка: «ФИО» («должность»). Список пользователей программы и права доступа формирует администратор системы.

После входа в систему, пользователь попадает на главную страницу ОЖУР-ПС, где открыт электронный оперативный журнал на момент входа в систему, пример представлен на рисунке 1.9.

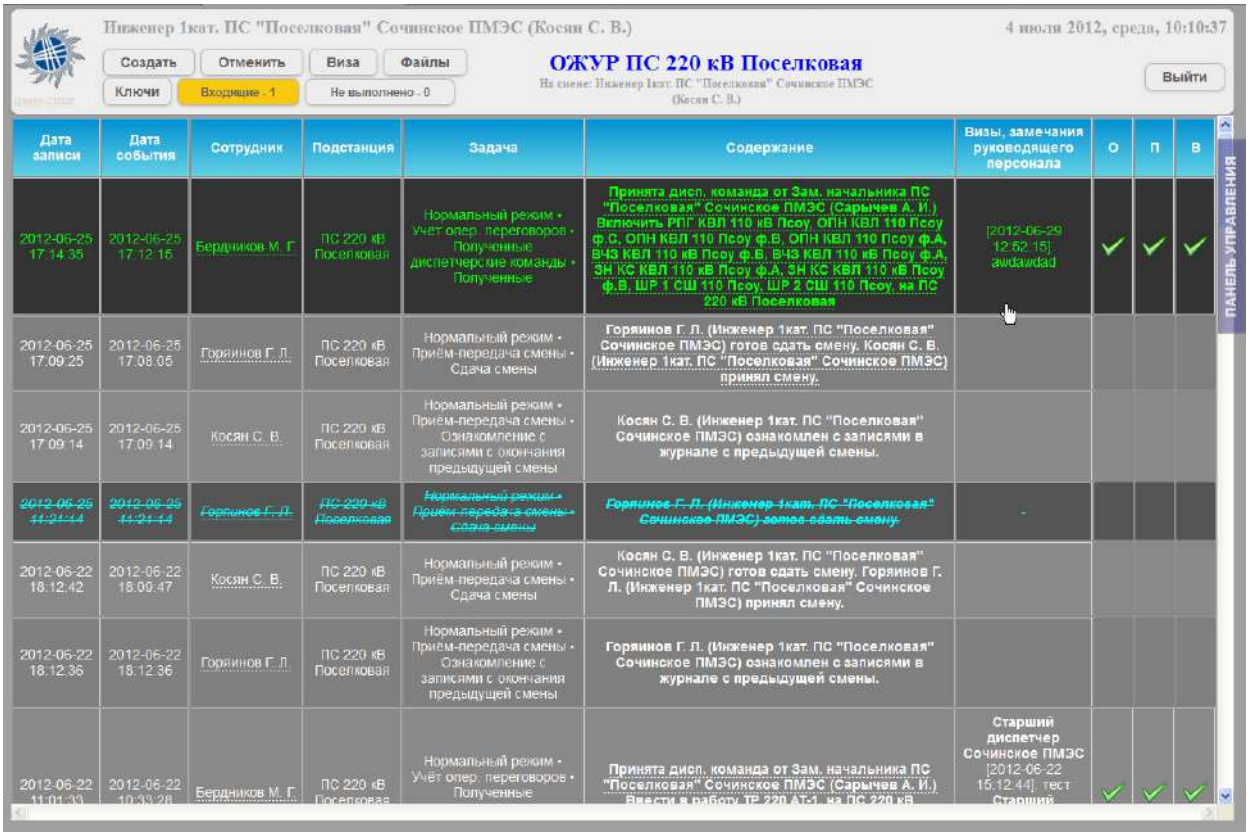


Рис. 1.9. Главная страница ОЖУР-ПС

В качестве примера использования журнала предлагается решение нескольких конкретных задач.

Задача 1.1. Прием-передача смены.

Позволяет проводить функцию приёма передачи смены только лицами, имеющими действующие специальные права на дату приёма смены. Заблаговременно предупреждает лиц, находящихся на смене, о сроке истечении специальных прав. Так же в процессе приема–передачи смены позволяет выполнить все необходимые действия, предусмотренные инструкцией, с одновременной фиксацией всех действий в ОЖУР-ПС. ОЖУР автоматически подготавливает перечень всех вопросов, которые необходимо

передать – принять двум сторонам (рис. 1.10), при этом заступающий на смену должен их отметить.

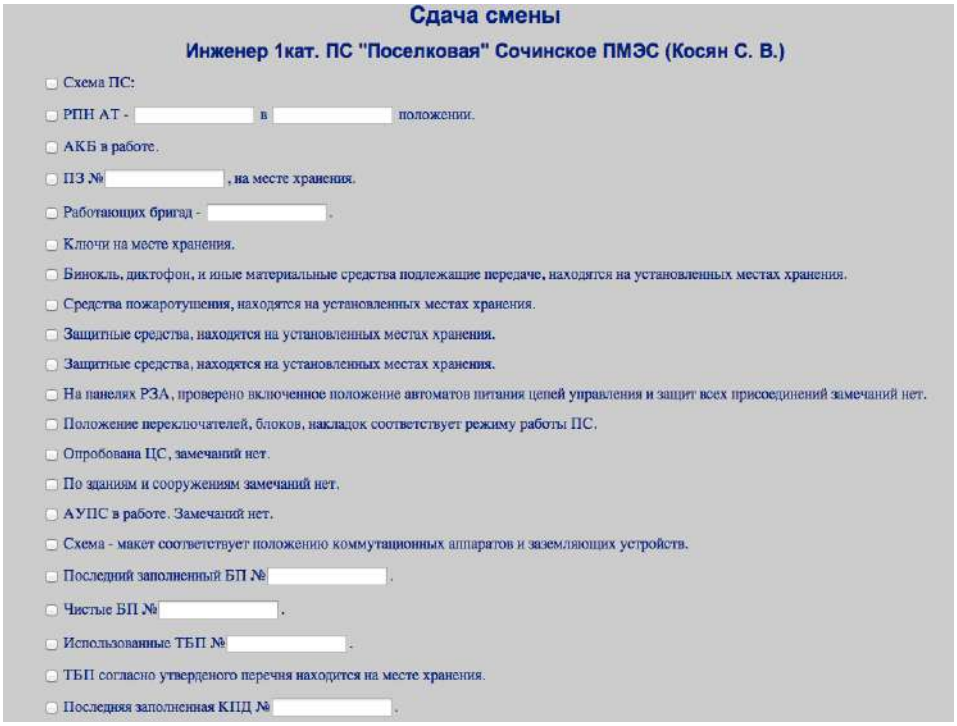


Рис.1.10. Страница сдачи-приемки смены ОЖУР-ПС

Задача 1.2. Учет отклонений от нормальной схемы электрических соединений (НСЭС) ПС.

Обеспечивает автоматический учет отклонений от нормальной схемы электрических соединений ПС. В своей работе использует другой модуль «Системы ОЖУР» – *ConFrame-Electric* (КонФрейм-Электрик), представляющий из себя графический редактор для разработки и отображение схемы электрических соединений, соответствующих базе данных объектов электроэнергетики (конфигурационные файлы подстанций, линий и оборудования).

Пример отображения интерфейса задачи 1.2. представлено на рисунке 1.11.

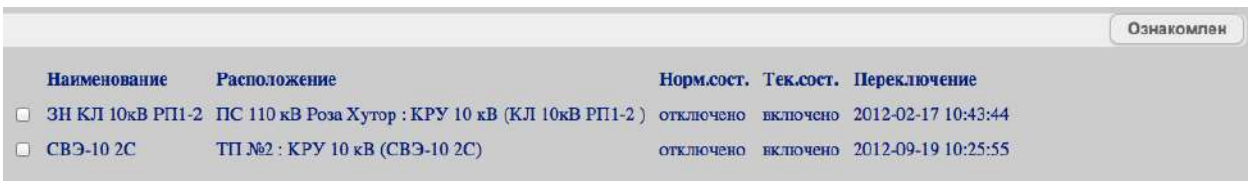


Рис 1.11. Страница учета отклонений от НСЭС смены ОЖУР-ПС

На рисунке 1.12 представлен практический пример отображения отклонений от нормальной схемы электрической сети (НСЭС).

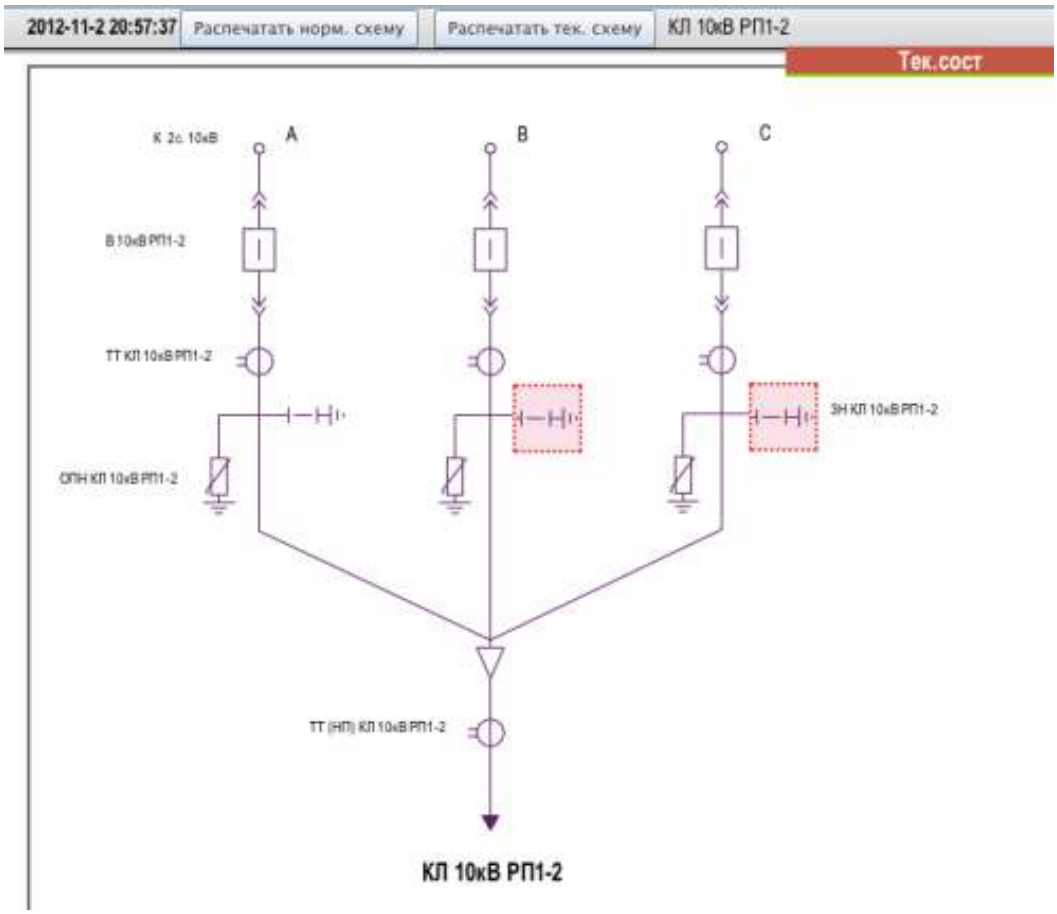


Рис.1.12. Графическое представление отклонений от НСЭС ОЖУР-ПС.

В представленном на рисунке 1.12 примере оборудование, в данном случае заземляющие ножи, состояние которых отклоняется от нормальной схемы - отображаются на мигающем красном фоне. В случае если дежурный меняет их состояние, то в оперативном журнале автоматически формируется соответствующая запись.

Задача 1.3. Учет оперативных переговоров.

Предназначена для организации и учета оперативных переговоров оперативного персонала ПС. Организация переговоров осуществляется с помощью языка структурированных сообщений энергетика (ЯССЭ), а также

обеспечивается предустановленными моделями авто-синтаксиса, что снижает ошибки и исключает неоднозначность команд и сообщений.

На рисунке 1.13 представлено сформированное структурированное сообщение ОЖУР на ПС 220 кВ Поселковая. Справа видны три красные «галочки»: Ознакомлен (О), Принял к исполнению (П) и Выполнил (В), которые меняют цвет с красного на зеленый по мере выполнения команды.

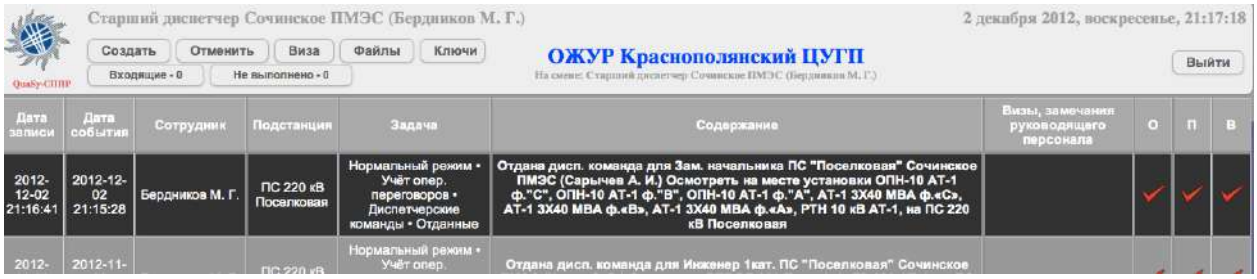


Рис. 1.13. Пример сформированного структурного сообщения в ОЖУР-ПС

Представленный программный комплекс успешно прошел опытную эксплуатацию в филиале ПАО «Россети» - Сочинское ПМЭС в 2011 году и эксплуатируется до настоящего времени.

1.5. Выводы

1. 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.

2. Проведена структуризация процессов ОТУ электросетевой компании и организации информационного обмена в оперативно-диспетчерской службе. Сформулированы критерии и пути повышения эффективности работы оперативно-технологического управления электросетевыми комплексами.

3. Предложено дополнить существующую систему оперативно-технологического управления структурированной информацией о событиях, происходящих на объектах. Разработка ее должна осуществляться на основе

единой онтологической модели сетевой компании. Проведен анализ единой онтологической модели сетевой компании.

4. Применение современных информационных технологий позволяет реализовывать оперативно-технологическое управление в виде самостоятельной системы, способной не только сохранять записанную информацию, но и анализировать ее, обрабатывать и передавать на разные уровни управления. Рассмотрен подход к реализации такой системы на основе системы взаимосвязанных оперативных журналов «ОЖУР». Сформулирована задача разработки такой системы на основе единой онтологической модели сетевой компании.

2. РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА НА ОСНОВЕ ЕДИНОЙ ОНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

2.1. Применение онтологических моделей для повышения эффективности системы оперативно-технологического управления в энергетике

Онтологическая модель деятельности электросетевого предприятия является основой для форсирования дерева задач, относящегося к системе оперативно-технологического управления субъектом, которой является диспетчер, а объектом - электротехнический комплекс, представленный оборудованием электрических сетей. В первой главе представлена практическая разработка по применению «Системы ОЖУР», разработанной с использованием задаче-ориентированного подхода на примере ОЖУР-ПС и ОЖУР-ЦУС. В свою очередь использование задаче-ориентированного подхода было бы невозможно без онтологической модели деятельности дежурного персонала объекта, которая позволила сформировать и описать структуру решаемых им задач. Как видно из практики, дальнейшее развитие применяемых в работе оперативно-технологического персонала информационных систем должно опираться на онтологическую модель организации деятельности этого персонала.

Соответственно для формирования структуры задач диспетчера необходимо применение онтологического моделирования. Для чего необходимо сформировать онтологическую модель деятельности диспетчера электросетевого предприятия, которая бы полноценно описывала его функционирование в составе электросетевого предприятия.

Первое практическое применение в электроэнергетике указанного подхода было реализовано в рамках создания Центра Управления

Энергоснабжения XXII Зимних Олимпийских игр в г. Сочи (ЦУЭ), подробно представленного в работе [4].

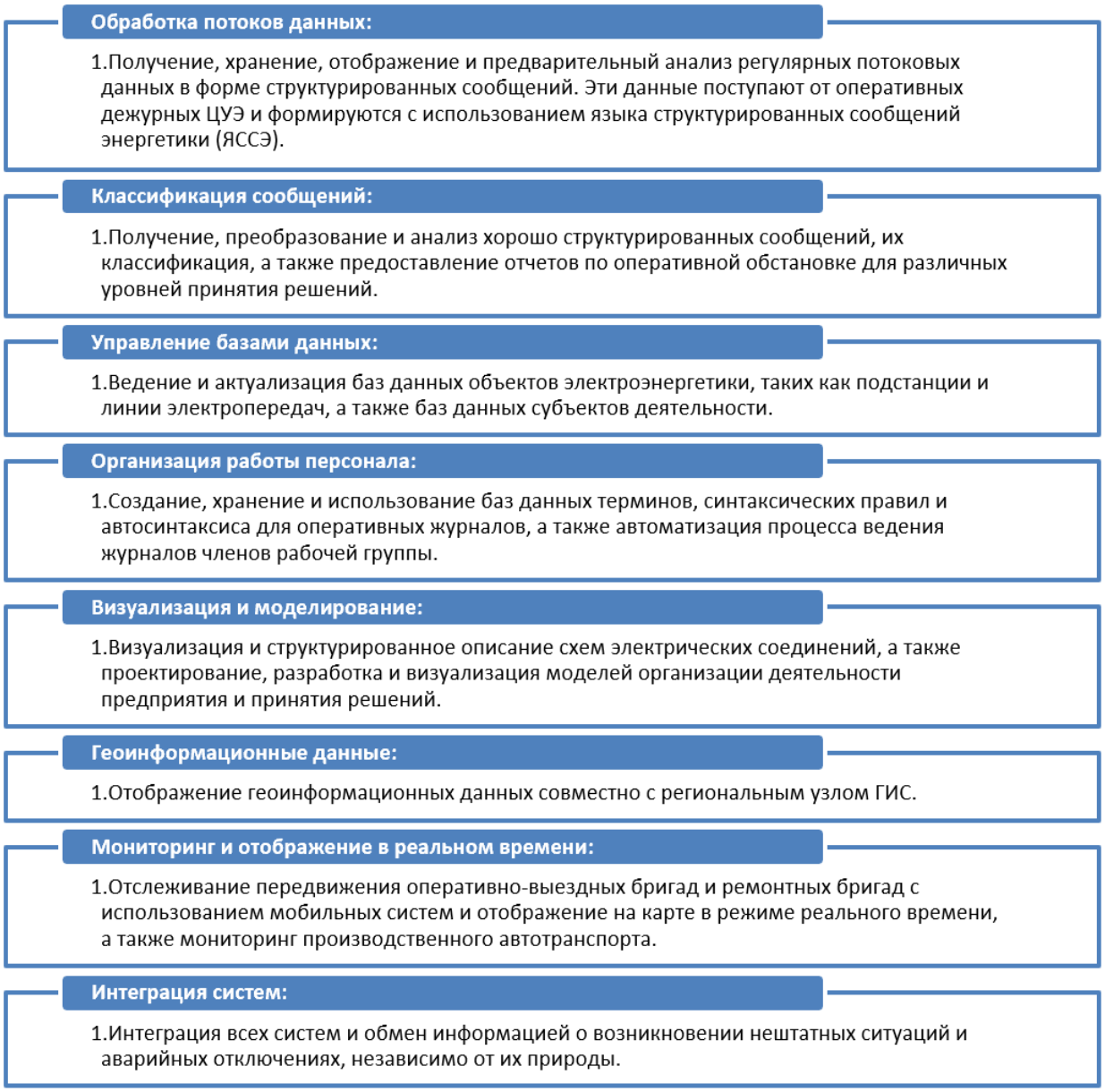


Рис. 2.1. Структура функций ИС ЦУЭ

В рамках этой работы было доказано, что применение задаче - ориентированного подхода на базе онтологического моделирования позволяет существенно сократить время на реализацию проекта [102].

Целью ЦУЭ является мониторинг и анализ текущей и оперативной обстановки на энергообъектах, связанных с внешним электроснабжением

Олимпийских объектов и инфраструктуры г. Сочи. Основной задачей также является организация взаимодействия и координации действий всех участников. В рамках ЦУЭ был развернут единый комплекс хорошо интегрированных информационных систем. Этот комплекс включает в себя систему оперативного журнала (ОЖУР), о которой упоминалось в предыдущем разделе, а также основную и резервную системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition).

Фактически система поддержки принятия решений, реализованная в ЦУЭ является прототипом системы поддержки принятия решений для всей вертикали оперативно-технологического управления электросетевого комплекса. Дальнейшее развитие указанной системы, уже с функциями системы поддержки и принятия решений (СППР) было применено и функционирует в ПАО «Россети», как система поддержки оперативных дежурных и руководства компании и в ПАО «Россети Московский регион».

2.2. Формирование онтологической модели деятельности диспетчеров ЦУС

2.2.1. Создание онтологической модели деятельности оперативно-технологического персонала

Как уже было сказано в первой главе ключевым элементом системы оперативно-технологического управления является диспетчер Центра Управления сетями (ЦУС). Исходя из этого, для автоматизации деятельности диспетчера, предлагается использовать онтологическое моделирование его деятельности, основанное на принципах, описанных первой главе диссертации.

В соответствии с [80], в ЦУС сетевой компании присутствуют следующие виды диспетчеров:

- диспетчер (старший диспетчер) высоковольтной сети;
- диспетчер (старший диспетчер) распределительной сети;
- диспетчер-информатор.

Соответственно основные функции диспетчеров, в зоне ответственности ЦУС, представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Основные функции диспетчеров, в зоне ответственности ЦУС

Диспетчер	Функции
высоковольтной сети	управление оборудованием класса напряжения 35 кВ и выше
распределительной сети	управление оборудованием 0,4-20 кВ
информатор	сбор, анализ и передача оперативной информации о событиях, происходящих в электрических сетях всех классов напряжения

Для обеспечения оптимальных условий функционирования диспетчера, необходимо провести анализ его деятельности и разработать методы оптимизации его информационной нагрузки, с тем, чтобы в дальнейшем решить задачу повышения эффективности его работы.

В свою очередь эффективность работы диспетчера достигается путем увеличения количества объектов управления, не нарушив условия его гомеостаза.

Традиционным путем повышения эффективности деятельности диспетчеров является автоматизация бизнес-процессов, в которых они участвуют, перекладывая часть рутинной работы на различные информационные системы. При этом традиционно возникает вопрос формирования технического задания для реализации такой системы. Именно на этой стадии возникает больше всего вопросов. Как правило, техническое

задание пишется весьма в общем виде, и в нем определены только общие задачи функционирования и нет детального описания процессов, подлежащих автоматизации, что в свою очередь требует от программиста технологических знаний или участия технолога в реализации задачи автоматизации [118; 174]. Как показывает практика, при реализации проекта это приводит к непрогнозируемому увеличению объема временных затрат.

Для исключения этого явления предлагается работу по автоматизации начинать с описания и формирования онтологических моделей организации деятельности.

Формирование онтологической модели деятельности проведено на основании задаче-ориентированного подхода, подразумевающего, что исходными данными являются задачи, выполняемые диспетчером. В результате процесс формирования состоит из следующих этапов:

1. Формирование структуры задач.

2. Далее в разрезе каждой задачи:

2.1. Формирование кластера понятий и терминов.

2.2. Формирование кластера репозитариев.

2.2.1. Репозитарий Субъектов деятельности.

2.2.2. Репозитарий Объектов деятельности.

2.2.3. Репозитарий Времени деятельности.

2.2.4. Репозитарий Действий.

2.2.5. Репозитарий Решений.

2.3. Формирование кластера Сценариев моделей организации деятельности.

Результатом данной работы является кластер «Сценариев моделей организации деятельности», который однозначно определяет объем и возможность автоматизации его деятельности в разрезе решаемых задач.

2.2.2. Формирование структуры задач диспетчеров ЦУС

Учитывая, что в сетевой компании существует три основных вида диспетчеров, которые указаны в таблице 2.1, для каждого из них необходимо формирование собственной онтологической модели деятельности.

Первым этапом формирования онтологической модели деятельности диспетчера является формирование структуры задач, которые он решает в процессе своего функционирования [8; 9; 10].

К зоне ответственности диспетчера высоковольтной сети, как уже было сказано выше относятся объекты 35 кВ и выше, исходя из этого, структура его задач, предусмотренная этапом 1, указанного выше подхода по формированию онтологической модели деятельности, представлена на рисунках 2.2.1-2.2.7.

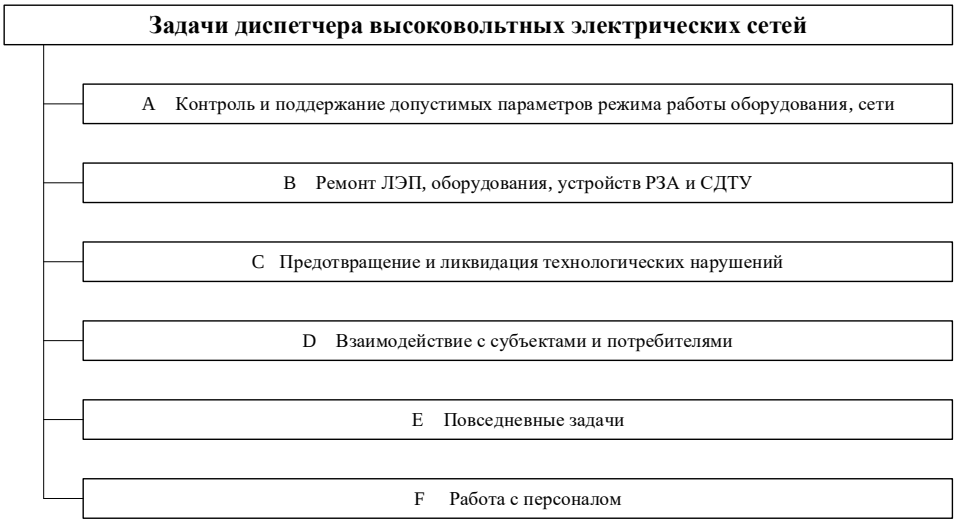


Рис. 2.2.1. Задачи диспетчера высоковольтных сетей

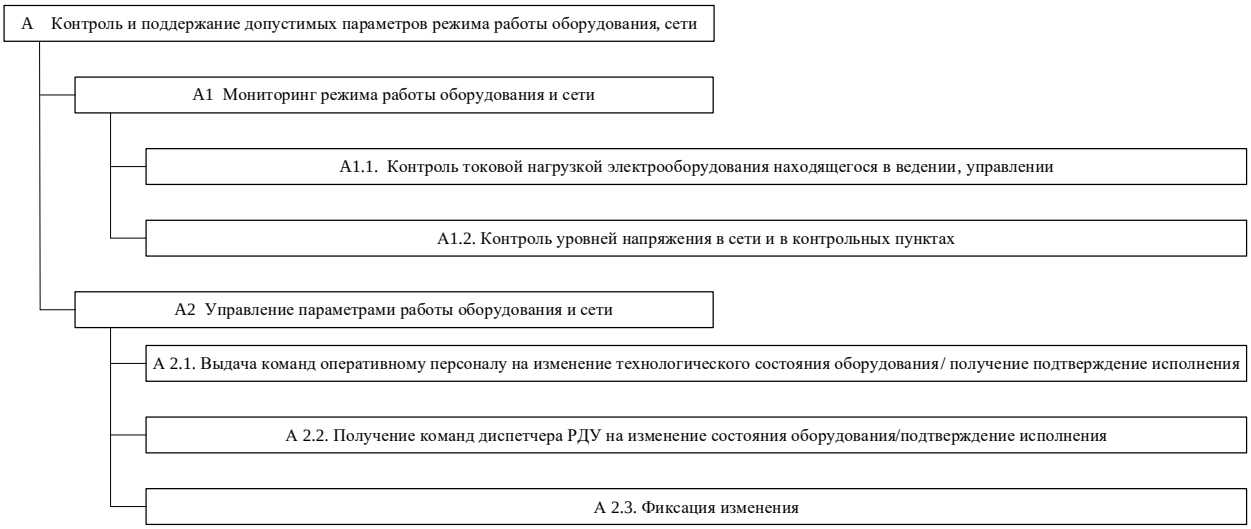


Рис. 2.2.2. Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер А)

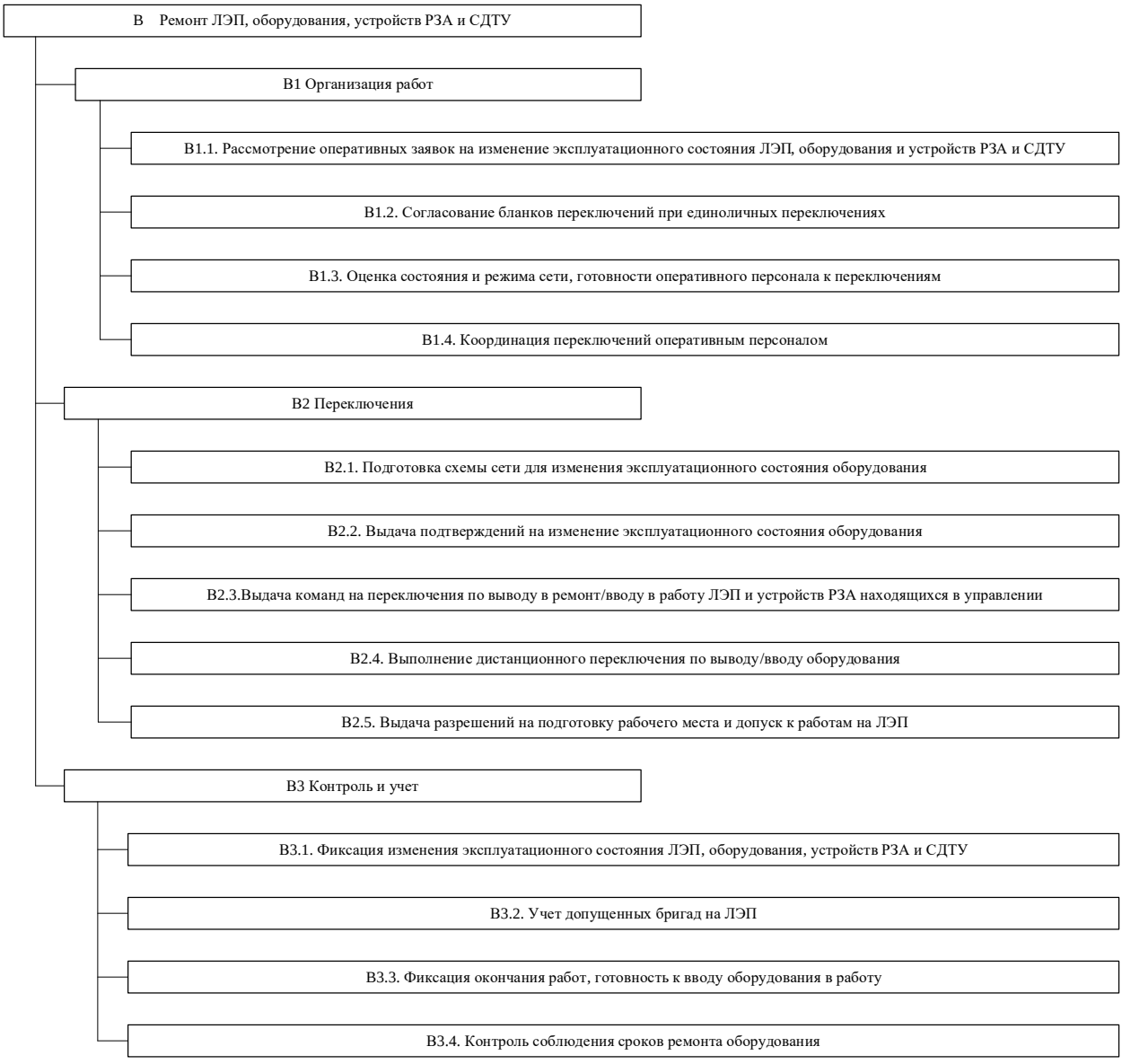


Рис. 2.2.3. Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер В)

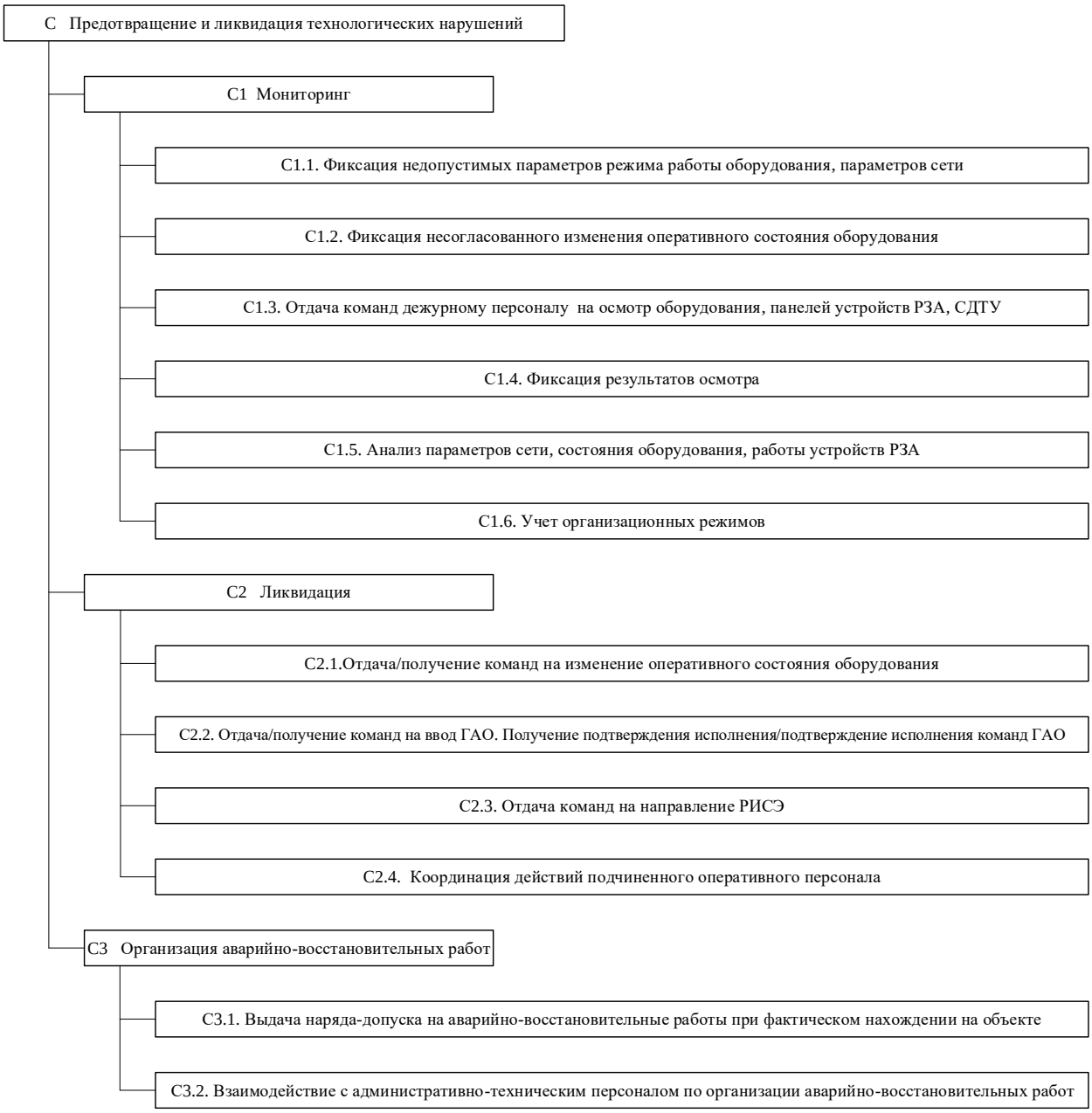


Рис. 2.2.4. Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер C)

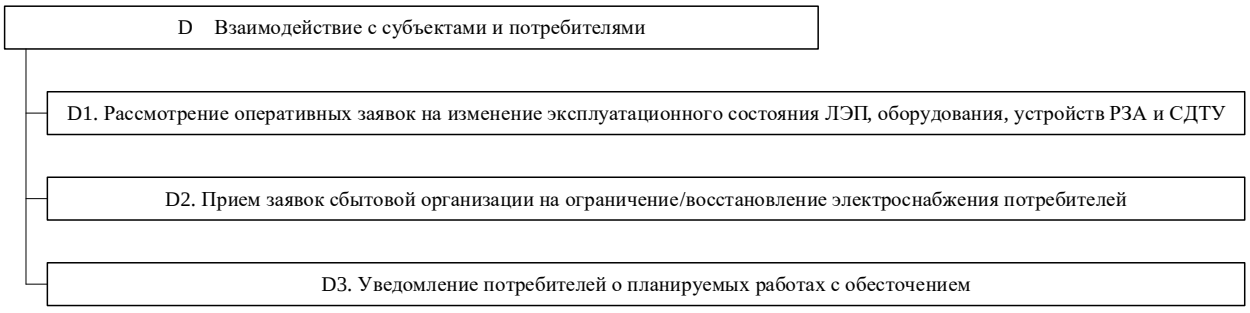


Рис. 2.2.5. Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер D)

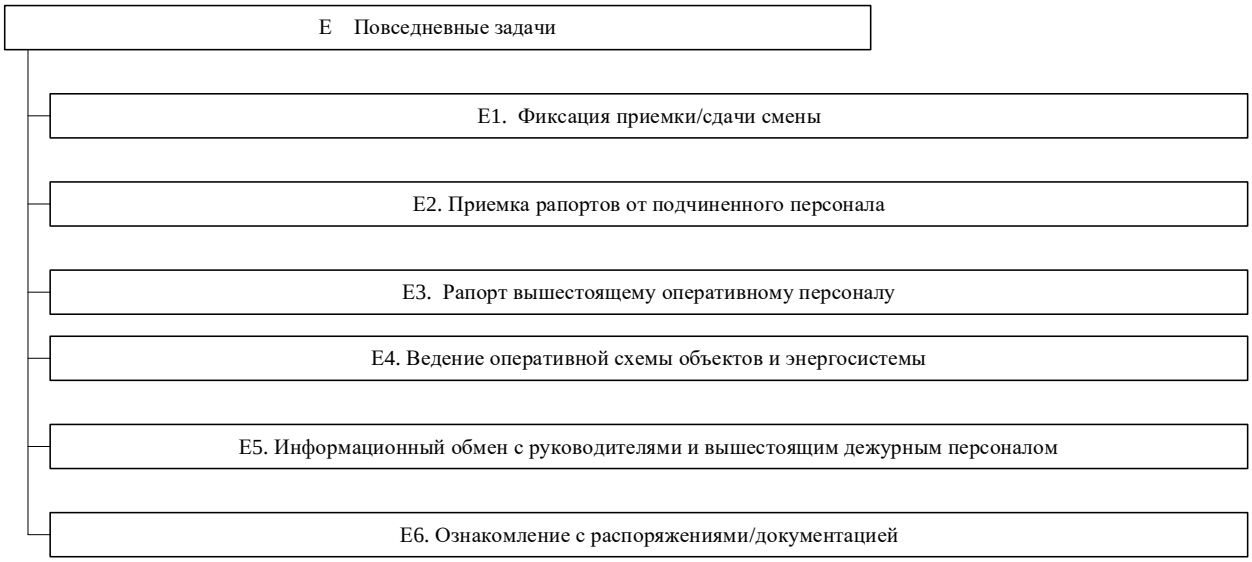


Рис. 2.2.6. Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер E)

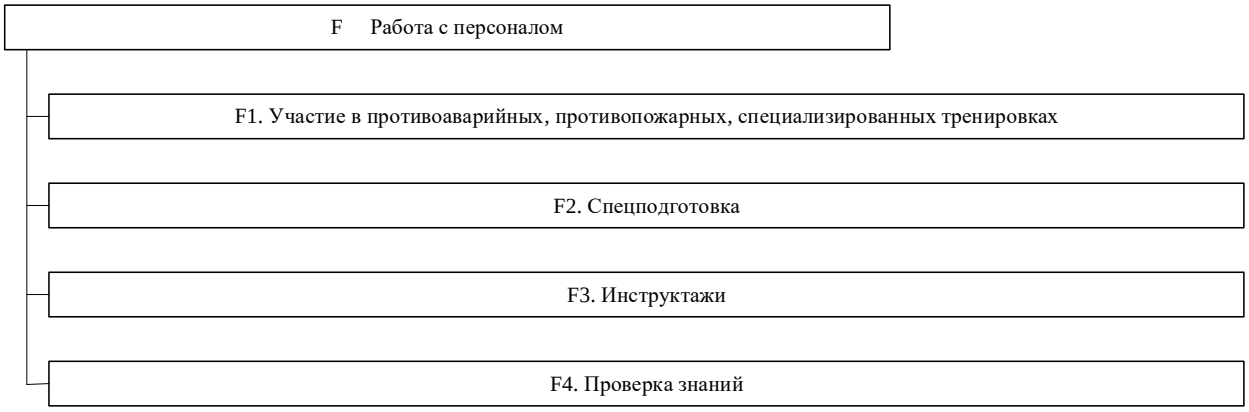


Рис. 2.2.7 Задачи диспетчера высоковольтных сетей (кластер F)

Формирование онтологической модели деятельности диспетчера распределительной сети выполняется аналогично задачам диспетчера высоковольтных сетей, при этом многие из выполняемых им задач, аналогичны задачам диспетчера высоковольтных сетей. При разработанная структура задача диспетчера распределительных сетей представлена на рисунках 2.3.1-2.3.7.

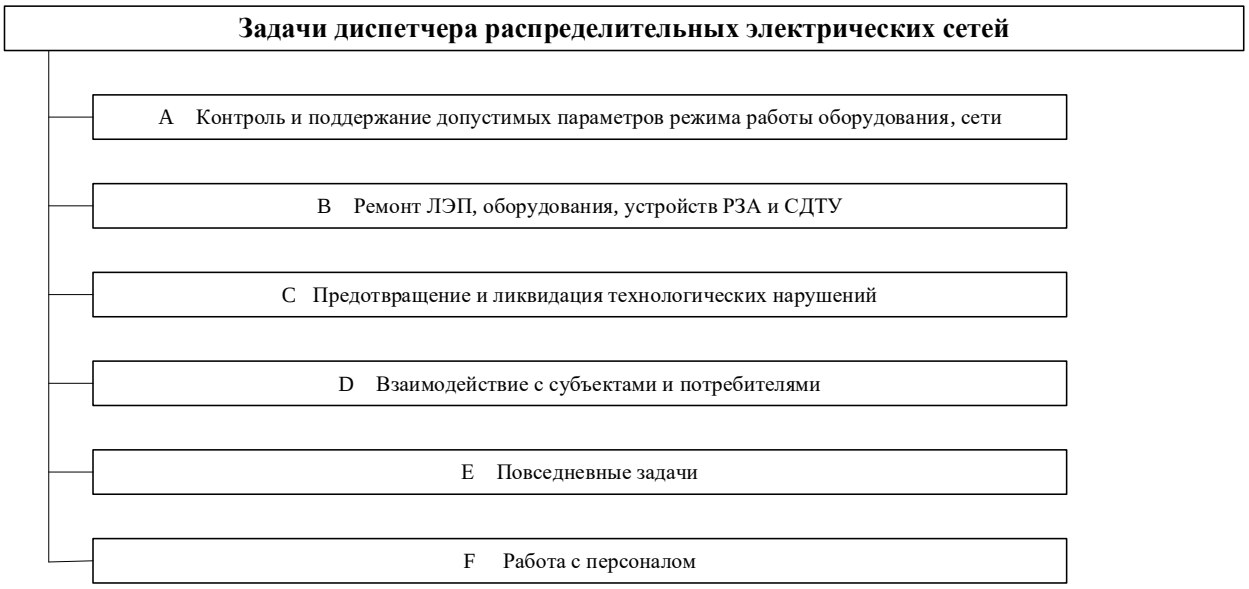


Рис. 2.3.1. Задачи диспетчера распределительных сетей

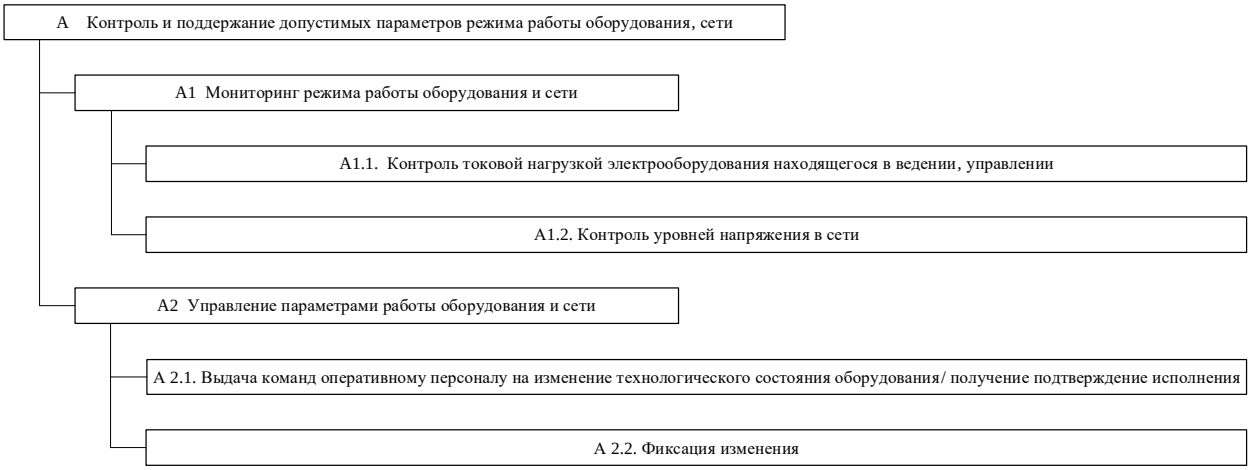


Рис. 2.3.2. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер А)

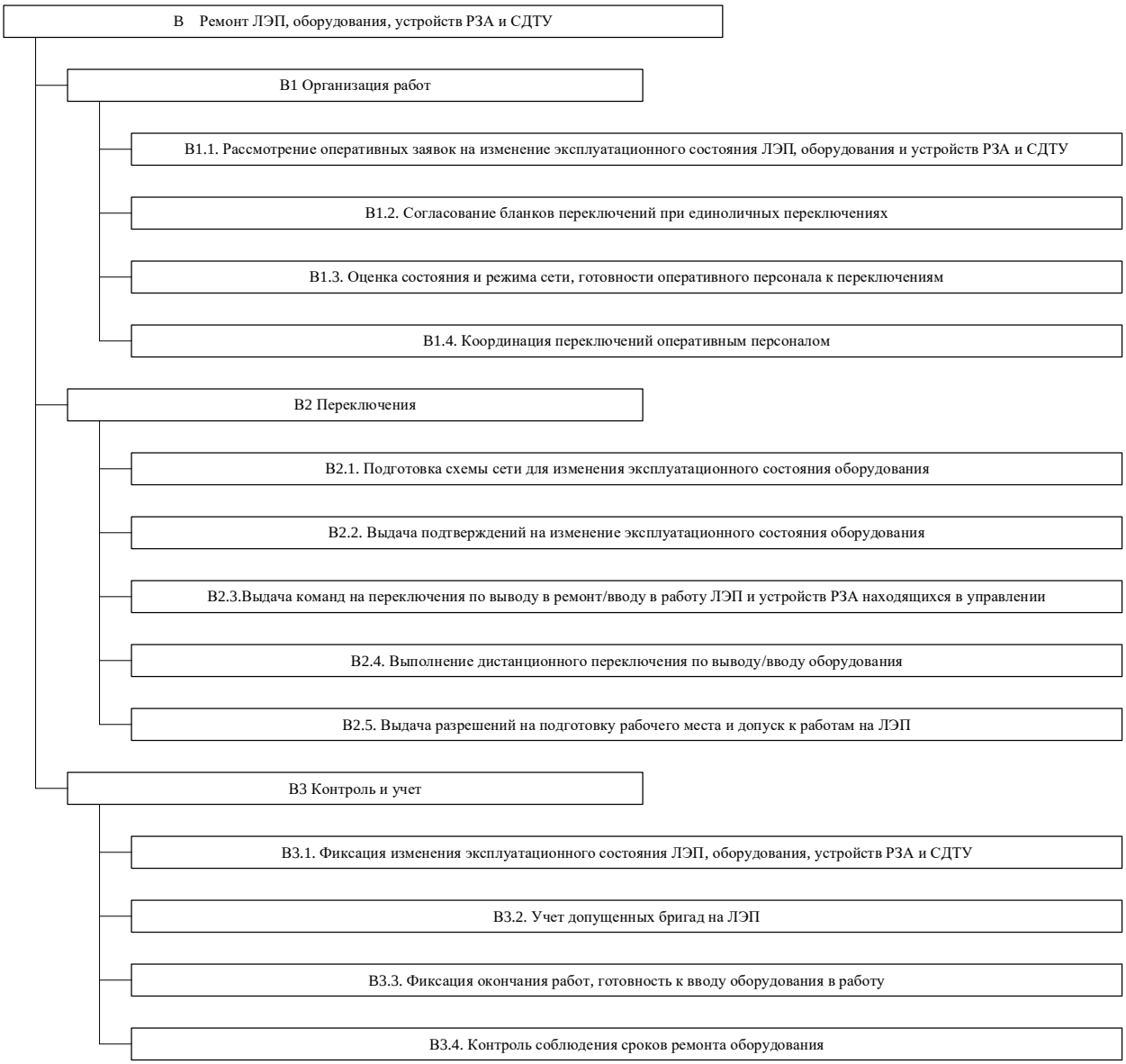


Рис. 2.3.3. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер В)

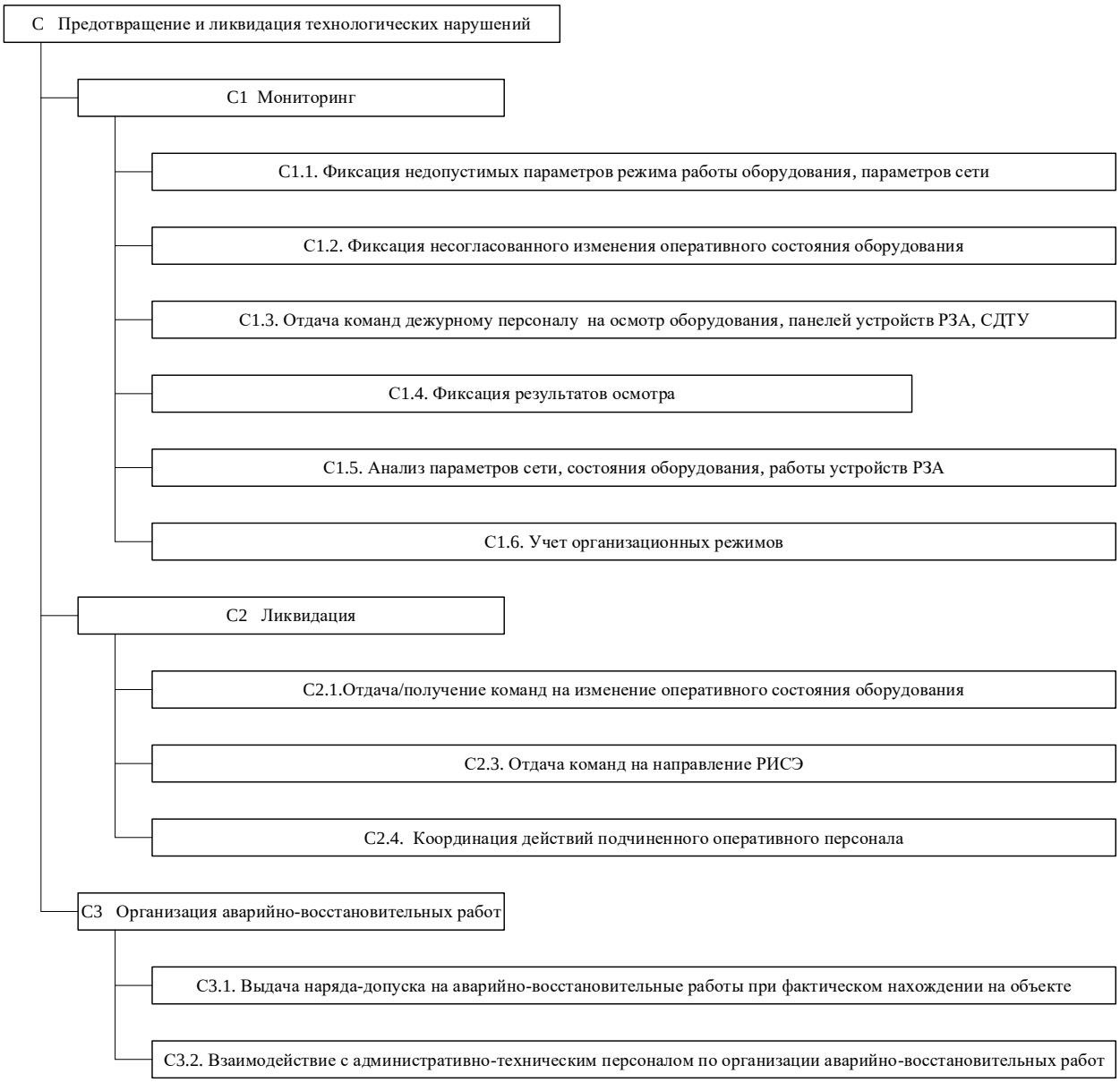


Рис. 2.3.4. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер C)

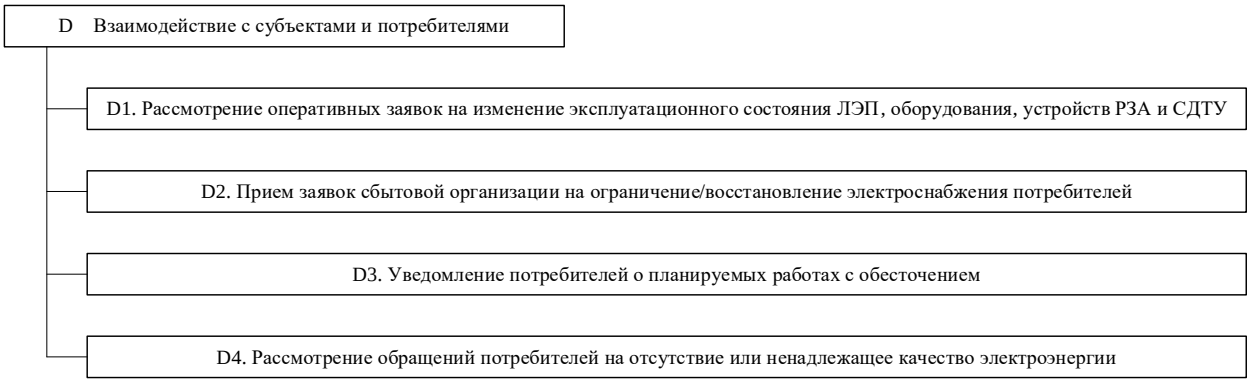


Рис. 2.3.5. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер D)

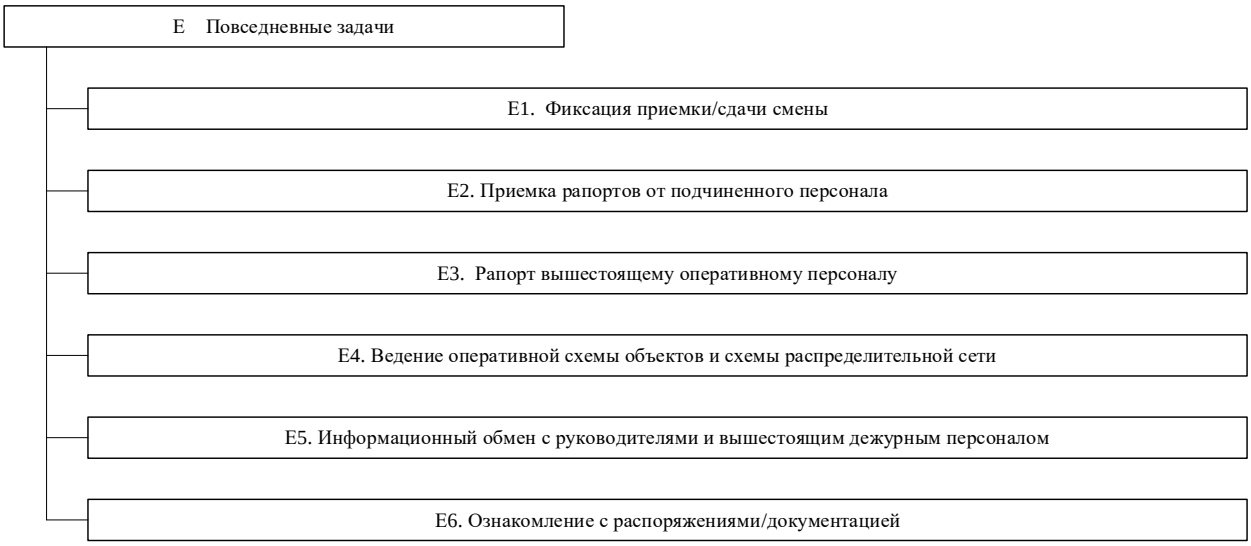


Рис. 2.3.6. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер E)

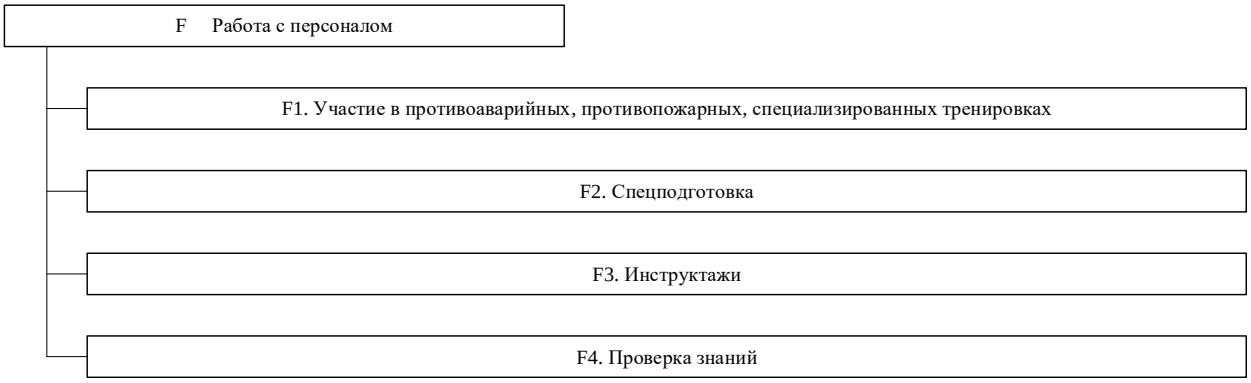


Рис. 2.3.7. Задачи диспетчера распределительных сетей (Кластер F)

Третьим из представленных видов диспетчеров является диспетчер-информатор, разработанная для него структура задач, представлена на рисунке 2.4.1-2.4.4.

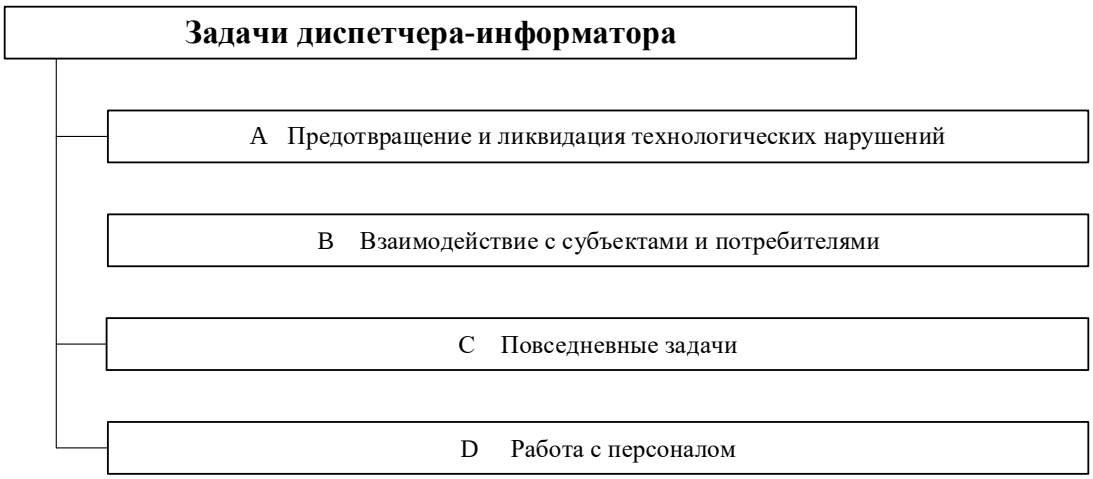


Рис. 2.4.1. Задачи диспетчера-информатора

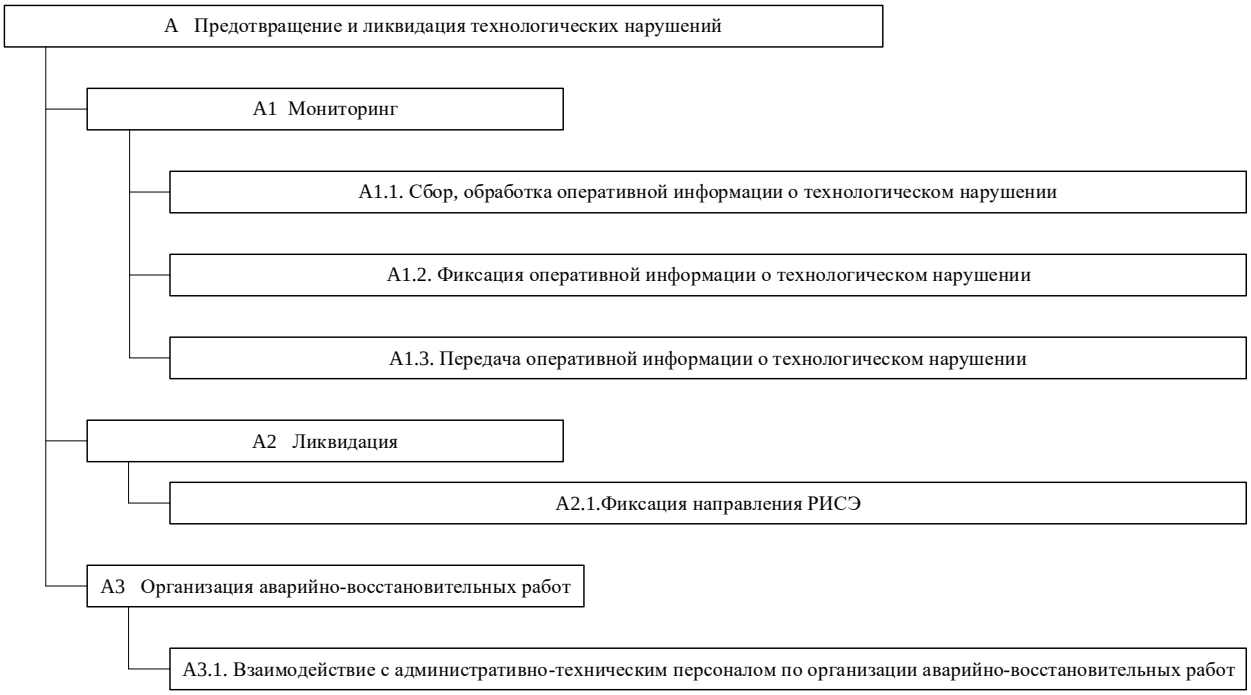


Рис. 2.4.2. Задачи диспетчера-информатора (Кластер А)

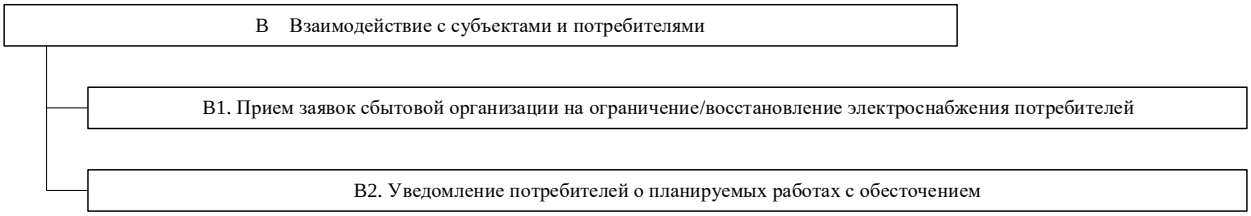


Рис. 2.4.3. Задачи диспетчера-информатора (Кластер В)

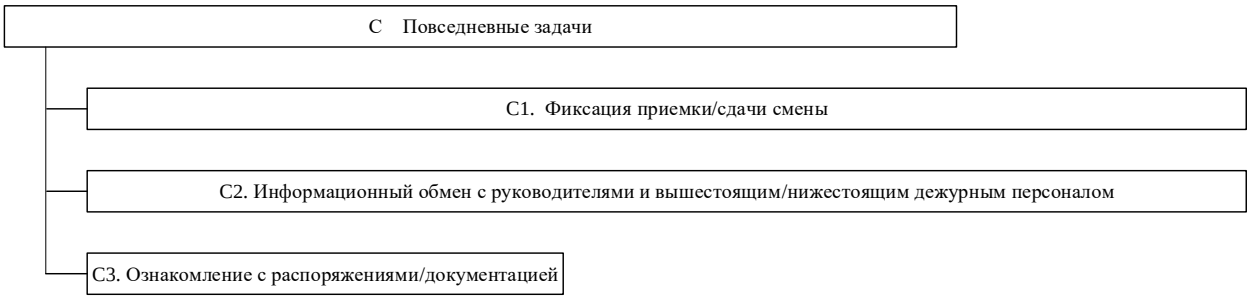


Рис. 2.4.3. Задачи диспетчера-информатора (Кластер С)

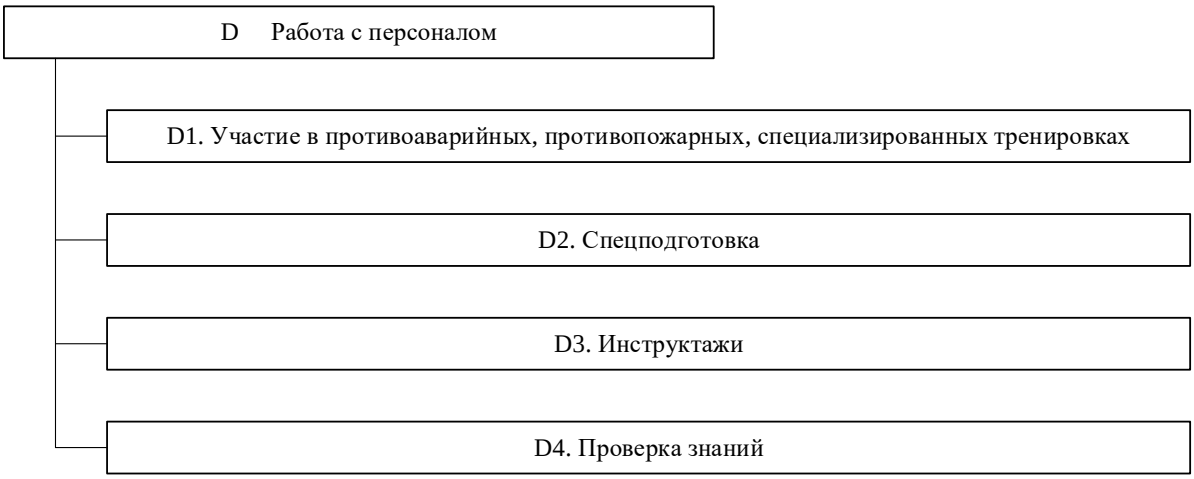


Рис. 2.4.4. Задачи диспетчера-информатора (Кластер D)

В процессе создания СППР на базе «Системы ОЖУР» для каждой из представленных на рисунках 2.2-2.4 задач, был разработан кластер возможных сценариев деятельности, что и было реализовано в процессе создания системы ОЖУР, внедренной в ПАО «Россети Московский Регион».

2.2.3. Формирование кластеров сценариев модели организации деятельности для решения задачи «Управление заявками»

В качестве практического примера в работе сформирован кластер сценариев модели организации деятельности для задачи B1.1. Рассмотрение оперативных заявок на изменение эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств РЗА и СДТУ («Управление заявками»).

Для однозначного трактования при формировании онтологических моделей ключевое значение имеет единая терминология и четко и однозначно определенные понятия, которые исключают неоднозначное трактование.

Кластер понятий и терминов:

1. Субъект деятельности (СбД) Субъект деятельности – сущность BEOM, один из шести элементов матрицы BEOM. Индивид или группа, сотрудники, руководящий, оперативный и технический персонал, предприятия, организационные структуры, подразделения, кросс-

функциональные команды и т.п. Субъекты деятельности являются источниками и носителями действия и опыта. Обладают способностью к целенаправленной организованной деятельности. Являются носителями интенциональности, способны ставить и выполнять задачи.

2. Объекты диспетчеризации (ОбктДисп) «Объекты диспетчеризации» – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики.

3. Диспетчерская заявка (ДисптчрЗаявк) Диспетчерская заявка - документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей организации изменить технологический режим работы или эксплуатационное состояние объекта диспетчеризации.

4. Оперативная заявка (Опер_Заявк) «Оперативная заявка» - документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей организации изменить технологический режим работы или эксплуатационное состояние линии электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации.

5. АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО_ЕЭС) Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») - специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

6. СетОргСобстОбор (СетОргСобстОбор) «СетОргСобстОбор» – субъект деятельности, который является как сетевой организацией, так и собственником оборудования, на которое оформляется заявка.

7. СетОргНеСобстОбор (СетОргНеСобстОбор) «СетОргНеСобстОбор» – субъект деятельности, который является сетевой организацией, но не является собственником оборудования, на которое оформляется заявка.

8. НеСетОргСбстОбор (НеСетОргСбстОбор) «НеСетОргСбстОбор» - субъект деятельности, который не является сетевой организацией и является собственником оборудования, на которое оформляется заявка.

9. НеСетОргНеСбстОбор (НеСетОргНеСбстОбор) «НеСетОргНеСбстОбор» - субъект деятельности, который не является как сетевой организацией, так и собственником оборудования, на которое оформляется заявка.

10. Диспетчер ОТиСУ филиала (ДисптчрОТиСУ_Фил) «Диспетчер оперативно технологического и ситуационного управления» – это оперативный руководитель филиала, уполномоченный отдавать обязательные для исполнения команды и подтверждения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления. Назначается из числа оперативного персонала с группой электробезопасности IVV.

11. qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил (qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил) qОЖУР_ДиспЦУС_Филиал - сетецентрическое, задаче-ориентированное приложение. Является частью системы поддержки принятия решения qDSS. Относится к приложениям II контура системы qDSS. Разработано на основе онтологической модели деятельности предприятия BEOM. Предназначено для организации деятельности диспетчерского персонала уровня филиала. Семейство оперативных журналов qОЖУР является принципиально сетецентрической технологией, рассчитанной на использование в больших социотехнических системах, включая использование методов аналитической лингвистики.

12. qОЖУР_ЗаявкиФил (qОЖУР_ЗаявкиФил) «qОЖУР_ЗаявкиФил» - сетецентрическое, задаче-ориентированное приложение. Является частью системы поддержки принятия решения qDSS. Относится к приложениям II контура системы qDSS. Разработано на основе онтологической модели деятельности предприятия BEOM. Предназначено для организации

деятельности оперативного и диспетчерского, административно-технического, электротехнического персонала уровня филиала. Семейство оперативных журналов qОЖУР является принципиально сетецентрической технологией, рассчитанной на использование в больших социотехнических системах, включая использование методов аналитической лингвистики. Относится к классу систем наследования опыта QuaSy.

13. Плановая заявка (План_Заявк) «Плановая заявка» - заявка на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования ПС, ЛЭП, устройств РЗА, устройств ПА, технических средств АСДУ, СДТУ выполняемая в соответствии с утверждёнными месячными графиками ремонта в установленные ими сроки. Варианты заявки: внеплановая, неотложная, аварийная.

14. Рассмотрение заявки (Рассмотр_Заявк) «Рассмотрение заявки» - действие, выполняемое субъектами деятельности, как правило внутренние подразделения организации, направленное на определение организационных, технических мероприятий, обеспечивающих безопасность выполнения работ, допустимость параметров режима работы оборудования и параметров сети в ремонтной схеме, а также в послеаварийных режимах при единичных отключениях оборудования или наложения нормативных возмущений.

15. Согласование заявки (Согласован_Заявк) «Согласование заявки» - действие, выполняемое уполномоченным субъектом деятельности, направленное на принятие решения исходя из результатов рассмотрения заявки внутренними подразделениями организации.

16. Утверждение заявки (Утвержд_Заявк) «Утверждение заявки» - действие, выполняемое субъектом деятельности, собственником оборудования, направленное на принятие решения утвердить заявку или отказать в утверждении.

17. Рассмотрена замечаний нет (Рассмтр) «Рассмотрена замечаний нет» – положительное решение уполномоченного субъекта деятельности (подразделения), принятое после определения организационных, технических

мероприятий, обеспечивающих безопасность выполнения работ, допустимость параметров режима работы оборудования и параметров сети в ремонтной схеме, а также в послеаварийных режимах при единичных отключениях оборудования или наложения нормативных возмущений.

18. Рассмотрена замечания есть (НеРассмтр) «Рассмотрена замечания есть» - отрицательное решение уполномоченного субъекта деятельности, принятое после определения организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, а также последствий изменения состояния сети для оборудования своей организации.

19. Согласована (Соглас) «Согласована» - положительное решение уполномоченного субъекта деятельности, принятое исходя из результатов рассмотрения заявки.

20. Отказано в согласовании (Отказан) «Отказано в согласовании» - отрицательное решение уполномоченного субъекта деятельности, принятое исходя из результатов рассмотрения заявки.

21. Утверждена (Утвржд) «Утверждена» - положительное решение, принятое уполномоченным субъектом деятельности при утверждении заявки.

22. Отказано в утверждении (ОткзУтвржд) «Отказано в утверждении» - отрицательное решение, принятое уполномоченным субъектом деятельности при утверждении заявки.

23. Снята (Снят) «Снята» - решение, принятое инициатором изменения инициатором изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линии электропередачи, оборудования или устройства.

24. Продлена (Продлн) «Продлена» - положительное решение (утверждение) уполномоченного субъекта деятельности - технического руководителя.

25. Отказано в продлении (Отказ_Продлн) «Отказано в продлении» – отрицательное решение уполномоченного субъекта деятельности – технического руководителя.

26. Технолог (Тхнлг) «Технолог» - уполномоченный субъект деятельности, оформляющий и подающий Заявку на рассмотрение.

27. Подразделение релейной защиты и автоматики (ПодрРЗиА) «Подразделение релейной защиты и автоматики» - подразделение сетевой организации, уполномоченное рассматривать Заявки.

28. Подразделение эксплуатации высоковольтных сетей (ПодрЭксплВвС) «Подразделение эксплуатации высоковольтных сетей» - подразделение сетевой организации, уполномоченное рассматривать Заявки.

29. Подразделение эксплуатации распределительных сетей (ПодрЭксплРсС) «Подразделение эксплуатации распределительных сетей».

30. Подразделение систем диспетчерского и технологического управления (ПодрСДТУ) «Подразделение систем диспетчерского и технологического управления» - подразделение сетевой организации, уполномоченное рассматривать Заявки.

31. Подразделение режимов (Подр_Режим) «Подразделение режимов» – подразделение сетевой организации, уполномоченное рассматривать Заявки.

32. Технический руководитель (Техн_Рук) «Технический руководитель» – уполномоченный субъект деятельности утверждать Заявки.

После определения терминов и понятий формируется кластер репозитариев субъектов и объектов деятельности, времени деятельности, действий над объектом(заявкой), решений по объекту(заявке).

А. Репозитарий субъектов деятельности (СбД).

А1. СетОргСобстОбор

А2. СетОргНеСобстОбор

А3. СО

А4. НеСетОргСобстОбор

А5. НеСетОргНеСобстОбор

А6. Технолог

А7. ПодрРЗиА

А8. ПодрЭксплВвС

A9. ПодрЭксплРсС

A10. ПодрСДТУ

A11. ПодрРежим

A12. ПодрОДС

A13. ТехРук

B. Репозитарий Объектов деятельности (ОбД).

B1. qОЖУР_ЗаявкФил

B2. qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил

C. Репозитарий времени деятельности.

C1. Рабочее время

C2. Не рабочее время

D. Репозитарий видов заявок.

D1. Плановая

D2. Внеплановая

D3. Аварийная

D4. Неотложная

E. Репозитарий действий над заявкой.

E1. Оформление

E2. Подача

E3. Рассмотрение

E4. Согласование

E5. Утверждение

E6. Снятие

E7. Открытие

E8. Продление

E9. Закрытие

F. Репозитарий решений по заявке.

F1. Рассмотрена замечаний нет

F2. Рассмотрена замечания есть

F3. Согласована

F4. Отказано в согласовании

F5. Утверждена

F6. Отказано в утверждении

F7. Снята

F8. Продлена

F9. Отказано в продлении

После формирования кластера понятий и терминов и кластера репозитариев, можно наконец переходить к формированию кластера сценариев, который является в дальнейшем основой построения информационной системы для задачи управления заявками.

Кластер сценариев по задаче «Управление заявками».

КлсфСбД по основаниям (табл. 2.2):

1. СетОрг-НеСетОрг

2. СобстОбор-НеСобстОбор

Таблица 2.2

КлсфСбД

Основания Клсф	СобстОбор	НеСобстОбор
СетОрг	A. СетОргСобстОбор	B. СетОргНеСобстОбор
НеСетОрг	C. НеСетОргСобстОбор	D. НеСетОргНеСобстОбор

СеМатр допустимых сочетаний СбД с решаемыми ЗдД.

Концепция формирования сценариев прохождения заявки (табл. 2.3)

СбД_Обознч:

A - СетОргСобстОбор

B - СетОргНеСобстОбор

C - СО

D - НеСетОргСобстОбор

E - НеСетОргНеСобстОбор

Допустимые сочетания видов СбД с решаемыми ЗдД при управлении заявками являются основанием при разработке различных сценарных вариантов МОД.

Таблица 2.3

А Сочетания ЗдД/СбД

ЗдД/СбД	A.	B.	C.	D.	E.
X. УправлениеОбор	AX	BX	CX	DX	-
Y. ВедениеОбор	AY	BY	CY	DY	EY

Далее формируем СеМатр базовых сценарных вариантов управления заявками.

Допустимые сочетания СбД, управляющими либо ведающими оборудованием, с СбД, инициирующими заявку.

Таблица 2.4

СеМатр

Иниц	A.	B.	C.	D.	E.
AX	AXA	AXB	AXC		AXE
AY	AYA	AYB	AYC		AYE
BX	BXA	BXB	BXC	BXD	BXE
BY	BYA	BYB	BYC	BYD	BYE
CX	CXA	CXB	CXC	CXD	CXE
CY	CYA	CYB	CYC	CYD	CYE
DX		DXB	DXC	DXD	DXE
DY		DYB	DYC	DYD	DYE
EY	EYA	EYB	EYC	EYD	EYE

Кластер сценариев A: СО не участвует в качестве инициатора.

1. Сценарий **AXA**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (A) сама является инициатором изменения состояния сети.

2. Сценарий **AXB**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

3. Сценарий **AXE**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОборСО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

4. Сценарий **AYA**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (A) сама является инициатором изменения состояния сети.

5. Сценарий **AYB**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

6. Сценарий **AYE**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом

НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

7. Сценарий **BXA**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргСобстОбор (A) является инициатором изменения состояния сети.

8. Сценарий **BXB**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

9. Сценарий **BXD**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

10. Сценарий **BXE**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

11. Сценарий **BYA**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (A) является инициатором изменения состояния сети.

12. Сценарий **BYB**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

13. Сценарий **BYD**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

14. Сценарий **BYE**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

15. Сценарий **DXB**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

16. Сценарий **DXD**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

17. Сценарий **DXE**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

18. Сценарий **DYB**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

19. Сценарий **DYD**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

20. Сценарий **DYE**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

21. Сценарий **EYA**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом

СетОргСобстОбор (A) является инициатором изменения состояния сети.

22. Сценарий **EYB**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (B) является инициатором изменения состояния сети.

23. Сценарий **EYD**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

24. Сценарий **EYE**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев B: СО является инициатором (только когда Обор находится в Упр и Вед)

1. Сценарий **AXC**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (C) является инициатором изменения состояния сети.

2. Сценарий **AYC**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (C) является инициатором изменения состояния сети.

3. Сценарий **BXC**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (C) является инициатором изменения состояния сети.

4. Сценарий **BYC**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (C)

является инициатором изменения состояния сети.

5. Сценарий **CXC**

В сценарии участвует СО, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

6. Сценарий **CYC**

В сценарии участвует СО, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

7. Сценарий **DXC**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

8. Сценарий **DYC**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

9. Сценарий **EYC**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев Z: СО является инициатором (частный случай, если речь идет о питании зданий и сооружений СО или речь идет о вторичных системах)

1. Сценарий **AXC**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

2. Сценарий **AYC**

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус

организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

3. Сценарий **BXC**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

4. Сценарий **BYC**

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

5. Сценарий **CXC**

В сценарии участвует СО, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) сама является инициатором изменения состояния сети.

6. Сценарий **CYC**

В сценарии участвует СО, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) сама является инициатором изменения состояния сети.

7. Сценарий **DXC**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

8. Сценарий **DYC**

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

9. Сценарий **EYC**

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Тезисы:

1. Если Заявка всеми согласована, то она попадает на утверждение ТехРук.

2. Решение об утверждении направляется в работу всем подразделениям, участвующим в рассмотрении.

3. Виды заявок (1,2,3,4 в рабочее время - технолог в qОЖУР_ЗаявкФил) и другой вид сценария (Авар и Неотл в нерабочее время - ДиспЦУС в ОЖУР_ДиспОДГ_РЭС).

Субъекты деятельности:

СбД_А1: Сетевая организация собственник оборудования (СетОргСобстОбор)

СбД_В1: Сетевая организация собственник оборудования СетОргНеСобстОбор

СбД_А1_Пi: (Релейный персонал, подразделения эксплуатации ВысВольтСеть или РаспредСеть).

СДТУ связисты + IT, СлужбРежим, ДоспСлужб - ОДС)

ПодрРЗиА (подразделение релейной защиты и автоматики)

ПодрЭксплВвС (подразделение эксплуатации высоковольтных сетей)

ПодрЭксплРсС (подразделение эксплуатации распределительных сетей)

ПодрСДТУ (подразделение систем диспетчерского и технологического управления)

ПодрРежим (подразделение режимов)

ДиспОТиСУ

Технолог

ТехРук

Объекты деятельности:

qОЖУР_ЗаявкФил: оперативный журнал ...

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил: оперативный журнал ...

Модель организации деятельности. Кластер сценариев А: СО не участвует в качестве инициатора.

1. Сценарий *АХА*

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (А) сама является инициатором изменения состояния сети.

Оформление, подача, рассмотрение, согласование в структурных подразделениях, а также утверждение происходит в СетОргСобстОбор.

Кластер сценариев АХА_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев АХА_В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев АХА_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.

6. СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор согласовывают Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.

8. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

10. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

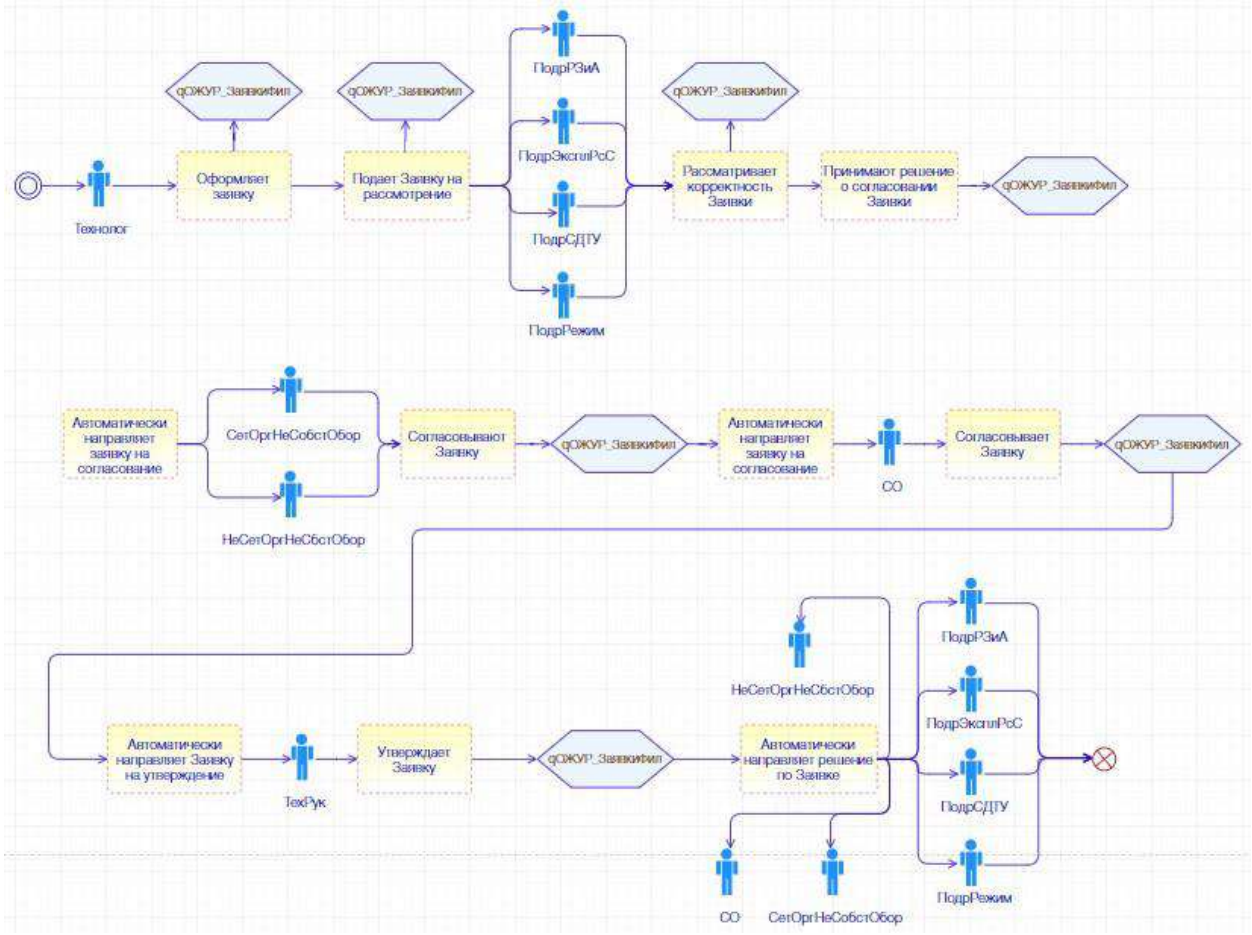


Рис. 2.5. Кластер сцн А - Сцн АХА_В1.

Полный кластер сценариев, который выполнен аналогичным способом представлен в Приложении 1. Аналогичным образом, созданы кластеры сценариев организации деятельности по всем задачам, всех типов диспетчеров ЦУС. Это позволило получить однозначное трактование задачи для разработки ИС ОЖУР, что существенно упростило и ускорило, как ее создание, так и последующее внедрение в производственный процесс.

2.3. Создание двухконтурной сетецентрической масштабируемой системы поддержки принятия решений

Изначально «Система ОЖУР», созданная и примененная в качестве системы управления в рамках внедрения ОЖУР-ПС в Сочи, описанная в первой главе и первая версия системы поддержки принятия решений для ЦУЭ XXII Олимпийских зимних игр и XI Параолимпийских зимних игр 2014 г. в городе Сочи была рассчитана и разработана только на взаимодействие диспетчеров между собой и оперативного персонала с диспетчерами и иным технологическим персоналом.

В условиях постоянной цифровизации и информатизации, как энергетики, так и общества в целом данная задача оказалась достаточно узкой для распределенного применения при полноценном управлении сложным электротехническим комплексом коим является современная энергосистема.

Проведенный анализ традиционных методов и технологий работы административно-диспетчерского персонала объектов энергетики выявил такие недостатки в их работе как:

- отсутствие информации о плановых и аварийных 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.

Таким образом, потребовалось существенное усовершенствование системы «ОЖУР» с выходом за технологический контур взаимодействия.

Создание инновационной системы поддержки принятия решений было возможно благодаря разработке онтологической модели и кластерам сценариев, охватывающих организацию деятельности оперативных руководителей в системе оперативно-технологического управления. Эта

система представляет собой современное решение, основанное на слаженной методологии, включающей в себя кластер взаимосвязанных унифицированных информационных систем, а также построенной специфическим образом информационно-телекоммуникационной среды.

Внедрение данной системы выражает соответствие требованиям и положениям ПАО «Россети» относительно единой технической политики в электросетевом комплексе. Эти стандарты были утверждены высшими органами управления компании, такими как Совет директоров ПАО «Россети». Также система соответствует установленным Стандартам организации, что подчеркивает ее конформность высоким стандартам электроэнергетической отрасли.

Такой подход к созданию и внедрению системы поддержки принятия решений обеспечивает эффективное управление оперативно-технологическими процессами, повышая общую эффективность оперативных руководителей и обеспечивая надежность функционирования электросетевого комплекса.

«Система ОЖУР» интегрирована в более обширный фреймворк QuaSy-СППР, что обеспечивает ее взаимодействие с другими модулями и инструментами в рамках общей системы поддержки принятия решений. Такая интеграция способствует синхронизации оперативных процессов и обеспечивает целостность и эффективность управления в рамках сетевых компаний ПАО «Россети».

ВЕОМ-СК, как единая онтологическая модель, обеспечивает стандартизированный и единообразный подход к представлению деятельности сетевой компании на уровне данных, что способствует улучшению взаимопонимания и согласованности в рамках оперативно-технологического управления и систем управления сетевыми компаниями ПАО «Россети».

В основе единого кластера основных концепций и подходов прикладных онтологий «Системы ОЖУР» используются:

• Концепция Системно-ситуационного управления деятельностью (КоССУД):

• Единство системного и ситуационного управления.

• Модель двухконтурной системы ситуационного управления.

• Цикл ситуационного управления с наследованием опыта (ЦСУНО).

• Концепция системно-ситуационного анализа деятельности (КоССАД).

• Метод последовательной динамической оценки ситуации (МПДО).

• Технология поддержки принятия решения, основанная на наследовании опыта (ТеППРОНО).

• Матрица хорошо структурированных событий и показателей (МХССП).

Онтологическая модель крупномасштабного сетевого предприятия BEOM-LSTC.

• Концепция языка организации совместной деятельности (LOCA).

• Язык структурированных сообщений энергетика (ЯССЭ).

• Модель описания и структурирования объектов электроэнергетики CIM IEC 61968[203].

• Модель описания и структурирования сетей CIM IEC 61968, CIM IEC 6197[203].

На базе «Системы ОЖУР» создана уникальная архитектура, основанная на единой модели сети в соответствии с международными стандартами CIM IEC 61970 и 61968 [149]. «Система ОЖУР» представляет собой современное веб-сервисное решение, ориентированное на организацию работы административно-диспетчерского персонала. Эта система подготавливает основу для новой двухконтурной модели управления, обеспечивая одновременное использование данных анализа и структурирования потоков сообщений, создаваемых персоналом, и потоков телеметрии, поступающих от датчиков.

Система использует два контура (рис. 2.6). Первый контур - традиционный телеметрическая информация с объектов электроэнергетики,

при этом используются все типы источников, начиная от обычных индикаторов контроля наличия напряжения и заканчивая высокоуровневым обменом информацией со SCADA системой, используемой в ПАО «Россети Московский регион». Второй контур – обмен технологической информацией в виде структурированных сообщений между персоналом разного уровня, превращая эти сообщения в наглядную информацию о возникающих событиях.

«Система ОЖУР» предоставляет возможность использования баз данных, создаваемых с помощью Q3 (БД объектов электроэнергетики и оборудования, БД субъектов деятельности, БД схем электрических соединений) в качестве источника данных для внешних систем (SCADA(АСУТП)), EMS/DMS приложений, ГИС и других учетных систем.

Система поддержки принятия решений СППР «Система ОЖУР» представляет собой двухконтурную сетецентрическую платформу, базирующуюся на единой унифицированной цифровой модели сети. Эта модель реализована с использованием доверенной облачной сетецентрической платформы электроэнергетики, известной как ДОСП «Электра».

Доверенная облачная сетецентрическая платформа ДОСП «Электра» служит основой для инновационной системы «ОЖУР», обеспечивая эффективное управление и организацию деятельности оперативного персонала сетевых компаний.

Кроме того, «Система ОЖУР», используемая в ПАО «Россети Московский регион» интегрирована с системой управления производственными активами(СУПА), что позволяет использовать модель связности сети из «Системы ОЖУР» в СУПА, в то время как база данных оборудования, которая ведется и используется в СУПА используется источник состава оборудования как основа для модели сети в «Системе ОЖУР».

Структура действующей «Системы ОЖУР», реализованной в ПАО «Россети Московский регион» [35], представлена на рисунке 2.6.

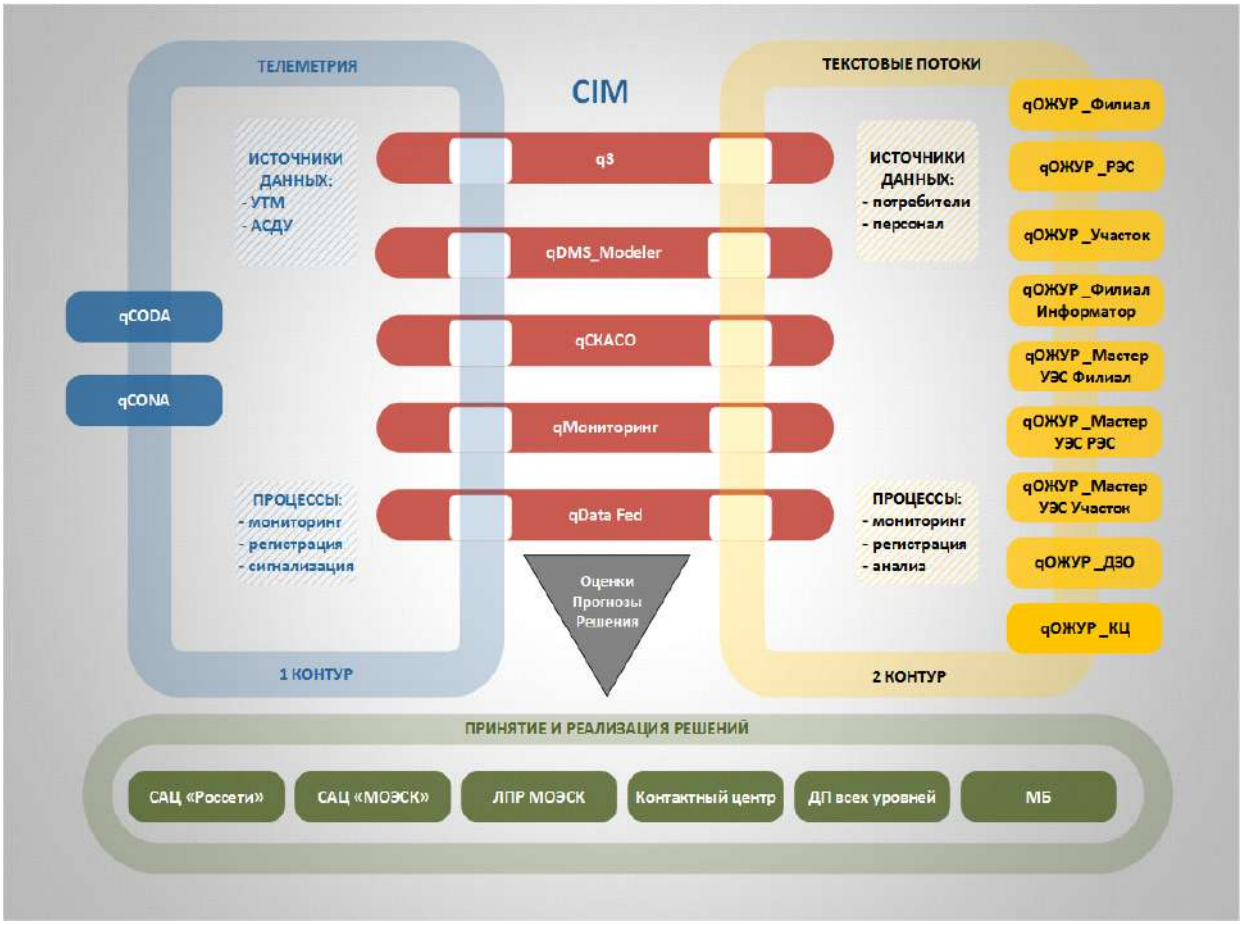


Рис. 2.6. Структура СППР- «Системы ОЖУР»

Отмечено, что такое построение системы позволяет настраивать и использовать различные коммуникационные профили сети журналов, в зависимости от решаемых задач. По умолчанию, каждый журнал может общаться с каждым. ОЖУР ДЗО непосредственно взаимодействует и обменивается информацией с ОЖУР САЦ Россети, что позволяет выстроить единую систему управления в рамках всего сетевого комплекса на уровне Россети-ДЗО.

Архитектура системы позволяет использовать как моно-серверное, так и мульти-серверное решения. В первом случае, при централизованном подходе могут быть задействованы офшорные вычислительные мощности. Во втором случае, допустимо использовать кластер территориально-распределенных серверов в интересах обеспечения надежности и устойчивости управления.

Предложена и реализована задаче-ориентированная модель построения оперативного журнала ОЖУР с использованием методов лингвистического

анализа для распознавания текстовых сообщений, формируемых персоналом с различных уровней.

- Применение технологий и моделей аналитической лингвистики, синтаксического и семантического анализа сообщений. Инновационная уникальная технология - язык LOCA (язык организации совместной деятельности).
- На основании LOCA разрабатываются и внедряются сигнатуры сообщений персонала.

Процесс обеспечения принятия решений с применением СППР qDSS инициируется приемом информации, ее последующим мониторингом и анализом, завершаясь предоставлением новых синтезированных данных диспетчерскому персоналу, операторам контактных центров и высшему руководству.

В рамках решения поставленных задач выполнен анализ и доработка отдельных приложений «Системы ОЖУР», а также разработаны алгоритмы их взаимодействия в общей структуре анализа и принятия решений. К основным приложениям относятся приложения, представленные на рисунке 2.7.

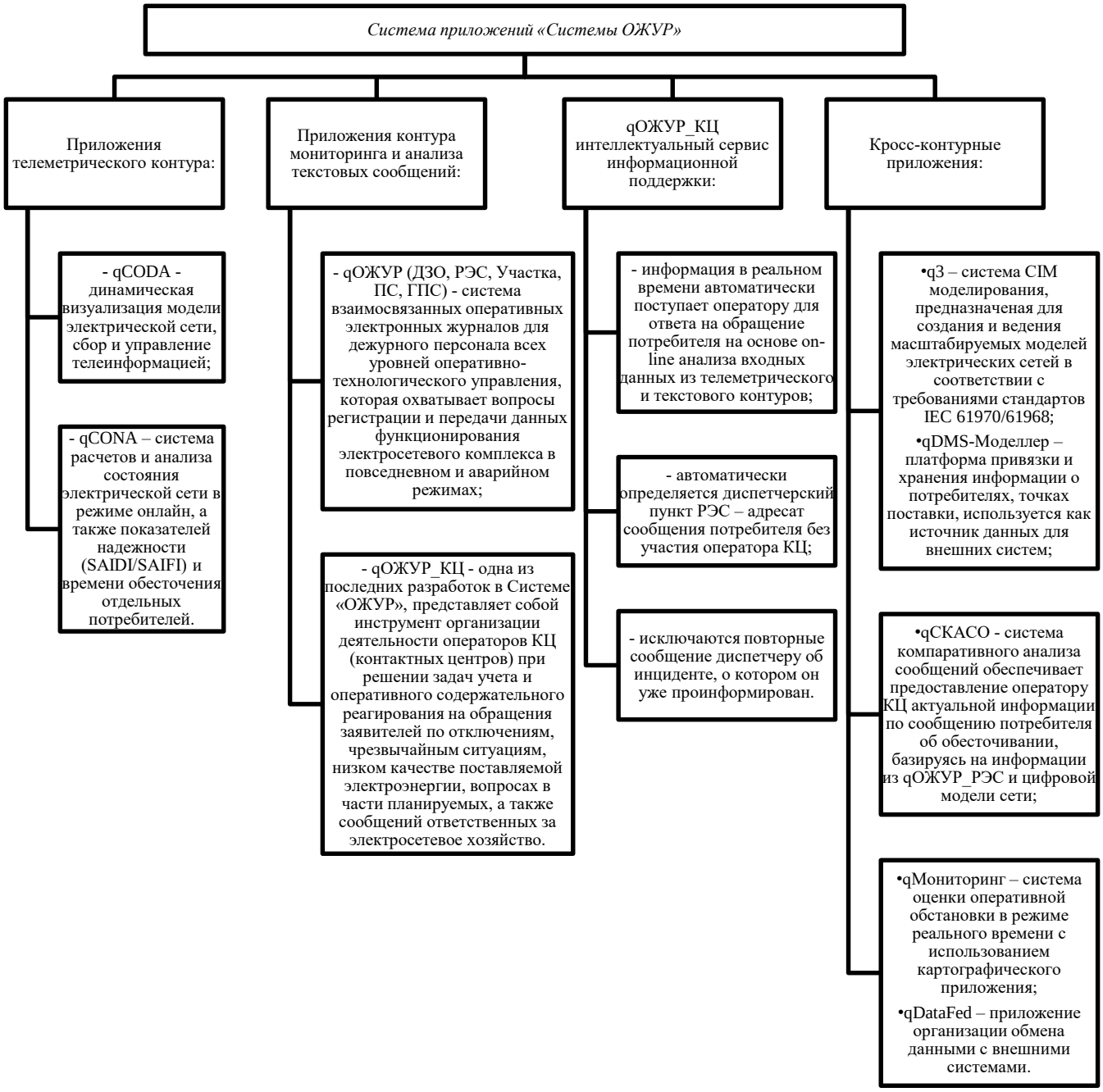


Рис. 2.7. Система приложений «Системы ОЖУР»

В операциях сбора и корректировки данных активно задействованы приложения телеметрического и текстового контуров. При этом важную роль играют кросс-контурные приложения, которые принимают участие в мониторинге, анализе и синтезе полученной информации. Схема информационных потоков в процессе устранения технологических нарушений наглядно представлена на рисунке 2.8.

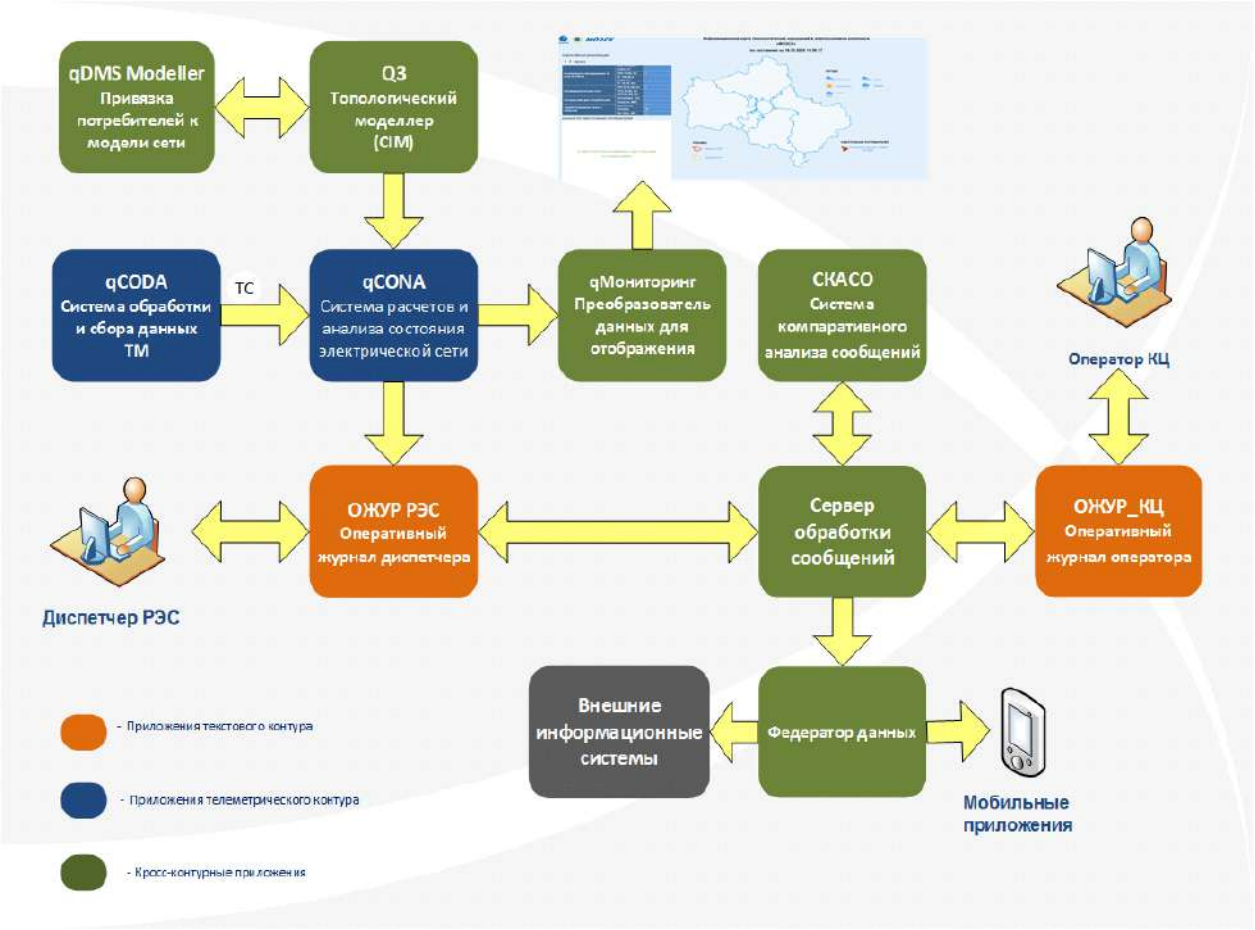


Рис. 2.8. Схема информационных потоков СППР-Систем «ОЖУР»

Алгоритмы работы данного приложения охватывают несколько ключевых задач:

1. Предоставление информации оператору КЦ:
    - Автоматическое предоставление оператору КЦ актуальной информации о сообщении потребителя об обесточивании, используя данные из qОЖУР_РЭС и цифровой модели сети. Оператору КЦ не требуется дополнительных манипуляций, поскольку qСКАСО автоматически предоставляет всю необходимую информацию.
2. Информирование оперативного и технического персонала РЭС:
    - Предоставление оперативному и техническому персоналу РЭС информации об обесточивании потребителей в случае ее отсутствия. При этом qСКАСО формирует автоматическое

сообщение оператору КЦ о фиксации и передаче информации в диспетчерскую службу с прогнозом восстановления электроснабжения. Прогноз восстановления рассчитывается на основе установленных в компании базовых данных.

3. Улучшение оперативности системы:
    - В случае обнаружения соответствия ФИАС потребителя в предыдущих зарегистрированных сообщениях об обесточивании, qСКАСО автоматически рассчитывает прогноз восстановления, основываясь на данных из первого сообщения по данному случаю. Это способствует более оперативному реагированию на подобные инциденты.

Таким образом, второй сценарий с использованием qОЖУР_КЦ и qСКАСО обеспечивает эффективный механизм для обработки обращений потребителей и оперативного реагирования на технологические нарушения.

Выполнена интеграция для автоматического обмена данными СППР – «Система ОЖУР» с внешними системами ПК «Надежность» и ПК «Аварийность» - автоматизация обработки данных об отключениях.

Целью данного взаимодействия является повышение качества работы оперативно-технологического и ситуационного управления, развитие дистанционных сервисов оповещения о технологических нарушениях. При этом решаются следующие задачи:

- автоматизации процессов информирования диспетчерского персонала об отключениях на основе данных телеметрии и доведения информации об отключениях во внешние системы, включая мобильное приложение потребителя, что в свою очередь обеспечивается следующими мероприятиями:

1) интеграция систем сбора телеметрической информации с ПК «ОЖУР»;

2) реализация функционала автоматической обработки телеметрических данных в «Системе ОЖУР»;

3) реализация функционала автоматического оповещения персонала компании и взаимодействующих структур;

- интеграция «Системы ОЖУР» с внешними системами;

- реализация функционала прогнозирования отключений по сообщениям потребителей.

Для понимания достигнутых результатов выполним сравнение традиционной и полученной в результате внедрения СППР - «Система ОЖУР» схем обработки информации.

1. Традиционная схема обработки информации об отключениях – основные недостатки:

- отсутствие информации о плановых и аварийных 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.

2. Реализованная схема обработки информации об отключениях:

-автоматическая регистрация данных ТМ (сообщений потребителя) в СППР;

-интерактивное взаимодействие диспетчера с СППР;

-трансляция данных о ТН во внешние системы;

- кросс-контурная обработка данных об отключениях, формирование ответа потребителю в СППР;

- автоматический ответ потребителю на обращение.

В результате сокращается время ликвидации ТН, повышается достоверность обрабатываемой информации, обеспечивается своевременное информирование должностных лиц компании и взаимодействующих организаций о ТН, автоматическое ведение электронных журналов и формирование исторических данных, также организован процесс

информирования потребителей о ТН с использованием мобильного приложения.

Реализованные преимущества**:**

- автоматическая обработка данных об отключениях до обращения потребителя при наличии сигналов ТМ;

- подготовка данных для дистанционных сервисов без участия оператора на основе технологии artificial intelligence (AI);

- сокращение реакции на ТН и его ликвидацию;

- использование современных дистанционных сервисов для своевременного информирования потребителей.

При этом за счет использования системы поддержки принятия решений появляется возможность не только прогнозировать время восстановления электроснабжения потребителей, но и автоматически создавать аварийное сообщение по звонкам абонентов или данным телемеханики (рис. 2.9).

Подсистемой qСКАСО при поступлении в течении 30 минут 3-х и более жалоб потребителей в call-центр по смежным адресам, автоматически формируется сообщение о возможном отключении оборудования

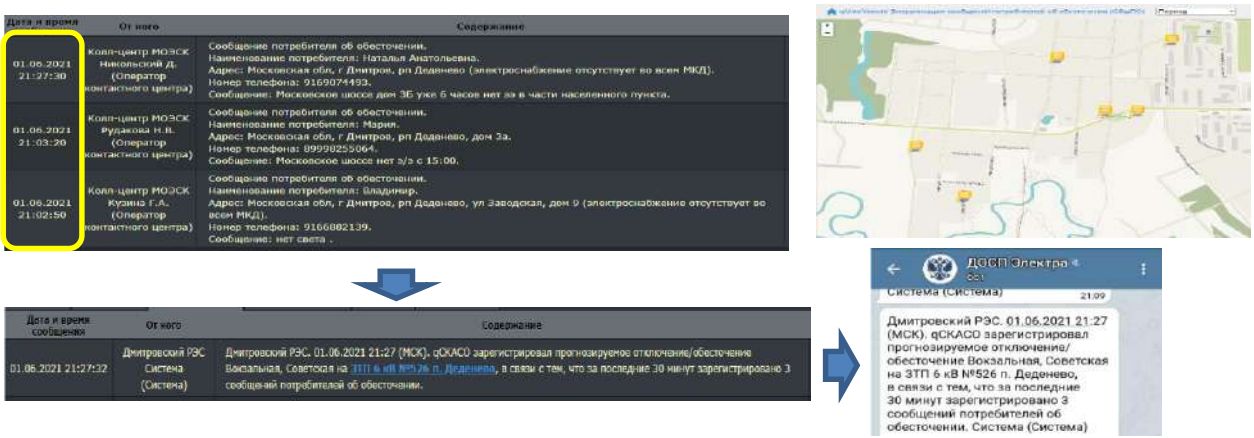


Рис. 2.9. Прогнозирование технологического нарушения

Представленная «Система ОЖУР» может применяться и в настоящее время уже применяется для оптимизации различных технологических процессов принятия решений и управления, включая работу административно-технического диспетчерского персонала, управление режимами работы электрических сетей, разработку систем удаленного

мониторинга состояния работы устройств РЗА на объектах ПАО «Россети» и других субъектов.

Последнее позволит повысить наблюдаемость за состоянием оборудования и является основой для перехода на техническое обслуживание устройств РЗА по их фактическому техническому состоянию. Таким образом, появляются перспективы для развития системы управления сложными электротехническими комплексами, основанными на электросетевой инфраструктуре на базе СППР – «Система ОЖУР», основа которой представлена на рисунке 2.10.

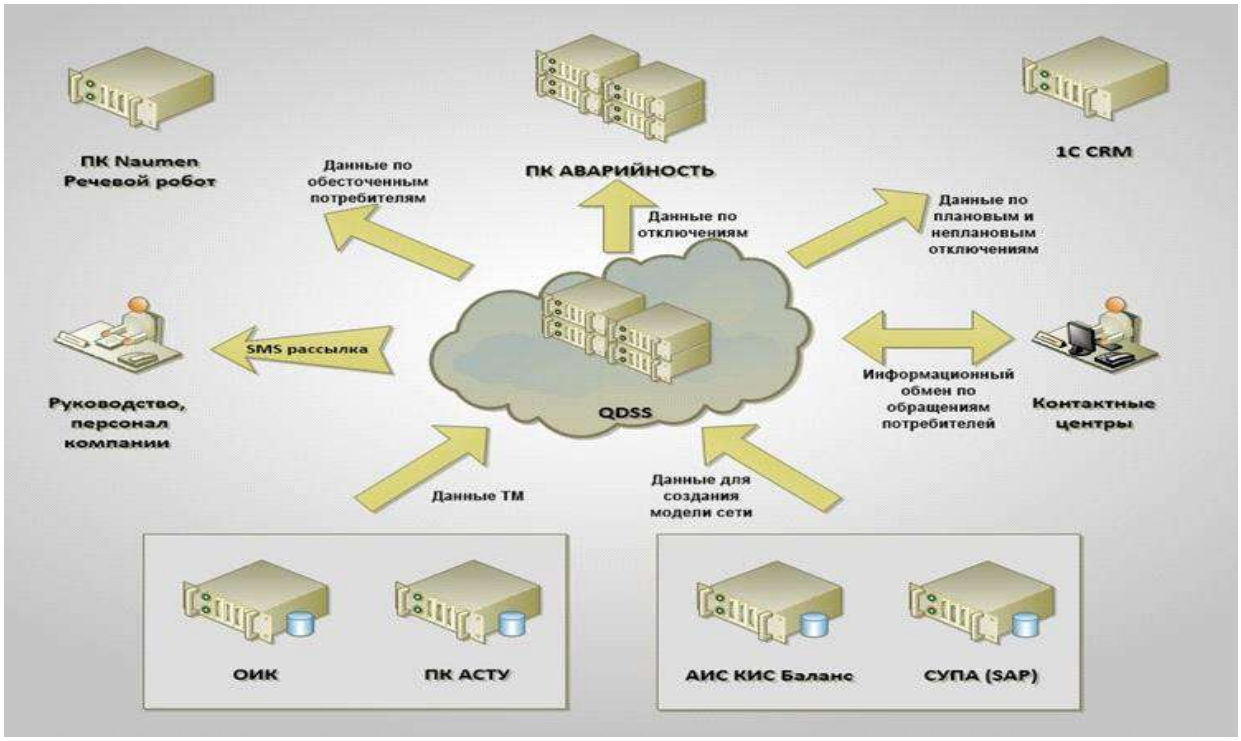


Рис.2.10. Перспективная система управления сложным электротехническим комплексом, основанным на электросетевой инфраструктуре

Перспективная СППР – «Система ОЖУР» с использование третьего контура обработки информации на основе искусственного интеллекта (AI) представлена на рисунке 2.11.

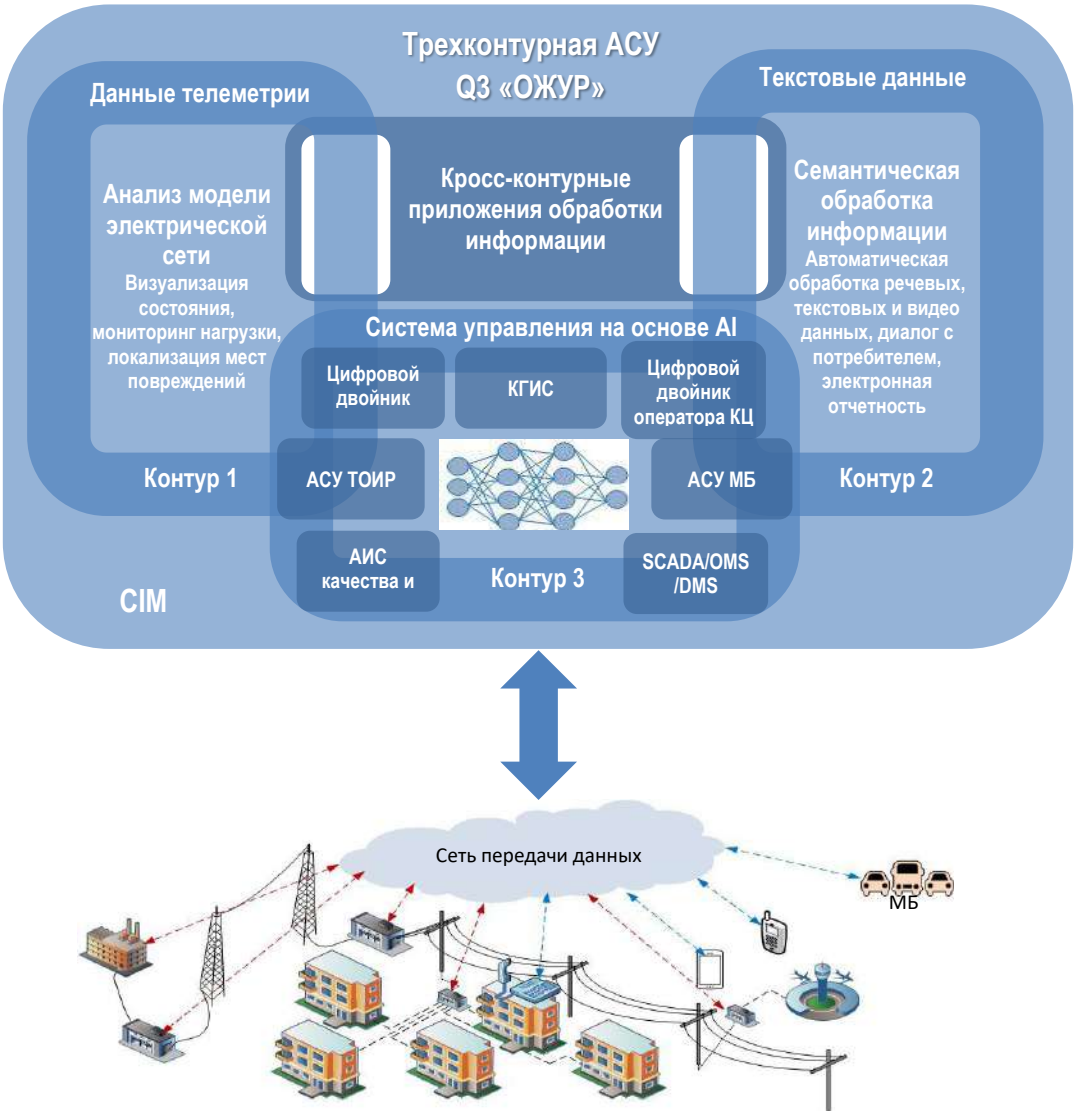


Рис.2.11. Перспективная схема автоматического управления с использованием СППР – «Система ОЖУР»

Основные преимущества перспективной системы:

-переход 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 интеграции 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.

Для получения максимального эффекта, от указанных достоинств, потребуется разработка и практическая реализация следующих задач:

• Решение задач централизованного мониторинга, диагностики, анализа и прогнозирования состояния электрической сети и электросетевой инфраструктуры на основе технологий искусственного интеллекта;

• Семантическая обработки речевой, текстовой информации с использованием методов компьютерной лингвистики;

• Создание цифровых двойников физических сущностей и процессов ОТУ на основе методов имитационного моделирования;

• Технологии создания единой модели сети на основе стандартов CIM.

2.4. Исследование возможности использования цифрового двойника электромонтера на подстанции с целью полной автоматизации системы управления электротехническим комплексом подстанции

Как уже было сказано выше «Система ОЖУР» за счет накопления опыта дает возможность развивать систему цифровых двойников. В качестве такого примера были выполнены исследования для создания цифрового двойника оперативного дежурного на подстанции. Для его создания рассмотрим более детально деятельность оперативного персонала типовой подстанции 110–220 кВ. (далее - ПС).

В рамках типовой электроэнергетической подстанции (ПС), функционирующей круглосуточно и обслуживаемой постоянным персоналом в сменном режиме, ключевую роль играет дежурный электромонтер (ДЭМ). Его обязанности охватывают разнообразные аспекты обеспечения надежной

работы и безопасности энергетической системы. Вот более детальное рассмотрение задач, которые выполняет ДЭМ:

1. Круглосуточное управление режимом работы ПС:
    - ДЭМ ответственен за непрерывное и эффективное управление режимом работы электроэнергетической подстанции. Это включает в себя мониторинг параметров, контроль за нагрузкой, а также коррекцию режима в соответствии с требованиями и нормативами.
2. Прием/передачу оперативной информации:
    - ДЭМ осуществляет прием и передачу оперативной информации согласно установленному регламенту или по запросу. Это включает в себя обмен данными с диспетчерским центром, а также передачу информации между работающими на подстанции бригадами.
3. Координация работающих бригад:
    - В смене ДЭМ координирует действия ремонтных бригад, особенно при проведении плановых работ или ликвидации аварийных ситуаций. Это требует высокой координации, чтобы обеспечить безопасность и эффективность работ на объектах.
4. Исполнение указаний оперативного руководителя:
    - ДЭМ выполняет указания оперативного руководителя, обычно диспетчера. Это включает в себя реагирование на команды, поддержание связи и выполнение оперативных действий в соответствии с требованиями диспетчерского управления.
5. Принятие оперативных решений:
    - В нештатных ситуациях ДЭМ принимает оперативные решения, руководствуясь набором действующих требований и ограничений, изложенных в нормативных документах. Это включает в себя реагирование на аварийные ситуации и принятие мер по их устранению.

Таким образом, ДЭМ является ключевым звеном в обеспечении нормального функционирования электроэнергетической подстанции, обладая широким спектром обязанностей и требуемых навыков для эффективного управления различными сценариями работы системы.

Для принятия обоснованных решений оперативным персоналом критической важности является наличие достоверной информации о текущем состоянии управляемых объектов. Эффективность принятия решений тесно связана с способностью оперативного персонала воспринимать и корректно интерпретировать эту информацию. Важно подчеркнуть, что в случае, когда информационное воздействие на человека превышает его возможности восприятия, возникает риск потери информации и утраты ориентации в ситуации. Это, в свою очередь, становится одной из основных причин возникновения аварийных ситуаций или затрудненной их успешной ликвидации.

Таким образом, не только качество, но и оптимальный объем предоставляемой информации играют ключевую роль в обеспечении эффективной работы оперативного персонала. Разработка систем, способных предоставлять необходимую информацию в форме, доступной для восприятия, исключает риск перегрузки человеческого восприятия, что, в свою очередь, способствует более эффективному принятию решений и предупреждению возможных аварийных ситуаций [33]. В таких условиях становится сложно эффективно управлять и координировать действия, что может повлечь за собой риски и негативные последствия.

Внедрение систем поддержки принятия решений играет важную роль в решении данной проблемы. Эти системы способны учитывать сложные взаимосвязи и зависимости между различными факторами, что обеспечивает более полное и точное представление о текущей ситуации. Использование таких систем позволяет оперативному персоналу снизить риски и повысить эффективность принимаемых решений при эксплуатации оборудования.

Один из возможных вариантов внедрения такой системы заключается в использовании решений, основанных на инновационной технологии цифровых двойников. Общий принцип цифрового двойника состоит в создании программного (виртуального) аналога реального физического объекта или процесса, который точно воссоздает его структуру, текущее состояние и динамику изменений в течение времени. Использование подобного подхода открывает широкие возможности для оптимизации оперативной деятельности. Цифровой двойник может обеспечить более полное и детальное представление о состоянии объекта, позволяя оперативному персоналу проводить более точные анализы и эффективно принимать решения на основе актуальных данных [35].

В случае отсутствия заранее сформированной коллекции цифровых двойников (как показано на рисунке 2.12 - Банк вторичных данных), основой для принятия решения служит прямая интерпретация потока первичной информации (Банк первичных данных), а также личный «опыт» Лица, принимающего решение (ЛПР). Эти компоненты формируют двухконтурную схему управления (рисунок 2.12). Банк вторичных данных может быть собран и использован в рамках СППР – «Системы ОЖУР», с использованием предварительно накопленного опыта в первом контуре управления.

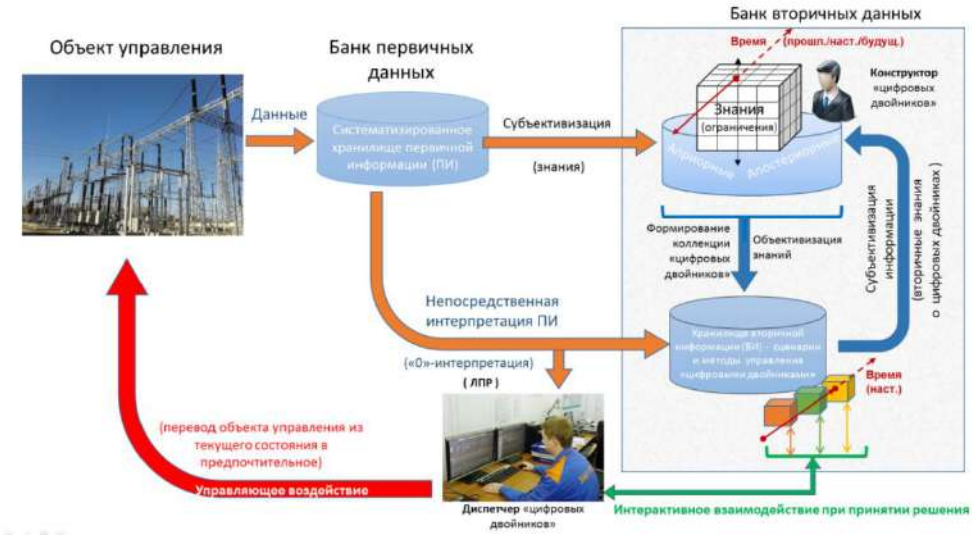


Рис. 2.12. Двухконтурная схема управления с применением коллекции цифровых двойников

Предложенная платформа представляет собой темпоральную систему управления базами данных (СУБД). Реализация ядра СУБД основана на уникальных отечественных разработках и наработках [109; 110; 111; 118]. Для доступа к функциям (сервисам) хранения, предоставляемым СУБД, используется темпоральное расширение SQL-интерфейса и рекурсивные обращения к объектам концептуальной модели предметной области — цифровым двойникам банка данных вторичной информации в интегрированных хранилищах данных [88]. Применение этой СУБД позволяет эффективно решать задачи логической консолидации физически распределенных информационных сегментов в интегрированных хранилищах данных и обеспечивает доступ к различным временным срезам (поколениям) данных [36].

Уникальная темпорально-многомерная модель данных, на которой основана СУБД, предоставляет возможность выполнения как традиционных OLTP-запросов (On-Line Transaction Processing), так и проведения многомерного OLAP-анализа (On-Line Analytic Processing) временных срезов данных, накопленных в процессе работы в системах поддержки принятия решений. Эта модель данных обеспечивает гибкость и эффективность при обработке данных, позволяя совмещать операционную и аналитическую деятельность в рамках одной системы.

Одним из наиболее время затратных и сложных процессов, с которым сталкивается оперативный персонал подстанции, является управление выводом оборудования на ремонт и его ввод в эксплуатацию после проведения необходимых работ. В связи с этим предлагается рассмотреть возможность эффективной реализации стандартных процессов управления выводом оборудования на ремонт на подстанциях напряжением 110–220 кВ с использованием цифровых двойников.

В контексте ПАО «Россети Московский Регион» акцентируется внимание на перспективной реализации технологий цифровых двойников на объектах электроэнергетики в качестве интегральной части систем поддержки принятия

решений и управления работой электротехнических комплексов, таких как подстанции (рис. 2.13).

Эта инновационная система, интегрированная в оперативно-диспетчерский персонал, ответственный за управление подстанциями напряжением 110–220 кВ, позволяет более эффективно контролировать текущее состояние и остаточный ресурс технических мест и единиц оборудования.

Рис. 2.13. Задачи технологии цифровых двойников на электросетевых объектах ПАО «Россети Московский Регион»

Процесс вывода оборудования в ремонт на ПС 110–220 кВ может быть представлен в виде последовательности этапов, представленных на рисунке 2.14.

№ п/п	Этап процесса	Запрос	Ограничения
0.	Отправка заявки от ДЭМ на адрес ЭД	Запрос РЕМ	
1.	Проверка наличия оформленной и подписанной заявки (формальный контроль – ФК)*	Запрос СОЗ	Ограничение-1. Вывод оборудования в ремонт не должен приводить к обесточиванию потребителей
2.	Согласование (утверждение — подпись) заявки на вывод оборудования в ремонт	Запрос СОЗ	
3.	Проверка бланка переключений**	Запрос БЛП	Ограничение-2. Инструкция по производству переключений
4.	Согласование (отказ в согласовании) бланка переключений	Запрос СОЗ	
5.	Проверка наряда-допуска или распоряжения на производство работ***	Запросы НДП/РПР	Ограничение -3». Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок
6.	Согласование (отказ в согласовании) наряда-допуска или распоряжения на производство работ	Запрос СОЗ	
7.	Запрос на выдачу разрешения на подготовку рабочего места	Запрос ПРМ	
8.	Выдача разрешения на подготовку рабочего места	Запрос СОЗ	
9.	Запрос на выдачу разрешения на допуск ремонтной бригады к работе	Запрос ДБР	
10.	Выдача разрешения на допуск ремонтной бригады к работе	Запрос СОЗ	
11.	Переключение цифрового двойника на основе доклада и данных объективного контроля		
12.	Закрытие наряда и переход к обслуживанию следующей заявки (перевод в рабочее состояние)		

ЭД - диспетчер, РЕМ - запрос-заявка на вывод оборудования в ремонт (от ДЭМ к ЭД); СОЗ - запрос-ответ на согласование заявки; БЛП - бланк переключений (посредством Системы «ОЖУР»); НДП - наряд-допуск (посредством Системы «ОЖУР»); РПР - распоряжение на производство работ (посредством Системы «ОЖУР»); ПРМ - разрешение на подготовку рабочего места (посредством Системы «ОЖУР»); ДБР - разрешение на допуск бригады к работе (посредством Системы «ОЖУР»).

Рис. 2.14. Последовательность этапов управляющих воздействий по выводу оборудования ПС в ремонт

Возможность сведения процессов обработки поступающего потока событий (этапы 0–12) к последовательности элементарных операций над информационными контейнерами сообщений (формализованных запросов РЕМ / СОЗ / БЛП / НДП / ПРМ / ДБР) и объектами КМПО (содержимого Банков первичных и вторичных данных) можно осуществить в соответствии с подходом, изложенным в работе [83].

На представленном на рисунке 2.15 примере, демонстрируется матрица обработки событий текущей деятельности электронного дежурного (ЭД).

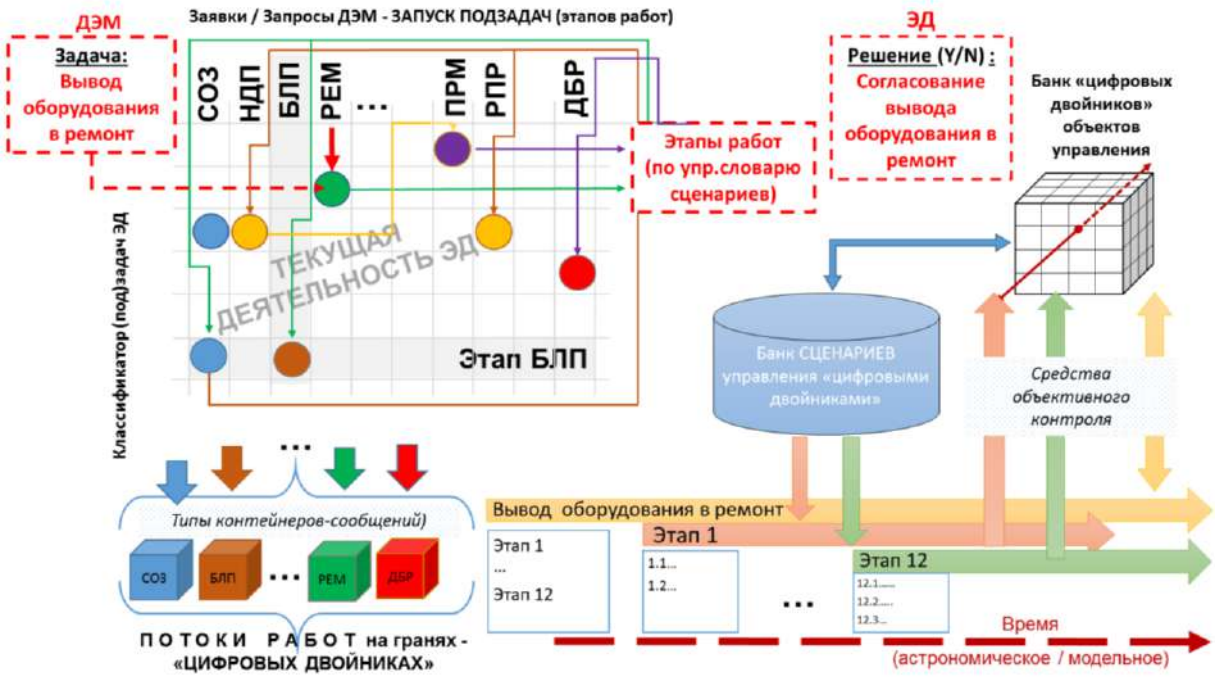


Рис. 2.15. Комплексное представление выполнения на коллекции цифровых двойников последовательности управляющих воздействий по выводу оборудования ПС в ремонт

В рамках пилотного внедрения технологии цифровых двойников в ПАО «Россети Московский регион» на ПС 220 кВ реализованы функции, представленные на рис. 2.16.

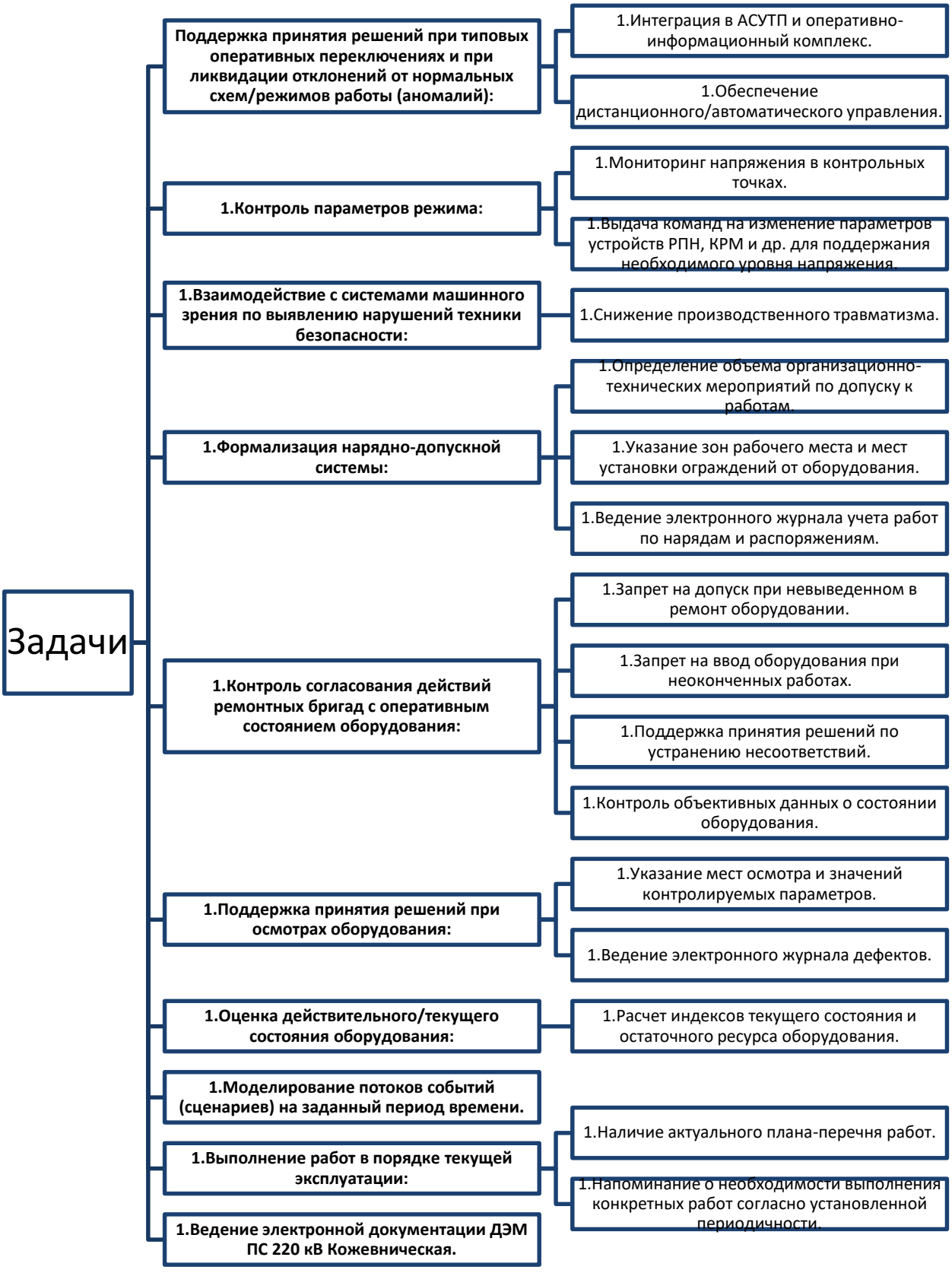


Рис. 2.16. Задачи пилотного внедрения технологии цифровых двойников в ПАО «Россети Московский регион» на ПС 220 кВ

Полученные результаты из пилотного проекта подтверждают эффективность применения технологии цифровых двойников в сокращении времени, затрачиваемого дежурным электромонтером на выполнение задач, а также в улучшении достоверности данных о текущем состоянии и остаточном ресурсе оборудования. Этот пилотный проект является неотъемлемой частью Системы поддержки принятия решений (СППР) – «Системы ОЖУР», успешно внедренной в структуру ПАО «Россети Московский регион».

2.5. Выводы

1. В работе рассмотрены основные принципы организации и управления совместной деятельностью оперативного и административно-технического персонала на различных уровнях, включая объектовый уровень, уровень диспетчерских зон оперативного дежурного обслуживания (ДЗО), филиалов, подразделений (ПО) и районных подразделений (РЭС). Это осуществляется на основе единой онтологической модели деятельности сетевой компании (ВЕОМ-СК).

2. 2. Предложена и реализована двухконтурная модель управления, которая одновременно использует данные анализа и структурирования потоков сообщений, генерируемых персоналом, а также потоки телеметрии, поступающие от различных датчиков. Это позволяет эффективно управлять процессами как в нормальных, так и в нештатных ситуациях, обеспечивая комплексное и обеспеченное достоверной информацией принятие решений.

3. Впервые реализована и внедрена сетецентрическая модель построения системы разноуровневых территориально-распределенных оперативных журналов (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, комплекс взаимосвязанных

унифицированных информационных систем, а также особенным образом построенную информационно-телекоммуникационную среду.

4. Проведенный анализ работы отдельных приложений «Системы ОЖУР» алгоритмов их взаимодействия в общей структуре анализа и принятия решений позволяет масштабировать разработанные подходы по созданию отдельных блоков системы, подходы к организации работы с информацией, поступающей от различных источников к различным задачам управления на основе единой онтологической модели сетевой компании.

5. В перспективе развитие ОЖУР во взаимодействии с цифровым двойником можно рассматривать как применение методов ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА в управлении электротехническими комплексами мегаполисов».

3. РЕАЛИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА РЕМОНТ И ОБНОВЛЕНИЕ ЕГО ОСНОВНЫХ ФОНДОВ

3.1. Анализ механизмов управления снижением потерь и уровнями напряжения в электротехнических системах

Рассмотрим реализацию системой оперативно-технологического управления – регулирования уровней напряжения и снижения потерь электрической энергии.

Эффективность работы электротехнического комплекса в системе электроснабжения определяется минимизацией затрат на производство и распределение электроэнергии. Одним из основных показателей при этом является снижение потерь электрической энергии на передачу [79]. Таким образом, для оптимизации функционирования электрической сети (в том числе для снижения показателя операционных затрат) при решении задач оперативно-технологического управления в реальном времени эффективно можно влиять только на показатели издержек на передачу электрической энергии, а также на рационализацию использования электросетевого оборудования.

Управление потерями электрической энергии только частично относится к функционалу сетевой компании. В частности, существенное влияние на потери оказывает режим работы генераторов электростанций, но возможность воздействия на них у сетевой компании фактически отсутствует. Таким образом, управление потерями в сетевой компании фактически сводится к:

- изменению положения РПН и ПБВ трансформаторов;
- включению/отключению компенсирующих устройств;

- изменению конфигурации сети, включая отключение в резерв незагруженного оборудования, находящегося в оперативном управлении соответствующего ЦУС, интеграции устройств возобновляемой энергетики:

- применению накопителей энергии;

- управлению устройствами силовой электроники.

Немаловажное значение здесь имеет и рациональное использование коммутационного и эксплуатационного ресурса оборудования, заключающееся как в избыточном использовании коммутационного ресурса, которое будет приводить к отказам и внеплановым ремонтам оборудования, так и необоснованным простоям или неиспользовании устройств регулирования напряжения.

Исходя из этого должно быть обеспечено максимальное снижение затрат на передачу электрической энергии с учетом системных режимных параметров при выполнении функций по оперативно-технологическому управлению электрическими сетями. Сокращение затрат в условиях технологических ограничений является классической оптимизационной задачей, однако, имеющей свою специфику в зависимости от поставленной цели.

Оптимизацией электроэнергетических режимов начали активно заниматься с того момента, как появилась первая энергосистема и на настоящий момент указанная задача довольно глубоко проработана. Огромный вклад в эту работу внесли советские и российские ученые (И.М. Маркович, Л.А. Крумм, Н.А. Мельников, В.И. Обрезков, Х.Ф. Фазылов, Е.В. Цветков, Н.И. Воропай, В.М. Горштейн и другие). В дальнейшем это направление было продолжено в конце XX − начале XXI веков Ю.Н. Кучеровым, Б.П. Мирошниченко, В.Л. Прихно, В.Э. Воротницким, М.А. Рабиновичем, В.А. Тимофеевым и другими [19; 20; 21; 22; 66; 85; 86]. Под их руководством в СССР и РФ были созданы комплексы программ для оптимизации электрических режимов по напряжению и реактивной мощности, такие как Б-6 (ВЦ ГТУ), СДО (СЭИ), АЦСРН (НТЦ ФСК ЕЭС) и другие.

Большую роль начинают играть современные управляемые устройства силовой электроники [30], позволяющие воздействовать на режимы работы электротехнических систем, и тем самым обеспечивать их оптимизацию по различным критериям. Тем не менее, подавляющее большинство методик и комплексов не нашло широкого применения в после реформенной российской электроэнергетике в оперативном (суточном) управлении режимами.

Наиболее близкой для применения в сетевой компании является методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях [22], предложенная В.Э. Воротницким, И.А. Серовой, П.Д. Лежнюком, В.В. Станом. В ее основе лежит анализ эффективности применения устройств РПН трансформаторов, основанный на исследовании характеристик зависимостей относительных потерь активной мощности в электрической сети от коэффициентов трансформации $\Delta P_* = f(k_{\mathrm{T}*})$ (в том числе их крутизны) и определении очередности использования устройств РПН в оптимальном управлении установившимся режимом. Она была реализована в программе оптимизации и анализа чувствительности потерь активной мощности к изменению коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН и оценки эффективности их использования – «АЧП».

При этом, она не учитывает ряд аспектов, таких как:

− использование устройств компенсации реактивной мощности (в том числе управляемых) в качестве регуляторов;

− периодичность (в темпе технологического процесса) оптимизационных расчетов с получением в режиме on-line данных о состоянии элементов электрической сети и режимных параметрах;

− непредставление информации о количестве задействованных трансформаторов и о характере изменений номера отпайки в них;

− учет ограничений по уровням напряжений, задаваемым субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Зарубежными исследователями проведено достаточное количество исследований в области оптимального управления уровнями напряжений и компенсацией реактивной мощности (H. Glavitsch, R. Bacher, A. Schecter, Y. Tao, A. Meliopoulous и другие [186; 188; 193; 201; 213; 216; 219; 222; 224; 228; 229; 233]). При этом разработки предполагают не только программные, но и программно-технические комплексы для оптимизации электроэнергетического режима по напряжению и реактивной мощности.

В Южной Корее в электрической сети г. Джеджу внедрена система под названием VMS (Voltage Management System) [224]. Данная система представляет собой совокупность двух компонентов: Continuous Voltage Control (CVC), регулирующего напряжение на так называемой «пилотной» шине с использованием местной генерации, и Discrete Voltage Control (DVC) – компонент, контролирующий резервы реактивной мощности генераторов посредством переключений устройств компенсации реактивной мощности, таких как шунтирующие реакторы и конденсаторные батареи, расположенные в узлах, отличных от «пилотного». Основной целью VMS является регулирование «профилей напряжения» в узлах сети, которые должны соответствовать необходимым резервам реактивной мощности генерации, требуемых для стабилизации напряжения.

Функционирование системы включает определение пилотного узла с помощью анализа сети в режиме *offline*, расчет и установку контрольных параметров для CVC в режиме *offline*, вычисление рекомендуемого значения напряжения в пилотном узле и резервов реактивной мощности генераторов с использованием программного средства ORPF (Optimal Reactive Power Flow), контроль над уровнем напряжения в пилотном узле с использованием CVC, контроль над резервами реактивной мощности генераторов и над уровнями напряжения в прочих узлах с помощью DVC.

В нескольких европейских странах, таких как Франция и Италия, действуют иерархические комплексы автоматизированного управления напряжением в основных электрических сетях [228]. Эти комплексы

включают в себя два уровня управления: систему медленно действующего (корректирующего) автоматического управления и быстро действующий первичный регулировщик. Первичный регулировщик обеспечивает мгновенное поддержание оптимального (планового) режима работы электрической сети, учитывая ограничения по параметрам режима сети. Важно отметить, что эти системы внедряются на электростанциях и выполняют функции группового управления возбуждением генераторов.

Реализация рационального управления напряжением в отдельных районах Испании [222] базируется на установке фазорегулирующих трансформаторов (далее – ФРТ), используемых для коррекции угла сдвига до значений, которые позволят избежать перегрузки для данной и близлежащих линий при большом транзитном перетоке из Франции в Испанию, использовании технологии гибких линий (далее – FACTS) и использовании передач постоянного тока (далее – ППТ), например, при соединении материковой Испании с островом Майорка, позволяющих избежать потерь реактивной мощности из-за большой ёмкости кабеля, неизбежно возникающих при использовании переменного тока.

Предложенные методики обладают несколькими недостатками, которые следует учитывать:

- Существует высокая зависимость от резервов реактивной мощности местной генерации, что может вызывать проблемы в производстве и передаче реактивной мощности. Кроме того, возможны организационные трудности при объединении общим управлением системами регулирования, принадлежащими разным владельцам.
- Отсутствуют методики оптимизации использования ресурсов регуляторов напряжения и реактивной мощности, что может привести к досрочному исчерпанию ресурса и непредвиденным простоям оборудования. Решение этой проблемы способствовало бы снижению капитальных затрат сетевой компании и операционных издержек.

- Стоимость внедрения ФРТ (фактических регуляторов трансформаторов), ППТ (пассивных регуляторов трансформаторов), и FACTS (гибких переменных трансформаторов) оценивается как очень высокая, особенно в случае широкого применения этих технологий.

Указанные недостатки делают данные методики практически не применимыми в сетевой компании на территории России.

В ЕЭС России, также активно устанавливаются средства компенсации реактивной мощности, прежде всего на электросетевых объектах 220 кВ и выше [37; 39; 83; 143; 146]. При этом повышение эффективности их применения требует не просто задания локальных и стационарных уставок по напряжению для каждого СКРМ, а совокупного управления ими исходя из фактически складывающегося режима работы сети, что требует разработки более совершенных алгоритмов управления. Параллельно с внедрением Системы Комплексного Регулирования Мощности (СКРМ) осуществляется совершенствование методов и средств систем оценки состояния для повышения достоверности определяемых параметров энергосистемы [2; 28; 38; 40; 119].

Интенсивное развитие вычислительных систем открывает возможности для реализации онлайн-управления системой комплексного регулирования мощности (СКРМ). Методы решения таких задач в общей постановке уже разработаны и описаны, как, например, в [5; 23; 67; 95]. Однако, в случае крупных энергосистем, вопросы наблюдаемости и автоматизации процесса управления электрическими режимами решаются ограниченно и медленно [168; 202].

Для эффективного управления работой СКРМ в условиях ограниченной информации о текущих режимах энергосистемы предлагается использовать подход, основанный на сокращенном объеме исходных параметров электрических режимов и конфигурации сети [72; 230]. Эта необходимость обусловлена локальным воздействием каждой СКРМ, которая может оказывать существенное влияние на напряжения электрически близких узлов,

принадлежащих небольшому фрагменту энергосистемы. Это позволяет определить уставки регуляторов каждой СКРМ с использованием упрощенной расчетной схемы (РС) фрагмента сети. Такая упрощенная схема, или упрощенная РС, создается путем исключения узлов, на которые не оказывает влияния рассматриваемая СКРМ. При этом управление уставками регуляторов СКРМ с учетом параметров текущих режимов может быть реализовано с помощью системы управления, оснащенной адаптивной моделью (АДМ), использующей упрощенную РС.

Адаптивная модель (АДМ) как упрощенная расчетная схема энергосистемы предоставляет возможность более быстрого и эффективного управления системой комплексного регулирования мощности (СКРМ). АДМ включает в себя статистические данные о графиках нагрузок, систематических и случайных погрешностях расчетов, а также другую разнообразную дополнительную информацию [18; 65; 74; 169].

На рисунке 3.1 представлена система управления СКРМ, основанной на принципах адаптивной моделирования. Ключевой компонент блока «Оценивание состояния» обеспечивает адаптивную модель информацией о текущем установившемся режиме (УР) фрагмента и конфигурации его соединений. Для локальной системы «Оценивание состояния» вводными данными служат телеизмерения (ТИ) и телесигналы, получаемые и обрабатываемые SCADA системой через соответствующие датчики, размещенные на подстанциях в рассматриваемой части электрической сети. Результаты этого процесса включают в себя напряжения в узлах, потоки электроэнергии по линиям электропередачи и трансформаторам, коэффициенты трансформации трансформаторов, настройки регуляторов СКРМ, а также положение коммутационной аппаратуры.

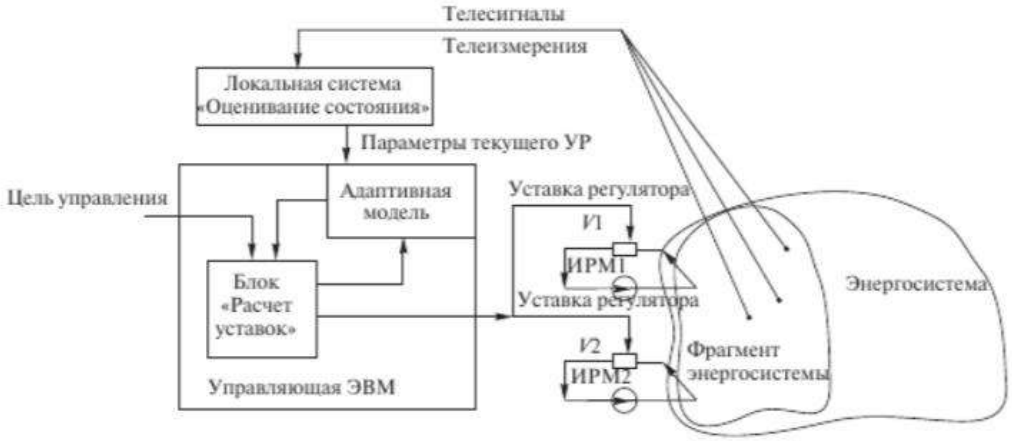


Рис. 3.1. Структурная схема автоматического управления СКРМ с (1,2) с адаптивной моделью

Блок «Адаптивная модель» представляет собой интегрированный набор программ, предназначенных для выполнения расчетов установившегося режима (УР) с использованием различных вариантов задач для расчета по расчетной схеме (РС) фрагмента энергосистемы.

В блоке «Расчет уставок» текущая адаптивная модель используется для вычисления значений уставок регуляторов напряжений. Этот блок также предоставляет специальный вход для изменения целей управления. Решение расчетных и логических задач осуществляется с применением специальных алгоритмов. Значения, полученные из блока «Расчет уставок» через каналы связи, поступают в регуляторы напряжения СКРМ. В работе [84] подобная система управления отнесена к классу параметрически адаптивных, что подчеркивает ее способность к настройке параметров в соответствии с изменяющимися условиями.

В процессе внедрения данной системы, ключевым фактором станет объем и точность информации, поступающей в блок «Оценивание состояния» из электрической сети. Для обеспечения эффективного управления, требуется гарантировать адекватность упрощенной расчетной схемы (РС) и эффективность методов расчета уставок, применяемых в системе управления. Следовательно, основной задачей будет оптимизация процесса сбора и

обработки данных, чтобы обеспечить надежность и точность управления в реальном времени.

В качестве примера выполнены расчеты для Московской энергосистемы, схема которой содержит 1259 узлов и 1618 ветвей, а также ее упрощенных схем из 6, 7, 8, 9 ярусов в таблице приведены результаты расчетов значений реактивных мощностей Q, их изменений ΔQ (Мвар) и значений коэффициента Θ при изменении напряжения уставки регулирования СК на 0,5 кВ. Это приводит к увеличению выдачи реактивной мощности СК на $\Delta Q_{ск} = 20{,}7$ Мвар во всех рассмотренных РС ($Q_{ск} = 34{,}3$ Мвар).

Таблица 3.1

Расчетная схема

Расчетная схема	Число		$Q_Г$	$\Delta Q_Г$	$Q_н$	$Q_{тр}$	$\Delta Q_н$, $\Delta Q_{тр}$	Q_b- Q_x	(ΔQ_b), (ΔQ_x)	$Q_{пер}$	Θ,%
	узлов	ветвей									
Исходная	1259	1618	5863	-25,1	6800,4	2387	0,5	-3295	-4,9	0	0
6 ярусов	140	159	14165	-10,0	1135,4	458,2	2,0	-142,8	-2,8	11,4	55,0
7 ярусов	230	258	2224,6	-14,9	1783,3	781,9	1,26	-306,3	-3,0	7,5	37,2
8 ярусов	349	396	2414,2	-15,7	2708,8	953,0	1,1	-1213,2	-3,5	7,2	34,8
9 ярусов	523	613	3472,6	-18,9	4227,4	1411,4	0,98	-2132	-4,2	4,9	23,7

Обозначение параметров в таблице: $Q_Г$, $\Delta Q_Г$ – реактивная мощность и ее изменение; $Q_н$ – суммарная реактивная мощность нагрузок; $Q_{тр}$ – индуктивные потери в трансформаторах; $\Delta Q_н$, $\Delta Q_{тр}$ – изменение индуктивной мощности нагрузок и трансформаторов; Q_b – реактивная мощность генерации линий; Q_x – индуктивные потери в линиях; ΔQ_b, ΔQ_x – изменение реактивных потерь от емкостной проводимости линии и индуктивных потерь в сопротивлениях линии X; $Q_{пер}$ – изменение перетоков по граничным связям; Θ — приближенная погрешность упрощенной расчетной схемы.

Для наглядного представления алгоритмов управления источниками реактивной мощности с использованием адаптивной модели, рассмотрим конкретный пример расчета уставки регулятора напряжения для компенсатора в узле *Д* энергосистемы. Так, полная расчётная схема состоит из 1259 узлов, 1618 ветвей. Компенсатор в узле *Д* представлен моделью *PU*; –100 Мвар; <Q

<100 Мвар; $U_Д \approx 12$ кВ. В исходном режиме $U_Д$ =11 кВ, Q = 14 Мвар. Узел *Н* – нагрузочный, представлен моделью *PQ*. В исходном (зимнем) режиме $U_н$ = 112,7 кВ.

Летний режим получен при снижении нагрузок и генерации примерно на 30%. Если напряжение на шинах компенсатора не изменяется ($U_Д$ = 11 кВ), то напряжение в узле *Н* возрастет до 120,37 кВ. Увеличение составит $\Delta U_Д$ =7,67 кВ.

Упрощенная РС была сформирована с использованием программы «Ярусного эквивалентирования» для режима зимнего максимума. Она включает в себя 7 ярусов, 347 узлов и 390 ветвей. Эта упрощенная РС служит основой для адаптивной модели, обеспечивая необходимую базу данных для эффективных расчетов и управления системой реактивной мощности.

Приближенные значения производных в полной и упрощенной РС вычисляются как отношения изменений модулей напряжений в узлах *Д* и *Н*, полученные по результатам расчета УР с возмущением $\Delta U_Д$ = 0,5 кВ.

В полной РС производная равна $[(\Delta U_н)/(\Delta U_Д)]_0$=2,2; в упрощенной РС $[(\Delta U_н)/(\Delta U_Д)]_0$=3,436, т.е. отличается в 3,436/2,2 = 1,56 раза.

Предполагая зависимости линейными и слабо зависящими от режима и решая уравнение $[(\Delta U_н)/(\Delta U_Д)]_0(\Delta U_Д)$ = –7,67 кВ, получим изменение напряжения в узле *Д*:

$$\Delta U_Д = (–7,67/3,44) = –2,24 \text{ кВ}.$$

Далее на адаптивной модели вычисляется установившийся режим, соответствующий летнему режиму, с напряжением в узле *Д*, равным

$$U_Д = 11 – 2,24 = 8,76 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле *Н* понизилось до значения 112,8 кВ. Полученный результат вполне удовлетворительный.

Напряжение в узле для полной схемы летнего режима определяется с учётом приведённого ранее отношения производных для полной и упрощенных РС исходного режима – 1,56.

Изменение напряжения на шинах компенсатора и, соответственно, уставки в полной схеме составит:

$$(\Delta U_Д) = 1{,}56(-2{,}24) = -3{,}49 \text{ кВ}.$$

Следовательно, значение напряжения в узле *Д* или уставки компенсатора должно быть равным $U_Д = 11-3{,}49 = 7{,}51$ кВ.

В результате проведенных аналитических расчетов для оптимизации уставок напряжения компенсатора, было получено значение 112,82 кВ в узле *Н*, что близко к заданному значению 112,7 кВ. При такой уставке компенсатор будет функционировать в режиме потребления реактивной мощности, приблизительно равной -100 Мвар.

На современном этапе развития информационных технологий, путем управления СКРМ на основе использования адаптивных моделей, решается только часть задачи, по определению оптимального состава управляющих воздействий в режиме реального времени. При этом не учитываются такие факторы как стоимость управления, износ оборудования и использование имеющихся устройств РПН трансформаторов, в результате задача снижения потерь в сетевой компании в существующих условиях остается актуальной и требует дальнейшего совершенствования методик оптимизации режимов работы электрических сетей, что позволит получить реальный эффект по снижению потерь и повышению эффективности использования оборудования диспетчером ЦУС. Для решения данной задачи разработана и прошла практическую апробацию методика, позволяющая определить оптимальное число управляющих воздействий для совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии.

3.2. Анализ матрицы коэффициентов чувствительности напряжений по эффективности регулирования напряжения

В каждой энергосистеме есть районы электрической сети, которые имеют предельную нагрузку, что делает необходимым приоритетное поддержание уровней напряжения и снижение загрузки линий электропередачи именно в них. Оптимизация режимных параметров в наиболее загруженных областях электрической сети позволяет обеспечить максимальный экономический эффект от снижения потерь электрической энергии.

При эксплуатации электрических сетей необходимо обеспечивать минимизацию потерь электроэнергии в процессе ее передачи и распределения, а также гарантировать надежное и качественное электроснабжение потребителей. Оптимизация развития энергосистем и электрических сетей требует применения современных методов сравнительного технико-экономического расчета и анализа. Важным аспектом является учет комплексного эффекта применения оборудования на протяжении всего его жизненного цикла.

Для оценки потерь активной мощности в электрических сетях используется действительная часть полных суммарных потерь в П и Г-образных звеньях схем замещения линии электропередач и трансформаторов. Эти потери в каждом звене могут быть легко вычислены путем раскрытия закона Ома для участка цепи с использованием первого закона Кирхгофа:

$$\Delta\dot{P}_U = \mathrm{Re}\left(\Delta\dot{S}_{\Sigma\text{п}} + \Delta\dot{S}_{\Sigma\text{г}}\right) = \mathrm{Re}[\sum_{k=1}^{m}(-\left(\dot{U}_\iota - \dot{U}_J\right)\left(\widehat{U}_\iota - \widehat{U}_J\right)\widehat{Y}_{ij} + \frac{1}{2}\left({U_i}^2 + {U_j}^2\right)\left(g_{ij} - jb_{ij}\right))_k$$

$$+ \sum_{l=1}^{n}(-\left|\dot{U}_\iota - \dot{U}_J\right|^2 \cdot \widehat{Y}_{ij})_l]; \qquad \Delta\dot{P}_\Sigma = \Delta\dot{P}_{U=220\text{ кВ}} + \Delta\dot{P}_{U=110\text{ кВ}} \to \min \qquad (3.1)$$

где $\Delta\dot{\mathrm{P}}_U -$ суммарные потери мощности в сети отдельного класса напряжения (220 кВ или 110 кВ); $\dot{U}_\iota -$ комплексное напряжение в начале ветви; $\dot{U}_J -$ комплексное напряжение в конце ветви; $\widehat{U}_\iota, \widehat{U}_J$ – комплексно-сопряженные

величины напряжений; $\hat{Y}_{ij}$ – комплексно-сопряженное значение взаимной проводимости узлов i и j, связываемых соответствующим звеном; g_{ij}, b_{ij} – активная и реактивная составляющая проводимости на землю; k – номер ветви замещающей линию электропередач; m – количество П-образных звеньев в пределах одного класса напряжения; l – номер ветви, замещающей трансформатор; n – количество Г-образных звеньев в пределах одного класса напряжения[165].

Из выражения (3.1) следует, что снизить суммарные потери активной мощности можно либо влиянием на проводимости ветвей схемы замещения электрической сети, либо регулированием уровня напряжения в узлах электрической сети, как непосредственно, так и косвенно, посредством снижения перетоков реактивной мощности в электрической сети.

Проводимость линий является схемным параметром, практически не поддающимся регулированию, за исключением случаев установки устройств продольной компенсации, снижающих реактивное сопротивление линии, тем самым влияя на значения $b_{ij}, \widehat{Y}_{ij}$ входящие в выражение (3.1). Однако оснащение значительной части линий электропередачи устройствами продольной компенсации (далее – УПК) является весьма дорогостоящим и сложным для реализации. Кроме того, продольная компенсация имеет ряд существенных недостатков, например - перенапряжения в электрической сети при избыточной компенсации (пере компенсации), а также значительное увеличение токов короткого замыкания.

Наиболее эффективным способом влияния на уровень потерь активной мощности является регулирование уровней напряжения в электрической сети совместно с компенсацией реактивной мощности путем оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности (Volt/VAR-оптимизация).

Для получения представления о взаимозависимостях величин напряжений в каждом узле электрической сети и оценить эффективность их регулирования можно использовать матрицу коэффициентов чувствительности напряжений [41; 42].

Матрица коэффициентов чувствительности напряжений представляет собой квадратную матрицу, элемент $[i;j]$ которой является производной напряжения в узле i по напряжению в узле j:

$$S_{ij} = \frac{\partial U_i}{\partial U_j}, \tag{3.2}$$

а общий вид матрицы чувствительности напряжений имеет вид:

$$\mathbb{S} = (S_{ij}) = \begin{pmatrix} 1 & \frac{\partial U_1}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial U_1}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_1}{\partial U_i} & \frac{\partial U_1}{\partial U_{i+1}} & \cdots & \frac{\partial U_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial U_2}{\partial U_1} & 1 & \cdots & \frac{\partial U_2}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_2}{\partial U_i} & \frac{\partial U_2}{\partial U_{i+1}} & \cdots & \frac{\partial U_2}{\partial U_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial U_i}{\partial U_1} & \frac{\partial U_i}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial U_i}{\partial U_{i-1}} & 1 & \frac{\partial U_i}{\partial U_{i+1}} & \cdots & \frac{\partial U_i}{\partial U_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial U_n}{\partial U_1} & \frac{\partial U_n}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial U_n}{\partial U_{i-1}} & \frac{\partial U_n}{\partial U_i} & \frac{\partial U_n}{\partial U_{i+1}} & \cdots & 1 \end{pmatrix} \tag{3.3}$$

Элементы матрицы чувствительности можно подразделить на три типа:

– диагональные;

– производные по напряжениям смежных узлов;

– производные по напряжениям несмежных узлов.

1). Диагональные элементы матрицы представляют собой производные напряжений в узлах отнесенные сами к себе и, для любого узла, тождественны 1, т.е.

$$\forall i \;\; S_{ii} = \frac{\partial U_i}{\partial U_i} = 1, \tag{3.4}$$

2). Значения производных по напряжениям смежных узлов i и j достаточно просто вычисляются при рассмотрении отдельного пи-звена с применением первого закона Кирхгофа. В явном виде зависимость напряжения в узле i – U_i от напряжения в смежном узле j – U_j может быть представлена в виде функции (3.5):

$$U_i = \sqrt{\left(U_j + \frac{P_j \cdot r + \left(Q_j - 0{,}5 \cdot b \cdot U_j^2\right) \cdot x}{U_j}\right)^2 + \left(\frac{P_j \cdot x - \left(Q_j - 0{,}5 \cdot b \cdot U_j^2\right) \cdot r}{U_j}\right)^2} \tag{3.5}$$

где r и x – активное и реактивное сопротивление продольной ветви, соединяющей узлы, b – реактивная проводимость на землю (задаются в

качестве исходных данных), P_j и Q_j – активная и реактивная мощности, втекающие в узел j (получены измерением на присоединениях подстанции узла j).

Из выражения (3.5), согласно правилам дифференцирования простых функций, получаем производную $U_i{}' = f'(U_j) = \partial U_i / \partial U_j$:

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_j} = \frac{2\left[U_j + \frac{x\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) + P_j r}{U_j}\right]\left[-bx - \frac{x\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) + P_j r}{U_j} + 1\right] - \frac{2\left(r\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) - P_j x\right)^2}{U_j^3} - \frac{2br\left(r\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) - P_j x\right)^2}{U_j}}{2\sqrt{\left[U_j + \frac{x\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) + P_j r}{U_j}\right] + \frac{\left(r\left(Q_1'' - 0{,}5U_j^2 b\right) - P_j x\right)^2}{U_j^2}}} \quad (3.6)$$

3). Для поиска производных по напряжениям несмежных узлов используются типовые алгоритмы поиска кратчайших путей во взвешенных графах, например, общеизвестный алгоритм Дейкстры. Вес ребра для каждого графа вычисляется по выражению (3.6). Для кратчайшего пути вида $i - j - k$ элемент матрицы коэффициентов чувствительности определяется в соответствии с цепным правилом дифференцирования сложной функции $U_i = f\left(U_j\right) = f\left(f(U_k)\right)$:

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_k} = \frac{\partial U_i}{\partial U_j} \cdot \frac{\partial U_j}{\partial U_k} \quad (3.7)$$

Для получения первого представления о поведении элемента $\mathbb{S}(i;j)$ матрицы коэффициентов чувствительности напряжений рассмотрим зависимость элемента $\mathbb{S}(i;j)$ для смежных узлов i и j, вычисляемого по выражению (3.6) от режимных параметров P_j, Q_j, U_j, входящих в (3.6). Иначе говоря, получим набор графиков изменения величины $\mathbb{S}(i;j)$ в пределах рабочей области напряжений для узлов и ветвей класса напряжений 110 кВ и 220 кВ для различных показателей загруженности ветви P_j, Q_j и проследим эволюцию этих графиков при изменении загруженности

(рис. 3.1). Примеры эволюции графика зависимости $\mathbb{S}(i;j)$ от полной мощности, протекающей в ветви, соединяющей смежные узлы, при варьировании напряжения на приемном конце, приведен на рисунке 3.2 и рисунке 3.3.

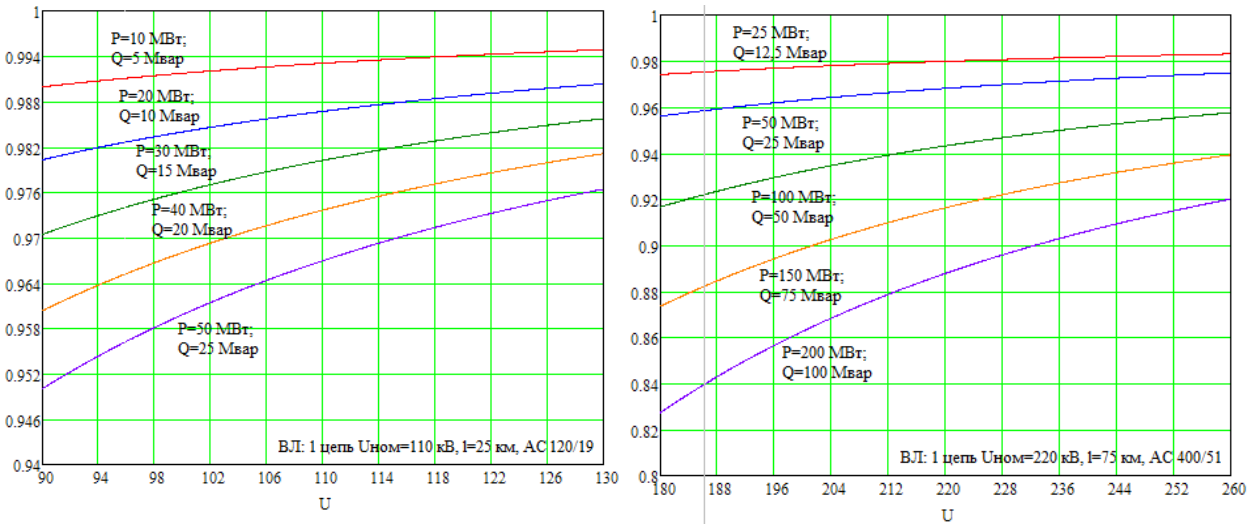


Рис. 3.2. Эволюция графика изменения величины элемента ***S(i;j)*** *в рабочих областях напряжений электрических сетей 110 кВ и 220 кВ при изменении степени загруженности ветви, соединяющей смежные узлы*

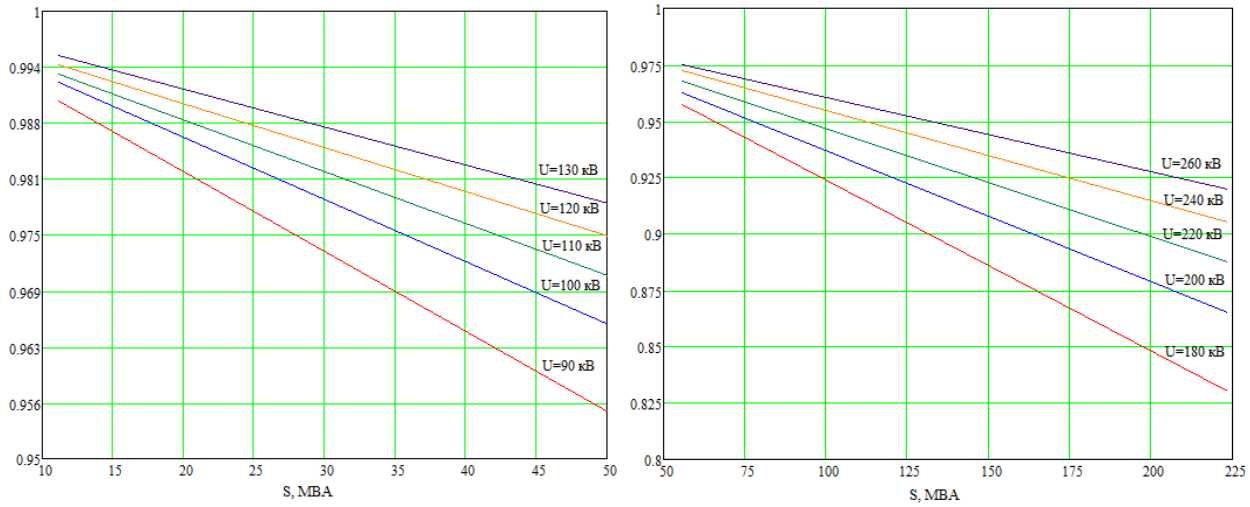


Рис. 3.3. Зависимость величины элемента матрицы S от полной мощности, протекающей в ветви, соединяющей смежные узлы, для различных напряжений рабочей области

Как видно из рисунка 3.2 и рисунка 3.3, с ростом загруженности ветви, отходящей от узла i, при направлении потока активной мощности от узла i к узлу j $(P_j, Q_j > 0)$, величина $\mathbb{S}(i;j)$ уменьшается, при этом уменьшение выражено более явно при сниженных значениях напряжения в приемном узле

U_j. При перетоке активной мощности, превышающих величину натуральной мощности для соответствующего класса напряжения (110 кВ – 30 МВт, 220 кВ – 130 МВт), уменьшение значений $\mathbb{S}(i;j)$ ускоряется. Анализ формулы (3.6) показывает чуть более значительное влияние Q_j на величину $\mathbb{S}(i;j)$. Наклон графиков на рисунке 3.2 не изменяется при привидении коэффициентов чувствительности к величине полной мощности в МВА [99-101].

При анализе рисунка 3.2 видно, что в электрической сети 220 кВ относительный прирост активной и реактивной мощности, протекающей по ветви, связывающей узлы i и j, приводит к более значительному снижению величины $\mathbb{S}(i;j)$ чем в электрической сети 110 кВ при аналогичных относительных приростах перетока активной и реактивной мощности и абсолютных значениях, характерных для электрической сети 110 кВ. В электрической сети 110 кВ двукратное увеличение перетока активной мощности (с 20 до 40 МВт, оба значения лежат по разные стороны от значения натуральной мощности) и реактивной мощности (с 10 до 20 Мвар) приводит к снижению величины $\mathbb{S}(i;j)$ с 0,987 до 0,974 при $U_j = 110$ кВ, тогда как в электрической сети 220 кВ двукратное увеличение перетока активной мощности (со 100 до 200 МВт, оба значения лежат по разные стороны от натуральной мощности) и реактивной мощности (с 50 до 100 Мвар) приводит к более заметному снижению величины $\mathbb{S}(i;j)$ с 0,943 до 0,887 при $U_j = 220$ кВ.

В случае направления потока активной и реактивной мощности от узла j в исследуемый узел i $(P_j, Q_j < 0)$, значения $\mathbb{S}(i;j)$ превышают единицу и растут с увеличением загруженности ветви $(i;j)$ и уменьшаются при повышении напряжения U_j в узле j (рис 3.4, рис. 3.5). Данные результаты можно интерпретировать следующим образом: более эффективная volt/VAR-оптимизация будет осуществляться в узлах с большим отрицательным сальдо (исходящим потоком активной и, в особенности, реактивной мощности) и сниженным уровнем напряжения.

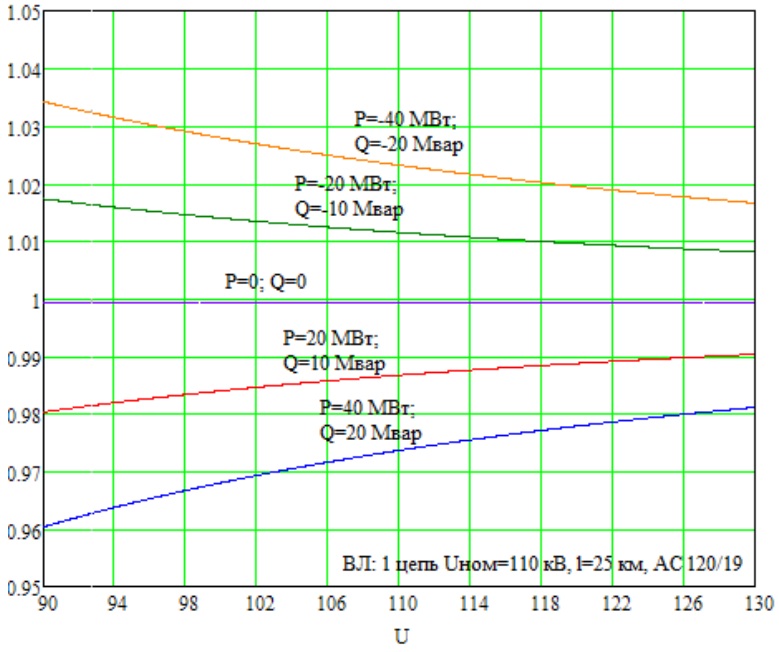


Рис. 3.4. Эволюция графика изменения величины элемента ***S(i; j)*** *в рабочей области напряжений (сеть 110 кВ) при протекании мощности от узла j к i*

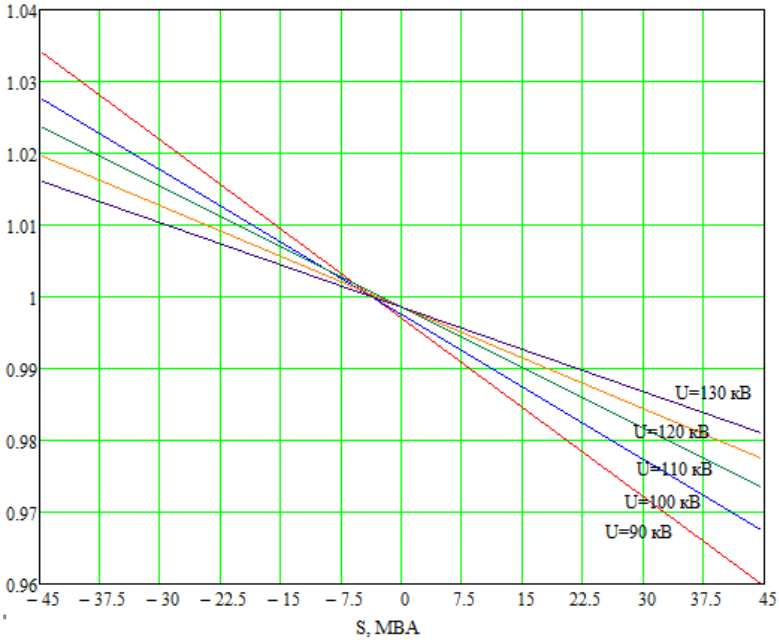


Рис. 3.5. Зависимость величины элемента S(i ;j) от полной мощности, протекающей в ветви, соединяющей смежные узлы, при протекании мощности от узла j к i

При встречном направлении потоков активной и реактивной мощности зависимость величины элемента $\mathbb{S}(i;j)$ от уровня напряжения в узле j (U_j) может иметь нетривиальный и не строго монотонный характер в области рабочих напряжений (рис. 3.5, зеленый график), а также осуществлять переход

через единицу в рабочей области напряжений или ее окрестностях (рис. 3.5, синий график). Зависимости элемента матрицы $\mathbb{S}(i;j)$ в случае несмежности узлов i и j могут иметь еще более сложный характер. Это обусловлено тем, что каждый из множителей, входящих в выражение (3.7) (или более сложные, с бóльшим числом множителей), может быть, как меньше, так и больше единицы, а также иметь сложную зависимость от режимных параметров, подобную представленным на рисунке 3.6.

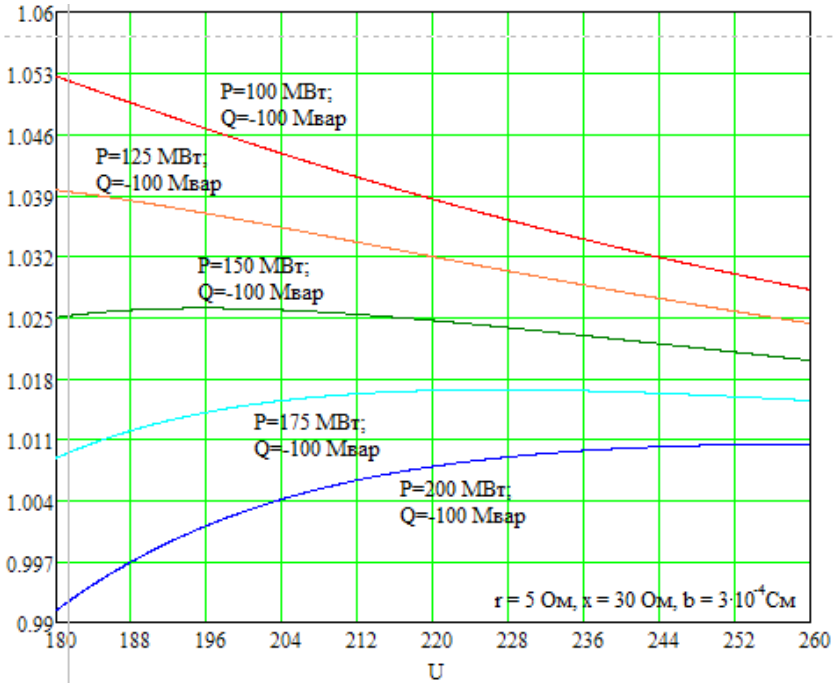


Рис. 3.6. Эволюция графика изменения величины элемента S(i;j) в рабочей области напряжений электрической сети 110 кВ при встречных направлениях потоков активной и реактивной мощности в ветви, соединяющей смежные узлы

Это означает, что выбор узлов электрической сети с наиболее чувствительными к регулированию режимных параметров уровнями напряжений требует расчетов по матрице $\mathbb{S}$.

После определения зависимости элемента матрицы $\mathbb{S}(i;j)$ от режимных параметров P_j, Q_j, U_j необходимо выполнить анализ зависимости указанного элемента от параметров электрической сети r, x, b. Полученная аналитическая зависимость элемента $\mathbb{S}(i;j)$ от параметров ветви 110 кВ и 220 кВ, связывающей узлы i и j (r, x, b), представлена на рисунке 3.6 и

рисунке 3.7 соответственно. В соответствии с семейством зависимостей, отображенных на рисунке 3.7, рисунке 3.8, параметры линий, связывающих узлы электрической сети, также влияют на величину $\mathbb{S}(i;j) - x$ в большей степени и $b -$ в меньшей степени, причем в электрических сетях 220 кВ данный эффект выражен более явно. Из этого следует вывод, что более эффективно влияет на напряжение в узле i регулирование в узлах j, отделенных от i меньшими сопротивлениями.

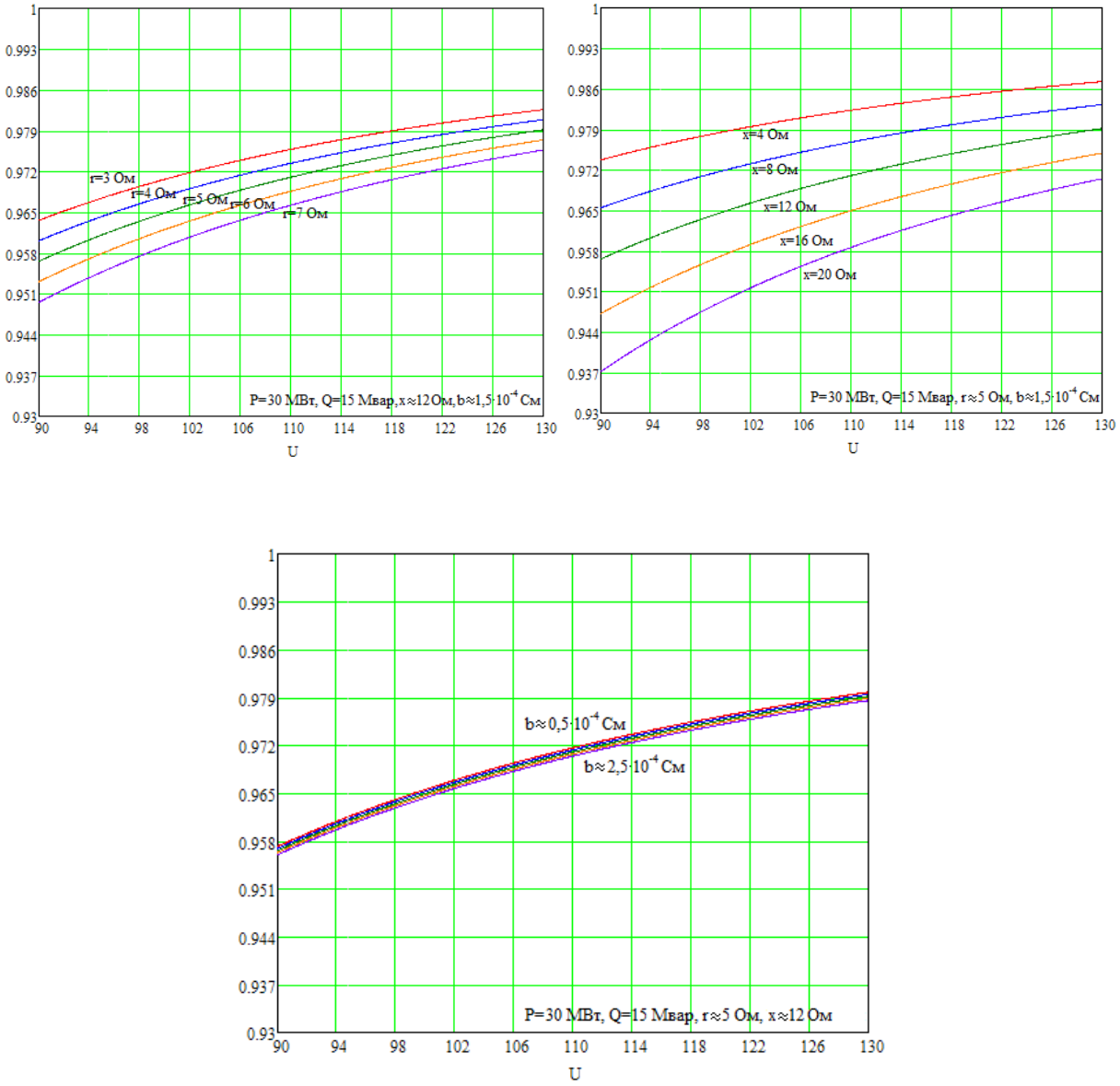


Рис. 3.7. Зависимость величины S(i;j) от схемных параметров r, x, b в сети 110 кВ

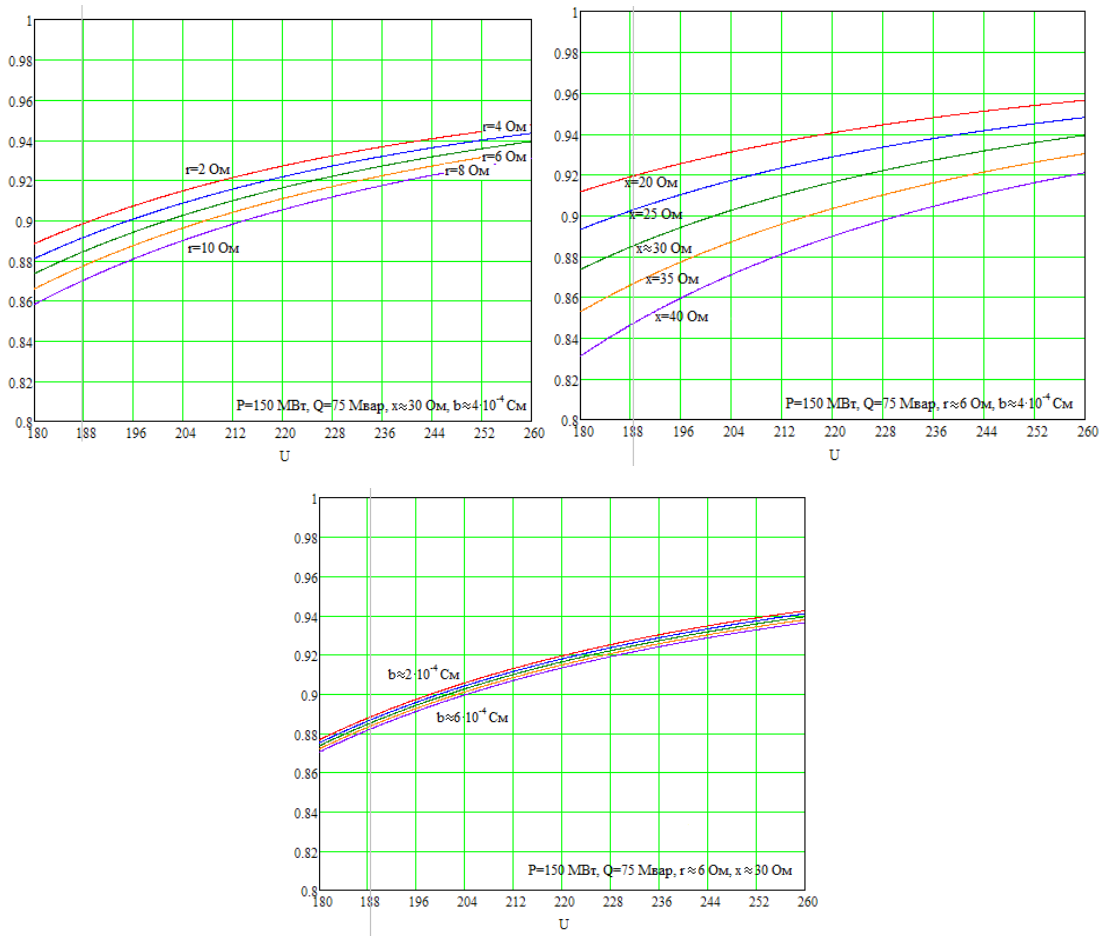


Рис. 3.8. Зависимость величины S(i;j) от схемных параметров r, x, b в сети 220 кВ

Если обобщить результаты исследования зависимости элемента матрицы $\mathbb{S}(i;j)$ от схемных параметров, с результатами исследования зависимости указанного элемента от режимных параметров то можно сделать вывод, что самыми эффективными для оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности узлами будут являться узлы, характеризуемые большим отрицательным сальдо (исходящим потоком активной и, в особенности, реактивной мощности), сниженным уровнем напряжения и связанные со смежными узлами непротяженными линиями электропередач. Подробный анализ, подтверждающий данное заключение проведен в работе [44].

Из математического определения частной производной функции вытекает естественное свойство матрицы $\mathbb{S}(i;j)$, заключающееся в том, что произвольное приращение напряжения в некотором узле j оказывает наиболее сильное влияние на уровень напряжения (вызывает наибольшее изменение

напряжения) в узле i, описываемом максимальным элементом матрицы коэффициентов чувствительности $\mathbb{S}(i;j)$, входящим в j-ый столбец матрицы.

На основании анализа величин элементов матрицы коэффициентов чувствительности напряжений можно получить номера узлов, наиболее эффективно влияющих на уровни напряжения в прочих узлах электрической сети. В этом случае информация об «эффективных» узлах может играть определяющее значение при управлении электрическим режимом сети и при оптимизации его по напряжению и реактивной мощности. Это обусловлено тем, что поддержание напряжения в узле за счет средств регулирования самого узла без привлечения к этому прочих узлов сети не всегда является наиболее удачным решением в силу различного рода причин. Среди этих причин такие как - дискретность средств регулирования, не позволяющая получить оптимальный режим, экономия коммутационного ресурса средств регулирования или их отсутствие в узле.

Выбор наиболее «эффективных» по величинам отдельных элементов $\mathbb{S}(i;j)$ не вполне корректен, так как в этом случае не учитывается влияние изменения напряжения в узле i на прочие узлы, кроме j. В совокупности это изменение может иметь противоположный характер, особенно в случаях, когда элемент $\mathbb{S}(i;j) = \frac{\partial U_i}{\partial U_j}$ имеет отличный от прочих элементов строки i характер (например, $\mathbb{S}(i;j)$ >1, а прочие элементы строки преимущественно меньше 1). В связи с чем логично предположить, что комплексное влияние добавки напряжения в узле i (номер узла предполагает соответствие номеру строки в матрице) на напряжение во всех узлах, а также оценка «эффективности» влияния регулирования напряжения в узле на суммарные потери активной мощности в электрической сети следует оценивать построчными суммами элементов в матрице $\mathbb{S}$.

В результате, номер строки с максимальной суммой собственных элементов даёт номер узла, регулирование напряжения в котором наиболее

эффективно влияет на уровень потерь активной мощности в электрической сети.

Практическое подтверждение данного свойства можно выполнить с использованием в качестве примера четырнадцати узловой тестовой схемы «Института инженеров электротехники и энергетики» (IEEE) [187; 193; 194; 204; 209], изображенной на рисунке 3.9. Указанная тестовая схемы широко используется в зарубежных работах для апробации, тестирования, сопоставления и демонстрации различных методов решения задач анализа и моделирования установившихся режимов энергосистем [186; 188; 193; 201; 219; 229; 233].

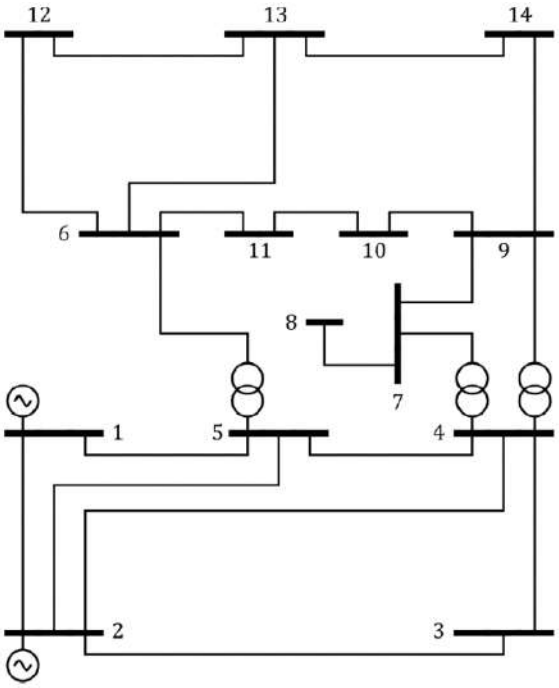


Рис. 3.9. Четырнадцати узловая тестовая схема IEEE

Матрица коэффициентов чувствительности напряжений для четырнадцати узловой тестовой схемы IEEE, сформированная для исходных параметров режима, представлена выражением (3.8):

$$\mathbb{S} = \begin{pmatrix} 1{,}000 & 0{,}978 & 0{,}928 & 0{,}939 & 0{,}939 & 0{,}743 & 0{,}827 & 0{,}807 & 0{,}823 & 0{,}818 & 0{,}734 & 0{,}732 & 0{,}729 & 0{,}806 \\ 0{,}975 & 1{,}000 & 0{,}949 & 0{,}967 & 0{,}973 & 0{,}770 & 0{,}852 & 0{,}831 & 0{,}847 & 0{,}843 & 0{,}760 & 0{,}759 & 0{,}755 & 0{,}830 \\ 0{,}920 & 0{,}944 & 1{,}000 & 1{,}008 & 1{,}001 & 0{,}792 & 0{,}888 & 0{,}866 & 0{,}883 & 0{,}879 & 0{,}782 & 0{,}781 & 0{,}777 & 0{,}865 \\ 0{,}000 & 0{,}967 & 1{,}013 & 1{,}000 & 1{,}001 & 0{,}000 & 0{,}881 & 0{,}859 & 0{,}876 & 0{,}872 & 0{,}876 & 0{,}781 & 0{,}777 & 0{,}858 \\ 0{,}933 & 0{,}976 & 1{,}013 & 1{,}000 & 1{,}000 & 0{,}791 & 0{,}881 & 0{,}859 & 0{,}876 & 0{,}785 & 0{,}782 & 0{,}780 & 0{,}776 & 0{,}858 \\ 0{,}897 & 0{,}938 & 0{,}973 & 0{,}961 & 0.961 & 1{,}000 & 0{,}981 & 0{,}957 & 0{,}988 & 0{,}993 & 0{,}988 & 0{,}986 & 0{,}981 & 0{,}967 \\ 0{,}910 & 0{,}942 & 0{,}987 & 0{,}974 & 0{,}975 & 0{,}982 & 1{,}000 & 0{,}975 & 0{,}994 & 0{,}989 & 0{,}994 & 0{,}956 & 0{,}960 & 0{,}974 \\ 0{,}885 & 0{,}916 & 0{,}960 & 0{,}948 & 0{,}949 & 0{,}956 & 0{,}973 & 1{,}000 & 0{,}967 & 0{,}962 & 0{,}994 & 0{,}924 & 0{,}924 & 0{,}968 \\ 0{,}932 & 0{,}965 & 1{,}011 & 0{,}998 & 0{,}999 & 0{,}988 & 0{,}993 & 0{,}968 & 1{,}000 & 0{,}995 & 1{,}000 & 0{,}961 & 0{,}966 & 0{,}980 \\ 0{,}890 & 0{,}931 & 1{,}006 & 0{,}993 & 0{,}954 & 0{,}993 & 0{,}988 & 0{,}963 & 0{,}995 & 1{,}000 & 1{,}005 & 0{,}979 & 0{,}974 & 0{,}975 \\ 0{,}886 & 0{,}927 & 1{,}011 & 0{,}998 & 0{,}949 & 0{,}988 & 0{,}993 & 0{,}968 & 1{,}000 & 1{,}005 & 1{,}000 & 0{,}974 & 0{,}969 & 0{,}980 \\ 0{,}884 & 0{,}925 & 0{,}960 & 0{,}948 & 0{,}948 & 0{,}986 & 0{,}955 & 0{,}931 & 0{,}961 & 0{,}979 & 0{,}974 & 1{,}000 & 0{,}995 & 0{,}981 \\ 0{,}880 & 0{,}920 & 0{,}977 & 0{,}964 & 0{,}943 & 0{,}981 & 0{,}960 & 0{,}936 & 0{,}966 & 0{,}974 & 0{,}969 & 0{,}995 & 1{,}000 & 0{,}986 \\ 0{,}867 & 0{,}907 & 0{,}991 & 0{,}978 & 0{,}930 & 0{,}967 & 0{,}973 & 0{,}949 & 0{,}980 & 0{,}975 & 0{,}980 & 0{,}981 & 0{,}986 & 1{,}000 \end{pmatrix} \quad (3.8).$$

Результаты исследования для схемы, представленной на рисунке 3.8, и матрицы коэффициентов чувствительности (3.8) представлены на рисунке 3.10.

УЗЕЛ *I*	**ПРИРАЩЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ**	**ИЗМЕНЕНИЕ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**	**ЗНАЧЕНИЕ СУММЫ ЭЛЕМЕНТОВ *I*-ОЙ СТРОКИ**
1	+1 кВ	13,120 МВт → 13,084 МВт	11,803
2	+1 кВ	13,120 МВт → 13,072 МВт	12,111
3	+1 кВ	13,120 МВт → 13,052 МВт	12,386
4	+1 кВ	13,120 МВт → 13,048 МВт	12,486
5	+1 кВ	13,120 МВт → 13,056 МВт	12,310
6	+1 кВ	13,120 МВт → 12,992 МВт	13,571
7	+1 кВ	13,120 МВт → 12,992 МВт	13,611
8	+1 кВ	13,120 МВт → 13,004 МВт	13,327
9	+1 кВ	13,120 МВт → 12,980 МВт	13,757
10	+1 кВ	13,120 МВт → 12,988 МВт	13,647
11	+1 кВ	13,120 МВт → 12,988 МВт	13,648
12	+1 кВ	13,120 МВт → 12,996 МВт	13,426
13	+1 кВ	13,120 МВт → 13,001 МВт	13,450
14	+1 кВ	13,120 МВт → 12,999 МВт	13,464
1	-1 кВ	13,120 МВт → 13,152 МВт	11,803
2	-1 кВ	13,120 МВт → 13,174 МВт	12,111
3	-1 кВ	13,120 МВт → 13,201 МВт	12,386
4	-1 кВ	13,120 МВт → 13,210 МВт	12,486
5	-1 кВ	13,120 МВт → 13,192 МВт	12,310
6	-1 кВ	13,120 МВт → 13,300 МВт	13,571
7	-1 кВ	13,120 МВт → 13,305 МВт	13,611
8	-1 кВ	13,120 МВт → 13,282 МВт	13,327
9	-1 кВ	13,120 МВт → 13,318 МВт	13,757
10	-1 кВ	13,120 МВт → 13,309 МВт	13,647
11	-1 кВ	13,120 МВт → 13,309 МВт	13,648
12	-1 кВ	13,120 МВт → 13,290 МВт	13,426
13	-1 кВ	13,120 МВт → 13,292 МВт	13,450
14	-1 кВ	13,120 МВт → 13,293 МВт	13,464

Рис. 3.10. Влияние регулирования напряжения U_i в узлах тестовой схемы на величину суммарных потерь активной мощности

В рассмотренной четырнадцати узловой тестовой схеме IEEE с ростом суммы элементов *i*-ой строки, описывающей *i*-ый узел, отмечается эффект снижения потерь активной мощности при повышении напряжения в узле *i* на фиксированную величину. Например, при увеличении напряжения только в узле 9, характеризующимся максимальной построчной суммой, всего на 1 кВ суммарные потери в электрической сети снижаются на величину 0,14 МВт или на величину более 1 %. При увеличении напряжения в 3 узле аналогичное приращение снижает суммарные потери вдвое меньше.

В результате подтверждается предположение, что снижение напряжения на некоторую величину в узлах, характеризуемых большими значениями суммы строки в матрице $\mathbb{S}$, приводит и к более выраженному увеличению потерь активной мощности, что можно аналогично проследить на примере узлов 3 и 9.

Однако в реальной электрической сети использования только матрицы коэффициентов чувствительности для ранжирования узлов электрической сети по эффективности регулирования напряжения может быть недостаточно [45].

В реальных условиях работы электрических сетей может иметь место дефицит диапазона регулирования в чувствительных узлах и наличие диапазона в менее чувствительных узлах. В результате, применение матрицы $\mathbb{S}$ в чистом виде для поиска наиболее эффективных узлов будет справедливо только в случае, когда в каждом узле электрической сети будет расположен готовый к использованию регулятор напряжения, способный повлиять на величину уровня напряжения в узле установки аналогично любому регулятору напряжения в каждом из узлов, то есть давать увеличение напряжения в любой момент времени.

Рассмотрим пример с использованием ранее упомянутой четырнадцати узловой тестовой схемы IEEE, в каждом из узлов которой будут установлены БСК одинаковой мощности 50 Мвар. Для первичного расчета наиболее чувствительного узла использования одной матрицы $\mathbb{S}$ будет достаточно,

поскольку какой бы узел не оказался самым чувствительным, с помощью БСК, расположенном в данном узле, можно получить добавку напряжения в 1 кВ и вытекающее максимально достижимое в заданных условиях снижение потерь активной мощности. В качестве наиболее эффективного узла примем узел 9 в соответствии с данными. Для приращения напряжения в узле путем управляющего воздействия емкость БСК изменяется или, иначе говоря, тратится часть запаса по регулированию напряжения. До управляющего воздействия БСК могла бы скорректировать установившийся режим путем выдачи 50 Мвар реактивной мощности, но после изменения положения на второй итерации расчета рассматриваемая БСК уже не сможет выдать те же 50 Мвар мощности, а сможет выдать лишь оставшийся запас, например, в 25 Мвар.

На второй итерации, указанные 25 Мвар реактивной мощности, несмотря на их «инъекцию» в самый чувствительный узел, могут дать меньшее влияние на уровень потерь активной мощности по сравнению с «инъекцией» двукратно больших 50 Мвар реактивной мощности во второй по чувствительности узел электрической сети.

Кроме того, на практике в электрических сетях 110-220 кВ большая часть узлов не имеет возможности регулировать напряжение (например, узел нагрузки 110 кВ без устройств компенсации реактивной мощности, или узел 220 кВ с трансформатором без устройства регулирования напряжения под нагрузкой) [145; 152; 157; 158; 159; 163]. В связи с этим данные узлы включать в расчет рейтинга по эффективности регулирования напряжения будет невозможно. При этом отказ от учета данных узлов, уникальных для каждой рассматриваемой электрической сети, желательно выполнить без вмешательства в процесс расчета матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, во избежание как значительного усложнения методики, так и во избежание потери методикой универсальности.

Для узлов, в которых возможность регулирования напряжения отсутствует, коэффициента запаса по диапазону регулирования принимается

равным нулю, также, как и для регуляторов, полностью исчерпавших свой диапазон регулирования. Таким образом, данные узлы можно исключить из ранжирования по эффективности без вмешательства в процесс расчета матрицы $\mathbb{S}$.

При наличии в узлах нескольких типов регуляторов итоговый коэффициент может быть получен суммированием диапазонов, либо путем пересмотра топологии сети, например, к использованию в качестве узлов отдельных секций шин на подстанциях, вместо распределительных устройств одного класса напряжения.

В результате коэффициент запаса по диапазону регулирования является коэффициентом пропорциональности относительно первичной характеристики эффективности узла полученной с использованием матрицы коэффициентов чувствительности напряжений $\mathbb{S}$.

Таким образом, для корректного учета расстановки устройств регулирования напряжения в реальной электрической сети и различий в диапазонах регулирования необходимо перемножить матрицу коэффициентов чувствительности $\mathbb{S}$ и вектор-столбец коэффициентов запаса по диапазону регулирования для каждого узла i от 1 до N.

Нулевой коэффициент, как уже было сказано, предполагает отсутствие регулятора напряжения или полное исчерпание диапазона регулирования, и, как следствие, невозможность использования указанного регулятора для решения задачи снижения потерь активной мощности. Отличные от нуля коэффициенты предполагают готовые к работе регуляторы, полное использование диапазона регулирования которых предполагает изменение напряжения в узле i на k кВ.

Итоговый вектор-столбец коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения $\mathbb{NE}$ (от англ. *node efficiency* – эффективность узла) получается путем перемножения матрицы коэффициентов чувствительности напряжений $\mathbb{S}$ и вектора-столбца $\mathbb{K}$ и выражается в кВ (потенциального прироста напряжения во всех узлах электрической сети).

Организация элементов вектора-столбца NE в порядке убывания и получение массива исходных номеров элементов i в упорядоченном векторе-столбце создают итоговый «рейтинг» узлов по общей эффективности регулирования напряжения в электрической сети.

Пример расчета влияния регулирования напряжения U_i в узлах четырнадцати узловой тестовой схемы IEEE на величину суммарных потерь активной мощности с учетом использования коэффициентов запаса по диапазону регулирования напряжения приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Влияние регулирования напряжения U_i в узлах тестовой схемы на величину суммарных потерь активной мощности с учетом коэффициента запаса по диапазону регулирования

Узел i	$\mathbb{S}_{\Sigma j}(i)$	$\mathbb{K}(i)$, кВ	$\mathbb{NE}(i)$, кВ	Приращение напряжения	Изменение суммарных потерь активной мощности
1	11,803	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
2	12,111	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
3	12,386	0,5	6,193	+0,5 кВ	13,120 МВт → 13,086 МВт
4	12,486	2	24,972	+2 кВ	13,120 МВт → 12,976 МВт
5	12,310	1,5	18,465	+1,5 кВ	13,120 МВт → 13,024 МВт
6	13,571	1	13,571	+1 кВ	13,120 МВт → 12,992 МВт
7	13,611	1,25	17,014	+1,25 кВ	13,120 МВт → 12,960 МВт
8	13,327	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
9	13,757	1	13,757	+1 кВ	13,120 МВт → 12,980 МВт
10	13,647	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
11	13,648	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
12	13,426	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт
13	13,450	0,75	10,088	+0,75 кВ	13,120 МВт → 13,030 МВт
14	13,464	0	0	–	13,120 МВт → 13,120 МВт

Как видно из таблицы 3.2, учет коэффициента запаса по диапазону регулирования при определении наиболее эффективных узлов дает отличный от данных табл. 3.1 и при этом адекватный фактическим возможностям управления уровнями напряжения в реальной электрической сети.

Результаты проведенных исследований, представленных в данном разделе, подчеркивают актуальность и целесообразность рассмотрения возможностей организации эффективного управления уровнями напряжения и компенсации реактивной мощности в рамках оперативно-технологического управления.

Существующие методы управления уровнями напряжения в электрической сети выявились с рядом недостатков, основными из которых являются:

- высокая зависимость от резервов реактивной мощности генерации, что связано с проблемами выработки и передачи реактивной мощности, а также возможными организационными трудностями при объединении систем регулирования, принадлежащих разным собственникам;
- отсутствие подходов к оптимизации использования ресурса регуляторов напряжения и реактивной мощности с целью предотвращения досрочного износа оборудования и исключения необоснованных простоев [19; 21; 22; 90].

В качестве основы предлагаемого подхода к рационализации управления уровнями напряжения используется принцип ранжирования узлов по общей эффективности регулирования напряжения (реактивной мощности) в электрической сети.

Критерий эффективности регулирования напряжения в узле – величина снижения потерь активной мощности после реализации управляющего воздействия на регулятор напряжения (реактивной мощности), установленный в указанном узле.

Очередность выдачи управляющих воздействий – от наиболее эффективного узла к наименее эффективному до достижения наибольшего

совокупного экономического эффекта от снижения потерь активной мощности при возможной минимизации использования ресурса регуляторов.

Итоговый «рейтинг» узлов по общей эффективности регулирования напряжения в электрической сети получается путем упорядочивания элементов вектора-столбца коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения $\mathbb{NE}$ (от англ. *node efficiency* – эффективность узла) по убыванию и получения массива исходных номеров элементов в упорядоченном векторе-столбце $\mathbb{NE}$., где $\mathbb{NE}$ вычисляется как:

$$\mathbb{NE} = \mathbb{S} \cdot \mathbb{K} \quad (3.9),$$

где $\mathbb{S}-$ матрица коэффициентов чувствительности напряжений, вычисляемой согласно (3.3), (3.4), (3.5), (3.6), $\mathbb{K}-$ вектор-столбец коэффициентов запаса по диапазону регулирования в узле, вычисляемых согласно выражениям (3.9), (3.10), (3.11) в зависимости от типа регулятора.

3.3. Особенности оптимизации режима по напряжению с использованием ограниченного числа регуляторов в электрической сети

Управление уровнями напряжений в наиболее загруженных районах электрической сети, характеризуемых скоплением наиболее чувствительных к регулированию узлов, позволяет более эффективно влиять на потери электрической энергии. Для достижения экономического эффекта путем использования не всех, а только части эффективных регуляторов напряжения и реактивной мощности, необходимо определить особенности и способы осуществления Volt/VAR-оптимизации ограниченным набором регуляторов.

К классическим методам нелинейной оптимизации, так или иначе применимым для решения задачи оптимизации электрических режимов по напряжению и реактивной мощности в широком смысле, и функции (3.1) в узком смысле, можно отнести:

- градиентные методы;

- метод штрафных функций;
- метод множителей Лагранжа.

К градиентным относится широкий спектр методов, основанных на поиске антиградиента (направления наискорейшего убывания) целевой функции и «движении» в указанном направлении до достижения экстремума с заданной точностью. В частности, среди методов указанного класса можно выделить градиентный метод с постоянным шагом, метод приведенного градиента, метод покоординатного спуска, метод скорейшего спуска, метод проектирования градиента и иные.

Несмотря на признанные достоинства и широкое применение для решения оптимизационных задач не только в электроэнергетике, но и в физике, экономике, инженерном деле, указанные методы не лишены недостатков – медленной скорости сходимости при высокой точности оптимизации с одной стороны и вероятности «застревания» в локальных оптимумах при сниженной точности. Также стоит отметить ключевой недостаток в контексте решаемой задачи оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности – безусловность оптимизации для классических градиентных методов. При этом учет граничных условий, описывающих диапазоны допустимых значений напряжений в узлах, а также возможных значений реактивной мощности устройств компенсации, является важнейшим условием для получения адекватных результатов.

Поправка на учет граничных условий оптимизации находит отражение в методе штрафных функций, общий принцип которого заключается в минимизации целевой функции f (3.10):

$$f = \Delta P + \sum_{i=1}^{a} Ш_{Ui} + \sum_{i=1}^{b} Ш_{Qi} + \sum_{j=1}^{c} Ш_{Pj} \qquad (3.10)$$

где $\Delta P -$ потери активной мощности в электрической сети, $Ш_{Ui}, Ш_{Qi}, Ш_{Pi} -$ штрафные значения, вводимые при выходе значения

напряжения в узле i, реактивной мощности в узле i, потоков активной мощности в ветви j из областей допустимых значений.

Кроме учета граничных условий важнейшим достоинством метода штрафных функций является сведение задачи оптимизации к однокритериальной путем учета штрафных величин непосредственно в значении целевой функции.

При этом учет штрафов не освобождает от недостатков градиентных методов по скорости сходимости и «застреванию», а также необходимости контроля (изменения) в процессе оптимизации величин штрафов (или их коэффициентов) для исключения указанных недостатков. Неправильный подбор штрафных величин может давать оптимумы, находящиеся за областью допустимых значений. Кроме того, необходимо отметить, что используемые на практике вариации методов штрафных функций предполагают использование всех регуляторов напряжения и реактивной мощности для поиска оптимальных значений целевой функции потерь, что не соответствует ключевому положению о возможности эффективной оптимизации с использованием ограниченного числа регуляторов.

Метод множителей Лагранжа представляет собой альтернативу методу штрафных функций для осуществления нелинейной условной оптимизации, общий принцип которого может быть выражен формулой (3.11):

$$L(x,\lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \varphi_i(x) \qquad (3.11)$$

где $L(x,\lambda) -$ функция Лагранжа, представляющая собой линейную комбинацию целевой функции $f(x)$ потерь активной мощности, зависимую от искомых параметров режима, представленных как x, и n ограничений по допустимым значениям параметров режима $\varphi_i(x)$, взятых с коэффициентами λ_i, называемыми множителями Лагранжа.

Для получения решения составляется система дифференциальных уравнений из приравненных к нулю частных производных $L(x,\lambda)$ по λ_i и x_j.

Решение системы дифференциальных уравнений x_j $(j = 1..n)$ является условным экстремумом, иначе говоря, минимальным значением целевой функции.

Недостатками метода являются его математическая сложность и объемность, связанная с введением дополнительных переменных λ, необходимость представления граничных условий в форме $\varphi_i(x) = 0$ и, опять же, использование всех регуляторов напряжения и реактивной мощности при классическом поиске решения.

К используемым на практике методам относятся усовершенствованные методы оптимизации, основанные преимущественно на методе штрафных санкций с поиском направлений максимального уменьшения целевой функции и реализованные в программных комплексах, используемых для решения задач планирования электрических режимов, таких как Космос, PSS/E, DigSilent, Power Factory и наиболее направленный на решение задач расчета и анализа установившихся режимов и широко применяемый сетевыми компаниями и диспетчерскими центрами ПК «RastrWin3» [93; 114; 115; 131; 207; 213; 225; 226].

Необходимо отметить, что использование для осуществления оптимизации по напряжению и реактивной мощности ПК «RastrWin3» не освободит нас от использования по умолчанию всех регуляторов напряжения и источников реактивной мощности при осуществлении оптимизации. При этом для решения описанной выше задачи необходимо обеспечить использование только заданного состава регуляторов при оптимизации в существующих программных комплексах.

Подход с отключением регуляторов в узлах, не отнесенных к классу эффективных, исключен, так как выдача мощности в указанных узлах станет нулевой, что корректно только в случае, если отключение регулятора выполнялось с 0 Мвар, т.е. без использования его реактивной мощности. В противном случае данная операция формирует заведомо некорректную топологию сети (с учетом поперечных ветвей в узлах). Кроме того, возникает

ситуация необходимости «отключения» устройств РПН, что в условиях ПК «RastrWin3» означает необходимость корректировки параметров анцапф РПН трансформаторов.

Способ задания жесткого ограничения на значения выдаваемой реактивной мощности для неэффективных узлов может быть реализован заданием взаимно соответствующих значений Q_{min} и Q_{max}, а также созданием специального набора анцапф с диапазоном регулирования, сжатым до одного актуального ответвления.

Данный подход также проблематичен в связи с тем, что состав эффективных и неэффективных узлов меняется в зависимости от электрического режима и требует постоянного вмешательства в расчетную модель после расчетов матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, а также вектора-столбца коэффициентов запаса по диапазону регулирования. При этом в реальных условиях данное вмешательство может носить трудоемкий характер, так как предполагает неоправданное усложнение разрабатываемого алгоритма оптимизации, а ручное регулирование оперативным персоналом требует дополнительного кадрового ресурса и фактически приводит не к снижению нагрузки на персонал, а к ее неоправданному увеличению, что противоречит целям данной работы.

Исключить необходимость постоянной корректировки расчетной модели, используя для оптимизации ПК «RastrWin3», предлагается за счет получения оптимальных величин напряжений для всех узлов и последующим частичным использованием этого набора в эффективных узлах. Данный вариант один из возможных и потенциально реализуемых.

Однако частичное использование результатов оптимизации с использованием полного набора регуляторов потенциально видится не столь эффективным, как изначальный целенаправленный поиск требуемых уровней напряжений в нескольких конкретных эффективных узлах, иначе говоря, изначальная оптимизация с использованием отдельных регуляторов, но без

отключения (с «заморозкой») остальных регуляторов. Данный вариант примем как второй и альтернативный.

Реализация первого варианта может быть осуществлена путем фиксации значений реактивных мощностей в поперечных ветвях, моделирующих источники реактивной мощности, и положений анцапф РПН трансформаторов. При этом выполняется расчета режима с выделением изменений по анцапфам и источникам реактивной мощности и сохранением в качестве решения только тех изменений, которые имеют отношения к узлам, определенным перед расчетом как эффективные.

Реализация второго варианта может быть осуществлена с помощью численных методов поиска оптимальных значений для каждого регулятора из списка эффективных в зависимости от типа узла (ступенчато регулируемый, непрерывно регулируемый).

Для ступенчато-регулируемых узлов, в виду малости возможных вариантов приращений напряжения, ограниченных только числом конденсаторов в установке БСК и числом отпаек в устройстве РПН, можно прибегнуть к систематизированному подбору оптимального значения. Подбор продолжается до тех пор, пока:

– значение приращения целевой функции потерь активной мощности $\Delta\dot{P}_{\Sigma}$ (3.1) не сменит знак с «–» на «+»;

– не достигнуты предельные значения напряжений, определяемые графиком напряжений для контрольных пунктов, ГОСТ 32144-2013 для абонентских подстанций и согласно Правилам устройства электроустановок для иных узлов.

Для непрерывно регулируемых узлов (СТК, СТАТКОМ [39] и т.д.) множество возможных значений приращений выдаваемой/потребляемой реактивной мощности несчетно, поэтому для нахождения оптимального управляющего воздействия используется метод бисекции. При снижении напряжения в качестве проверяемого значения приращения выдачи

реактивной мощности будет использоваться среднее арифметическое между текущим и максимальным значением выдачи:

$$Q' = \frac{Q + Q_{\max}}{2} \quad (3.12).$$

Если при переходе к новому значению реактивной мощности изменение потерь активной мощности в сети не поменяло знак с отрицательного, то последовательное приближение к верхней границе продолжается:

$$Q'' = \frac{Q' + Q_{\max}}{2} \quad (3.13).$$

В противном случае, при «переборе», значение начинает смещаться ближе к исходному:

$$Q'' = \frac{Q + Q'}{2} \quad (3.14).$$

Процесс продолжается до достижения заранее заданной точности ε. Манипулирование величиной точности расчета для ступенчато регулируемых узлов может повысить качество регулирования при слабой загрузке вычислительных устройств и ускорить вычислительный процесс при нехватке вычислительных мощностей.

После получения минимального из возможных значений потерь при регулировании в первом по эффективности узле осуществляется повтор описанных операций во втором узле с продолжением уменьшения значения целевой функции. В случае, если регулятор уже находится в оптимальном положении, осуществляется переход к следующему узлу из перечня эффективных.

В рамках второго варианта стоит отметить возможность различного подхода к вопросу перехода к следующему узлу из перечня эффективных. По одному из подходов, при переходе к следующему по эффективности узлу полученное положение регулятора в предыдущем узле остается неизменным. Другой подход предполагает возможность пересмотра (уточнения) ранее полученных положений регуляторов в более эффективных узлах, при

осуществлении повторной оптимизации при переходе к следующему по эффективности узлу.

По сути своей второй предлагаемый вариант является вариацией градиентного метода, в котором соблюдение условий оптимизации достигается не введением штрафов, а остановкой итерационного процесса по достижении граничных условий. С теоретической точки зрения достоинством второго варианта является возможность остановки поиска минимума целевой функции на любом узле и получением условно-минимального значения, что особенно важно при введении вновь разрабатываемых критериев эффективности использования коммутационного ресурса оборудования, математическое описание которых не в полной мере может быть интегрировано в описание целевой функции. В указанных же условиях критерий эффективности может быть представлен не как часть целевой функции, а как некоторое условие для остановки итерационного процесса.

Важным практическим достоинством второго варианта является возможность реализации процедуры оптимизации непосредственно внутри основного алгоритма, реализующего методику определения оптимального числа управляющих воздействий по принципу совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь активной мощности и электроэнергии в сетях 110–220 кВ в полной мере.

В рамках второго варианта необходимо отметить преимущества подхода, предполагающего возможность пересмотра (уточнения) ранее полученных положений регуляторов в более эффективных узлах, при осуществлении повторной оптимизации при переходе к следующему по эффективности узлу (далее – подход Б), относительно подхода с неизменным положением регулятора в ранее рассмотренных эффективных узлах (далее – подход А). Таковым является возможность получения более точных результатов оптимизации в связи с возможностью изменения большего числа параметров. При этом, указанный подход изначально предполагает получение оптимального результата с помощью ограниченного числа регуляторов в

отличие от общей оптимизации, где достижение наиболее корректных результатов наоборот предполагает максимальное использование всех располагаемых инструментов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, что несовместимо с поставленной задачей более рационального использования ресурса оборудования.

По итогу имеем три варианта оптимизации по напряжению и реактивной мощности с учетом минимизации использования ресурса оборудования:

Вариант 1 – частичное использование результатов общей оптимизации (в качестве переменных при оптимизационном расчете по напряжению и реактивной мощности выступают параметры регуляторов во всех узлах) для регуляторов в узлах, отнесенных к группе эффективных.

Вариант 2, подход А (вариант 2А) – поузловая оптимизация (в качестве переменных при оптимизационном расчете по напряжению и реактивной мощности выступают параметры регуляторов только в отдельных рассматриваемых узлах) с последовательным поиском управляющих воздействий для регуляторов в узлах, отнесенных к группе эффективных. При этом положения регуляторов, полученных в предыдущих по эффективности согласно рейтингу узлах, не пересматриваются. В качестве переменных на *i*-ой итерации поиска наиболее экономически эффективного решения выступают параметры регуляторов в узле *i* в рейтинге эффективных.

Вариант 2, подход Б (вариант 2Б) – поузловая оптимизация (в качестве переменных при оптимизационном расчете по напряжению и реактивной мощности выступают параметры регуляторов только в отдельных рассматриваемых узлах) с параллельным (совместным) поиском управляющих воздействий для регуляторов в узлах, отнесенных к группе эффективных. При этом положения регуляторов, полученных в предыдущих по эффективности согласно рейтингу узлах, могут быть уточнены. В качестве переменных на *i*-ой итерации поиска наиболее экономически эффективного решения выступают параметры регуляторов в узлах от 1 до *i* в рейтинге эффективных.

Для выбора наиболее эффективного варианта регулирования, проведем следующий эксперимент:

1. Для неоптимизированных по напряжению и реактивной мощности режимов работы четырнадцати узловой тестовой схемы IEEE, согласно первому варианту, производится volt-VAR оптимизация при использовании регуляторов во всех узлах сети с соблюдением ограничений по режимным параметрам в ПК «RastrWin3». Полученная разница потерь активной мощности в исходном и оптимизированном электроэнергетических режимах принимается за базовый уровень в 100% возможного снижения потерь. Напряжения в узлах электрической сети, оснащенных регуляторами напряжения (реактивной мощности), фиксируются.

2. Согласно методике, представленной в разделе 3.2, определяется рейтинг узлов, регулирование напряжения в которых наиболее эффективно влияет на уровень снижения потерь активной мощности (с их ранжированием от самого эффективного до самого неэффективного).

3. Осуществляем проверку первого подхода к оптимизации (пункты 3-5). Для неоптимизированных по напряжению и реактивной мощности режимов работы электрических сетей в наиболее эффективном узле с точки зрения влияния на уровень потерь задается напряжение, полученное в результате оптимизации по пункту 1. После этого получаем величину уменьшения потерь электрической энергии в процентном соотношении к 100%, полученных путем оптимизации во всех узлах. Данная величина снижения потерь в процентах откладывается на графике зависимости снижения потерь от количества узлов, задействованных для volt-VAR оптимизации (рис. 3.11, точка А1).

4. Далее задается напряжение, полученное в результате оптимизации по пункту 1, одновременно для узлов № 1 и № 2 в рейтинге эффективности влияния на уровень потерь. Полученная величина уменьшения потерь в процентном соотношении отмечается на графике (рис. 3.11, точка В1).

5. Данная операция повторяется для всех оставшихся узлов с регуляторами, с отображением информации о соотношении снижения потерь к оптимизации, путем всех регуляторов электрической сети на графике, представленном на рисунке 3.11 (точки C1-R1).

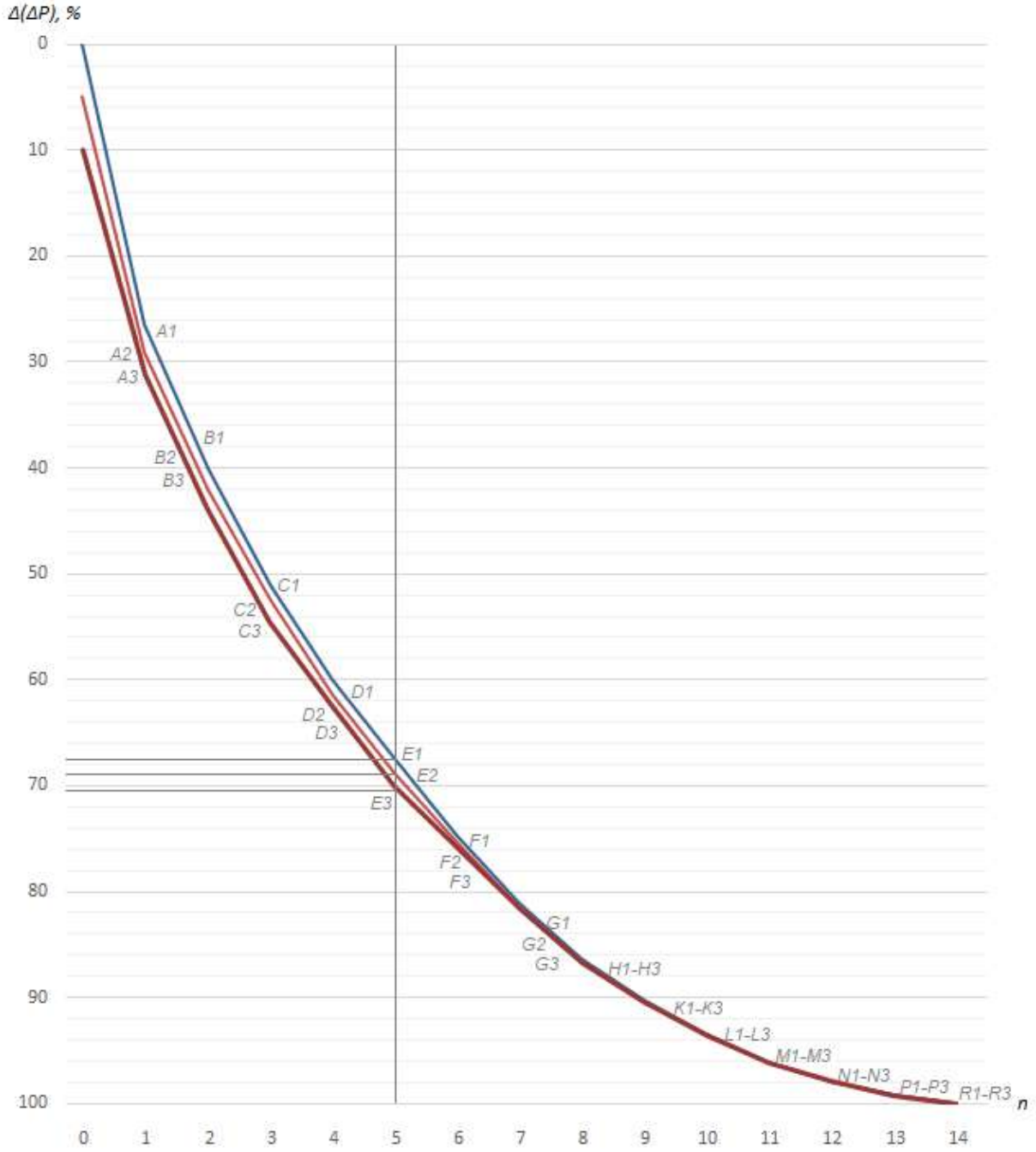


Рис. 3.11. Доли участия устройств КРМ в снижении потерь активной мощности (от наиболее эффективного регулятора – 1, до наименее эффективного – 14; 100% возможного снижения потерь в относительных единицах соответствует 13,120 МВт в абсолютных)

6. Осуществляем проверку второго варианта, подхода А. После построения графика A1-R1, осуществляем построение графика A2-R2, где каждая из точек A2-R2 графика получается не путем задания напряжения после оптимизации по всем узлам, а путем использования регулятора соответственно только в узле № 1 в рейтинге эффективности, затем в узле № 2 в рейтинге с учетом ранее выданного УВ на регулятор в узле № 1 и т.д.

7. Осуществляем проверку второго варианта, подхода Б. Осуществляем построение графика A3-R3, где каждая из точек графика получается путем volt-VAR оптимизации электроэнергетического режима при условии возможности использования регулятора соответственно только в узле № 1 в рейтинге эффективности, затем в узлах № 1, 2 в рейтинге, затем в узлах № 1-3 в рейтинге и т.д.

В табл. 3.3. представлены данные графиков, изображенных на рис. 3.9, где Вар. 1 – частичное использование результатов общей оптимизации (синий график), Вар. 2А – поузловая оптимизация с последовательным использованием регуляторов в эффективных узлах (светло-красный график), Вар. 2Б – поузловая оптимизация с параллельным использованием регуляторов в эффективных узлах (темно-красный график).

Таблица 3.3

Расчетные данные

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вар. 1	26,5	40,0	51,0	60,0	67,5	74,7	81,1	86,4	90,2	93,5	96,1	97,9	99,2	100
Вар. 2А	29,0	42,0	52,5	61,5	68,8	75,3	81,5	86,6	90,3	93,6	96,1	97,9	99,2	100
Вар. 2Б	31,2	43,8	54,5	62,5	70,0	75,7	81,7	86,7	90,4	93,6	96,1	97,9	99,2	100

8. Поскольку критерий оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения использования ресурса регуляторов еще не сформирован, условно примем, что к множеству эффективных узлов будут относиться 5 узлов. Проведем вертикальную линию остановки оптимизации. Точка

пересечения вертикальной прямой с кривой A1-R1 будет давать результат в виде относительного значения снижения потерь активной мощности для оптимизации по первому подходу (67,5 % от достижимого снижения потерь активной мощности). Точка пересечения вертикальной прямой с кривой A2-R2 будет давать результат в виде относительного значения снижения потерь активной мощности для оптимизации по второму подходу (68,8 % от достижимого снижения потерь активной мощности).

Как видно из рисунка 3.11, наиболее эффективное снижение потерь достигается при «частичной» оптимизации по второму варианту (темно-красный и светло-красный график), когда все регуляторы электрической сети, кроме наиболее эффективных, игнорируются. При этом оптимизационный расчет с использованием всех регуляторов с последующей неполной реализацией набора управляющих воздействий по наиболее эффективным узлам дает немногим худший эффект. Причем этот эффект более выражен в области использования малого числа регуляторов напряжения, что особенно нежелательно в контексте решения поставленных в работе задач по оптимальному использованию ресурса регуляторов (достижения как можно большего снижения потерь за как можно меньшее число управляющих воздействий).

В результате, для дальнейшего использования при реализации алгоритма, реализующего методику определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь активной мощности и электроэнергии в сетях 110–220 кВ принимается второй вариант.

Также экспериментально продемонстрирован факт более эффективного влияния на уровень потерь активной мощности и, как следствие, потерь электрической энергии (при постоянном снижении потерь активной мощности на временном отрезке) регулирования режимных параметров в наиболее загруженных областях, характеризуемых скоплением эффективных узлов регулирования.

Из рисунка 3.11 видно, что значительную часть вклада в снижение потерь активной мощности дают управляющие воздействия на несколько регуляторов, установленных в наиболее эффективных узлах. Так, более половины возможного эффекта снижения потерь достигается путем выдачи управляющих воздействий на три наиболее эффективных регулятора из четырнадцати, а использование шести из четырнадцати регуляторов (40 %) дает три четверти положительного эффекта (75 %).

Для изучения свойств графика зависимости относительного снижения потерь активной мощности от числа используемых регуляторов применительно к реальным электроэнергетическим систем, характеризующимся значительно более сложной топологией и распределением нагрузок по узлам электрической сети, были получены зависимости $\Delta\Delta P(n)$ для электрической сети 110-220 кВ ПАО «Россети Московский регион», составляющей значительную часть электросетевого хозяйства Московской энергосистемы. Рассмотрены режимы зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок.

На данном этапе работы, до реализации алгоритма в целом, но при формализации расчета матрицы коэффициентов чувствительности и методики определения рейтинга узлов по эффективности регулирования, указанные зависимости определялись следующим образом:

1. Осуществляется расчет вектора-столбца коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения $\mathbb{NE}(i)$, являющейся перспективным компонентом общего алгоритма получены значения наиболее эффективных узлов регулирования в электрической сети ПАО «Россети Московский регион». Для значительного сокращения размерности матрицы коэффициентов чувствительности напряжений строки без регуляторов напряжения исключались из матрицы, как заведомо равные нулю. Кроме того, в качестве регуляторов использовались только средства компенсации реактивной мощности, установленные на подстанциях класса напряжения 110 кВ и 220 кВ, а также устройства РПН автотрансформаторов связи 220/110 кВ.

Устройства РПН трансформаторов 110/10 кВ не оказывают влияния на уровень напряжения в электрической сети 110-220 кВ. Также, во избежание появления уравнительного тока и нарушения нормальной работы подстанционного оборудования устройства РПН параллельно работающих автотрансформаторов 220/110 кВ рассматриваются как единый регулятор. Различные управляющие воздействия на указанные устройства РПН не допускаются. Различные секции шин одного класса напряжения на подстанциях 220 кВ и 110 кВ также принимались за один узел для снижения размерности матрицы.

2. В имеющейся модели электрической сети ПАО «Россети Московский регион», выполненной в формате ПК «RastrWin3», согласно полученному в пункте 1 рейтингу узлов по эффективности регулирования напряжения, осуществляется ручная реализация вышеописанного подхода «частичной» оптимизации с последовательным поиском локальных минимумов методом систематического подбора или бисекции в узлах от наиболее эффективного к наименее эффективному.

3. После нахождения локального минимума путем регулирования напряжения в отдельном узле фиксируется новое значение потерь активной мощности с переходом к следующему узлу и повторением операции.

4. Также для повышения достоверности результатов в имеющихся условиях проверена электрическая сеть ПАО «Россети Кубань» для режима летних максимальных нагрузок [43]. Расчеты проводились с использованием программного комплекса Каскад-НТ [140].

Результаты вышеописанного эксперимента приведены на рисунке 3.12.

Электрическая сеть 110-220 кВ АО «Россети Московский регион», режим зимних максимальных нагрузок. Число узлов – 988*, число 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
ΔΔP, %	0	20	25	37	52	63	72	83	91	97	100
Электрическая сеть 110-220 кВ АО «Россети Московский регион», режим зимних минимальных нагрузок. Число узлов – 988*, число регуляторов – 64*											
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
ΔΔP, %	0	24	31	44	56	66	75	82	87	97	100
Электрическая сеть 110-220 кВ АО «Россети Кубань», режим летних максимальных нагрузок. Число узлов – 339*, число 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
ΔΔP, %	0	20	27	35	51	63	74	83	90	99	100

* – различные секции шин на электрических подстанциях 220 кВ и 110 кВ принимались за один узел. В качестве регуляторов принимались батареи статических компенсаторов 110 кВ и выше и устройства РПН автотрансформаторов высшего класса напряжения 220 кВ.

Рис. 3.12. Исследование зависимости относительного снижения потерь активной мощности ΔΔP от числа используемых регуляторов n в крупных электрических сетях

Распределение долей участия регулирующих устройств в снижении потерь активной мощности схоже с распределением, полученным для малых электрических сетей. При этом даже в наиболее тяжелом режиме зимнего максимума Московской энергосистемы одновременное использование 10 наиболее эффективных регуляторов из 64 в электрической сети 110-220 кВ дает более половины эффекта снижения потерь активной мощности, а регулирование напряжения только в одной трети самых чувствительных узлов – порядка 75%.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что удельный положительный эффект от использования регуляторов напряжения практически экспоненциально снижается при переходе к неэффективным узлам. Разработка четких и обоснованных условий остановки процесса оптимизации, осуществляемого по разработанному в настоящем параграфе подходу, позволяет выйти на получение целевой методики оптимального

числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии.

3.4. Особенности оптимизации режима по напряжению при дополнительной минимизации использования ресурса регуляторов

Для практической реализации описанных в разделе 3.3 предложений необходимо определить точный состава регуляторов, которые следует относить к группе эффективных, а значит найти номер последнего регулятора в рейтинге эффективности, который необходимо задействовать. С одной стороны, использование большего числа регуляторов позволяет больше снизить потери при передаче электрической энергии. С другой стороны, использование для достижения оптимального режима излишнего количества регуляторов, будет нести большие издержки, выраженные в необходимости затрат на проведение капитального ремонта по истечении ресурса регулятора.

Соответственно, оптимальное решение задачи наиболее рационально искать в плоскости минимизации величины затрат, выражаемой в рублях. Указанные обобщенные затраты формируются двумя компонентами – экономией на потерях электроэнергии, выраженной в рублях, с одной стороны, и экономией, обусловленной сниженной частотой технического обслуживания и ремонта электросетевого оборудования (регуляторов напряжения) по причине ограничения их использования, с другой стороны.

Два выше указанных компонента обратно пропорциональны и в какой-то степени взаимно противоречат друг другу. Задача – определить точку, в которой общая экономия будет максимальной или, иначе говоря, затраты по двум описанным компонентам будут минимальны. Для этого необходимо исследовать стоимостные показатели проведения ремонтов, а также иметь информацию о стоимости потерь электрической энергии.

На рисунке 3.13 приведены данные по стоимости проведения ремонта выключателей, коммутирующих средства компенсации реактивной мощности (например, БСК), а также стоимости ремонта устройств РПН. Кроме того, приведены данные о среднем ресурсе указанного оборудования или, если быть точнее, об установленной безотказной наработке (далее – УБН, при использовании термина «ресурс» также будет подразумеваться УБН) [126; 157; 158].

Оборудование	Стоимость ремонта, руб.	УБН, число переключений
Выключатель 6-20 кВ вакуумный	66 500	25 000*
РПН Т 110 кВ (переключатель+контактор) с разборкой Т	177 000	40 000
РПН АТ 220/110 кВ (переключатель+контактор) с разборкой АТ	595 000	40 000
Выключатель 110 кВ масляный	650 000	10 000*

* – или 12 500 циклов включения-отключения для выключателей с номинальным током отключения 31,5 кА (самая низкая заявляемая УБН);
** – или 5 000 циклов включения-отключения (типовое значение);

Рис. 3.13. Данные о стоимости капитального ремонта силового оборудования и о его ресурсе

На рисунке 3.12 указано наиболее широко используемое в реальных электрических сетях Российской Федерации оборудование. В настоящее время номенклатура электротехнического оборудования позволяет закупить и установить оборудование с еще более высоким ресурсом (например, устройства РПН ABB VACUTAP, ABB Oiltap V, контактор ABB V-Contact для БСК) [126; 157; 158]. В условиях санкций возможности их применения ограничены, но при этом они заменяются на российском рынке оборудованием китайских производителей. Процедура замены регуляторов на более экономичные не имеет отношения к решаемой задаче и целесообразность таковой замены требует дополнительного исследования, поскольку при увеличенном ресурсе имеется информация о значительно большей стоимости ремонта, а также при расчете экономических показателей необходимо будет учитывать капиталовложения в замену регуляторов.

Необходимо также отметить, что согласно данным, представленным на рис. 3.13 исполнительные устройства, такие как БСК, РПН трансформаторов, имеют конечный ресурс и алгоритм, который допускает чрезмерно частую выдачу исполнительных воздействий на устройства с конечным ресурсом, что может привести к быстрому выходу из строя БСК, РПН и прочих коммутируемых устройств задолго до окончания расчетного срока эксплуатации. В связи с этим предлагается ввести требование на запрет воздействия на исполнительное устройство с частотой, превышающей величину предельной частоты воздействий исходя из заданных условий безотказной работы:

$$\nu_{\text{пред}} = \frac{\text{УБН}}{T_{\text{бр}}} = \frac{1}{T_{\text{паузы}}} \qquad (3.15),$$

где $\nu_{\text{пред}}$ – предельно допустимая частота управляющих воздействий на регулятор напряжения или реактивной мощности, $T_{\text{бр}}$ – задаваемое эксплуатантом требуемое время безотказной работы, в предельном случае равное расчетному сроку службы.

В самом тяжелом сценарии, когда УБН минимальна (например, равняется 10 тысячам переключений), а $T_{\text{бр}}$ максимально (например, 25 лет) мы получим предельную частоту управляющих воздействий, равную 400 переключениям регулятора в год, что соответствует 8 переключениям в неделю или практически одному переключению раз в сутки. В реальных условиях это вполне приемлемое значение для решения задачи управления установившимися режимами.

Если учитывать наличие возможности капитального ремонта оборудования как минимум раз в 10 лет с полным восстановлением ресурса при УБН в 40 тыс. переключений получим предельную частоту управляющих воздействий в 1 раз в 2 часа.

На практике периодический запрет на выдачу управляющих воздействий может быть реализован присвоением всем элементам матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, входящим в строку с номером узла, в котором

установлен данный регулятор, нулевых значений для автоматического исключения из формирования рейтинга узлов по эффективности регулирования на период времени $T_{\text{паузы}}$.

Практический интерес в контексте решаемой задачи имеет величина, которая может оценить финансово либо одну, либо небольшое счетное количество переключений, иначе говоря, стоимость совершения одного переключения. При использовании указанной величины есть возможность ориентироваться на логику, согласно которой алгоритм делает выбор, что будет дороже – упущенная выгода от не снижения потерь при простое регулятора или «стоимость совершения одного или нескольких переключений».

В качестве наилучшей величины предлагается использовать стоимость именно одного переключения, поскольку итерационный процесс в рамках поиска оптимального (с точки зрения условной минимизации потерь) состава регуляторов и управляющих воздействий на них идет с шагом дискретизации в один узел (регулятор). Переход к каждому новому узлу в рейтинге эффективности должен и будет оцениваться на предмет сопоставления упущенной выгоды от снижения потерь и некой малой доли затрат на проведение технического обслуживания и ремонта регулятора, вклад в приближение которых постепенно вносят регулярное использование коммутационных аппаратов, включающих БСК, контакторов устройств РПН и т.д.

Оценочная стоимость одного переключения может быть получена путем деления стоимость ремонта на ресурс. Таким образом, в текущих ценах, стоимость коммутации составляет для выключателя 6–20 кВ – 2,66 руб., для выключателя на класс напряжения 110 кВ – 65 руб., для устройства РПН Т 110 кВ – 4,42 руб., для устройства РПН АТ 220/110 кВ – 14,87 руб. в ценах 2022 года.

При этом установленная регулятором на 2022 год ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях Московской области составляет 77,14 руб. за МВт·ч. [141].

Проведем эксперимент, задача в рамках которого – выдать управляющие воздействия регуляторами в узлах 1-14 ранее рассмотренной четырнадцати узловой тестовой электрической сети IEEE на ближайшие полчаса (как один из возможных периодов проведения расчетов). В качестве регуляторов используются устройства РПН АТ 220/110 кВ в узлах 4 (стоимость переключения – 29,74 руб. из-за параллельной работы двух АТ) и 5 (стоимость переключения – 14,87 руб.), а также БСК класса напряжения 110 кВ, коммутируемого соответственно выключателем 110 кВ в узлах 1-3, 6-14 (стоимость переключения – 65 руб.). Относительную величину возможного снижения потерь активной мощности $\Delta(\Delta P)$, представленную на рисунке 3.9, приведем к абсолютным значениям, приняв 100% за фактические 13,120 МВт.

Для упрощения эксперимента примем коэффициенты запаса по диапазону регулирования напряжения, равными единице во всех узлах. Таким образом, рейтинг узлов по эффективности регулирования может быть получен непосредственно упорядочиванием значений построчных сумм матрицы коэффициентов чувствительности напряжений (3.3), представленный в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Рейтинг узлов четырнадцати узловой тестовой схемы IEEE по эффективности регулирования

i	$\mathbb{NE}(i)$	Регулятор	Стоимость переключения, руб.	i	$\mathbb{NE}(i)$	Регулятор	Стоимость переключения, руб.
9	13,757	БСК 110 кВ	65,00	12	13,426	БСК 110 кВ	65,00
11	13,648	БСК 110 кВ	65,00	8	13,327	БСК 110 кВ	65,00
10	13,647	БСК 110 кВ	65,00	4	12,486	РПН АТ-220	29,74
7	13,611	БСК 110 кВ	65,00	3	12,386	БСК 110 кВ	65,00
6	13,571	БСК 110 кВ	65,00	5	12,310	РПН АТ-220	14,87
14	13,464	БСК 110 кВ	65,00	2	12,111	БСК 110 кВ	65,00
13	13,450	БСК 110 кВ	65,00	1	11,803	БСК 110 кВ	65,00

Изобразим график зависимости суммарных издержек на возмещение потерь электрической энергии и затрат на использование регуляторов напряжений (реактивной мощности) в зависимости от количества управляющих воздействий (см. рис. 3.14). 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.

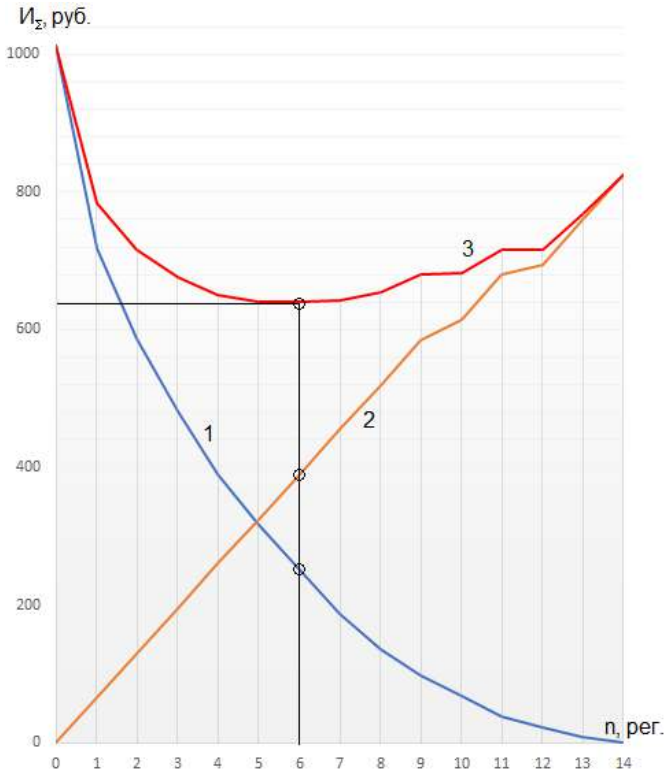


Рис. 3.14. График зависимости суммарных издержек на потери электроэнергии и затрат на эксплуатацию регуляторов от количества управляющих воздействий

Табличное представление данных рисунка 3.14 приведено в таблице 3.5.

Таблица 3.5

n, узлов	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
i, ном.узла	–	9	11	10	7	6	14	13	12	8	4	3	5	2	1
$\Delta(\Delta P)$, %	0,0	29,0	42,0	52,5	61,5	68,8	75,3	81,5	86,6	90,3	93,6	96,1	97,9	99,2	100
$И_{ДЭ}$, руб.	1012	718	587	481	390	316	250	187	135	98	67	37	22	8	0
$З_{эксп}$, руб.	0	65	130	195	260	325	390	455	520	585	615	680	695	760	825
$И_{\Sigma}$, руб.	1012	783	717	676	650	641	640	642	655	681	682	717	717	768	825

В результате проведенного анализа можно сделать вывод о том, что минимальное значение суммарных издержек на возмещение потерь электрической энергии и затрат на использование регуляторов напряжений (реактивной мощности) определяет оптимальное число регуляторов, на которые экономически эффективно осуществлять выдачу управляющих воздействий. Иначе говоря, определяет группу «эффективных» регуляторов и номер узла, после выдачи управляющего воздействия, на регулятор которого, итерационный процесс поиска локального минимума потерь активной мощности необходимо остановить. В данной ситуации оптимальное число регуляторов, на которое целесообразно осуществлять выдачу управляющих воздействий – 4.

Оптимальное число регуляторов можно сильно варьироваться в зависимости от загруженности электрической сети, количества и типа установленных в электрической сети регуляторов напряжения (реактивной мощности), от длительности временного периода, на который выполняется расчет. Так, для неравномерно загруженных электрических сетей кривая 1 на рисунке 3.10 может убывать быстрее, чем для слабо загруженных или равномерно загруженных сетей, что, в свою очередь может привести к более быстрому достижению кривой 3 минимума, а, следовательно, к выводу, о меньшем количестве обоснованных управляющих воздействий. Чем длительней временной период проведения расчетов, тем более значительный вклад в суммарные издержки будут вносить издержки на потери

электроэнергии (кривая 1) и оптимальное число управляющих воздействий будет увеличиваться.

В случае, если все регуляторы в сети характеризуются высокой стоимостью одного переключения, то определяющий вклад в суммарные издержки будет вносить кривая 2, значит минимум кривой 3 будет смещаться в область меньших значений числа используемых регуляторов *n*.

В предельных случаях кривая 3 может вообще не иметь локального минимума и иметь строго монотонный характер, что трактуется как «выдача управляющих воздействий на устройства РПН трансформаторов и на устройства КРМ в сети не оправданы ввиду их низкой эффективности» (при строго возрастающей кривой 3) или наоборот «чрезмерная загруженность электрической сети вкупе с имеющимся набором регуляторов (с низкой удельной стоимостью переключений) оправдывают использование всех регуляторов для снижения потерь активной мощности в текущем установившемся режима и потерь электрической энергии на период до следующего расчета режима».

Предлагаемая методика представляет собой инструмент определения модели осуществления оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности, а также еще раз подтверждает факт, что для получения достаточного экономического эффекта следует осуществлять выдачу не обязательно на все, а только лишь на часть наиболее эффективных регуляторов.

Ключевое значение для получения адекватных результатов имеет корректное задание временного периода проведения оптимизации для возможности получения стоимостного эквивалента издержек на потери электроэнергии. С одной стороны, оптимизация на произвольном коротком временном промежутке может приводить к ситуации, когда цена экономии потерь электрической энергии будет слишком низкой относительно стоимостей использования регуляторов. С другой стороны, оптимизация на слишком длинном временном промежутке приведет к ситуации, когда

стоимость экономии на потерях электрической энергии будет очень высока и в результате превысит суммы всех стоимостей переключений в максимальное положение. При этом необходимо учитывать, что режим не является неизменным на длительных временных промежутках (более нескольких часов, без учета случайных нерегулярных отклонений) и набор рекомендованных управляющих воздействий может быть неприменим через несколько часов и позже. Указанная неприменимость может заключаться, например, в выходе параметров режима из области допустимых значений при длительном нахождении регуляторов в максимальном положении и отсутствии повторных расчетов для его корректировки.

Исключить указанные негативные эффекты может разделение суточного графика нагрузки на характерные периоды стабильности режима длительностью от одного до трех часов и проведения расчетов на указанные периоды с последующей актуализацией положений регуляторов после перехода к новому «стабильному» электрическому режиму (например, при переходе от дневного полупикового режима к вечернему максимуму). В этом случае нижняя рекомендуемая граница должна преимущественно базироваться на величине предельной частоты управляющих воздействий регуляторов, а верхняя граница – на длительности характерных квазистационарных электрических режимов.

Затраты на эксплуатацию были учтены с коэффициентом 2 для корректного учета стоимости ремонта при исчерпании коммутационного ресурса. Это было сделано с целью предотвратить занижение фактических эксплуатационных издержек. При использовании коэффициента 2 фактическая стоимость переключения учитывается при 50%-ном исчерпании ресурса. Это позволяет учесть, как экономию при значениях $r < 0{,}5$, так и повышение издержек при $r > 0{,}5$, как показано на рисунке 3.15.

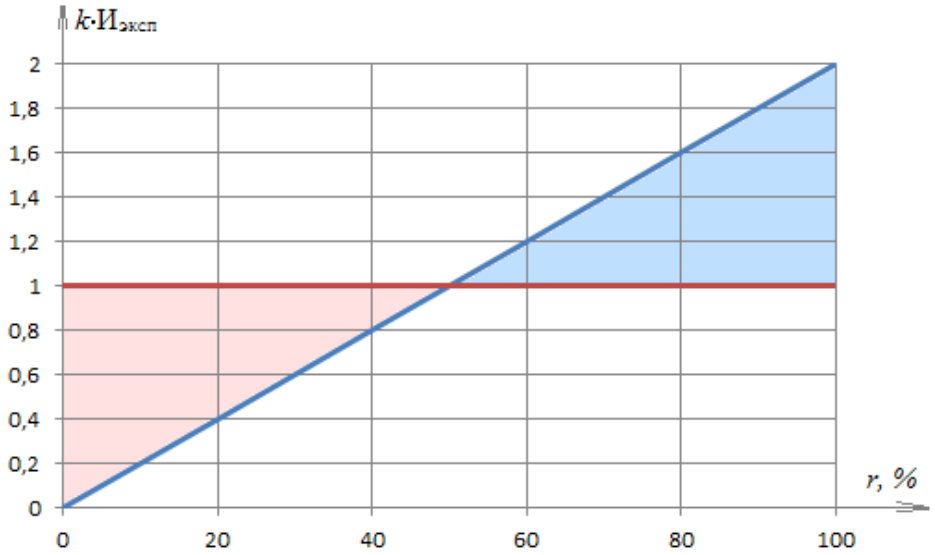


Рис. 3.15. График зависимости множителя издержек k от фактического исчерпания ресурса регулятора r

Таким образом, для построения графика зависимости издержек от числа управляющих воздействий $И(n)$ (рис. 3.15) предлагается использовать приведенную величину эксплуатационных затрат, рассчитываемую по формуле (3.17):

$$З'_{эксп} = 2 \cdot З_{эксп} \cdot r = 2 \cdot З_{эксп} \cdot \frac{n_{рес} - n_{факт}}{n_{рес}} \ [руб.] \qquad (3.16).$$

В итоге исследования проведенных в данном разделе появляется возможность сформулировать методику поиска экономически оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов при осуществлении оперативно-технологического управления.

3.5. Методика определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии

Критерий экономически оптимального числа управляющих воздействий, при осуществлении оперативно-технологического управления представлен в

выражении (3.17):

$$\boldsymbol{n}_{\text{опт}} = \mathbf{min}(\text{И}(\boldsymbol{n}))\text{, где И} = \text{И}_{\Delta\text{Э}} + \text{З}'_{\text{эксп}}, \quad \text{где} \quad (3.17)$$

$$\begin{cases} n \in \mathbb{NE}(i) = \mathbb{S}_{\Sigma j}(i) \cdot \mathbb{K}(i) \\ \text{И}_{\Delta\text{Э}} = \Delta\dot{P}_{\Sigma} \cdot T \cdot \text{С}_{\text{Э}} \\ \text{З}'_{\text{эксп}} = 2 \cdot \text{З}_{\text{эксп}} \dfrac{n_{\text{рес}} - n_{\text{факт}}}{n_{\text{рес}}} \end{cases}$$

где $n_{\text{опт}}$ – оптимальное и рекомендуемое к реализации оперативному персоналу число управляющих воздействий в текущем установившемся режиме, И – суммарные издержки сетевой компании на потери электроэнергии и эксплуатацию регуляторов, зависящие от количества управляющих воздействий на регуляторы, $\text{И}_{\Delta\text{Р}}$ – издержки на потери электрической энергии, иначе говоря затраты на приобретение нереализованной впоследствии электрической энергии, $\text{З}'_{\text{эксп}}$ – приведенная величина эксплуатационных затрат, учитывающая фактический износ регуляторов напряжения и реактивной мощности, $\mathbb{NE}[i]$ – вектор-столбец коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения, n – число управляющих воздействий оно же произвольный элемент вектора-столбца $\mathbb{NE}(i)$, $\mathbb{S}_{\Sigma j}(i)$ – вектор-столбец построчных сумм элементов матрицы коэффициентов чувствительности напряжений, вычисляемых согласно выражениям (3.3), (3.4), (3.5), (3.6), $\mathbb{K}(i)$ – вектор-столбец коэффициентов запаса по диапазону регулирования в узле в зависимости от типа регулятора, $\Delta\dot{P}_{\Sigma}$ – потери активной мощности, вычисляемые согласно выражению (3.1), T – временной интервал, $\text{С}_{\text{Э}}$ – стоимость потерь электроэнергии, $\text{З}_{\text{эксп}}$ – эксплуатационные затраты, равные сумме стоимостей всех совершенных переключений, $n_{\text{рес}}$ – полный ресурс регулятора, $n_{\text{факт}}$ – исчерпанный ресурс регулятора (фактическое число совершенных переключений).

Граничные условия выполнения оптимизации:

– напряжения в узлах электрической сети 110-220 кВ не выходят за пределы установленных допустимых значений

$$\forall i\colon U_{min} \leq U_i \leq U_{max} \quad (3.18)$$

где U_i определяется уровнями напряжений, заданными диспетчером АО «СО ЕЭС» для контрольных пунктов по напряжению, значениями $U_{m(-)} = 0{,}9 \cdot U_{\text{с}}, U_{m(+)} = 1{,}1 \cdot U_{\text{с}}$ согласно ГОСТ Р 32144-2013 для абонентских подстанций 110-220 кВ ($U_{\text{с}} -$ согласованное напряжение электропитания, используемое взамен номинального для точек передачи электрической энергии среднего и высокого классов напряжений), значениями критического напряжения в узле нагрузки 110 кВ и выше $U_{\text{кр}} = 0{,}7 \cdot U_{\text{ном}}$ согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 и наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{нбр}}$ согласно ГОСТ Р 57382-2017 для прочих узлов электрической сети. Также для иных узлов могут быть рассчитаны иной более узкий диапазон регулирования уровня напряжения, направленный, например, на гарантированное обеспечение регулировочного диапазона трансформаторного оборудования.

– потоки активной мощности во всех линиях электропередач электрической сети 110-220 кВ должны исключать токовые перегрузки линий. Значения длительно допустимых токовых нагрузок можно вычислить изначально для каждой линии по информации собственника, а в случае отсутствия таковой информации определить по формуле (3.19):

$$P_{\text{max}} = 1{,}4 \cdot P_{\text{нат}} \cdot n_{\text{ц}} \qquad (3.19)$$

где 1,4 – эмпирический коэффициент, принятый по результатам анализа фактических значений допустимых токовых нагрузок линий электропередачи, $P_{\text{max}} -$ предельный переток активной мощности по условию нагрева проводов, $P_{\text{нат}} -$ натуральная мощность, $n_{\text{ц}} -$ количество цепей линии электропередач.

Последовательность определения экономически оптимального, согласно критерию (3.20), числа управляющих воздействий на регуляторы напряжения и реактивной мощности с учетом граничных условий и последующим представлением указанной последовательности диспетчеру представляет собой предлагаемую методику определения оптимального числа управляющих

воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии, направленную на обеспечение сбалансированного использования ресурса регулирующего оборудования, снижение уровня потерь электрической энергии без использования резервов реактивной мощности местной генерации и информационную поддержку оперативно-технологического персонала.

Для практического применения разработанной методики предлагается следующий алгоритм действий:

1. Периодический расчет матрицы коэффициентов чувствительности:
    - Производите периодический расчет матрицы коэффициентов чувствительности, учитывая текущие режимные условия электрической сети.
2. Расчет вектора-столбца коэффициентов запаса по диапазону регулирования напряжения:
    - Вычислите вектор-столбец коэффициентов запаса, охватывающий диапазон регулирования напряжения для каждого узла.
3. Получение итогового вектора-столбца коэффициентов эффективности узлов:
    - На основе матрицы чувствительности и вектора-столбца коэффициентов запаса, рассчитайте итоговый вектор-столбец коэффициентов эффективности узлов.
4. Формирование рейтинга узлов:
    - Сформируйте рейтинг узлов по эффективности регулирования напряжения, используя полученный вектор-столбец коэффициентов эффективности.

Такой подход позволит систематически оценивать и ранжировать эффективность узлов по регулированию напряжения в текущих условиях работы электрической сети.

В качестве исходных данных для расчета указанных матриц принимаются параметры текущего электроэнергетического режима, которые

могут быть получены из информационных комплексов, используемых при осуществлении оперативно-технологического управления или путем импорта из других программ расчета электроэнергетических режимов.

Для выполнения расчетов необходимо определить их периодичность или временной интервал для возможности получения стоимостной оценки потерь электроэнергии. Заданный период будет умножаться на потери активной мощности, получаемые при on-line расчете электроэнергетического режима с получением оценочного значения потерь электрической энергии на ближайший период.

При этом рекомендуется задавать указанный период на время прогнозируемой относительной стабильности режима по нагрузкам и генерации, который может быть приблизительно оценен оперативно-технологическим персоналом как длительность периода пиковых нагрузок или, например, длительность ночного провала на основании статистических данных и составлять интервал порядка одного-трех часов. В этих условиях малыми отклонениями электрического режима и наличием нерегулярных колебаний перетоков активной мощности по линиям можно пренебречь.

Далее последовательно осуществляются расчеты, направленные на оптимизацию режима по напряжению и реактивной мощности при условии возможности использования регулятора соответственно только в узле № 1 в рейтинге эффективности, узлах № 1, 2 в рейтинге эффективности и так далее согласно методам, описанным выше. На основании указанных расчетов определяется возможное снижение потерь активной мощности для каждого регулятора, определяется форма кривой 1, представленной на рисунке 3.10 и фиксируется положение регуляторов напряжения или реактивной в каждом из узлов.

С учетом данных по требуемым положениям регуляторов в каждом из узлов выполняется расчет стоимости управляющих воздействий и осуществляется построение кривой 2, представленной на рисунке 3.10. Исходные данные об удельных стоимостях управляющих воздействий

заносятся в алгоритм заранее на основании данных собственника или статистической информации.

После получения двух кривых легко получить число узлов (регуляторов) N, управляющие воздействия в которых соответствуют локальному минимуму суммарной кривой издержек 3 на рисунке 3.10. После получения числа N осуществляется вывод оперативно-технологическому персоналу набора управляющих воздействий на регуляторы в узлах от 1 до N в рейтинге узлов по эффективности регулирования напряжения для принятия решения.

Указанный алгоритм может быть реализован программно на любом языке программирования высокого уровня. Для исключения избыточных расчетов и повышения скорости получения результатов возможно предусмотреть механизм архивирования наборов эффективных управляющих воздействий для характерных режимов (например, для пикового при отсутствии нетипичных набросов нагрузки).

Схема, иллюстрирующая взаимодействие блоков (подпрограмм) программного комплекса представлена на рисунке 3.16.

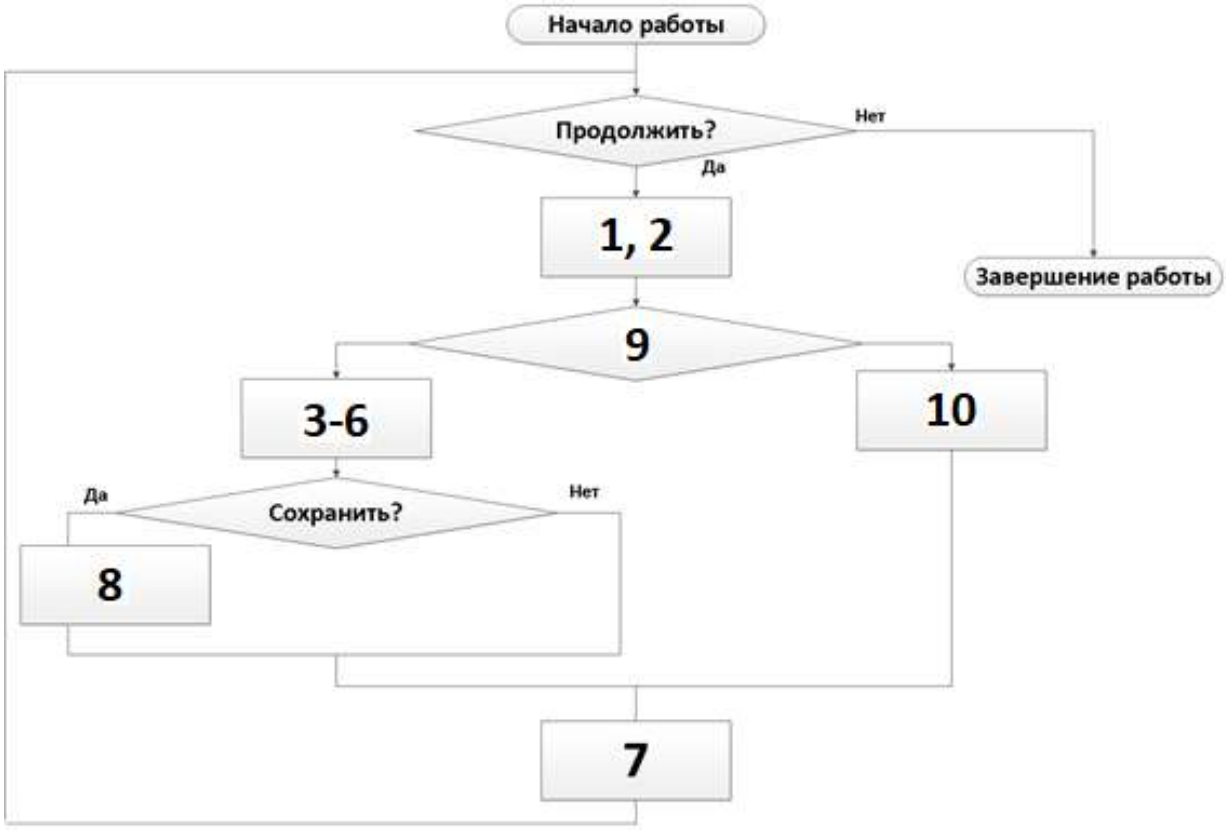


Рис. 3.16. Состав блоков алгоритма и их взаимосвязей

Элементами алгоритма являются следующие блоки:

1. Получение параметров текущего электрического режима из оперативно-информационного комплекса центра управления сетями.

2. Оценка состояния режима.

3. Расчет электрического режима.

4. Формирование рейтинга узлов по эффективности регулирования напряжения (расчет матрицы коэффициентов чувствительности, вектора-столбца коэффициентов запаса по диапазону регулирования напряжения и получении итогового вектора-столбца коэффициентов эффективности узлов по регулированию напряжения) согласно разработанным выше методам.

5. Определение оптимального числа узлов для выдачи управляющих воздействий (УВ) и, собственно, УВ, соответствующего локальному минимуму кривой суммарных издержек на компенсацию потерь электрической энергии и потенциальных затрат на проведение ремонтов регуляторов согласно разработанным выше методам. Оптимизация электроэнергетического режима осуществляется последовательно до перехода зависимости суммарных издержек на потери электроэнергии и затрат на эксплуатацию регуляторов от количества управляющих воздействий через минимум (до смены знака прироста суммарных издержек с «–» на «+»;

6. Представление результатов оперативно-технологическому персоналу для принятия решения о выдаче команды на изменение эксплуатационного состояния (переключения) регуляторов. Результаты должны содержать последовательность переключений по устройствам БСК, РПН, иным регуляторам с указанием конкретных положений регуляторов и величиной снижения потерь активной мощности, выраженной в % и в кВт;

7. Определение требуемой периодичности выполнения оптимизации.

Реализация указанного алгоритма при осуществлении оперативно-технологического управления позволяет предоставить информационную поддержку оперативно-технологическому персоналу путем рекомендаций по выдаче оптимальных с точки зрения с точки зрения совокупной минимизации

использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии управляющих воздействий на устройства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности. При этом, использование алгоритма не предполагает устранение оперативно-технологического персонала из цепочки принятия решений, поскольку решение о реализации рекомендаций алгоритма принимает персонал.

3.6. Апробация методики на произвольных схемах электрических сетей

Первичную апробацию описанной выше методики проведем с использованием ПК «RastrWin3» для целей получения режимных параметров, web-инструментов для работы с графами для определения кратчайших расстояний между парами узлов и использования указанной информации при расчете матрицы коэффициентов чувствительности, а также MS Excel для расчета вектора-столбца коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения с учетом ранее полученных режимных параметров и кратчайших расстояний, а также внесенных в MS Excel схемных параметров, для следующих электрических сетей:

– *четырнадцати и тридцати узловая тестовые схемы IEEE* для трех различных вариантов размещения регуляторов в каждой из схем;

– *множество из двадцати произвольных тестовых схем*, полученных с помощью генерации случайных матриц смежности посредством web-инструментов и описывающих взаимную связь между узлами.

В качестве критерия эффективности методики полагается снижение совокупных издержек на потерю электроэнергии и на использование регуляторов напряжения и реактивной мощности. В рамках эксперимента рассматривается временной промежуток в один час.

Результаты применения методики приведены в таблицах 3.6-3.8. Из полученных результатов можно сделать вывод о применимости методики вне

зависимости от топологии сети, а также вне зависимости от расстановки регуляторов.

Таблица 3.6

Результаты тестирования алгоритма в четырнадцати узловой схеме IEEE

i	$U_{ном}$	$P_н$, МВт	$Q_н$, Мвар	$P_г$, МВт	$Q_г$, Мвар	**Вариант 1**		**Вариант 2**		**Вариант 3**	
						Тип УКРМ	**Диапазон УКРМ**	**Тип УКРМ**	**Диапазон УКРМ**	**Тип УКРМ**	**Диапазон УКРМ**
1	220	0,00	0,00	232,29	-16,55						
2	220	21,70	12,70	40,00	43,56						
3	220	94,20	19,00					БСК	0..20 Мвар	БСК	0..20 Мвар
4	220	47,80	-3,90					СТК	±50 Мвар		
5	220	7,60	1,60					СТК	±50 Мвар	БСК	0..20 Мвар
6	110	11,20	7,50			БСК	0-20 Мвар	БСК	0-20 Мвар	СТК	±50 Мвар
7	110	0,00	0,00								
8	110	0,00	0,00			БСК	0-20 Мвар				
9	110	29,50	16,60					БСК	0-20 Мвар	СТК	±50 Мвар
10	110	9,00	5,80								
11	110	3,50	1,80								
12	110	6,10	1,60							БСК	0-20 Мвар
13	110	13,50	5,80					БСК	0..20 Мвар		
14	110	14,90	5,00							БСК	0-20 Мвар

Показатель	**Вариант 1**	**Вариант 2**	**Вариант 3**
Альтернативные издержки на потери ЭЭ до выдачи набора УВ, руб.	1012	1012	1012
Затраты на эксплуатацию регуляторов до выдачи набора УВ, руб.	0	0	0
Совокупные издержки до выдачи набора УВ, руб.	1012	1012	1012
Оптимальное число УВ для выдачи, шт.	1	3	3
Альтернативные издержки на потери ЭЭ после выдачи УВ, руб.	710	503	489
Затраты на эксплуатацию регуляторов после выдачи УВ, руб.	65	215	215
Совокупные издержки после выдачи УВ, руб.	775	718	704

Таблица 3.7

Результаты тестирования алгоритма в тридцати узловой схеме IEEE

i	$U_{ном}$	$P_Н$	$Q_Н$	$P_Г$	$Q_Г$	**Вариант 1**		**Вариант 2**		**Вариант 3**	
						Тип УКРМ	**Диапазон УКРМ**	**Тип УКРМ**	**Диапазон УКРМ**	**Тип УКРМ**	**Диапазон УКРМ**
1	220	0	0	260,95	-16,53						
2	220	21,7	12,7	40,00	49,56						
3	220	2,4	1,2								
4	220	7,6	1,6					БСК	0..40 Мвар	СТК	±100 Мвар
5	220	94,2	19			БСК	0..40 Мвар				
6	220	0	0					СТК	±100 Мвар	БСК	0..40 Мвар
7	220	22,8	10,9								
8	220	30	30			БСК	0..40 Мвар				
9	110	0	0								
10	110	5,8	2							СТК	±100 Мвар
11	110	0	0			БСК	0..20 Мвар				
12	110	11,2	7,5					СТК	±100 Мвар	БСК	0..20 Мвар
13	110	0	0			БСК	0..20 Мвар				
14	110	6,2	1,6								
15	110	8,2	2,5					БСК	0..20 Мвар	БСК	0..20 Мвар
16	110	3,5	1,8								
17	110	9	5,8								
18	110	3,2	0,9								
19	110	9,5	3,4					БСК	0..20 Мвар		
20	110	2,2	0,7								
21	110	17,5	11,2								
22	110	0	0							БСК	0..20 Мвар
23	110	3,2	1,6								
24	110	8,7	6,7					БСК	0..20 Мвар		
25	110	0	0							БСК	0..20 Мвар
26	110	3,5	2,3								
27	110	0	0					БСК	0..20 Мвар		
28	220	0	0								
29	110	2,4	0,9								
30	110	10,6	1,9								

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Альтернативные издержки на потери ЭЭ до выдачи набора УВ, руб.	1540	1540	1540
Затраты на эксплуатацию регуляторов до выдачи набора УВ, руб.	0	0	0
Совокупные издержки до выдачи набора УВ, руб.	1540	1540	1540
Оптимальное число УВ для выдачи, шт.	2	3	3
Альтернативные издержки на потери ЭЭ после выдачи УВ, руб.	1080	932	881
Затраты на эксплуатацию регуляторов после выдачи УВ, руб.	130	215	215
Совокупные издержки после выдачи УВ, руб.	1210	1147	1096

Таблица 3.8

Результаты тестирования алгоритма в произвольных десятиузловых схемах

Номер схемы	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Издержки на потери ЭЭ до выдачи набора УВ, руб.	750	792	738	764	777	781	758
Затраты на эксплуатацию регуляторов до выдачи набора УВ, руб.	0	0	0	0	0	0	0
Совокупные издержки до выдачи набора УВ, руб.	750	792	738	764	777	781	758
Оптимальное число УВ для выдачи, шт.	2	2	1	2	2	2	2
Издержки на потери ЭЭ после выдачи УВ, руб.	383	377	365	370	381	389	374
Затраты на эксплуатацию регуляторов после выдачи УВ, руб.	130	130	65	130	130	130	130
Совокупные издержки после выдачи УВ, руб.	513	507	430	500	511	519	504
Номер схемы	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
Издержки на потери ЭЭ до выдачи набора УВ, руб.	761	764	770	768	772	779	755
Затраты на эксплуатацию регуляторов до выдачи набора УВ, руб.	0	0	0	0	0	0	0
Совокупные издержки до выдачи набора УВ, руб.	761	764	770	768	772	779	755
Оптимальное число УВ для выдачи, шт.	2	2	2	2	2	2	2
Издержки на потери ЭЭ после выдачи УВ, руб.	369	372	375	373	376	390	365
Затраты на эксплуатацию регуляторов после выдачи УВ, руб.	130	130	130	130	130	130	130
Совокупные издержки после выдачи УВ, руб.	499	502	505	503	506	520	495
Номер схемы	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	
Издержки на потери ЭЭ до выдачи набора УВ, руб.	747	756	742	752	775	767	
Затраты на эксплуатацию регуляторов до выдачи набора УВ, руб.	0	0	0	0	0	0	
Совокупные издержки до выдачи набора УВ, руб.	747	756	742	752	775	767	
Оптимальное число УВ для выдачи, шт.	1	2	1	2	2	2	
Издержки на потери ЭЭ после выдачи УВ, руб.	350	359	352	358	364	367	
Затраты на эксплуатацию регуляторов после выдачи УВ, руб.	65	130	65	130	130	130	
Совокупные издержки после выдачи УВ, руб.	415	489	417	488	494	497	

3.7. Апробация разработанного алгоритма в электрической сети

Для апробации разработанного алгоритма использована электрическая сеть напряжением 110-220 кВ энергосистемы г. Москвы и Московской области, охватывающая обширный район электроснабжения потребителей электрической энергии. Выбор этой энергосистемы обусловлен следующими критериями, которые являются основой для апробации алгоритма:

1. Обширность района покрытия:

- Энергосистема г. Москвы и Московской области охватывает обширный район, обеспечивая широкий охват потребителей электроэнергии.

2. Требование к повышению эффективности управления:

- Энергорайоны, в которых требуется повышение эффективности управления уровнями напряжения и компенсации активной мощности, были выбраны для апробации.

3. Оптимизация затрат на эксплуатацию регуляторов:

- Районы, предполагающие оптимизацию затрат на эксплуатацию регуляторов напряжения, также включены в исследование.

Такие критерии обеспечивают репрезентативность и релевантность результатов апробации в контексте реальной энергосистемы с различными требованиями к управлению и оптимизации затрат.

С учетом обозначенных условий, энергорайон, в котором будет проводиться тестирование алгоритма представляет собой электрические сети класса напряжения 110 кВ и 220 кВ, ограниченные ТЭЦ-26 Мосэнерго, Каширской ГРЭС, ПС 500 кВ Пахра, ПС 500 кВ Новокаширская, ПС 220 кВ Ясенево, ПС 220 кВ Бутово, ПС 220 кВ Гулево, ПС 220 кВ Бугры, ПС 220 кВ Ока, ПС 220 кВ Федино, ПС 220 кВ Нежино, ПС 220 кВ ЦАГИ, ПС 220 кВ Сабурово (транзиты 110 кВ Пахра – Сабурово) (рис. 3.17) [46; 47].

№	Устройство	Диапазон регулирования
1.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Лаговская	1 ступень +50 Мвар
2.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Нащекино	1 ступень +25 Мвар
3.	БСК-1 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	1 ступень +25 Мвар
4.	БСК-2 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	1 ступень +25 Мвар
5.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы	1 ступень +25 Мвар
6.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Взлетная	1 ступень +50 Мвар
7.	РПН АТ-4, АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Бугры	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
8.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Гулево	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
9.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ока	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
10.	РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра	±8 ступеней × 1,28% (~2,95 кВ)
11.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ясенево	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
12.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Нежино	±2 ступени (ВН) × 2,5% (~5,8 кВ)
13.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Федино	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
14.	РПН АТ-4 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
15.	РПН АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
16.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Сабурово	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
17.	РПН АТ-1,АТ-2,АТ-6 220/110кВ ПС 220кВ ЦАГИ	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)

Рис. 3.17. Перечень регуляторов, расположенных в рассматриваемом энергорайоне

Устройства регулирования напряжения (РПН), оперирующие параллельно функционирующим трансформаторам, рассматриваются как единый механизм управления, предполагая совместное воздействие на систему. Стоит отметить, что АТ-4 и АТ-5 в подстанции 220 кВ Мячково не оперативны одновременно.

Для формирования расчетных моделей представленного энергорайона использовались данные, предоставленные ПАО «Россети Московский регион», относительно характеристик линий электропередачи и трансформаторного оборудования. В общей сложности расчетная модель включает 463 узла и 579 ветвей. Оптимизация расходов при расчете коэффициентов чувствительности предлагает рассмотрение только тех узлов с регуляторами, что приводит к существенному сокращению размерности матрицы с 463×463 до 17×463 (см. рис. 3.18).

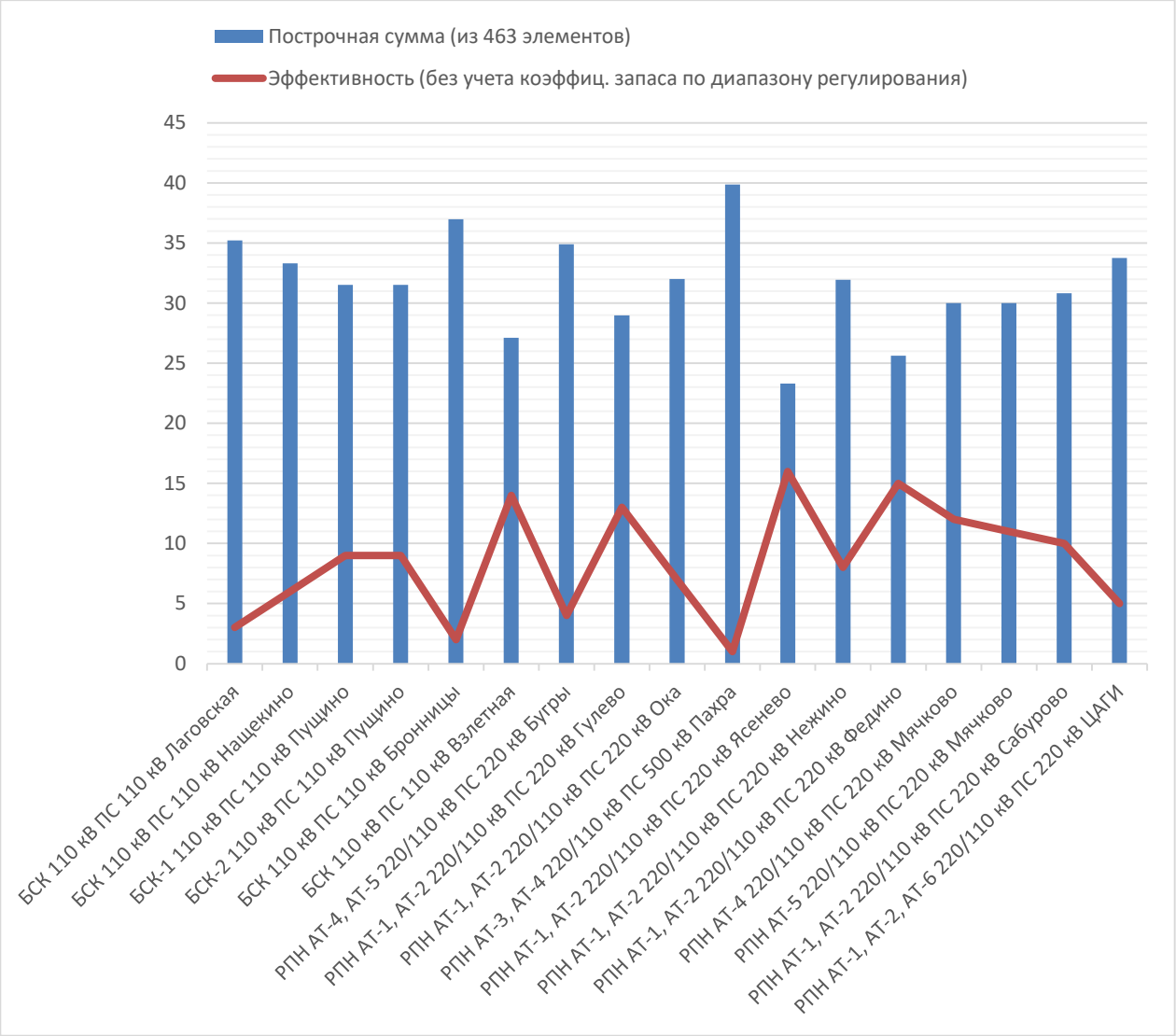


Рис. 3.18. Результаты расчета построчных сумм элементов матрицы коэффициентов чувствительности

Так как вектор-столбец коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения (NE) формируется путем перемножения матрицы коэффициентов чувствительности (S) на вектор-столбец коэффициентов запаса (K), то ранжирование узлов по эффективности можно провести, учитывая только значения сумм по строкам матрицы чувствительности. Это было бы возможно при условии, что регулировочные диапазоны всех регуляторов равны 1 кВ.

Однако в расчетной модели мы делаем предположение о полной доступности регулировочного диапазона у устройств РПН и БСК, где все РПН находятся в исходном положении с анцапфой 0, а все БСК выключены. Но мы не делаем предположения о равенстве регулировочных диапазонов. Значения коэффициентов запаса по диапазонам регулирования для соответствующих устройств указаны на рисунке 3.19.

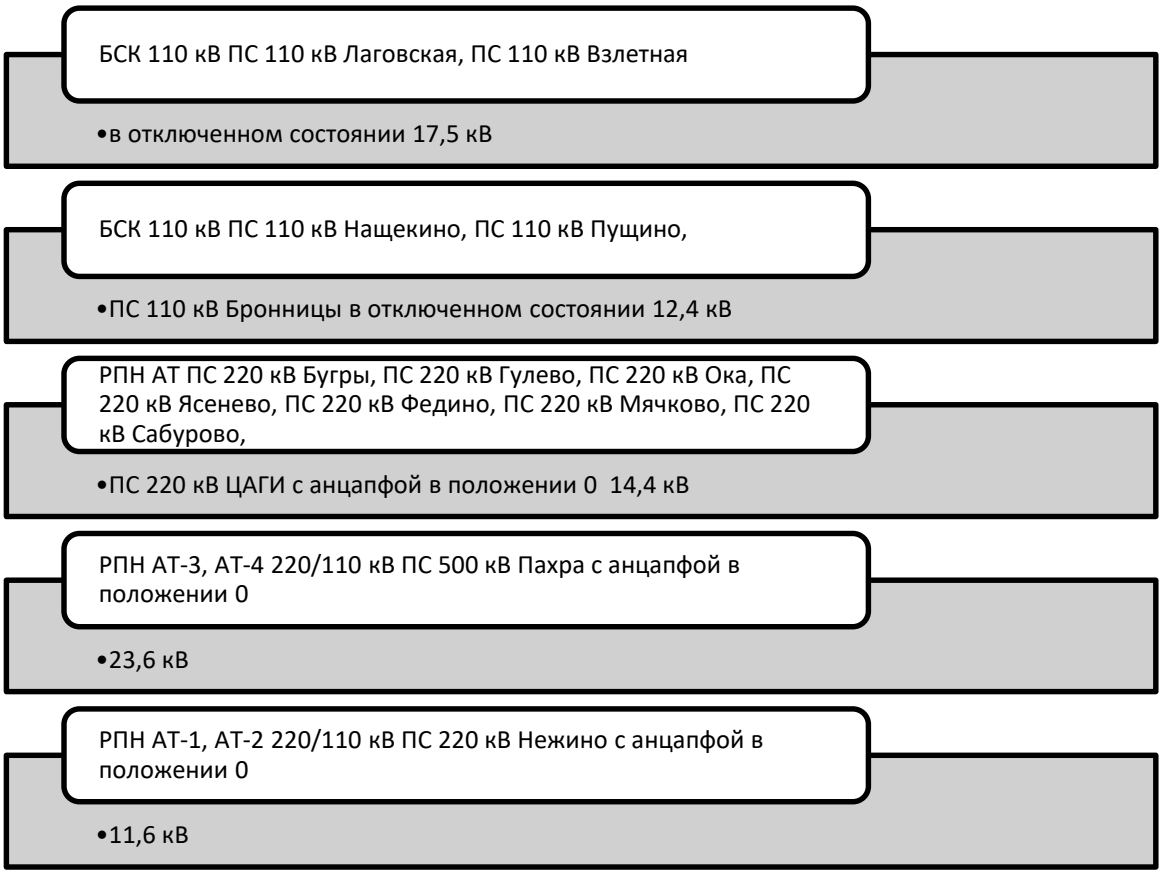


Рис. 3.19. Результаты расчета коэффициентов запаса по диапазонам регулирования

В результате последовательной выдачи управляющих воздействий, направленных на минимизацию суммарных потерь активной мощности от наиболее эффективного регулятора (узла) к наименее эффективному в рассматриваемом энергорайоне южной части Московской энергосистемы, была получена картина снижения потерь активной мощности, представленная на рисунке 3.20.

Управляющие воздействия (накопительным итогом)	*Потери ΔP, МВт*	*Снижение потерь,МВт*	*Доля в возможном снижении Δ(ΔP), %*
Исходный режим, управляющие воздействия отсутствуют	43,83994		0
РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра, +3 ступени	42,91483	0,92511	25,24
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы	41,98964	1,8503	50,47
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Лаговская	41,43013	2,40981	65,74
РПН АТ-4, АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Бугры, –2 ступени	41,0829	2,75704	75,21
РПН АТ-1, АТ-2, АТ-6 220/110 кВ ПС 220 кВ ЦАГИ, +6 ступеней	40,78933	3,05061	83,22
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Нащекино	40,52889	3,31105	90,32
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ока, +2 ступени	40,3714	3,46854	94,62
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Нежино, +1 ступень	40,23997	3,59997	98,20
Включение БСК-1 или БСК-2 ПС 110 кВ Пущино	40,19396	3,64598	99,46
РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Сабурово, +2 ступени	40,17416	3,66578	100,00
Изменение ступени РПН АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	рост потерь		100,00
Изменение ступени РПН АТ-4 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	рост потерь		100,00
Изменение ступени РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Гулево	рост потерь		100,00
Включение БСК 110 кВ ПС 110 кВ Взлетная	рост потерь		100,00
Изменение ступени РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Федино	рост потерь		100,00
Изменение ступени РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ясенево	рост потерь		100,00

Рис. 3.20. Снижение потерь активной мощности

В графическом виде динамика снижения потерь в зависимости от количества выданных управляющих воздействий при переходе от наиболее эффективных регуляторов к наименее эффективным приведена на рисунке 3.21.

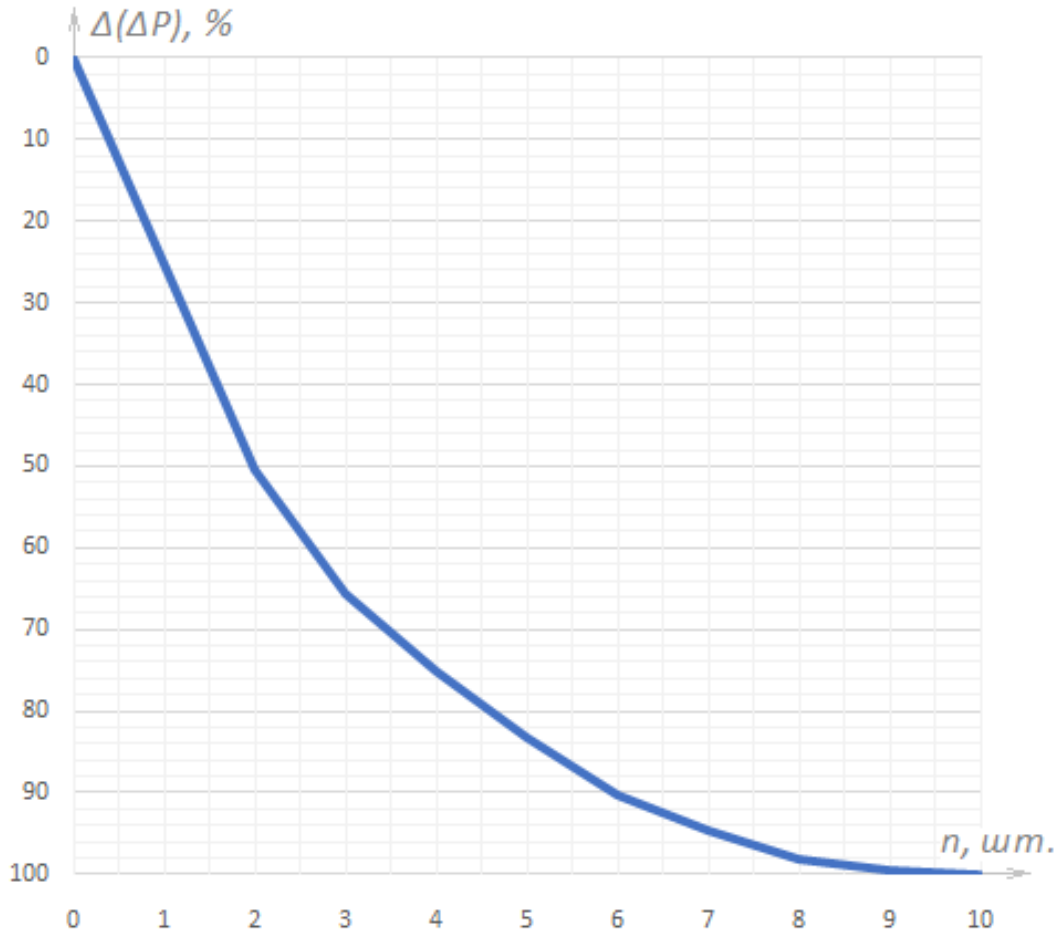


Рис. 3.21. Динамика снижения потерь активной мощности

Из рисунка 3.21 видно, что основной вклад в снижение потерь активной мощности достигнут за счет реализации управляющих воздействий на несколько наиболее эффективных регуляторов. В данном случае не целесообразно применение управляющих воздействий на слабоэффективные регуляторы из-за незначительного выигрыша в снижении потерь активной мощности и учитывая высокие затраты на «стоимости» коммутаций, представленные на рисунке 3.22.

Сэкономленная электроэнергия, с одной стороны, приводит к дополнительным расходам на оплату указанных в таблице 3.15 «стоимостей» коммутаций устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности. Напоминаю, что ставка для оплаты технологических расходов (потерь) в электрических сетях Московской области составляет 77,14 рубля за 1 МВт·ч [141].

Управляющие воздействия (накопительным итогом)	Снижение потерь, МВт	Экономия на потерях ЭЭ в час, руб.	Стоимость УВ, руб.	Экономический 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 Пущино	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. 3.22. Оценка экономического эффекта от реализации управляющих воздействий

Таким образом, оптимальным решением в рассмотренной схемно-режимной ситуации является коррекция положения РПН АТ-3 и АТ-4 220/110 кВ на ПС 500 кВ Пахра на 3 ступени в сторону увеличения номера анцапфы, а также включение БСК на ПС 110 кВ Бронницы. Возможная реализация алгоритма в формате программного комплекса для информационной поддержки оперативно-технологического управления в Южных электрических сетях – филиале ПАО «Россети Московский Регион» дает экономический эффект в связи с экономией на потерях электроэнергии в электрической сети и ресурсе регуляторов (согласно результатам, приведенным на рисунке 3.22 при сопоставимых режимных условиях экономический эффект может достигать около полумиллиона рублей в год) при отсутствии капитальных вложений в организацию информационной инфраструктуры, в связи с отсутствием особых

вычислительных требований к оборудованию (алгоритм может быть запущен и реализован на ординарном рабочем персональном компьютере) и к сетям связи (поскольку принятие решений и выдача управляющих воздействий оперативно-технологическим персоналом не требует дополнительной организации автоматического дистанционного управления регуляторами).

Высвобождаемые средства в указанных объемах могут быть направлены на дополнительное финансовое вознаграждение оперативно-технологического персонала, учитывающего в работе рекомендации программного комплекса. При этом использование разработанного алгоритма в более крупных электрических сетях может давать пропорционально больший экономический эффект, который, в свою очередь, уже может быть рассмотрен как возможный вклад в обновление основных фондов сетевой компании для повышения надежности электроснабжения потребителей.

3.8. Выводы

1. Представлены задачи регулирования режимов работы электротехнических комплексов, как составная часть их оперативно технологического управления, обеспечивающего повышение эффективности и надежности работы электротехнических комплексов в целом. Отмечены доступные технические средства регулирования режимов работы комплексов и научные подходы к определению и реализации их эффективного управления.

2. Поставлена и решена задача анализа влияния управления напряжением и реактивной мощностью в узлах электротехнических комплексов мегаполисов на снижение потерь электрической энергии при ее передаче потребителям. Разработана методика оценки узлов электрической сети с точки зрения эффективности управления у них напряжением и реактивной мощностью. Показано, что полезный эффект от использования

регуляторов напряжения и реактивной мощности практически экспоненциально снижается при переходе от эффективных узлов к неэффективным. Предложенный подход позволяет минимизировать количество мест установки устройств регулирования для эффективного уменьшения потерь электрической энергии и увеличения пропускной способности электрических сетей мегаполисов.

3. Разработана методика и предложен алгоритм определения оптимального числа управляющих воздействий с точки зрения совокупной минимизации использования ресурса регуляторов и минимизации потерь электроэнергии. Методика ориентирована на организацию процесса формирования рекомендаций оперативно-техническому персоналу по определению экономически обоснованных оптимальных управляющих воздействий на средства регулирования уровней напряжения и компенсации реактивной мощности.

4. Проведена экспериментальная проверка разработанной методики с учетом минимизации эксплуатационных затрат в реальной электрической сети ПАО «Россети Московский регион». Показана возможность снижения уровня потерь электрической энергии в рассматриваемой электрической сети на 50% от теоретически достижимого уровня при минимальном использовании ресурса регуляторов напряжения.

5. Методика является основой для программной реализации как СППР оперативно-технологического персонала сетевых компаний для оптимизации ведения режима работы электрической сети. В таком виде она прошла апробацию при управлении электротехническими комплексами «ПАО Россети Московский регион».

4. РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ И УСТРОЙСТВАМИ РЗА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Технологии дистанционного управления оборудованием электротехнических комплексов систем электроснабжения

Современные программно-диспетчерские комплексы центров управления энергосетями и SCADA-системы различных производителей на энергообъектах обеспечивают выполнение команд дистанционного управления силовым оборудованием по протоколам телемеханики семейства МЭК, а также обмен командами передачи прав управления [139; 173; 184]. Реализация дистанционного управления основным силовым оборудованием на энергообъектах во всем мире становится распространённой практикой сегодня, особенно на необслуживаемых подстанциях [26; 27; 156]. Использование цифрового дистанционного управления дает преимущества по сравнению с ручным управлением, например, обеспечивая высокую оперативность переключений, снижение количества технологических нарушений. Реконструкция и модернизация подстанций с внедрением телеуправления представляют собой первый этап в процессе цифровизации электроэнергетики. За этими шагами следует строительство телеуправляемых цифровых подстанций (ЦПС), являющихся ключевым элементом интеллектуальных сетей SmartGrid [176]. Планы ПАО «Россети» до 2025 года включают в себя создание 32 цифровых подстанций в рамках активного внедрения телеуправления, и ряд электросетевых компаний уже заявил о успешном завершении пилотных проектов и начале масштабного строительства ЦПС [144; 170; 177].

Более того, наряду с высоковольтными объектами, активно развиваются программы по внедрению дистанционного управления в распределительных

электрических сетях. Информационные системы и интеллектуальные устройства становятся частью программы «Цифровой РЭС» [108; 185]. Эти шаги в направлении цифровой трансформации сектора электроэнергетики открывают новые возможности для повышения эффективности, надежности и управляемости энергосистемы.

Контроль над ситуацией переключений на удаленном объекте обеспечивается предоставлением полной технологической информации, что в свою очередь гарантируется наличием достоверной оперативной информации о параметрах режима и топологии управляемой сети. Кроме того, в диспетчерских комплексах и SCADA-системах фиксируется наличие текущих прав управления («захват управления») для исключения одновременных попыток управления несколькими диспетчерами и производится автоматическая оценка возможных последствий переключений и блокировка команд ТУ, включая, в случае необходимости, различные режимы блокировки. Это позволяет исключить передачу команд дистанционного управления в момент проведения регламентных работ на управляемом оборудовании или при неожиданном (неплановом) изменении системных условий, аутентификацию и контроль прав доступа персонала к центру управления.

В октябре 2016 года в России АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» утвердили нормативные документы: Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций [161]; Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций [160]; Типовые технические требования к программно-техническим комплексам (ПТК) АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС сетевых организаций. В соответствии с указанными документами, дистанционное

управление подстанций должно осуществляться из диспетчерских центров СО (РДУ для объектов 220 кВ включительно и ниже; ОДУ для объектов 330 кВ и выше), ЦУС и подстанций. Каждый субъект дистанционного управления управляет своим объемом оборудования. Самый высокий приоритет оставлен за подстанцией. Вся логика перехвата и приоритезации управления реализуется в объектовом(станционном) контроллере связи и управления.

По мере расширения использования дистанционного управления электросетевым оборудованием в ЕЭС России повышается качество управления электроэнергетическим режимом, а также снижаются суммарные затраты потребителей электроэнергии за счет сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов, увеличения скорости реализации команд по изменению топологии электрической сети.

Сегодня в ЕНЭС организация цифрового защищенного дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА в электрических сетях реализуется в соответствии с Концепцией «Цифровая трансформация 2030».

На настоящий момент в ЕЭС России автоматизированное дистанционное управление первичным оборудованием реализовано на значительном количестве электросетевых объектов, например, на объектах ПАО «Россети Московский регион» оно используется более, чем на 80% подстанций 35−220 кВ.

Дистанционное управление и контроль устройств РЗА сегодня в большинстве случаев является экспериментальным, но становится все более актуальным. Это обусловлено прежде всего цифровизацией самих объектов электроэнергетики, а также возрастающими требованиями к их надежности и безопасности.

Таким образом, современные электротехнические комплексы, входящие в состав энергетических систем, характеризуются интеграцией физической (электросетевой) и информационной инфраструктур, т. е. приобретают черты кибер-физических систем. В них обе составляющих (физическая и

информационная) в равной степени сложны и взаимно влияют друг на друга [25; 53; 206].

4.2. Развитие технологии дистанционного управления устройствами РЗА

Качественно новые требования к надежности и операционной эффективности в высоковольтных электрических сетях привели к росту исследований и развитию решений и продуктов для технологии цифровой подстанции. Это привело к тому, что на рынке растет как спрос на новые высокотехнологичные многофункциональные микропроцессорные устройства (МП) РЗА, так и на различные системы автоматизации. По данным аналитического агентства Transparency Market Research на глобальном рынке МП РЗА наблюдались продажи ~11 млн. единиц в 2018 году, что, по прогнозам, увеличится в течение прогнозного периода, заканчивающегося в 2027 году, и достигнет отметки в ~23 млн. ед., расширяясь в среднем на ~ 9% в течение прогнозируемого периода [122; 134]. Информация по развитию устройств РЗА представлена на рисунке 4.1.

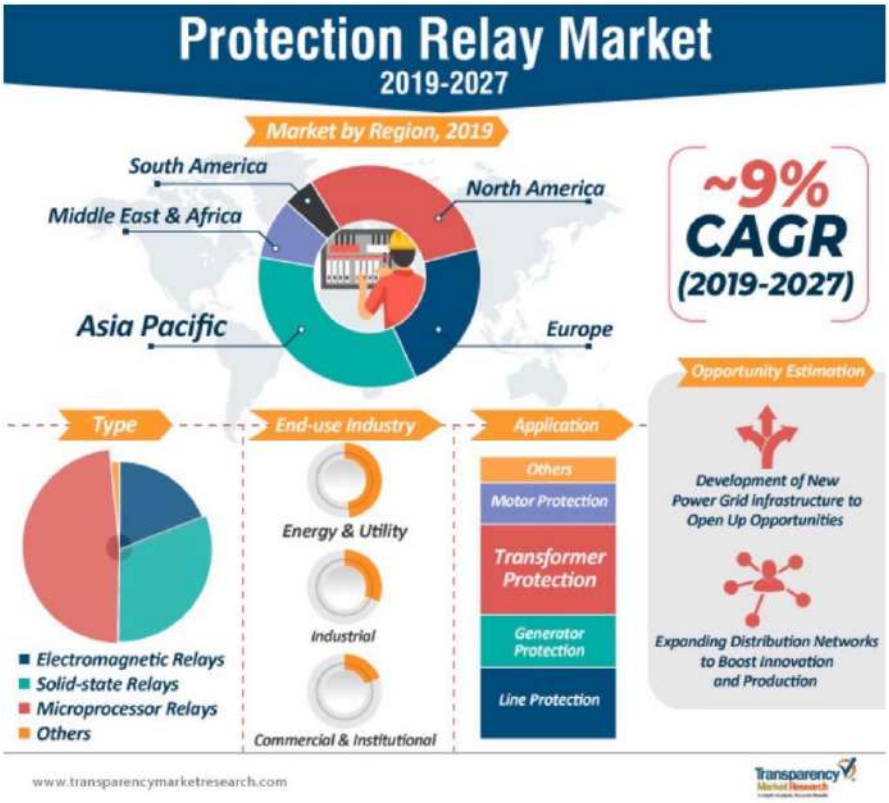


Рис. 4.1. Рынок устройств РЗА в 2019-2027 гг.

Пилотный проект по организации дистанционного управления устройствами РЗА, реализован на трех ПС 110-220 кВ в Московском регионе. В «традиционном» варианте дистанционное управление (ДУ) в Московском регионе реализовывалось в следующем виде (в том числе, и на рассматриваемых объектах) и соответствовало [160]:

- управление выключателями всей ПС из АРМ на ПС и АРМ диспетчера ЦУС;
- управление разъединителями и заземляющими ножами высокой стороны (220 кВ) из АРМ на ПС.

Согласно действующим нормативным документам, на подстанциях 220 кВ «Белорусская» и ПС 220 кВ «Кожевническая» в диспетчерском управлении Московского РДУ (ДЦ) - филиала АО «СО ЕЭС» находятся линии 220 кВ и комплекты защит по стороне 220 кВ Т(АТ). В оперативном управлении ПАО «Россети Московский регион» (ЦУС) - все остальное оборудование и системы указанных подстанций. Передача всей телеметрии с объекта и команд ДУ на объект осуществляется по прямым резервированным каналам связи от ПС в ЦУС и ДЦ.

В ходе реализации проекта был определен перечень оборудования и объем функций, для которых реализована возможность управления оборудованием и РЗА из ЦУС и ДЦ.

После выполнения комплекса работ реализованы следующие возможности:

- управление выключателями высокой стороны (220 кВ) из ДЦ;
- управление разъединителями и заземляющими ножами высокой стороны (220 кВ) из ЦУС и ДЦ;
- управление выключателями 220 и 110 кВ Т и АТ, а также вводными и секционными выключателями 10-20 кВ из ЦУС;
- управление функциями РЗА из ЦУС и ДЦ (с учетом индивидуального объема телеметрии для каждого пункта управления);

•расширение перечней передаваемых сигналов телеметрии с объекта по каждому направлению.

Реализация функционала ДУ оборудования и РЗА происходило на существующих программно-технических комплексах и средствах пилотных подстанций, ЦУС и ДЦ. Дополнительно на подстанциях и в ЦУС было установлено оборудование для обеспечения информационной безопасности для защищенного дистанционного управления с шифрованием каналов связи.

Для указанных систем потребовались следующие доработки:

•изменение конфигурации серверов и контроллеров АСУ ТП, ССПИ и SCADA-систем на верхнем уровне для расширения объема передаваемой телеметрии и приема команд.

•доработка и создание новых мнемосхем для АРМ на ПС, в ЦУС и ДЦ, с привязкой к ним сигналов и команд ДУ.

• организация функций арбитража распределения прав дистанционного управления на уровне ПС - для ССПИ и АСУ ТП, на верхнем уровне - для SCADA-систем.

• доработка шкафов РЗА (в части установки ключей выбора режима управления, кнопок ввода/вывода, индикаторов сигнализации состояния функций) и изменение конфигураций терминалов РЗА.

• доработка объема сигналов и команд между АСУ ТП и МП РЗА.

В результате внедрение функций дистанционного управления технически можно разделить на два направления:

- управление коммутационными аппаратами;

- управление функциями РЗА.

Реализация дистанционного управления для выключателей, разъединителей и заземляющих ножей не составила больших проблем, так как современные средства автоматизации ПС, включая АСУ ТП ПС, позволяют это реализовать, но с расширением объема передаваемых сигналов и команд, что и было выполнено. Кроме того, потребовалось внести необходимые изменения в конфигурации серверов ССПИ, АСУ ТП, проработать

мнемосхемы на АРМ, реализовать арбитраж предоставления прав управления для всех задействованных пунктов управления.

Внедрение же дистанционного управления функциями РЗА потребовало поиска принципиально новых организационных и технических решений для реализации возможности осуществления этого управления [48].

Если в рамках взаимодействия программно-технического комплекса (ПТК) верхнего уровня с системой сбора и передачи информации (ССПИ) и АСУ ТП объектового уровня основные сложности вызвало определение и утверждение объемов ДУ для каждого объекта, согласование перечней сигналов и команд, утверждение программ испытаний и другие организационные моменты, то на объектовом уровне при расширении взаимодействия между АСУ ТП и устройствами РЗА было выявлено значительно большее количество технических задач [49].

В [162] описаны минимальные требования, которым должны соответствовать МП РЗА для дистанционного управления. Одним из основных требований, является наличие функциональных клавиш для управления функциями РЗА при местном управлении и светосигнальная индикация. На пилотных объектах не все МП РЗА удовлетворяли этому требованию.

Информация по средствам управления автоматики и систем защиты (МП РЗА) подразделяется на три условные категории, учитывая наличие функциональных клавиш:

1. Соответствующие требованиям для дистанционного управления: в данной категории на пилотных подстанциях используются современные и функциональные МП РЗА, полностью соответствующие требованиям и предоставляющие возможность эффективного дистанционного управления.

2. Частично соответствующие с возможностью цифрового управления: в этой группе находятся МП РЗА, которые частично соответствуют требованиям и обладают функциональностью управления состоянием через цифровые протоколы телемеханики извне.

3. Не соответствующие с требованием к дополнительным техническим решениям: в основном, это относится к старым моделям МП РЗА, используемым для присоединений 10-20 кВ.

Структурная схема реализации дистанционного управления оборудованием и РЗА приведена на рисунке 4.2.

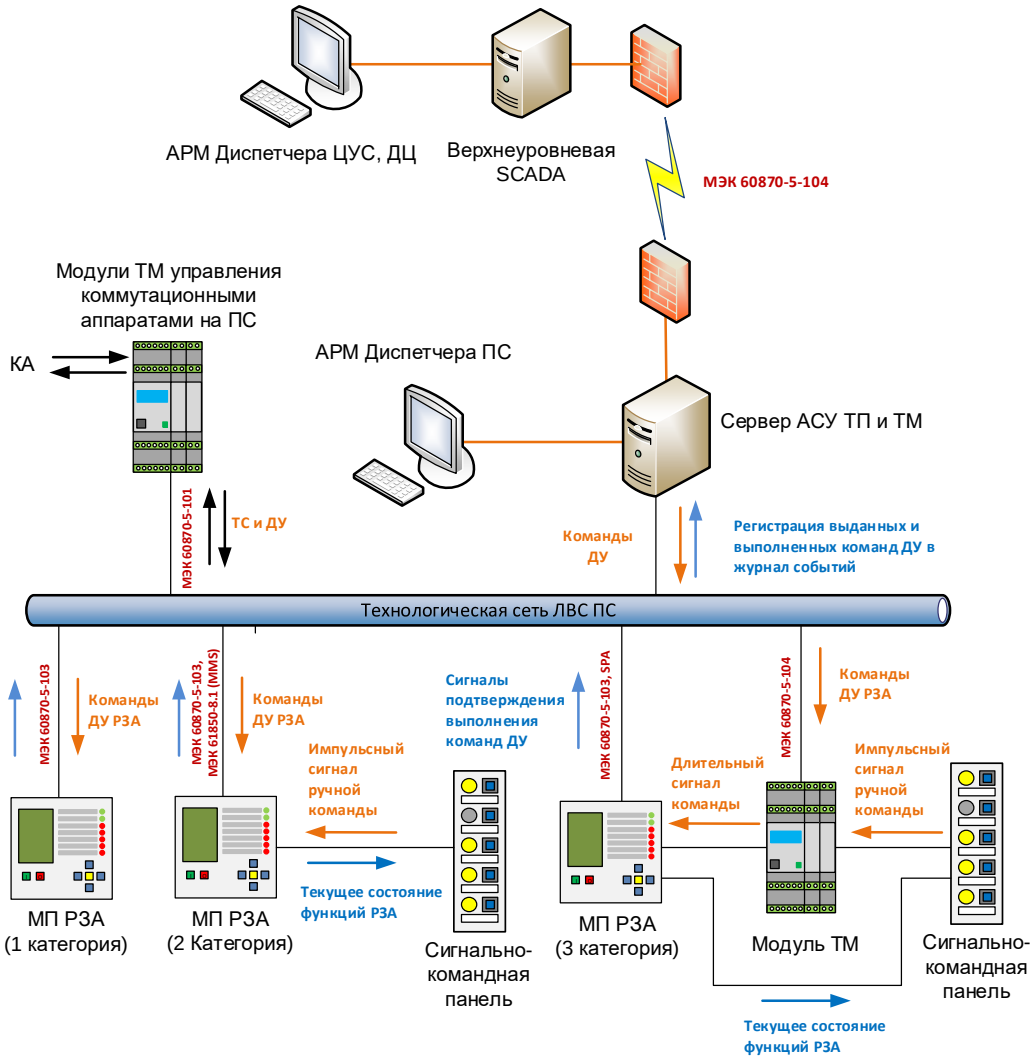


Рис. 4.2. Структурная схема реализации дистанционного управления оборудованием и РЗА

Таким образом, как видно из данного раздела, организационно-технические решения, обеспеченные комплексом инжиниринговых работ в ПАО «Россети Московский регион», позволили модернизировать систему цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики в ПАО «Россети Московский регион», что

является важным шагом в развитии технологий дистанционного управления оборудованием.

В свою очередь это позволяет получить значительный эффект за счет построения более эффективных моделей управления эксплуатационным состоянием оборудования электрических сетей, а значит оптимизировать загрузку диспетчеров сетей, оперативного персонала и персонала служб РЗА.

4.3. Реализация системы дистанционного управления устройствами РЗА на подстанциях ПАО «Россети Московский регион»

Практическим результатом работы стало создание комплекса автоматизированной системы мониторинга и цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА), а так же внедрение системы мониторинга устройств РЗА в ДП Центрального оперативно-технологического управления (ЦОТУ) ПАО «Россети Московский регион» и на трех подстанциях 110-220 кВ филиала ПАО «Россети Московский регион» «Московские высоковольтные сети» - ПС 220 кВ «Белорусская», ПС 220 кВ «Кожевническая», ПС 110 кВ «Люблино». Основные детали практической реализации данной задачи представлены далее на примере ПС 220 кВ Белорусская, на которой была доработаны системы АСУ ТП и ТМ. Это позволило обеспечить автоматизированное управления технологическими процессами в нормальных, переходных и аварийных режимах работы оборудования и РЗА ПС из АРМ ОП на ПС и ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» [148].

Для АРМ ОП на ПС расширен перечень команд управления - для управления функциями РЗА:

1) ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» - дистанционное управления коммутационными аппаратами КРУЭ 220 кВ (разъединители и заземляющие ножи) и функциями РЗА.

2) ДЦ Московского РДУ:

- дистанционное управление коммутационными аппаратами в КРУЭ 220 кВ (выключатели, разъединители и заземляющие ножи - по стороне 220 кВ) и функциями РЗА;

- создание комплекса автоматизированной системы мониторинга состояния устройств релейной защиты.

Электрическая подстанция 220 кВ «Белорусская», главная схема которой представлена на рисунке 4.3, оснащена следующим основным оборудованием:

- два силовых трехфазных двух обмоточных трансформатора мощностью 100 МВА, с номинальным напряжением 230/22-22кВ;

- два силовых трехфазных двух обмоточных трансформатора мощностью 80 МВА, с номинальным напряжением 230 / 11 - 11 кВ;

- сухие трехфазные трансформаторы собственных нужд (ТСН), - два рабочих и один резервный;

- комплектное трехфазное элегазовое распределительное устройство 220 кВ (КРУЭ-220 кВ), выполненное по схеме «две рабочие системы шин, на 10 ячеек (включая 2 резервные):

- 2 линейных ячейки КРУЭ 220 кВ, (дополнительно 2 ячейки резервных);

- 4 трансформаторные ячейки КРУЭ 220 кВ;

- 1 ячейка шиносоединительного выключателя;

- 1 ячейка измерительных трансформаторов напряжения;

- закрытое трехфазное распределительное устройство 20 кВ четырехсекционное, рассчитанное на установку 20 линейных ячеек;

- закрытое трехфазное распределительное устройство 10 кВ четырехсекционное, рассчитанное на установку 40 линейных ячеек.

Присоединение к сети 220 кВ выполнено путем сооружения двух КЛ 220 кВ «Белорусская - Магистральная №1» и «Белорусская - Магистральная №2» (существующая схема).

Электроснабжение собственных нужд подстанции на напряжении 380/220В осуществляется от трех ТСН, два из которых мощностью 1000 кВА - ТСН1 и ТСН2, подключаются к разным секциям КРУ-20 кВ, третий мощностью 1000 кВА - ТСН3, - используется в качестве резервного питания собственных нужд и подключено к стороннему источнику - трансформаторной подстанции 20 кВ.

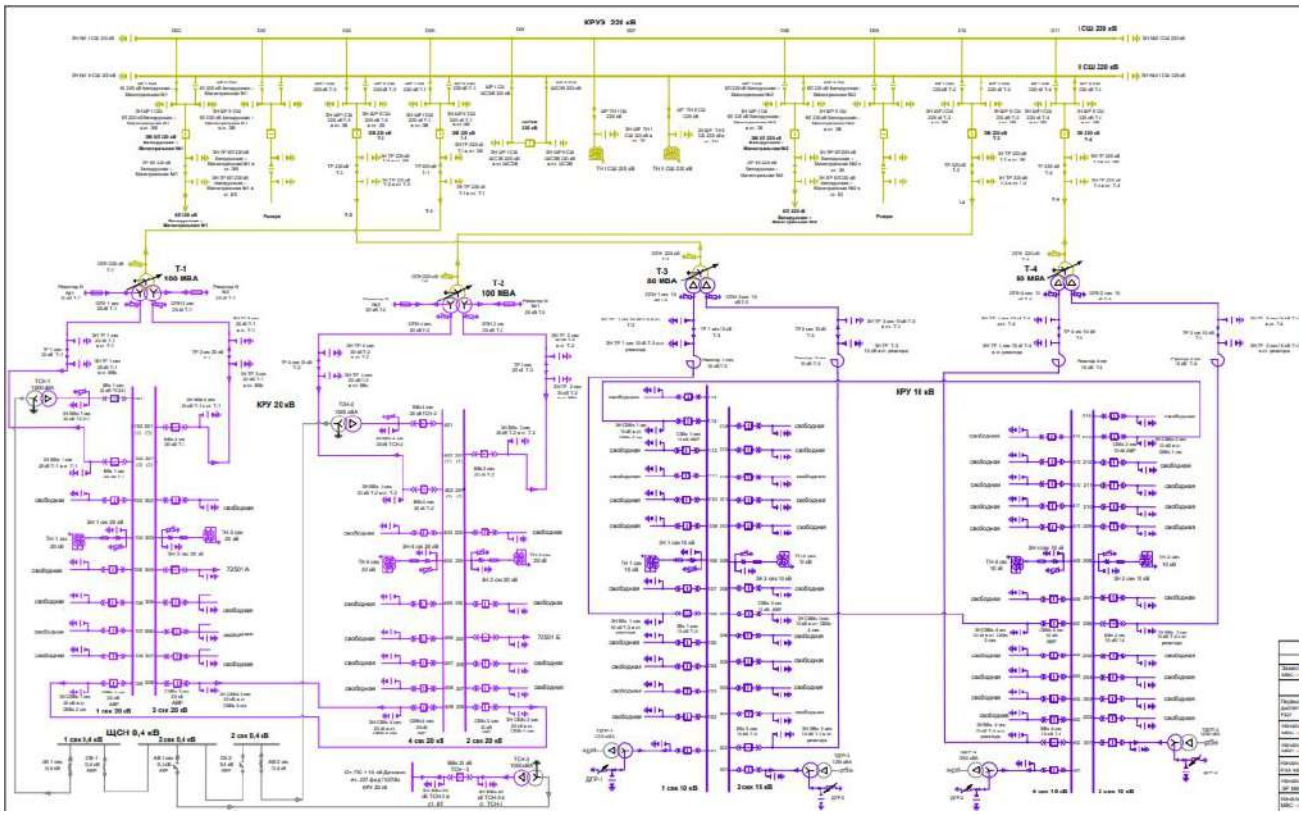


Рис. 4.3. Главная схема ПС 220 кВ Белорусская

Контролируемые элементы ПС, входящие в состав ТОУ (технологического объекта управления) в рамках системы АСУ ТП, представлены в табл. 4.1

Таблица 4.1

Контролируемые элементы ПС

Наименование оборудования	Количество
Выключатели КРУЭ 220 кВ	9
Разъединители, объединенные с заземляющими разъединителями КРУЭ 220 кВ	28
Заземляющие разъединители КРУЭ 220 кВ	4
Трансформаторы напряжения 220 кВ	2
Силовые трансформаторы 230 / 22 - 22 кВ	2
Силовые трансформаторы 230 / 11 - 11 кВ	2
РПН силовых трансформаторов	4
Выключатели РУ 20 кВ	30
Выкатные элементы РУ 20 кВ	34
Разъединители, объединенные с заземляющими разъединителями РУ 20 кВ	4
Заземляющие разъединители РУ 20 кВ	34
Трансформаторы напряжения 20 кВ	4
Выключатели РУ 10 кВ	52
Выкатные элементы РУ 10 кВ	56
Разъединители, объединенные с заземляющими разъединителями РУ 10 кВ	4
Заземляющие разъединители РУ 10 кВ	56
Трансформаторы напряжения 10 кВ	4
Щит собственных нужд ЩСН-0,4 кВ	1
Щит постоянного тока	1
Аккумуляторная батарея	1

Управляемыми элементами силового оборудования (с точки зрения возможности непосредственного управления с помощью средств АСУ ТП) являются:

- выключатели КРУЭ 220 кВ;

- разъединители, объединенные с заземляющими разъединителями КРУЭ 220 кВ;

- заземляющие разъединители КРУЭ 220 кВ;

- разъединители, объединенные с заземляющим и разъединителями вводов 20 кВ силовых трансформаторов;

- разъединители, объединенные с заземляющими разъединителями вводов 10 кВ силовых трансформаторов;

- выключатели РУ 20 кВ, 10 кВ;

- вводные и секционные выключатели ЩСН 0,4 кВ;

- РПН силовых трансформаторов.

На АСУ ТП возлагаются функции интеграции автономных подсистем АСУ ТП. Информационный обмен между МП устройствами смежных информационно-технологических систем и АСУ ТП осуществляется преимущественно в цифровом виде с использованием международных стандартных протоколов МЭК 60870-5-101/103/104. Средства коммуникаций АСУ ПС обеспечивают информационную связь между следующими устройствами и подсистемам:

- подсистемой релейной защиты и автоматики (РЗА);

- подсистемой контроля качества электроэнергии;

- системой ЩПТ;

- система ЩСН;

- система телемеханики;

- система диагностики частичных разрядом в кабельных муфтах кабельных вставок 220 кВ;

- система телемеханики кабельных линий.

С помощью взаимодействия по типу «сухой контакт»:

- охранная система;

- пожарная система;

Дискретная информация об изменении текущего состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей и заземляющих разъединителей) и о других технологических событиях вводится в устройства нижнего уровня АСУ ТП или ТМ - модули серии TOPAZ DIN32 производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи» (модули УСО, телесигнализации, контроллеры присоединения или ячейки) либо непосредственно, либо через контакты промежуточных реле (реле - повторителей). Внешний вид установленных в панелях модулей представлен на рисунке 4.4.

Рис. 4.4. Установленные модули передачи данных

Средствами системы обеспечивается возможность оперативного управления коммутационными аппаратами (КА) КРУЭ 220 кВ ЗРУ-20 и ЗРУ-10кВ, РПН трансформаторов. Так же есть возможность передачи команд МП-терминалам РЗА, таких как сброс сигнализации, опробование сигнализации, пуск осциллографа (для ДЗТ, ДЗШ, АРНТ, КСЗ).

Разберем подробно реализованные в рамках решения указанной выше задачи функции, при этом существующие функции до начала внедрения вынесены за рамки данного раздела.

В части выключателей, разъединителей и заземляющих ножей КРУЭ 220 кВ, реализован обмен данными между АСУ ТП и ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» для реализации следующих управляющих дискретных сигналов:

- включить;
- отключить.

Обеспечена:

- передача сигналов самодиагностики терминалов;
- возможность дистанционного управления из РДУ.

Кроме того, расширен списков сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» и РДУ (неисправности, блокировки и т.д.).

Для выключателей в ЗРУ-20 кВ и ЗРУ 10 кВ реализована передача от АСУ ТП и ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» следующих управляющих дискретных сигналов:

- включить;
- отключить.

Кроме того, обеспечена возможность дистанционного управления вводом/выводом ЗМН и АВР для СВВК 20 кВ и расширен список передаваемых сигналов в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», включая сигналы самодиагностики терминалов для передачи в АСМ РЗА [231].

Для ДЗШ и УРОВ 220 кВ реализованы:

- возможность дистанционного ввода/вывода ДЗШ и УРОВ из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АСУ ТП, с передачей состояния функции;

- возможность дистанционного ввода/вывода режима нарушения фиксации из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АСУ ТП, с передачей состояния функции;

- возможность очувствления ДЗШ (автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством);

- пере фиксация присоединений 220 кВ по СШ;

- расширение списков сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ и АСУ ТП (состояние функций РЗА);

- передача сигналов самодиагностики терминалов в АСМ РЗА.

Для ДЗЛ реализован прием/передача команд из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ, АСУ ТП (с передачей состояния функции) на:

1) ввод/вывод ДЗЛ;

2) активации 1-6 групп уставок ДЗЛ;

Расширен список сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ и АСУ ТП (состояние функций РЗА, срабатывание и неисправность комплектов защит);

Реализована передача сигналов самодиагностики терминалов в АСМ РЗА.

Для КСЗ реализован прием/передача команд из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ, АСУ ТП (с передачей состояния функции) на:

1) ввод/вывод ОУ КСЗ;

2) активации 1-6 групп уставок КСЗ;

Расширен список сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ и АСУ ТП (состояние функций РЗА, срабатывание и неисправность комплектов защит);

Реализована возможность переключения цепей напряжения при переводе присоединений с одной системы шин на другую по факту изменения состояния реле положения разъединителей.

Реализована передача сигналов самодиагностики терминалов в АСМ РЗА.

Передача информация о состоянии реле положения разъединителей организована в АСУ ТП в рамках решения указанной выше задачи.

Для ДЗТ:

- реализован прием команд из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АСУ ТП (с передачей состояния функции) на:

1) ввод/вывод ДЗТ;

2) ввод/вывод ДЗНП 20 кВ;

3) ввод/вывод технологической защиты;

4) перевод на сигнал/отключение ГЗ, ГЗ РПН;

- расширен список сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ и АСУ ТП (состояние функций РЗА, срабатывание и неисправность комплектов защит);

Реализована передача сигналов самодиагностики терминалов в АСМ РЗА.

Для делительной защиты ШСЭВ 220 кВ выполнены:

- прием/передача команд из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АСУ ТП (с передачей состояния функции) на:

1) ввод/вывод делительной защиты;

2) ввод/вывод защиты опробования;

3) активации 1-6 групп уставок КСЗ;

- расширение списков сигналов для передачи в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», РДУ и АСУ ТП (состояние функций РЗА, срабатывание и неисправность комплектов защит);

- возможность очувствления делительной защиты ШСЭВ 220 кВ (автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством);

- передача сигналов самодиагностики терминалов в АСМ РЗА.

Аналоговые сигналы. В нормальном режиме осуществляется измерение и архивирование следующих аналоговых сигналов (реализовано):

- Iф, P, Q для всех фаз линий 220кВ;

- Uл для СШ 220 кВ; - Iф, P, Q для всех фаз трансформаторов 220кВ;

- Uф, Uл, f на шинах и секциях 20 и 10 кВ;

- Iф, P, Q на вводах секций 20 и 10 кВ; - Iф, P, Q для отходящих присоединений 20 и 10 кВ;

- напряжение на всех секциях 0,4 кВ;

- температура в КРУЭ, ЩУ, температура наружного воздуха, в помещении АБ.

Дополнительно в части аналоговых сигналов реализована передача значений Ib по Т-1…Т-4 в РДУ.

Перечень основных шкафов и АРМ системы АСУ ТП:

- комплект АС1 «TOPAZ АСУ ТП - Server»
- комплект АС2 «TOPAZ АСУ ТП - ШЭБП»
- комплект «TOPAZ АСУ ТП-ШЭУС» - 8 шт
- АРМ ОП - 2 шт
- АРМ инженера РЗА
- переносной АРМ инженера РЗА.

Состав технических средств АСУ ТП на ПС 220 кВ Белорусская, с помощью которых реализованы указанные выше функции, представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Состав технических средств АСУ ТП на ПС Белорусская

Группа технических средств	Состав технических средств	ПО в составе (ОС, ППО)
Верхний уровень: уровень операторского (диспетчерского) управления		
АРМ	АРМ ОП №1	ОС Windows 10, TOPAZ SCADA
	АРМ ОП №2	ОС Windows 10, TOPAZ SCADA
	АРМ РЗА	ОС Windows 10, ИПО
Промышленные серверы (SCADA-серверы) с установленным на них ПО	Сервер АСУТП №1 (TOPAZ IEC DAS MX820)	ОС TOPAZ Linux, СУБД MySQL
	Сервер АСУТП №2 (TOPAZ IEC DAS MX820)	ОС TOPAZ Linux, СУБД MySQL
	Сервер посл. портов №1 (TOPAZ IEC DAS MX710)	ОС TOPAZ Linux
	Сервер посл. портов №2 (TOPAZ IEC DAS MX710)	ОС TOPAZ Linux
	Сервер ТМ №1 (TOPAZ IEC DAS MX681)	ОС TOPAZ Linux
	Сервер ТМ №2 (TOPAZ IEC DAS MX681)	ОС TOPAZ Linux
	Сервер точно времени (TOPAZ Метроном 100)	ОС TOPAZ Linux
Периферийные устройства	KVM-консоль	-
	Принтер А4	-
Каналы связи	ДП ЦОТУ ПАО «Россети МР» (основной канал ТМ)	-
	ДП ЦОТУ ПАО «Россети МР» (резервный канал ТМ)	-
	ДЦ Московского РДУ (основной канал ТМ)	-
	ДЦ Московского РДУ (резервный	-

	канал ТМ)	
	Удалённый доступ к АСУ ТП (МВС Россети МР, основной)	-
	Удалённый доступ к АСУ ТП (МВС Россети МР, резервный)	-
	Удалённый доступ к ККЭ (МВС Россети МР)	-
Сетевое оборудование АСУ ТП	MOXA PT7828 (основной)	ОС производителя
	MOXA PT7828 (резервный)	ОС производителя
	MOXA PT7828 (опрос МП РЗА) - 3 шт	ОС производителя

Системы АСУ ТП и ТМ на ПС «Белорусская» являются современными и реконструкция самой подстанции «Белорусская», основного оборудования и системы РЗА была завершена несколько лет назад, доработка систем в рамках реализации задачи дистанционного управления оборудованием и РЗА выполнялась в виде доработки конфигураций серверов АСУ ТП и ТМ, расширения перечней сигналов и команд, передаваемых с/на ПС, расширения перечня сигналов между АСУ ТП и терминалами РЗА.

Для организации ДУ некоторыми функциями РЗА для ШСЭВ 220 кВ и ячеек СВВк 20 и 10 кВ были установлены дополнительные модули вывода и организации кнопочно-индикаторной панели для терминалов РЗА в этих ячейках. Доработанные панели с кнопками переключения установок по группам и их внешний вид представлены на рисунке 4.5. а, б.

Рис. 4.5.а внешний вид клавишей выбора групп уставок на панелях РЗА

Рис. 4.5.б внешний вид доработанных панелей РЗА

Доработка систем АСУ ТП и ТМ выполнялась по двум направлениям:

- для реализации функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА на ПС (сокращенно «ДУ КА и РЗА»).
- для создания нижнего уровня комплекса автоматизированной системы мониторинга РЗА на ПС, который представлен в пятой главе диссертации.

В части расширения возможностей оперативного и диспетчерского персонала по управлению коммутационным оборудованием подстанции и функциями релейной защиты решены следующие задачи:

- повышение надежности электроснабжения и сокращения длительности перерывов;
- дистанционное управление коммутационными аппаратами и ЗН, функциями устройств РЗА;
- повышение надежности и безопасности при производстве плановых оперативных переключений в сетях с сокращением времени и затрат на выезд персонала на объекты;
- уменьшение времени, необходимого для прекращения и ликвидации аварийного режима работы оборудования ПС и РЗА;

- повышение наблюдаемости и управляемости ПС;
- создание условий для применения автоматизированных программ переключений.

На момент начала реализации данных задач дистанционное управление было реализовано в объеме:

- из АРМ на ПС - управление всеми выключателями, заземляющими ножами и разъединителями по стороне 220 кВ, РПН;
- из АРМ в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» - управление всеми выключателями, РПН;
- из филиала АО «СО ЕЭС» - «Московское РДУ» - управление оборудованием на ПС «Белорусская» не осуществляется.

Было реализовано (новые функции):

- из АРМ на ПС - управление функциями РЗА;
- из АРМ в ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» - управление заземляющими ножами и разъединителями по стороне 220 кВ, управление функциями РЗА;
- из филиала АО «СО ЕЭС» - «Московское РДУ» - управление коммутационными аппаратами в КРУЭ 220 кВ - выключателями, заземляющими ножами и разъединителями по стороне 220 кВ, управление функциями РЗА.

В части дистанционного управления на ПС 220 кВ Белорусская, помимо управления линиями со стороны Системного оператора, является реализация дистанционного управления оборудованием подстанции и функциями РЗА в объеме, необходимом для вывода силового трансформатора подстанции в ремонт по командам из диспетчерского пункта и/или с АРМ ОП на ПС.

Для возможности организации управления заземляющими ножами и разъединителями по стороне 220 кВ из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» необходимо было только расширить перечень передаваемых команд от ДП в сторону ПС, так как управление данным оборудованием на самой ПС

уже было организовано из АРМ дежурного ОП и не требовало реконструкции или модернизации оборудования ПС или систем АСУ ТП и ТМ.

Для организации дистанционного управления устройствами и функциями РЗА потребовались доработки конфигурации терминалов РЗА, конфигурации серверов и контроллеров АСУ ТП и ТМ, расширение перечня передаваемых сигналов. Кроме того, было выполнено дооснащение терминалов РЗА сигнально-кнопочной панелью или устройством ввода-вывода для воздействия на входы терминала и получения информации от терминала путем считывания его состояния через выходы.

Для реализации указанной задачи был выполнен анализ установленных терминалов (микропроцессорных устройств) в системе РЗА на ПС 220 кВ Белорусская на предмет оценки соответствия данных устройств «Типовым техническим требованиям к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядку внедрения дистанционного управления» от 06 сентября 2019 года. Анализ показал, что не все терминалы удовлетворяют предъявляемым требованиям и реализованы три нижеописанных варианта доработки терминалов и реализации возможности управления ими.

Вариант 1 реализован для тех устройств, которые способны по цифровому каналу связи принимать команды управления функциями и отдавать сигналы подтверждения о выполнении команд, отражать статус функций на ЧМИ (светодиоды), иметь физические органы управления функциями, удовлетворяющие требованиям типовых технических требований (функциональные клавиши).

В таком случае доработки существующих шкафов не требуется. Все необходимые функции для реализации ДУ есть в самом устройстве.

На ПС 220 кВ Белорусская такой класс устройств представлен терминалами БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА». В части ДУ для этих устройств - управление функциями (ввод/вывод) АВР и ЗМН СВВк 10 кВ.

Вариант два реализован для устройств, которые могут по цифровому каналу связи принимать команды управления функциями и отдавать сигналы подтверждения о выполнении команд, но не имеют функциональных клавиш для управления функциями, но при этом имеют свободно-программируемую логику.

В таком случае шкаф РЗА укомплектован панелью управления с кнопками, контакты которых подключены к свободным дискретным входам терминала (либо тем, на которые раньше были заведены режимные ключи). Управление вводом/выводом функций организовано как от этих дискретных входов, так и от команд управления. Следует отметить, что такой вариант требует наличия в устройстве гибкой логики.

В случае если данный класс устройств не может отображать статус функций на дисплее или при помощи светодиодов (они могут быть заняты другими сигналами), на кнопочную панель добавлены лампы индикации, коммутируемые специально настроенными свободными выходными реле устройства. На ПС 220 кВ Белорусская такой класс устройств представлен терминалами 670-й серии, производства АВВ. В части ДУ для этих устройств - управление функциями (ввод/вывод функции, активация групп уставок и т.д.) ДЗШ (REB), УРОВ (REB), КСЗ (REL), ДЗТ (RET), ДЗЛ (RED).

И наконец, третий вариант, реализован в том случае, когда устройство не способно по цифровому каналу связи принимать команды управления функциями, либо не имеет гибкой логики, не имеет функциональных клавиш для управления функциями.

В таком случае в шкафу устройства необходима установка модуля телемеханики, подключённого к АСУ ТП ПС. Кроме того, шкаф оснащен панелью управления и индикации.

Сигналы, подтверждающие выполнение команд, получаются от устройства РЗА напрямую через канал цифровой связи, либо модулем телемеханики от выходных реле устройства. На ПС 220 кВ Белорусская такой класс устройств представлен терминалами REJ - производства ABB, ТЛ2606, ТОР-200, ТОР-100 – производства ООО «ИЦ Бреслер». В части ДУ для этих устройств - ввод/вывод функций ШСЭВ 220 кВ (ТЛ2606), ввод/вывод АВР и ЗМН СВВк 20 кВ.

Для подачи команд на данные устройства применены модули телемеханики TOPAZ TM MTU5 и DOUT8, которые смонтированы в шкафу защит ШСЭВ 220 кВ, релейных отсеках ячеек СВВк 20 кВ. В ячейках модули подключены к существующим шинам обмена данными RS485 системы АСУ ТП и осуществляют обмен данными с серверами АСУ ТП по протоколу МЭК 60870-5-101. В шкафу защит ШСЭВ 220 кВ модули ТМ подключены к новому шлейфу RS485, передача данных организована в протоколе Modbus. Питание данных модулей осуществляется от уже существующих резервированных шин питания +24В системы АСУ ТП.

Передача команд из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» до терминала осуществляется по существующим каналам связи между ДП и ПС, которые оснащены защитой и шифрованием.

Команда из ДП поступает в серверы ТМ, далее передается в серверы АСУ ТП и далее - в соответствующий терминал или модуль управления оборудованием. Сигнал об изменении состояния оборудования или функции приходит в серверы АСУ ТП и ТМ, и далее, передается на АРМ ОП на ПС и в ДП.

Передача команд управления так же возможна из АРМ ОП на ПС. В этом случае, команды проходят из АРМ в сервера АСУ ТП и ТМ. Сигналы об изменении состояния оборудования или функции передаются в серверы АСУ ТП и ТМ, и далее на АРМ ОП на ПС и в ДП.

Для разграничения прав телеуправления между диспетчерскими пунктами ДЦ Московского РДУ и ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский

регион» в серверах реализован арбитраж - программный ключ выбора места ТУ. Алгоритм работы программного ключа ТУ реализованы в соответствии с «Типовыми техническими требованиями к ПТК АСУ ТП подстанций и обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций».

Для организации возможности вывода из работы цепей телеуправления или принудительного запрета телеуправления на ПС оперативным дежурным персоналом подстанции в системе ТМ существует ручная накладка.

При выполнении условий типовых технических требований обеспечивается блокировка одновременного управления из нескольких мест.

Для контроля исправности светодиодов по месту установки применена схема опробования светодиодов с помощью кнопки «тест ламп» для каждого шкафа РЗА или ячейки, в которых по данному проекту устанавливается светосигнальная арматура.

Для корректной работы «логических ключей» в терминалах РЗА при подаче команды из АСУ ТП, для исключения обратного ввода функций в работу, выполнено ограничение длительности команды длительностью в 100 мс (исключение - терминалы ДЗШ).

В соответствии с «Типовыми принципами переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» ниже приведены определения и алгоритмы работы.

Клавиша выбора режима управления устройством РЗА - функциональная клавиша, посредством которой обеспечивается блокирование дистанционного управления функциями устройства РЗА из оперативно-информационного комплекса диспетчерского центра, программно-технического комплекса центра управления сетями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала подстанции.

Ключ выбора режима управления присоединением - двухпозиционное переключающее устройство, посредством которого обеспечивается блокирование дистанционного управления коммутационными аппаратами и заземляющими ножами данной ячейки из оперативно-информационного комплекса диспетчерского центра, программно-технического комплекса центра управления сетями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала подстанции.

Ключ дистанционного управления (Ключ ДУ) - программный ключ, реализованный в автоматизированной системе управления технологическими процессами подстанции.

Клавиша (ключ) выбора режима управления устройством РЗА, в соответствие с требованиями, имеет два положения: «местное» и «дистанционное».

При положении клавиши (ключа) выбора режима управления устройством РЗА в положении «дистанционное» возможно выполнять:

- ДУ функциями данного устройства РЗА из ДЦ:
- ДУ функциями данного устройства РЗА из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион»;
- ДУ функциями данного устройства РЗА с АРМ ПС.

При положении клавиши (ключа) выбора режима управления устройством РЗА в положении «местное» управление функциями данного устройства РЗА возможно только путем воздействия на переключающие устройства (кнопки, ключи управления), расположенные непосредственно на лицевой панели данного устройства РЗА или непосредственно в шкафу (отсеке) с данным устройством РЗА.

Клавиши (ключи) выбора режима управления устройством РЗА нормально должны находиться в положении «дистанционное».

При распределении прав ДУ обеспечено:

- ДУ из ДЦ только коммутационными аппаратами, ЗН, РПН и функциями устройств РЗА, которые определены Перечнем распределения

функций ДУ, разработанным в соответствии с требованиями раздела 4 Типовых принципов для ДУ из ДЦ;

- ДУ из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» коммутационными аппаратами, ЗН, РПН и функциями устройств РЗА, которые определены Перечнем распределения функций ДУ, разработанным в соответствии с требованиями раздела 4 Типовых принципов для ДУ из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», так и из ДЦ.

В АСУ ТП реализован Ключ ДУ, имеющий 4 положения:

- «Освобождено» - ДУ коммутационными аппаратами, ЗН не осуществляется, возможен перевод Ключа ДУ (захват управления) в любое из положений, приведённых ниже;
- «ПС» - ДУ коммутационными устройств РЗА, технологическим режимом осуществляется с АРМ ПС;
- «РДУ» - ДУ коммутационными аппаратами, ЗН, функциями устройств РЗА, на ПС осуществляется из РДУ;
- «ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» - ДУ коммутационными аппаратами, ЗН, функциями устройств РЗА на ПС осуществляется из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион».

Нормально Ключ ДУ установлен в положение «Освобождено» (рис. 4.6).

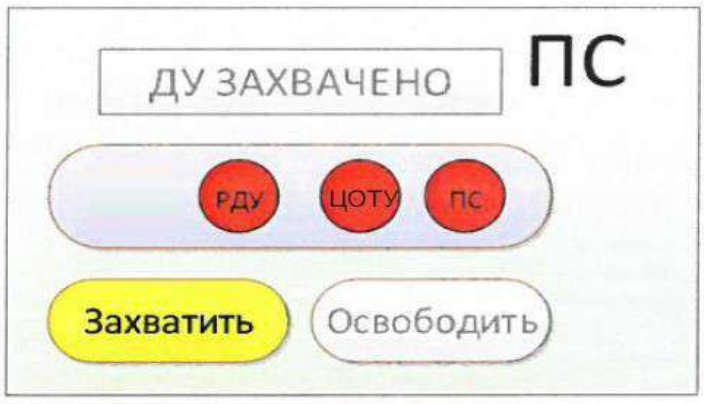


Рис. 4.6. Положение ключа ДУ – «Освобождено»

В ОИК ДЦ, ПТК ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АРМ ПС осуществляется передача информации из АСУ ТП ПС о текущем положении Ключа ДУ.

При переводе Ключа ДУ в положение РДУ (рис. 4.7) сигнализация положения Ключа ДУ в ОИК ДЦ, ПТК ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АРМ ПС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ из ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» с АРМ ПС будет заблокирована и обозначена красным цветом.

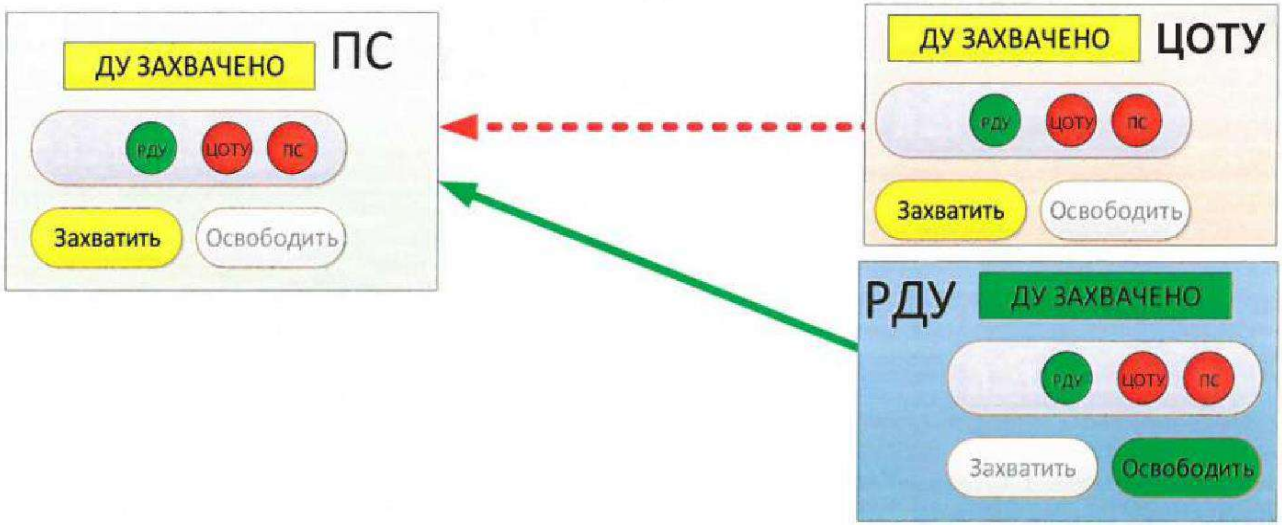


Рис. 4.7. Перевод ДУ в РДУ

При переводе Ключа ДУ в положение ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» (рис. 4.8) сигнализация положения Ключа ДУ в ОИК ДЦ, ПТК ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АРМ ПС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ из РДУ и переключений с АРМ ПС будет заблокирована и обозначена красным цветом.

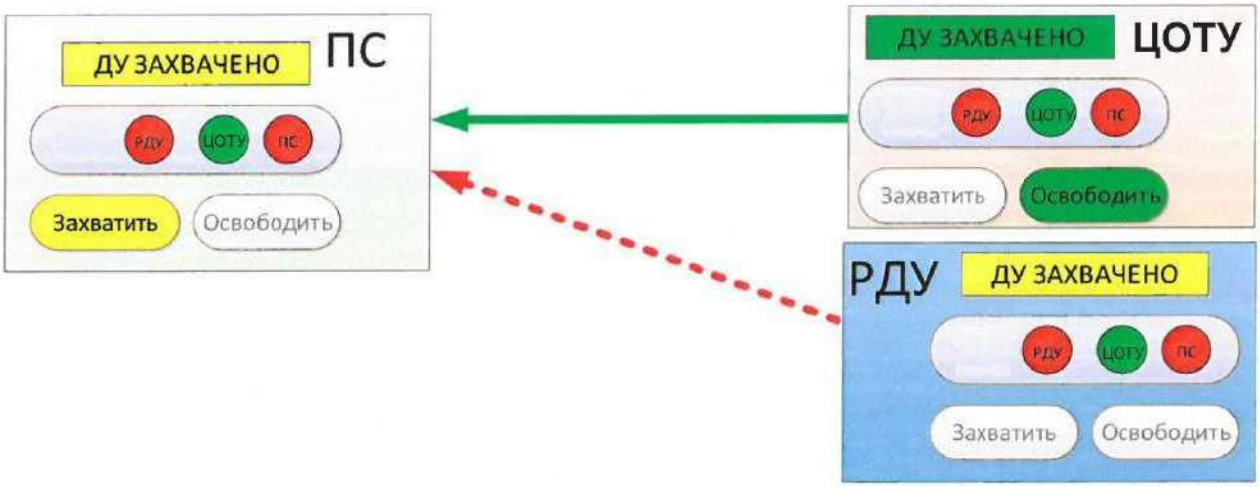


Рис. 4.8. Перевод ДУ в ЦОТУ

При переводе Ключа ДУ в положение ПС (рис. 4.9) сигнализация положения Ключа ДУ в ОИК ДЦ, ПТК ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион», АРМ ПС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ персоналом РДУ и ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» будет заблокирована и обозначена красным цветом.

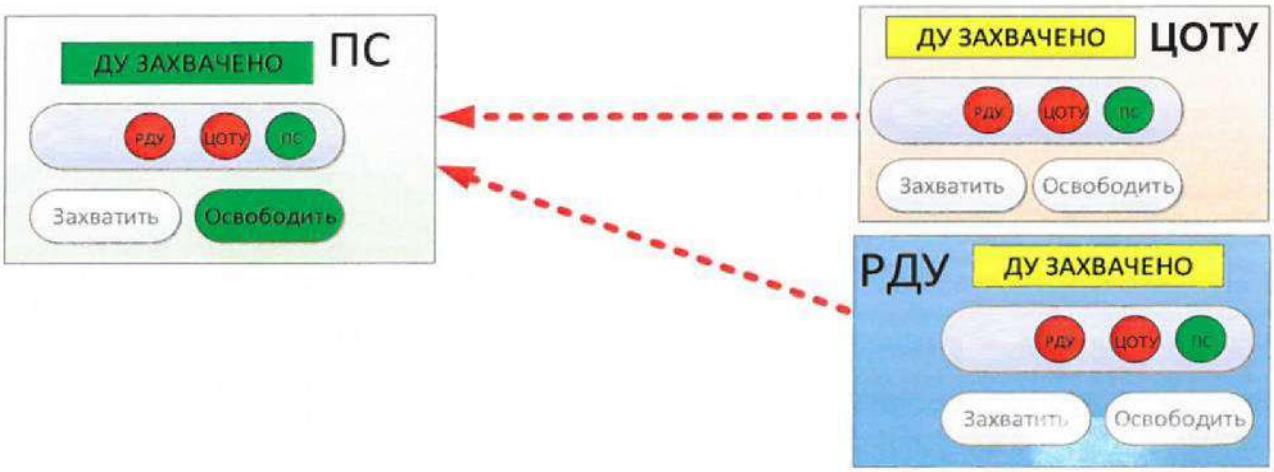


Рис. 4.9. Перевод ДУ на ПС

Оперативному персоналу ПС предоставляется приоритетное право принудительного перевода Ключа ДУ в положение «ПС» из «РДУ», «ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» в случае возникновения нештатных ситуаций и иных случаях, предусмотренных инструкциями.

Оперативному персоналу ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» предоставляется право принудительного перевода Ключа ДУ в положение «ДП ЦОТУ ПАО «Россети Московский регион» из «РДУ» в случае возникновения нештатных ситуаций и иных случаях, предусмотренных инструкциями.

Аналогично реализована система дистанционного управления устройствами РЗА на ПС 2200 кВ Кожевническая и ПС 110 кВ Люблино.

Экономический эффект реализации проекта по организации дистанционного управления оборудованием и функциями РЗА достигается благодаря снижению затрат по следующим направлениям (суммарно за 10 лет составит):

– снижения экономического ущерба при сокращении времени на восстановление электроснабжения и ликвидацию нарушений (469,6 млн. руб.);

– предотвращения экономического ущерба от угроз информационной безопасности (772,1 млн. руб.).

4.4. Создание подсистемы информационной безопасности для организации защищенного дистанционного управления оборудованием и РЗА и мониторинга МП РЗА

Кибератаки представляют серьезную угрозу для инфраструктуры передачи и распределения электроэнергии, а также объектов генерации. Эксперты выделяют, что особенно уязвимыми звеньями являются системы управления и диспетчеризации электроэнергетических систем, и их уязвимость растет с расширением использования интеллектуальных сетей [97; 132; 137; 166].

Борьба с этими угрозами требует постоянного внимания к безопасности киберпространства электроэнергетических систем и разработки эффективных мер по защите от кибератак [14; 75; 87; 91; 92; 96; 120; 121; 150; 172; 191; 205].

Внедрение многочисленных информационных систем на различных уровнях создает дополнительные «точки отказа». Учитывая тесное взаимодействие управляющих систем с физическим оборудованием энергетических объектов, даже незначительные ошибки диспетчера или несоблюдение требований по обеспечению информационной безопасности (ИБ) оперативным персоналом могут иметь серьезные последствия для энергосистемы.

Согласно исследованиям 2017 года, большинство кибератак приходится на предприятия электроэнергетического комплекса (38,7% от общего числа атак). Существует ряд успешных атак на энергетические предприятия,

приводящих к ограничению или полному прекращению электроснабжения для потребителей [51; 68; 82; 104; 128; 164; 192; 202; 210; 212; 215; 232].

Долгое время считалось, что системы автоматизированного управления технологическими процессами (АСУ ТП) недоступны для хакерских атак. Однако этот миф был разрушен в 2010 году, когда компьютерный червь, переданный на USB-флэш-накопителе сотрудником подрядчика, вызвал сбой в работе центрифуг по обогащению урана на заводе в Иране [214].

Еще одним примером уязвимости промышленного оборудования перед угрозами информационной безопасности является авария на подстанции «Пивнична» в Киеве. В результате воздействия вредоносного программного обеспечения, в ночь с 17 на 18 декабря 2016 года были удалены файлы с конфигурациями автоматики и оборудования, что привело к отключению электропитания в нескольких районах города и прилегающих областях [81].

С течением времени прошло много лет, однако аргумент о необходимости воздушного зазора и изолированности систем Автоматизированного управления технологическими процессами (АСУ ТП) по-прежнему занимает важное место в обсуждении вопросов построения промышленных систем и обеспечения их информационной безопасности. Тем не менее, современные тенденции свидетельствуют о том, что этот подход может не являться оптимальным [52; 54; 199; 208].

Согласно последним данным от Лаборатории Касперского [92], процент компьютеров, используемых для проектирования и интеграции АСУ ТП, на которых было заблокировано вредоносное программное обеспечение, вырос до 39,3%. На рисунке 4.10 представлен процент компьютеров в системах АСУ, на которых были заблокированы вредоносные объекты. Эти данные указывают на изменение подхода к безопасности в промышленных системах, где изоляция уже не является единственным эффективным средством защиты.

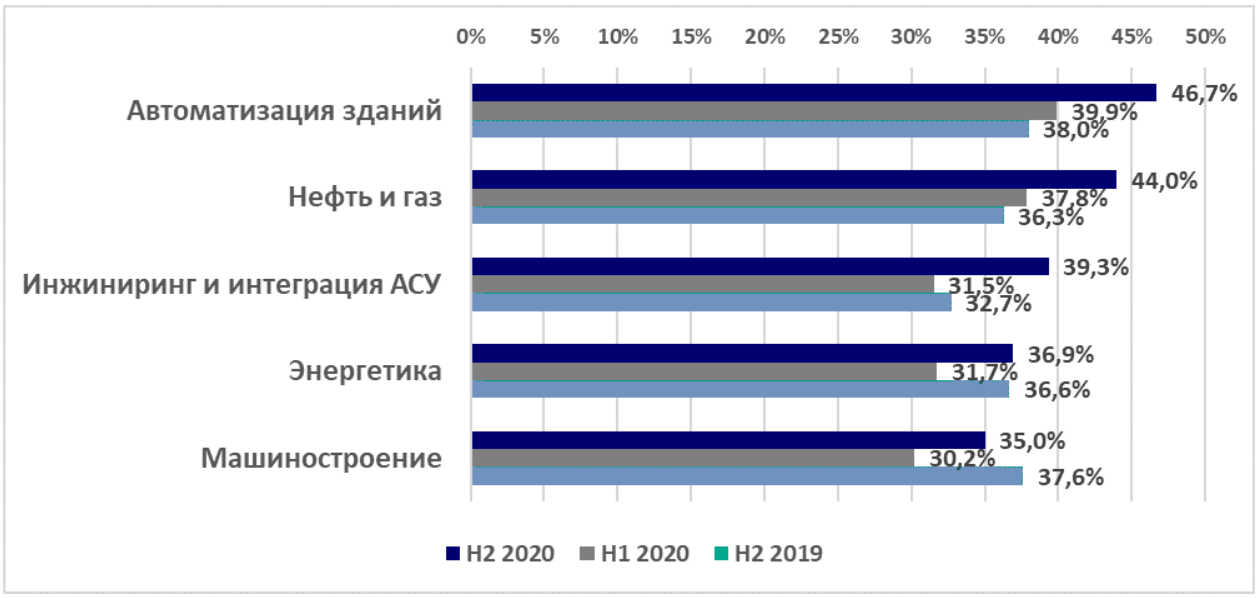


Рис. 4.10. Статистика заблокированного вредоносного ПО на АСУ ТП

В ходе внедрения системы дистанционного управления оборудованием и функциями Релейной защиты и автоматики (РЗА) из Центра управления сетью (ЦУС) и диспетчерского центра Распределенной диспетчерской управляющей системы (РДУ) при поддержке системы мониторинга устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях напряжением 110-220 кВ приобретает особенное значение обеспечение информационной безопасности в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для эффективной организации подсистемы защиты следует выделить несколько условных сегментов:

1. Серверный сегмент сетевой компании: Этот сегмент включает в себя серверы, находящиеся в центральной сетевой компании, которые осуществляют контроль, управление и обработку данных. Обеспечение высокого уровня защиты данных на этих серверах критично для предотвращения несанкционированного доступа и манипуляций.

2. Подстанции электрических сетей: Этот сегмент включает в себя оборудование и системы на подстанциях напряжением 110-220 кВ. Здесь важно обеспечить безопасность систем релейной защиты и автоматики,

предотвращая возможные кибератаки и обеспечивая надежную работу оборудования.

3. Удаленные (внешние) пользователи СРЗА: Этот сегмент включает в себя внешних пользователей, таких как операторов ЦУС и диспетчерского центра РДУ. Здесь важно обеспечить безопасную передачу данных между удаленными пользователями и серверами, а также предотвратить несанкционированный доступ к системе.

Каждый из этих сегментов требует комплексного подхода к обеспечению безопасности, включая шифрование данных, многоуровневую аутентификацию, мониторинг активности и другие меры, чтобы минимизировать риски информационных угроз и обеспечить стабильную работу системы.

При формировании подсистемы защиты, направленной на обеспечение безопасного дистанционного управления и мониторинга релейной защиты и автоматики (РЗА), были выделены отдельные сегменты информационной безопасности (сегменты ИБ). Эти сегменты разграничиваются в зависимости от конфигурации оборудования и характеристик контролируемых зон.

Часть компонентов сегмента ИБ размещается на коммутаторах и маршрутизаторах, расположенных на границе защищаемого периметра. Это важный шаг для предотвращения несанкционированного доступа и контроля за потоком информации, обеспечивая надежную защиту периферийных точек сети.

В Серверном сегменте компании подсистема защиты реализуется в соответствии со следующей схемой, представленной на рисунке 4.11. Разработка и внедрение такой схемы позволяют эффективно контролировать и управлять доступом к серверам, а также обеспечивать целостность и конфиденциальность информации.

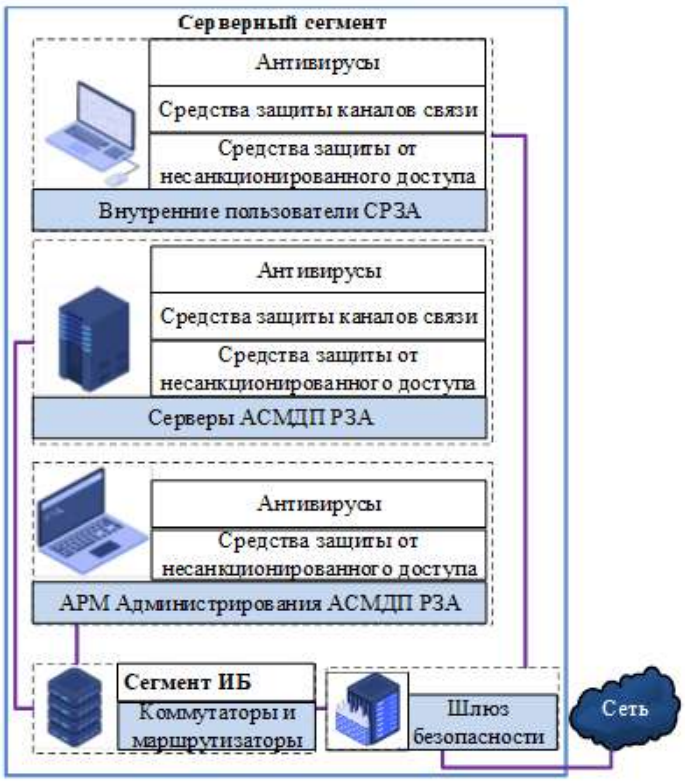


Рис. 4.11. Схема защиты серверного сегмента

Для подстанций московских высоковольтных сетей реализуемая схема защиты несколько отличается (рис. 4.12).

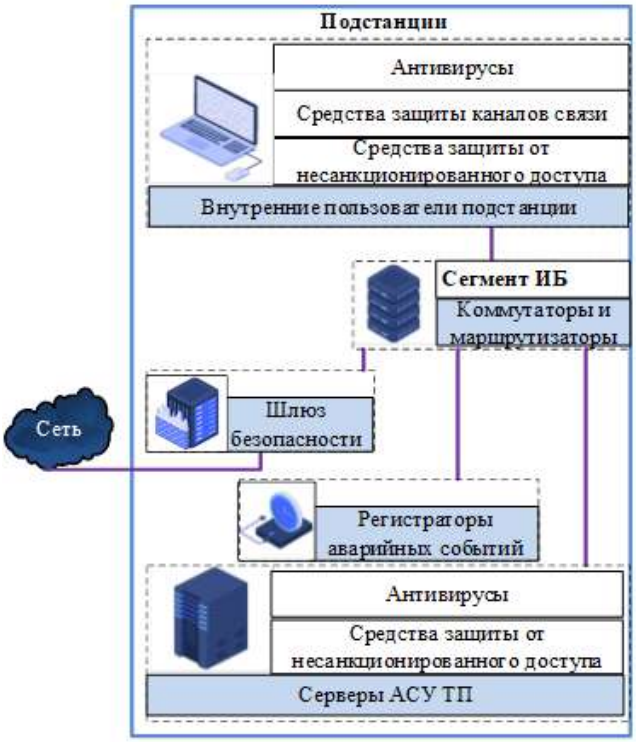


Рис. 4.12. Схема защиты сегмента Подстанций

Для обеспечения безопасности внешних пользователей Системы Релейной Защиты и Автоматики (СРЗА) используются средства антивирусной защиты, средства контроля несанкционированного доступа и средства защиты каналов связи. В общем виде взаимодействие между защищаемыми сегментами выглядит следующим образом (рис. 4.13):

- Серверный сегмент и подстанции, оборудованные средствами защиты информации на критических объектах и узлах, взаимодействуют информационно через шлюзы безопасности.
- Внешние пользователи получают доступ к СРЗА с использованием специального программного обеспечения. Оно предоставляет им возможность подключения к шлюзу безопасности серверного сегмента, обеспечивая тем самым безопасный доступ к необходимым функциям и данным.

Этот подход гарантирует защиту от вредоносных атак, обеспечивает контроль за доступом и сохраняет целостность информации, обмениваемой между внешними пользователями и серверным сегментом.

Рис. 4.13. Схема взаимодействия между защищаемыми сегментами

При разработке подсистемы информационной безопасности для уровня подстанций и верхнего уровня Центра Управления Сетью (ЦУС) был составлен перечень организационных и технических мероприятий в соответствии с [69; 154]. Для оценки угроз использовались актуальные угрозы

из «Банка данных угроз безопасности информации» Федеральной службы по техническому и экспортному контролю Российской Федерации (ФСТЭК). Кроме того, проведен анализ используемых компонентов и протоколов, обеспечивающих функционирование комплекса, включая рассмотрение общеизвестных уязвимостей CVE (Common Vulnerabilities and Exposures), с высоким рейтингом.

По результатам проведенной работы установлено, что используемые компоненты не обнаруживают критических уязвимостей. Подсистема защиты информации включает взаимосвязанные элементы, обеспечивающие комплексную защиту. Общая структура подсистемы защиты информации и взаимодействие ее элементов представлены на рисунке 4.14.

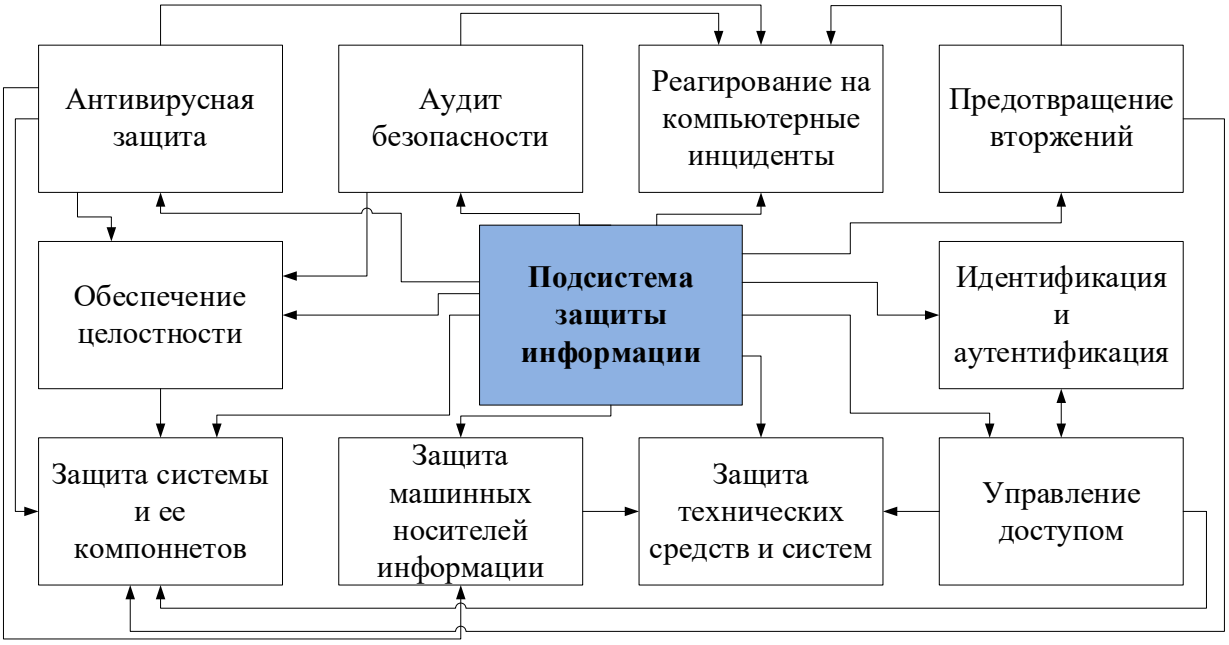


Рис. 4.14. Структура подсистемы защиты информации

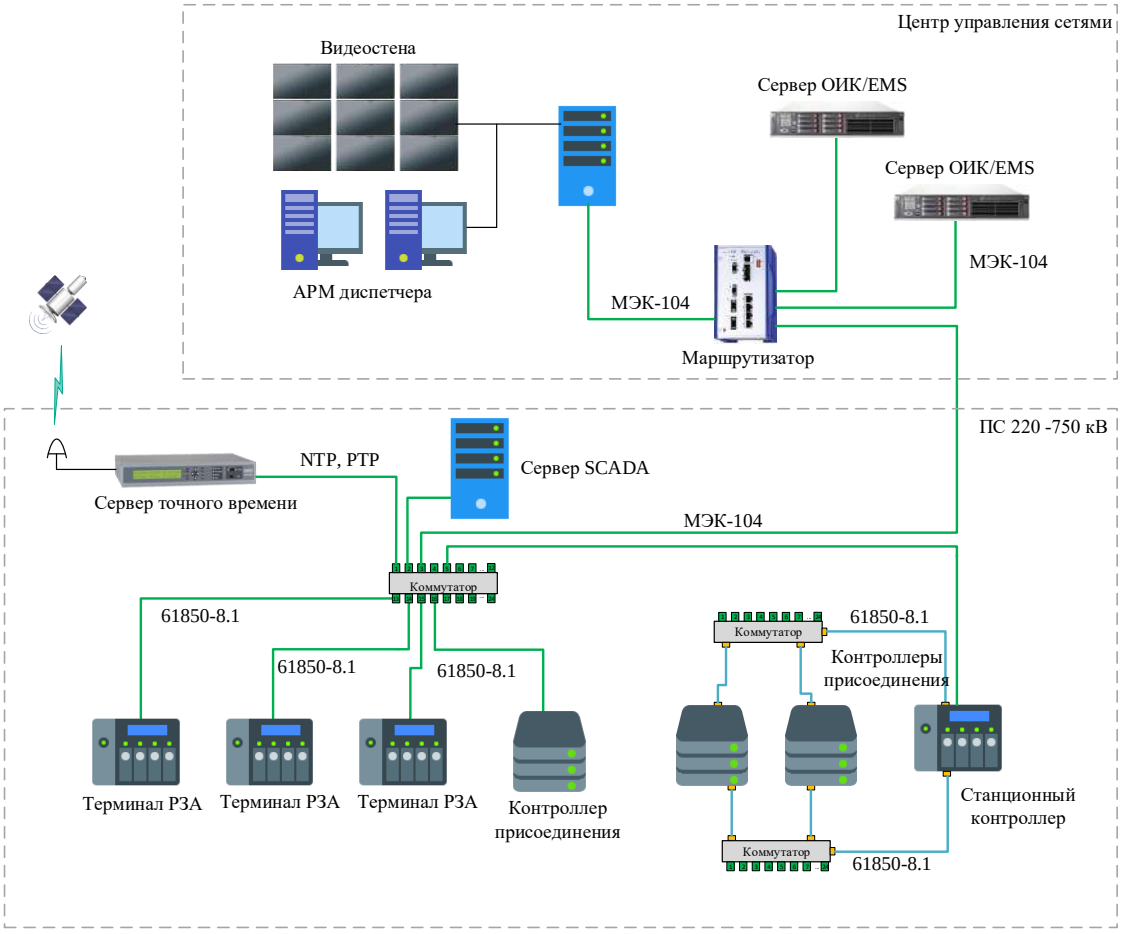


Рис. 4.15. Принципиальная схема цифровой подстанции (целевая модель)

В роли целевой модели принята цифровая подстанция, созданная в соответствии со стандартом МЭК 61850. Эта подстанция обладает функциональностью дистанционного управления первичным оборудованием из системы управления энергосистемой (EMS), расположенной в диспетчерском центре (рисунок 4.15). Кроме того, для полноценного моделирования распределенных систем, таких как система синхронизированных векторных измерений, в модели также учтены смежные подстанции и диспетчерский центр. Для анализа возможных угроз информационной безопасности проведены исследования с использованием полунатурного моделирования [50; 103], которые позволили идентифицировать риски нарушения информационной безопасности [55; 56; 57; 58].

При дальнейшем масштабировании или внедрении технологии дистанционного управления и мониторинга оборудования важно проводить периодический анализ угроз. В этом процессе необходимо учитывать не только угрозы, представленные в банке угроз Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК), но также те, которые могут быть обнаружены в других открытых источниках, таких как MITRE CVE и база данных NVD.

4.5. Перспективы развития технологий дистанционного управления электротехническими комплексами систем электроснабжения в части силового оборудования

Как уже было замечено, перемещение точек инициирования сигналов на исполнительные механизмы управления переключениями с сетевых объектов (подстанций) в диспетчерские центры сопряжено со значительным увеличением потока информации, принимаемого и обрабатываемого в этих диспетчерских центрах [212]. В этих условиях, наряду с отмеченными плюсами дистанционного управления, если не принимать дополнительных технических мер, могут проявиться и негативные явления, связанные с кратным увеличением моральной и физической нагрузки на дежурный персонал диспетчерских центров, непосредственно осуществляющий переключения. Отрицательные проявления могут выразиться не только на повышении вероятности ошибок управления, что снизит потенциальную эффективность дистанционного управления, но и в более отдаленном воздействии на морально-психологическое здоровье диспетчерского персонала. Безусловно, понимая последствия такого недопустимого сценария развития событий, разработчики технологий дистанционного управления стремятся к максимальной автоматизации процессов управления. Тем не менее, современный уровень автоматизации можно оценить, как начальный

или минимально необходимый и, безусловно, он не является целевым, а может и должен быть значимо повышен.

В этом плане перспективным направлением развития технологий дистанционного управления может быть использование цифровых двойников объекта управления и прилегающей электрической сети [118; 175] и, на их основе, дальнейшая последовательная автоматизация процессов дистанционного управления объектами, в том числе, с применением алгоритмов Искусственного Интеллекта (ИИ).

В общем виде реализация предлагаемого пути перспективного развития технологий дистанционного управления может быть представлена в виде дорожной карты:

1. Обеспечение автоматической верификации входного потока информации.

2. Формирование подробной информационной электрической модели объекта дистанционного управления, детально описывающей все коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, заземлители), элементы ошиновки, шины и отходящие присоединения, измерительные трансформаторы; моделей устройств РЗА.

3. Формирование цифрового двойника объекта дистанционного управления.

4. Включение цифрового двойника в контур технологии дистанционного управления.

4.6. Использование цифровых двойников в дистанционном управлении оборудованием электротехнического комплекса

Цифровой двойник объекта управления может быть составлен из пяти компонентов. Первый компонент – визуальное изображение объекта управления. Второй – детальная информационная модель подстанции,

включающая, на первых порах, простые модели коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземлителей), положения которых могут принимать значения включен/отключен, элементов ошиновки, шин, секций и отходящих присоединений, устройств и схем управления силовой электроники. Третий – модели измерительных трансформаторов, и развернутые модели устройств РЗА. Четвертый компонент – эквивалентная модель прилегающей энергосистемы, включающая укрупненные условно-постоянные параметры сети и энергетического оборудования, необходимые для моделирования стационарных и переходных процессов. Пятый компонент – переменные параметры, дополняющие или характеризующие первые четыре.

К переменным параметрам первого типа относятся обработанные данные видеокамер, накладываемые на визуальные изображения подстанций, позволяющие, например, выявлять возникновение видимых дефектов оборудования, а также появление в периметре подстанции или вблизи ячейки распределительного устройства, в отношении которой планируются действия по дистанционному управлению, посторонних предметов или лиц. Совокупность данных видеокамер и известные заранее планы/виды подстанции формируют визуальное подмножество цифрового двойника (ЦД) объекта управления [63; 175; 231].

Вторым типом переменных параметров являются измеряемые параметры электрического режима и статусов коммутационных аппаратов. Переменные параметры этого типа в сочетании с условно-постоянными параметрами информационной электрической модели образуют электрическое подмножество цифрового двойника (ЦД) объекта управления.

Совокупность визуального и электрического подмножеств ЦД образует ЦД объекта дистанционного управления в целом.

Корректность работы визуального подмножества ЦД может быть оценено на основании сопоставления образов подстанции и синхронности, происходящих в них событий, сформированных на основании данных нескольких видеокамер.

Корректность работы электрического подмножества ЦД зависит от корректности определяющих его параметров. Поэтому все эти параметры нуждаются в периодической верификации.

Наиболее разработанной к настоящему времени областью верификации является оценивание состояния параметров электрического режима, осуществляемого в темпе близком к темпу обновления телеинформации [78; 93; 183; 227].

Технологии верификации условно-постоянных электрических параметров оборудования также нуждаются в развитии, поскольку они могут:

А) изменяться в ходе эксплуатации и влиять на результаты моделирования электрических режимов;

В) быть использованы в алгоритмах оценки технического состояния оборудования.

Электрическое подмножество цифрового двойника объекта дистанционного управления (подстанции) должно быть представлено подробной пофазной (фазы А, В, С, нулевые выводы трансформаторов) информационной моделью в соответствии с ГОСТ Р 58651.2-2019.

Информационная модель должна содержать модели всех физических элементов электрической схемы, в отношении которых могут производиться операции и состояние которых должно контролироваться при осуществлении дистанционного управления. В частности, должны быть представлены сборные шины, секции шин, присоединения, коммутационные аппараты, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, в том числе, с делителями напряжения, высокочастотные заградители, элементы ошиновки, устройства компенсации реактивной мощности, класс активных сетевых устройств на основе силовой электроники (вставки постоянного тока, СТАТКОМы [39], динамические компенсаторы искажений напряжения, накопители электрической энергии и др.).

Полученная информационная модель должна быть дополнена подробными моделями устройств релейной защиты и автоматики.

Подробность представления электрической схемы модели цифрового двойника должна обеспечивать точное соответствие реальной схеме в части распространения в них электрического потенциала (частей, находящихся под напряжением, заземленных частей и частей, не находящихся под напряжением, но незаземленных).

Преобразование сущностей и параметров информационной модели в сущности расчетной модели должно осуществляться автоматически работающим программным обеспечением - топологическим процессором.

Расчетная модель в составе цифрового двойника обеспечивает возможность наложения на него актуальных системных (режимных) условий, формируемых как внутри него (за счет производимых операций с оборудованием или его отказами), так и в окружающей системной среде.

Таким образом, далее необходимо поместить полученную модель объекта дистанционного управления в среду обитания, представленную эквивалентным электрическим режимом прилегающей сети. Главные требования к эквиваленту обусловлены необходимостью обеспечить модель электрического подмножества цифрового двойника адекватными электрическими реакциями электрической системы на все действия (стационарные и динамические), как производимые над оборудованием объекта дистанционного управления, так и со стороны находящихся внутри него активных систем, таких как:

– активное силовое оборудование (устройства компенсации реактивной мощности, активные сетевые устройства на основе силовой электроники);

– устройства релейной защиты и автоматики.

Для обеспечения выполнения предъявленных выше требований необходимо реализовать выполнить еще одну технологию - технологию *актуализации* условно-постоянных параметров и параметров электрического режима на основании потока верифицированных данных.

Преобразование сущностей и параметров информационной модели в сущности расчетной модели должно осуществляться автоматически работающим программным обеспечением - топологическим процессором.

Моделирование устройств РЗА в целях расчета и проверки выбранных уставок в Российской Федерации имеет давние традиции. В частности, разработчики моделей устройств РЗА, фактически установленных на объектах электрических сетей, разрабатывают свои библиотеку, моделей РЗА различных производителей.

Моделируемые функции РЗА:

– Защиты с абсолютной селективностью:

- Дифференциальные защиты ЛЭП (ДЗЛ);
- Дифференциальные защиты Трансформаторов и Автотрансформаторов (ДЗТ);
- Дифференциально-фазные защиты (ДФЗ);
- Защиты с ВЧ блокировкой (ВЧБ);
- Направленные ВЧ защиты (НВЧЗ);
- Поперечные направленные дифференциально-токовые защиты (ПДНЗ);
- Дифференциальные защиты шин и ошиновок (ДЗШ, ДЗО).

– Ступенчатые защиты:

- Дистанционные защиты (ДЗ);
- Максимальные токовые защиты (МТЗ) (в том числе максимальные токовые защиты с пуском по напряжению (МТЗН), токовые отсечки (ТО);
- Токовые защиты обратной последовательности (ТЗОП);
- Токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП);
- Защиты от повышения напряжения и защиты минимального напряжения (ЗПН, ЗМН).

– Защищаемые объекты:

- Линии (ЛЭП);

- Трансформаторы (Т) и Автотрансформаторы (АТ);
- Шины (Ш) и Ошиновки (Ош);
- Выключатели (В, ОВ, СВ, ШСВ)
- Генераторы (Г).

Перечисленные модели позволяют решать следующие прикладные задачи:

– Задание и хранение уставок и параметров настройки РЗА по форме бланка от производителя;

– Анализ функционирования РЗА в аварийных режимах работы сети:

•возможность анализа действия нескольких функций защит одновременно в рамках одного устройства РЗА (например, основные защиты + КСЗ), а также возможность одновременного анализа нескольких независимых устройств РЗА;

•анализ действия защиты происходит с использованием действующих значений в различных аварийных режимах сети на основе расчетов ТКЗ (с возможностью учета переходного сопротивления). Осуществляется фиксация сигналов пусков, блокировок и срабатываний отдельных органов модели РЗА, а также их воздействие на схему сети. Доступна функция пошагового анализа с изменением топологии схемы сети после действия защит – пошаговое моделирование.

– Расчет, выбор, согласование уставок;

•автоматический выбор параметров (уставок) настройки ступенчатых защит устройств РЗА по критериям отстройки, согласования и чувствительности с учётом требований НТД РФ, стандартов организаций и рекомендаций производителей устройств РЗА;

•возможность автоматического применения уточненных расчетных значений уставок к моделям РЗА, установленным на схемах сетей, полученных в соответствии с руководящими указаниями и методиками расчета уставок производителя для ступенчатых защит РЗА по условиям

обеспечения необходимой чувствительности, отстройки и согласования. Возможность более точного определения конца зоны действия ступени защиты путем вывода ее на грань срабатывания.

В перспективе разработанные модели РЗА и их функции могут быть использованы при создании ЦД [63]. Общая архитектура взаимодействия моделей РЗА и ЦД представлена на Рис 4.16.

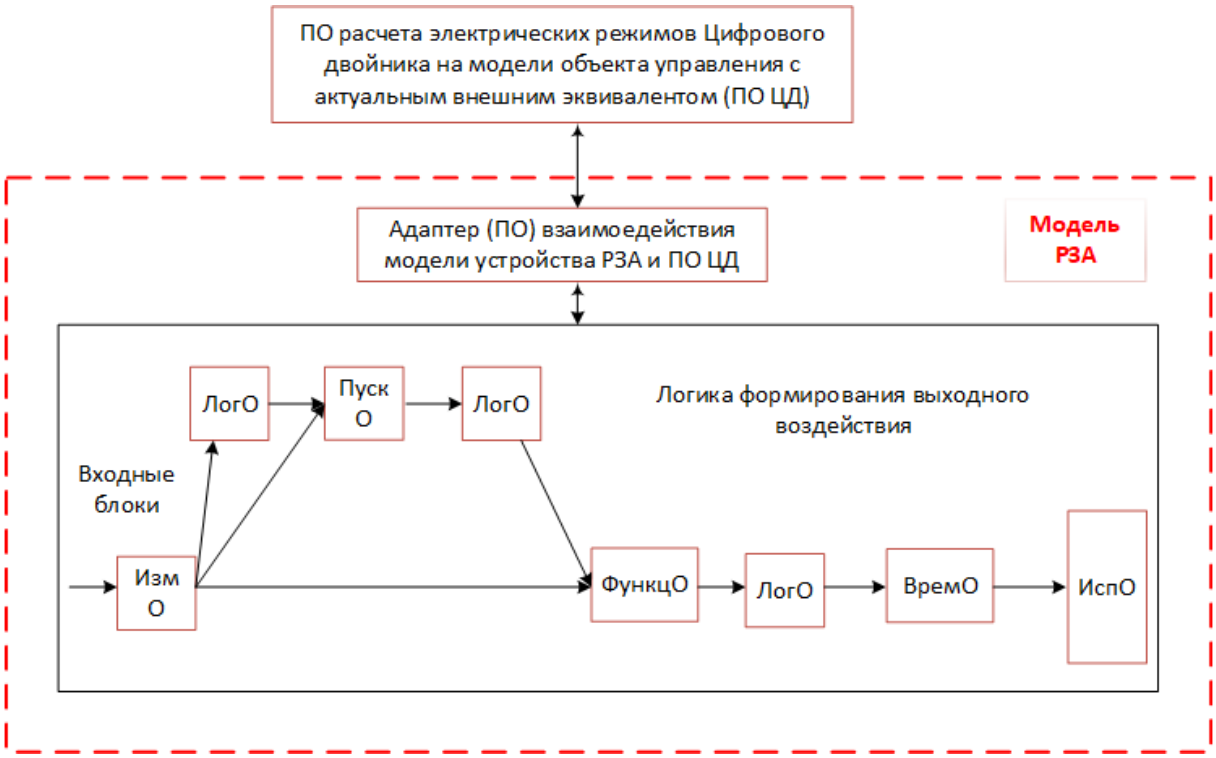


Рис. 4.16. Схема взаимодействия моделей РЗА и ЦД

Модель РЗА состоит из набора органов, группируемых по следующим типам:

– ИзмО - Измерительные органы;

– ПускО - Пусковые органы;

– ФункО - Функциональные органы;

– ЛогО - Логические органы;

– ВремО - Органы времени;

– ИспО - Исполнительные органы с действием на выключатель.

Из связей, обеспечивающих взаимодействие этих органов внутри самой модели, и связей, обеспечивающих работу нескольких моделей.

Сама модель делится на 3 части:

– Группа входных блоков (измерительные преобразователи);

– Функционально-логическая часть;

– Логика формирования выходного воздействия (выходная часть).

Формирование ЦД объекта дистанционного управления заключается в инженерной интеграции визуального и электрического подмножеств, описание которых приведено выше.

После того, как формирование ЦД завершено, появляется возможность начала его экспериментального параллельного сосуществования с реальным объектом управления. Все команды управления, реализуемые в отношении реального объекта, должны дублироваться на ЦД. В результате появляется возможность сопоставления режимных последствий каждого производимого действия со стороны технологии дистанционного управления и реакций со стороны активного оборудования (устройства на основе силовой электроники и РЗА) на ЦД и на реальном объекте.

После того, как функционирование ЦД и реального объекта признается идентичным, ЦД может быть включен в действующую технологию дистанционного управления.

Способ включения ЦД в действующую технологию может предусматривать возможность упреждающей подачи сигналов дистанционного управления на ЦД. В этом случае реакции моделей оборудования и режимные последствия на ЦД могут служить подтверждением корректности осуществления дистанционного управления на реальном объекте. Для получения такого подтверждения программное обеспечение должно предусматривать автоматическую проверку последствий виртуального дистанционного управления на ЦД.

Таким образом, ЦД будет использоваться в целях повышения корректности команд дистанционного управления и соответствующего снижения системных отказов и аварий, которые могут возникать

Другим вариантом полезного использования ЦД является возможность мониторинга функционального состояния активного оборудования и РЗА. Появление рассогласования поведения моделей этих устройств в ЦД и реальных устройств на объекте управления является поводом для проведения более глубокого диагностирования.

В настоящее время происходит оценка возможности внедрения ЦД объектов электротехнического комплекса ПАО «Россети Московский регион».

4.7. Выводы

1. Организовано дистанционное управление функциями МП устройств РЗА из удаленного диспетчерского пункта Московских высоковольтных сетей и из диспетчерского центра АО «СО ЕЭС», ранее нигде в электрических сетях РФ не применявшееся, что подчеркивает уникальность и новизну данной разработки. Реализованы и опробованы организационные и технические мероприятия в соответствии с Типовыми техническими требованиями к ПТК АСУ ТП и РЗА для организации ДУ, а также применены оригинальные технические решения, которые позволяют обходить ограничения МП РЗА для реализации ДУ. Это дает значительный эффект за счет построения более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

2. Обеспечение информационной безопасности – итерационный, непрерывный процесс, в ходе которого происходит повторение таких действий, как анализ рисков и инцидентов, разработка мер по защите информации, их внедрение и проверка. Данные процессы рекомендуется регламентировать до начала эксплуатации системы, так как при эксплуатации необходимо обеспечить регулярность действий в соответствии с разработанными политиками информационной безопасности. В то же время защита информации должна осуществляться кадрами, обладающими достаточной компетенцией, образованием и профессиональной подготовкой.

3. Обеспечение информационной безопасности должно осуществляться для всех информационных систем защищаемого объекта: взлом любой из них, если те полностью не изолированы на физическом и логическом уровне, может повлечь за собой возможность проведения атаки нарушителем и дальнейшее распространение деструктивных воздействий. Данное правило особенно важно к выполнению для взаимодействующих систем.

4. При дальнейшем масштабировании или тиражировании технологии дистанционного управления и мониторинга оборудования необходимо проводить регулярный анализ угроз. При этом должны быть учтены не только угрозы из банка угроз ФСТЭК, но и те, что размещены в иных открытых источниках, например – MITRE CVE и база данных NVD.

5. Дальнейшим направлением исследования дистанционного управления оборудованием является применение цифровых двойников управляемых электротехнических комплексов, что позволит обеспечить не только создание и внедрение систем дистанционного управления, но и оценку их состояния в процессе выполнения функций дистанционного управления для исключения потери управляемости.

5. РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕННОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЗА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С ЦЕЛЬЮ ПЕРЕХОДА НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Как уже говорилось в предыдущих разделах, для повышения эффективности функционирования системы оперативно-технологического управления в электросетевом комплексе ключевое значение имеет внедрение систем, позволяющих снизить информационную нагрузку на диспетчера путем замещения части выполняемых им функций автоматизированными системами. В качестве одной из таких систем предлагается использовать систему автоматизированного мониторинга и управления устройствами РЗА. В данной главе представлено описание реализованных в процессе подготовки данной работы технологий и решение поставленных задач.

5.1. Анализ существующих систем автоматизированного мониторинга устройств РЗА

В настоящее время качественно новые требования к надежности и операционной эффективности в высоковольтных электрических сетях привели к росту количества исследований и развитию решений и продуктов для использования в цифровой подстанции, как было уже указано в главе 4.

С развитием микропроцессорных устройств РЗА повышается и их сложность. Производители с каждым годом усовершенствуют и усложняют как аппаратное, так и внутреннее программное обеспечение устройств. При этом условия эксплуатации и правила технического обслуживания для устройств МП РЗА по сравнению с электромеханическими защитами не поменялись [138; 153] – персонал служб РЗА и дежурный персонал по месту

осуществляют периодическую визуальную оценку состояния: по сигналам светодиодной индикации или по информации на интерфейсе устройства РЗА. При этом за последние 15 лет количество устройств МП РЗА на объектах ЕНЭС в России разных типов, версий и производителей увеличилось на 18 % в общем числе устройств.

Сложным и мало автоматизированным при этом остается процесс анализа и оценки правильности работы защит при разборе аварийных событий, связанных с повреждениями первичного оборудования, аварийными отключениями выключателей или некорректной работой самих защит [61; 211].

Это привело к тому, что в 2018 г. ПАО «Россети» выпущен стандарт организации СТО 34.01-4.1-007-2018 «Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850» [212]. Этим стандартом определяется, что автоматизированный мониторинг микропроцессорных устройств РЗА является неотъемлемой частью процессов технического обслуживания по состоянию устройств РЗА и реализуется в виде информационной системы.

Исторически с начала 2000-х годов на российском рынке начали появляться отечественные информационные системы, которые потенциально выполняли функции автоматизированного мониторинга функционирования устройств РЗА (например, ПТК «Защита-3» компании НТЦ «Механотроника», ПТК «ЭГИДА» компании ООО «НПФ «Механотроника РА») [123; 134].

Основной функционал этих систем [60]:

1) Опрос устройств полевого уровня по протоколам Modbus RTU, Modbus TCP, IEC-870-5-101 (-104);

2) Первичная обработка данных и преобразование к формату, требуемому для визуализации и архивирования;

3) Скачивание и просмотр осциллограмм;

4) Просмотр журналов событий и уставок;

5) Просмотр архивной информации в виде графиков для измеренных значений, и журналов для событий;

6) Ведение отчетов, системных журналов и журналов действий персонала.

Однако использование этих систем не позволило полноценно автоматизировать анализ функционирования РЗА. Также в этом функционале системы не обеспечивают соответствие требованиям вышеуказанного стандарта ПАО «Россети».

Более широким функционалом обладают программные комплексы от ООО НПП «ЭКРА», ООО «Систел», данные компании расширили функционал своих SCADA систем и заложили в них возможности мониторинга РЗА [124; 125].

Помимо выполнения стандартных функций SCADA систем добавился функционал:

1. Опрос устройств полевого уровня по протоколам МЭК 61850;

2. Конфигурирование устройств релейной защиты и автоматики, опрос и запись параметров РЗА;

3. Контроль работы подключенных устройств релейной защиты с целью получения информации о срабатываниях и неисправности;

4. Сбор и регистрация информации об аварийных процессах (сбор осциллограмм);

5. Архивирование и хранение аварийных срабатываний и связанных с ними осциллограмм;

6. Предоставление интерфейса для доступа к хранимой информации;

7. Отображение информации в графических и табличных формах;

8. Создания отчетных документов.

За рубежом так же пытаются решить похожие задачи по автоматическому анализу аварий и мониторингу устройств РЗА.

В 2012 году для операторов RTE (Франция) и ELIA (Бельгия) компанией NetCeler было разработано ПО «IVPower», которое агрегировало

все данные, поступающие с подстанций с их дальнейшей архивацией, анализом и отображением с помощью экспертной системы классификации анализируемых аварий. Функционала мониторинга состояния РЗА в «IVPower» не предусмотрено. Основные функции «IVPower»:

1. Автоматический сбор и классификация различной информации, связанной с аварийными событиями для экономии времени при анализе аварий.

2. Представление последовательности событий, измерений для ускорения анализа аварий.

3. Выявление ошибок работы в системе защиты.

4. Предоставление статистических данных о неисправностях линий, трансформаторов, выключателей и устройствах РЗА [126].

В 2016 году испанской энергетической компанией IBERDROLA SA, являющейся производителем и поставщиком электроэнергии, для департамента релейной защиты была разработана и внедрена на своих энергообъектах автоматизированная система «SINAI» анализа аварий для фиксации, обработки и анализа аварийных событий в электрических распределительных сетях 45 кВ и выше и формирование отчета по событию [127]. Чтобы оптимизировать автоматизированный анализ аварийных событий в «SINAI», этот анализ был структурирован на трех уровнях:

- Уровень 1 (МП РЗА): автоматический анализ аварии только по данным от одного устройства МП РЗА.
- Уровень 2 (подстанция): автоматический анализ аварии по информации от нескольких устройств МП РЗА, установленных на одной и той же подстанции и с одинаковыми временами фиксации аварийных событий.
- Уровень 3 (сеть): автоматический анализ аварии по информации, полученной с нескольких подстанций и с одинаковыми временами фиксации аварийных событий.

В результате использования системы анализа аварийных событий с выявлением ошибок работы РЗА за последние шесть лет удалось сократить

число отключений трансформаторов на подстанциях на 43%.

Проведенный обзор показывает, что разработки вышерассмотренных компаний (как отечественных, так и зарубежных) в отдельности или полностью могут решать задачи мониторинга и анализа работы РЗА, имея положительную практику. Опыт показывает, что состав устройств РЗА на большом количестве подстанций, весьма неоднороден, и в таких условиях выигрышной будет технология, поддерживающая интерфейсы для взаимодействия с устройствами разных поставщиков и различных серий.

В 2018 году в соответствии с требованиями СТО 34.01-4.1-007-2018 были разработаны и внедрены на пилотных подстанциях 220 кВ ПАО «Россети» автоматизированная система мониторинга РЗА, в которой реализован следующий функционал:

1. Мониторинг и контроль технического состояния МП РЗА в нормальных и аварийных режимах работы.

2. Контроль изменений в активной конфигурации и параметрах настройки РЗА с выявлением несоответствий задания на конфигурирование.

3. Оперативное оповещение пользователей о фактах возникновения неисправностей устройства РЗА по результатам мониторинга, с указанием предполагаемых причин возникновения, рекомендуемых мер по устранению и возможных дальнейших последствий при не устранении (на основании данных заводов-изготовителей устройства).

4. Локализация места и вида повреждения оборудования в энергосистеме.

5. Программное одностороннее и двустороннее определение расстояния до места повреждения на линиях электропередач, отходящих от энергообъекта.

6. Оценка правильности действий микропроцессорных устройств РЗА по результатам обработки аварийной информации, собираемой от нескольких энергообъектов.

7. Оценка правильности действий защит с использованием математического моделирования аварийных нарушений и «цифровых двойников» РЗА;

8. Формирование экспресс-протокола анализа.

Технология автоматизированного мониторинга РЗА становится все более востребованной во всем мире, так, в Приказе Минэнерго России от 13.07.2020 №555 технология автоматизированного мониторинга РЗА прописана в явном виде. Применение таких систем является необходимым условием для перехода на техническое обслуживание РЗА по фактическому состоянию. Развитие технологии позволит повысить эффективность и надежность эксплуатации МП РЗА.

Дальнейшее развитие технологии автоматизированного мониторинга и анализа функционирования МП РЗА, должно обеспечивать:

- Автоматическую локализацию поврежденного присоединения в электрической сети по данным осциллограмм с нескольких энергообъектов с программным определением места повреждения на ЛЭП по методу двустороннего замера.
- Централизованный сбор измерений дискретных событий и файлов осциллограмм с нескольких подстанций на единый сервер верхнего уровня в ЦУС по протоколу МЭК 61850. Отказ от использования отдельного сервера мониторинга РЗА на уровне подстанции и использование функций АСУ ТП.
- Синхронизацию отдельных файлов осциллограмм МП РЗА и РАС с разных энергообъектов по одному аварийному событию с точностью до 0,1 мс и формирование (вертикальная и горизонтальная склейка) единого файла осциллограммы.
- Расчет индекса готовности (технического состояния) устройств РЗА для определения приоритета проведения технического обслуживании и ремонтов.

Внедрение данного функционала необходимо реализовать в рамках пилотных проектов, что позволит апробировать разработанные алгоритмы и

станет основой для дальнейшей разработки методической и нормативной документации в области определения надежности МП РЗА и перехода на техническое обслуживание по их фактическому состоянию.

В перспективе промышленное внедрение и использование систем удаленного мониторинга состояния работы устройств РЗА на объектах ПАО «Россети» и других субъектов позволит повысить наблюдаемость за состоянием оборудования. В свою очередь это должно стать основой для перехода на техническое обслуживание устройств РЗА по их фактическому техническому состоянию, отказаться от ряда плановых работ, что в итоге приведет к сокращению постоянных эксплуатационных затрат и позволит снизить нагрузку на персонал.

Кроме того, описанная выше организация мониторинга состояния устройств РЗА позволяет обеспечить реализацию еще одной задачи оперативно-технологического управления – дистанционное управление устройствами РЗА.

5.2. Формализованная оценка технического состояния оборудования электрических сетей

Для того, чтобы перейти к оценке технического состояния устройств РЗА, предлагается рассмотреть какими методами можно оценить техническое состояние основного оборудования электрических сетей для оценки технического ресурса.

Для примера, формула оценки остаточно технического ресурса выключателя выглядит следующим образом [136; 142]:

$$R^*_{0.\text{ост}} = 1 - \left[R^*_0 + \sum_{j=1}^{k} \left(\int_0^{R^*_j} e^{X^*_{I-1}/\Delta X^*_I} dr^* - R^*_j \right) \right] \quad (5.1),$$

где: $R^*_{0.\text{ост}}$ — остаточный ресурс выключателя при условии дальнейшей работы оборудования в нормативных условиях эксплуатации;

R_0^* — нормативный ресурс;

R_j^* — фактически отработанный ресурс на j-м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации;

X_I^* — относительное отклонение эксплуатационного фактора, учитывающего воздействие коммутируемого выключателем тока *I*;

ΔX_I^* — относительное отклонение фактора X_I^*;

$J = 1 \ldots K$ — количество интервалов, на которых наблюдаются ненормативные условия эксплуатации оборудования.

Метод оценки коэффициента дефектности [59; 62; 70; 71] является долговременным и широко используемым при техническом освидетельствовании объектов, достигших предельного срока службы [133]. Суть метода заключается в оценке технического состояния объекта на основе выявления совокупности дефектов его составных элементов, например, для высоковольтных линий 0,4–20 кВ в оценку включаются опоры, изоляторы и провод.

Этот метод позволяет определить степень износа и повреждения элементов объекта, что важно при принятии решений о дальнейшей эксплуатации, реконструкции или замене оборудования [6; 7; 59].

Для оценки коэффициента дефектности (КД) по методу, о котором вы упомянули, используют таблицы, в которых учитывается вероятность отключения объекта от выявленного дефекта [112; 113; 135]. Расчет КД осуществляется как отношение дефектных элементов к общему количеству этих элементов.

Формула для расчета коэффициента дефектности (КД) выглядит следующим образом:

$$\text{КДВЛ} = 0{,}4 \times \text{КДО} + 0{,}1 \times \text{КДФ} + 0{,}3 \times \text{КДП} + 0{,}1 \times \text{КДТ} + 0{,}07 \times \text{КДИ} + 0{,}03 \times \text{КДА} \quad (5.2),$$

где: 0,4; 0,1; 0,3; 0,1; 0,07 и 0,03 — весовые коэффициенты, отражающие соответственно влияние технического состояния опор (КДО), фундаментов (КДФ), проводов (КДП), тросов (КДТ), изоляторов (КДИ) и арматуры (КДА)

на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов ВЛ 35–750 кВ исправными аналогичными элементами [105; 135; 136].

По аналогичному принципу рассчитывается комплексная качественная оценка технического состояния трансформаторных подстанций [70; 71; 77; 106; 171].

Все эти подходы обладают схожим принципом, при котором каждому компоненту или узлу присваивается балльная оценка в соответствии с их ранжировкой на шкале критериев. Их различие заключается либо в процессе распределения фактических значений, либо в методе выделения конкретных параметров с использованием дополнительных операций. Соответствие технического состояния узла в баллах представлено на рисунке 5.1 с использованием цветовой градации для наглядности уровней развития дефектов.

Балл	0	1	2	3
Цветовой индикатор	красный	оранжевый	желтый	зеленый
Техническое состояние	Предаварийное	Работоспособное, но неисправное ТС, при котором эксплуатация возможна с учащенным контролем ЭО до устранения дефектов (или частично неработоспособное)	Работоспособное, но неисправное ТС, при котором эксплуатация ЭО возможна без ограничений режима эксплуатации	Исправное состояние, при котором все характеристики соответствуют требованиям нормативной документации
Уровень развития дефекта	Дефект развился до такого уровня, когда узел неисправен и учащенный контроль указывает на необходимость вывода ЭО из работы для устранения дефекта	Дефект развился до такого уровня, когда узел неисправен, но работоспособен (или частично неработоспособен). ЭО может эксплуатироваться с учащенным контролем до устранения дефекта	Дефект развился до такого состояния, когда узел неисправен, но работоспособен. ЭО может эксплуатироваться без ограничений режима эксплуатации	Дефект отсутствует

Рис. 5.1. Соответствие технического состояния узла трансформатора уровню развития дефекта

Заключение о техническом состоянии узла трансформатора определяется наибольшим уровнем развития дефекта данного узла. Для оценки технического состояния оборудования, комплексных объектов (ЛЭП, подстанция) и электрических сетей (в пределах зон эксплуатационной ответственности соответствующего структурного подразделения) в компании Российские сети (ПАО «Россети») в качестве основного был выбран подход, основанный на расчете индекса технического состояния, алгоритм которого построен на принципах обеспечения единой методологии и единой интегральной формализованной оценки [6]. Вес каждого параметра зависит от соответствия фактически измеренного значения нормативным значениям. Логика построения алгоритмов расчета индекса технического состояния представлена на рисунке 5.2.

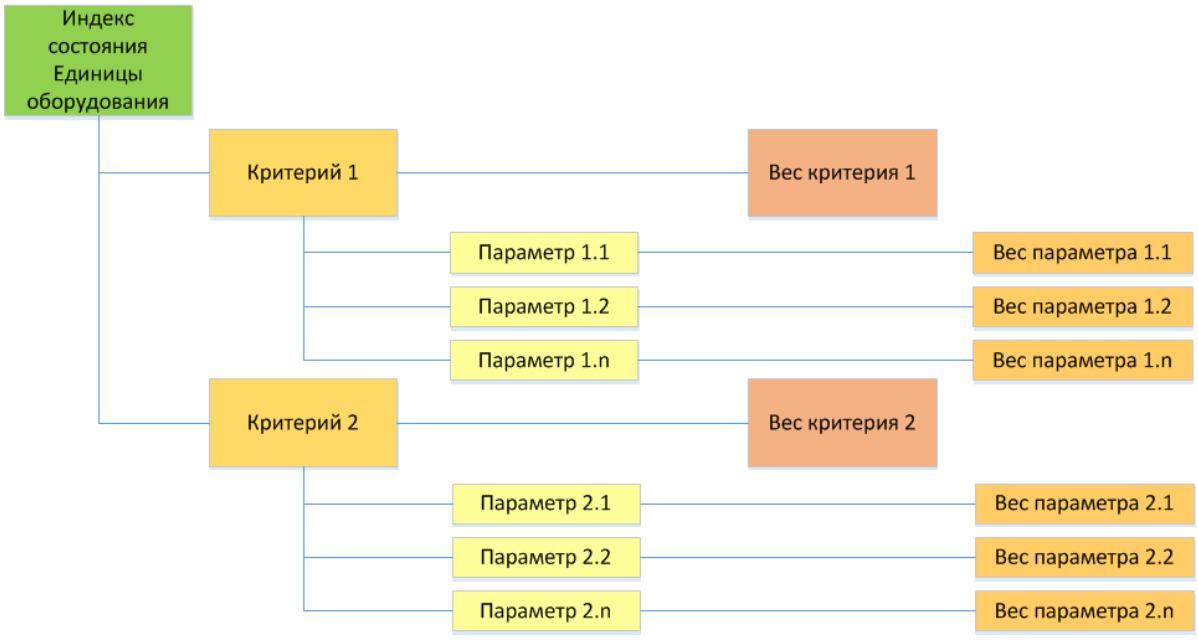


Рис. 5.2. Построение алгоритма расчета индекса технического состояния

Таким образом, в процессе расчета индекса состояния учитывается весь комплекс критериев, параметров и дефектов, оказывающих воздействие на техническое состояние актива. Принцип формирования алгоритма оценки технического состояния представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Принцип формирования алгоритма оценки технического состояния

Индекс состояния	Критерий			Параметр			
Формула расчета индекса состояния	=	Вес критерия 1	Формула объединения результатов оценки параметра	=	Вес параметра 1	Сравнение с нормативом	Значение параметра 1
				=	Вес параметра 2	Сравнение с нормативом	Значение параметра 2
		Вес критерия 2	Формула объединения результатов оценки параметра	=	Вес параметра 1	Сравнение с нормативом	Значение параметра 1

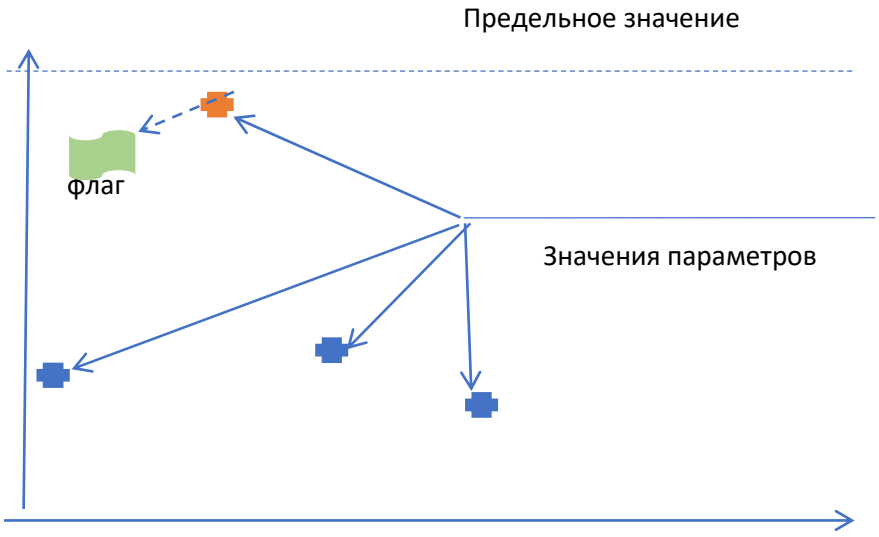
Для облегчения представления индекса состояния при разработке программ технического обслуживания, ремонтов, а также подраздела инвестиционной программы, связанного с техническим перевооружением и реконструкцией (ТПиР), предусмотрено преобразование количественных оценок индекса состояния в качественные, как показано на рисунке 5.3.

Техническое состояние	Диапазон количественных значений индекса состояния
Предаварийное	0–29,999
Ухудшенное	30–59,999
Работоспособное	60–89,999
Исправное	90–100

Рис. 5.3. Таблица перевода количественной оценки технического состояния в качественную

Еще одним важным результатом оценки технического состояния является использование так называемого «Флага» - индикатора, который

выявляет любые существенные отклонения параметра от установленных норм. Идея использования «флагов» наглядно представлена на рисунке 5.4.



«флаг».

Рис. 5.4. Использование «флагов»

В ходе технического освидетельствования объектов электросетевого хозяйства в 2015 году была установлена экспертная оценка технического состояния активов по шкале от 0 до 100. Полученные данные были очищены от явно недостоверной и ложной информации, и затем рассчитаны верхние и нижние границы доверительного интервала. После этого проведено сопоставление результатов экспертной оценки с расчетными индексами состояния. В итоге было сформировано 24 645 единиц оценки (подстанции, высоковольтные линии, кабельные линии и оборудование). Результаты обработки данных представлены на Рисунке 5.5.

Объект оценки	Среднее отклонение по группе	Коэффициент вариативности
ВЛ 0,4 кВ	–2,5	10,7
ВЛ 1000 В и выше	–4,9	9,3
Выключатель	–0,5	19,0
Выключатель нагрузки	17,6	26,9
Высоковольтный ввод	–37,0	26,6
КЛ	–1,7	10,1
ПС	1,4	11,9
Разрядник	5,8	16,2
Разъединитель	1,5	10,6
Реактор	–0,5	0,2
РП	–14,4	37,1
ТН	9,0	23,4
ТП	2,1	13,3
Трансформатор	6,0	26,6
ТТ	5,9	25,2
Общий итог	0,1	14,0

Рис. 5.5. Оценка состоятельности данных

Изложенный подход нашел отражение в нормативных документах в части оценки индекса технического состояния основного оборудования, применяемого в Российской Федерации [133; 136]. Однако, для оборудования РЗА, на базе проведенных исследований, необходима разработка отдельного подхода с учетом высокого уровня информатизации и свойств самоконтроля данных устройств.

5.3. Разработка методики определения общей оценки микропроцессорного устройства РЗА (индекс готовности РЗА)

Как уже сказано в предыдущем разделе оптимальной и экономически обоснованной стратегией управления эксплуатацией первичным и вторичным оборудованием подстанции на всем сроке эксплуатации является знание о его актуальном состоянии и возможностях выполнять свои функции [198; 155].

Применение постоянного мониторинга и анализа состояния компонентов устройств МП РЗА позволяет оценить его текущую работоспособность и в соответствии с этим строить правильную стратегию управлением его эксплуатацией, которая в зарубежной практике носит название управление жизненным циклом («lifecycle management»).

В соответствии с этим подходом, на основе постоянно поступающей информации должны приниматься оперативные решения о проведении необходимых работ по техническому обслуживанию или ремонту для поддержания работоспособности. Это позволяет своевременно выявлять и устранять текущие неисправности и избегать лишних работ при плановом облуживании, а также в итоге перейти на техническое обслуживание и замену устройств по фактическому техническому состоянию.

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

Индекс – это число от 0% до 100%, где 0% означает полную неработоспособность устройства, а 100% - работоспособное состояние и полное отсутствие, как явных проблем, так и факторов, косвенно указывающих на возможные проблемы, предлагаемая визуализация представлена на рисунке 5.6.

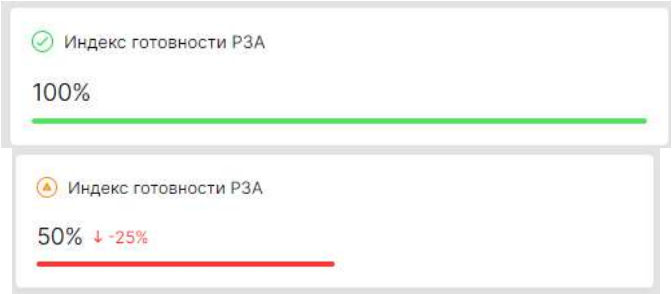


Рис. 5.6. Визуализация индекса готовности

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 зелёной зоне указывает на отсутствие явных проблем в работе устройства. Влияние на величину индекса в пределах зелёной зоны оказывают данные о сроке службы и проведении регламентных работ по обслуживанию устройства, а также статистическая информация об истории собственных неисправностей и неисправностей однотипных устройств. Сравнение величин зелёных индексов позволяет выявить приоритеты при формировании графика технического контроля устройств РЗА в зоне обслуживания.

Нахождение индекса в жёлтой зоне свидетельствует о наличии проблем, ограничивающих выполнение второстепенных функций устройства, либо о наличии факторов, указывающих на возможность выхода устройства из строя в ближайшем будущем. К факторам, способным снизить значение индекса ниже границы жёлтой зоны, можно отнести, например, некритическую неисправность, выявленную в ходе самодиагностики или излишнее срабатывание, выявленное в ходе анализа аварийного события. При этом устройство способно выполнять свои основные функции по защите оборудования. Устройство с жёлтым индексом требует повышенного внимания в ходе эксплуатации и проведения внеочередного технического

контроля в ближайшее время, согласованное с оперативно-диспетчерской службой.

Нахождение индекса в красной зоне сигнализирует о наличии серьёзных проблем в работоспособности устройства. Сюда входит: критическая неисправность, выявленная в ходе самодиагностики, отказ срабатывания, выявленный в ходе анализа аварийного события, либо появление сразу нескольких факторов, свидетельствующих о неисправности. 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 жёлтых и красных индексов в области уведомлений, в отчёте о результатах мониторинга, на всех экранах с перечнями устройств РЗА и на экране собственно проблемного устройства.

Пользователь видит значение индекса, как в настоящий момент, так и в любой момент в прошлом на протяжении срока эксплуатации устройства. Для этого имеется график изменения индекса готовности РЗА с временным интервалом от начала ввода устройства РЗА в эксплуатацию до текущего момента времени.

Описанный временной интервал здесь и далее будет называться время мониторинга.

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.

В этой группе находится три показателя, каждый из которых является временным промежутком, измеренным в годах либо в месяцах.

Показатель 1.1. Превышение среднего срока службы устройства (рис. 5.7). Средний срок службы указывается производителем и составляет, как правило, 20-25 лет. Реальный срок службы начинает отсчитываться с момента ввода устройства в эксплуатацию. Данный показатель формируется промежутком от момента окончания среднего срока службы до правой границы времени мониторинга и начинает влиять на индекс, как только полученное время станет положительным.

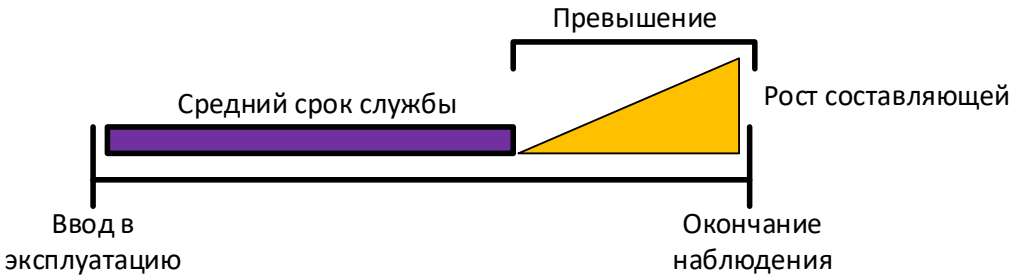


Рис. 5.7. Влияние превышение среднего срока службы на индекс готовности

Показатель 1.2. Превышение нормативного интервала с момента последнего обслуживания (рис. 5.8). Нормативный интервал между проводимыми техническими контролями при обслуживании по состоянию составляет три или четыре года в зависимости от категории помещения, в котором расположено устройство РЗА. Данный показатель формируется промежутком от момента запланированного, но фактически не проведённого технического контроля, до правой границы времени мониторинга и начинает влиять на индекс, как только полученное время станет положительным.

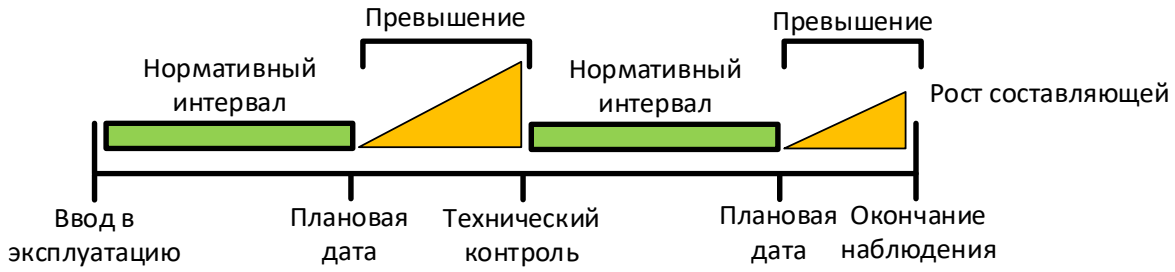


Рис. 5.8. Влияние превышения нормативного интервала с момента последнего обслуживания на индекс готовности

Показатель 1.3. Превышение среднего времени наработки на отказ (рис. 5.9). Среднее время наработки устройства на отказ указывается производителем и составляет, как правило, от 20 000 до 25 000 часов. Наработка отсчитывается от ввода устройства в эксплуатацию либо от момента ликвидации последней критической неисправности, произошедшей с заменого неисправного блока. Данный показатель формируется промежутком от момента истечения среднего времени наработки до правой границы времени мониторинга и начинает влиять на индекс, как только полученное время станет положительным.

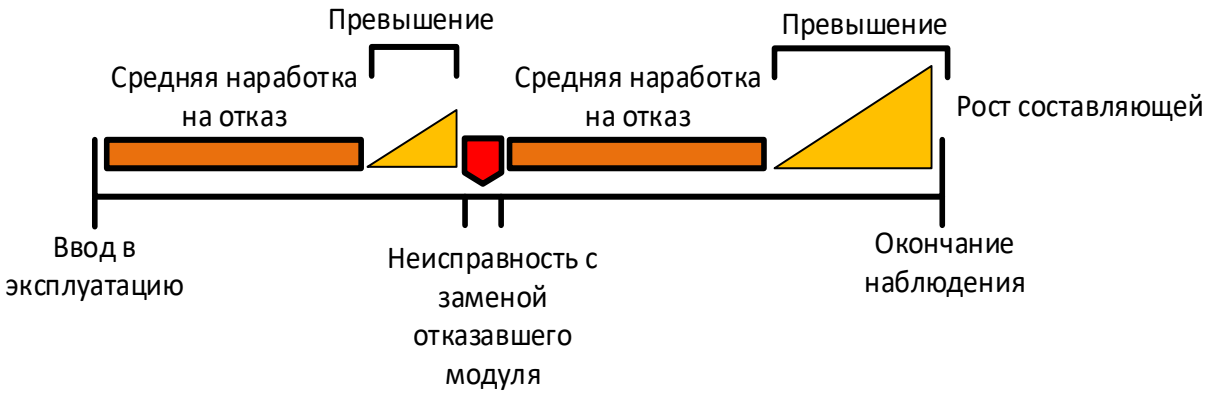


Рис. 5.9. Влияние превышение среднего времени наработки на отказ на индекс готовности

Временные показатели оказывают влияние на величину индекса готовности, как правило, в пределах зелёной зоны.

Вторая группа показателей - показатели собственных неисправностей Неисправности устройства, выявленные в ходе самодиагностики, значительно влияют на величину индекса (рис. 5.10). Производители устройств РЗА делят

эти неисправности на некритические, при которых работоспособность устройства в части основных функций защиты сохраняется, и критические, при которых функции защиты зачастую блокируются.

Показатель 2.1. Действующая критическая неисправность. Появление даже одной критической неисправности РЗА гарантированно снижает значение индекса до границы красной зоны до тех пор, пока критическая неисправность не будет устранена (и отмечена пользователем в системе, как устраненная).

Показатель 2.2. Действующая некритическая неисправность. Появление одной некритической неисправности в системе гарантированно снижает значение индекса до границы жёлтой зоны. Появление более трёх некритических неисправностей снижает значение до красной зоны. Действие некритической неисправности на значение индекса продолжается до тех пор, пока не будет устранена (и отмечена пользователем в системе, как устраненная).

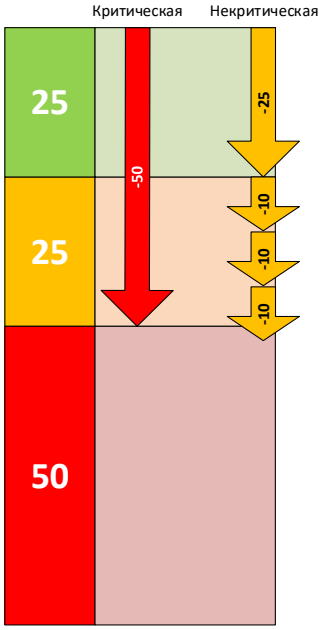


Рис. 5.10. Влияние действующих неисправностей на индекс готовности

При этом необходимо отметить, что история собственных неисправностей, также должна учитываться. После того как собственные неисправности устройства закрыты (устранены), они продолжают влиять на

величину индекса, если находятся в рамках времени мониторинга, но в гораздо меньшей мере (рис. 5.11).

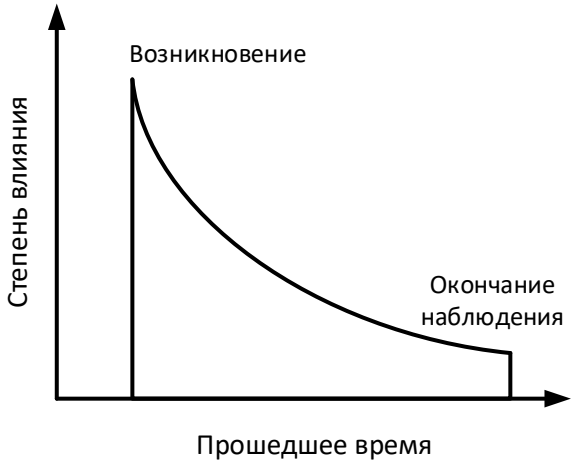


Рис. 5.11. Влияние закрытых собственных неисправностей устройства на индекс готовности

Величина влияния на индекс зависит как от того, была неисправность критической или некритической, так и от того, была она *аппаратной* или *программной*.

Аппаратное обеспечение физически изнашивается и стареет со временем, при этом характеристики электронных компонентов ухудшаются. При этом интенсивность сбоев и неисправностей может как увеличиваться (заводской брак), так и снижаться (улучшение качества электронных компонентов) при замене компонентов аппаратного обеспечения (плат, модулей).

Программное обеспечение со временем не изнашивается, но интенсивность отказов и ошибок работы устройства может как увеличиваться (новые ошибки), так и снижаться (исправление ошибок) при обновлении версии программного обеспечения (прошивки).

В число факторов, снижающих влияние закрытых неисправностей, входит замена или ремонт неисправного блока для аппаратной неисправности и обновление прошивки программного обеспечения для программной (рис. 5.12).

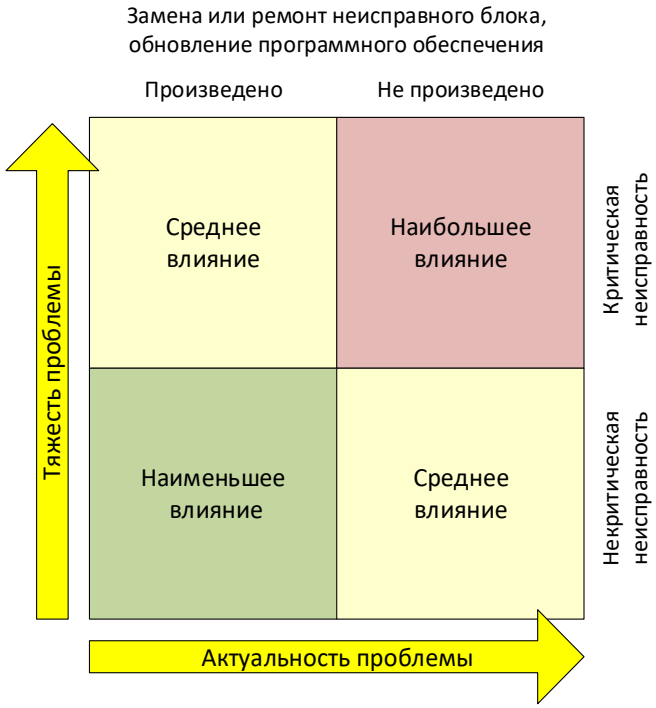


Рис. 5.12. Степень влияния неисправностей на индекс готовности

Кроме того, в методике предусмотрено, что влияние закрытых неисправностей уменьшается вдвое каждые полгода, прошедшие с момента закрытия последней неисправности одного типа и блока, что позволяет держать максимальное влияние этой группы показателей в пределах зелёной зоны.

Следует отметить, что для реализации описанной методики система должна вести учёт неисправностей для каждого аппаратного модуля устройства РЗА по отдельности. Это позволяет, в том числе, получать статистику по выходу из строя отдельных модулей РЗА.

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. 5.13). При этом не играет роли, действующие это неисправности или закрытые.

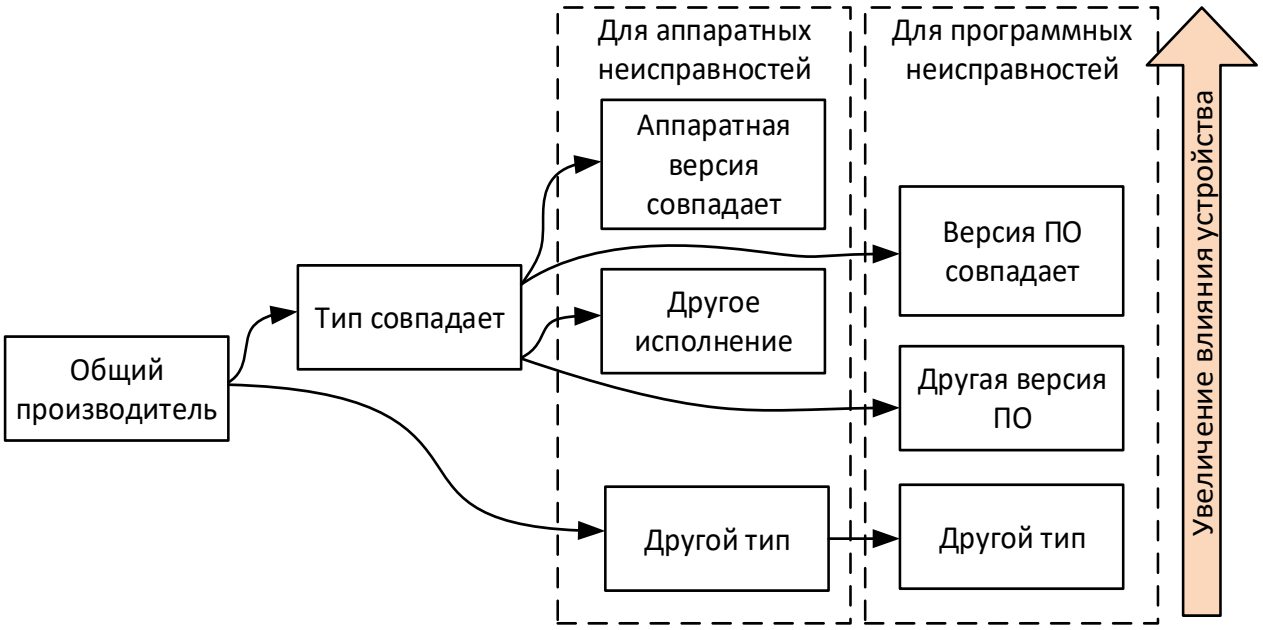


Рис. 5.13. Влияние неисправностей однотипных устройств на индекс готовности

Степень влияния неисправностей группы устройств на индекс готовности рассматриваемого устройства зависит от следующих факторов:

- количество неисправностей;
- критические либо некритические неисправности;
- количество устройств в группе;
- тип устройств;
- аппаратная версия устройств;
- версия программного обеспечения.

Другими словами, влияние увеличивается в том случае, если неисправности критические, количество неисправностей велико по отношению к количеству устройств, а устройства в группе похожи на рассматриваемое по типу, аппаратной версии и программной прошивке.

Влияние данной группы показателей ограничено 20%, так чтобы оно не выходило за границы зелёной зоны.

Четвертый показатель - факты неправильной работы.

Отказы срабатывания, ложные и излишние срабатывания могут свидетельствовать как о серьёзной неисправности, так и о неверно заданных уставках и режиме работы устройства.

Подобные факты выявляются в ходе анализа аварийных ситуаций и действуют на значение индекса до тех пор, пока длится расследование аварии (рис. 5.14). Причины неправильной работы считаются устранёнными в момент перевода аварии в статус «Утверждена».

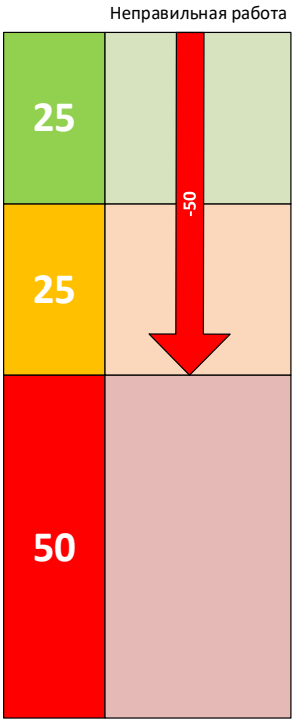


Рис. 5.14. Влияние неправильной работы РЗА на индекс готовности

Итог расчета индекса готовности, по описанной выше методике, представлен на рисунке 5.15.

Рис. 5.15. Расчёт индекса готовности РЗА

Приведённая методика расчёта 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 состояния при переходе на техническое обслуживание РЗА по состоянию.

5.4. Применение автоматизированной системы мониторинга РЗА для анализа аварийных ситуаций в электрических сетях

Развитие информационных технологий и средств связи в релейной защите и автоматике позволят обеспечить специалистов максимальным объемом информации по аварийным ситуациям, которая позволяет провести тщательное и разностороннее расследование аварии. С другой стороны, объём информации может оказаться настолько большим, что его обработка человеком становится крайне затруднительной [217; 218]. Становится всё более актуальной задача автоматизации этого процесса. Автоматизация позволит сократить время, необходимое на сбор и анализ информации об аварийной ситуации, и соответственно, на принятие решений по её

устранению, а также снизить вероятность ошибок из-за человеческого фактора.

Аварийная информация для автоматизированного анализа поступает из файлов записи осциллограмм МП РЗА и автономных РАС, а также измерений дискретных сигналов из АСУ ТП и инженерного ПО производителей РЗА, которые собираются с объектов электроэнергетики.

Рассмотрим процесс анализа аварии и оценки функционирования РЗА на примере реального короткого замыкания (КЗ). На рисунке 5.16 представлены осциллограммы токов и напряжений при однофазном КЗ фазы В на линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ. Эти данные были получены с двух сторон ЛЭП в процессе автоматического сбора осциллограмм на подстанциях.

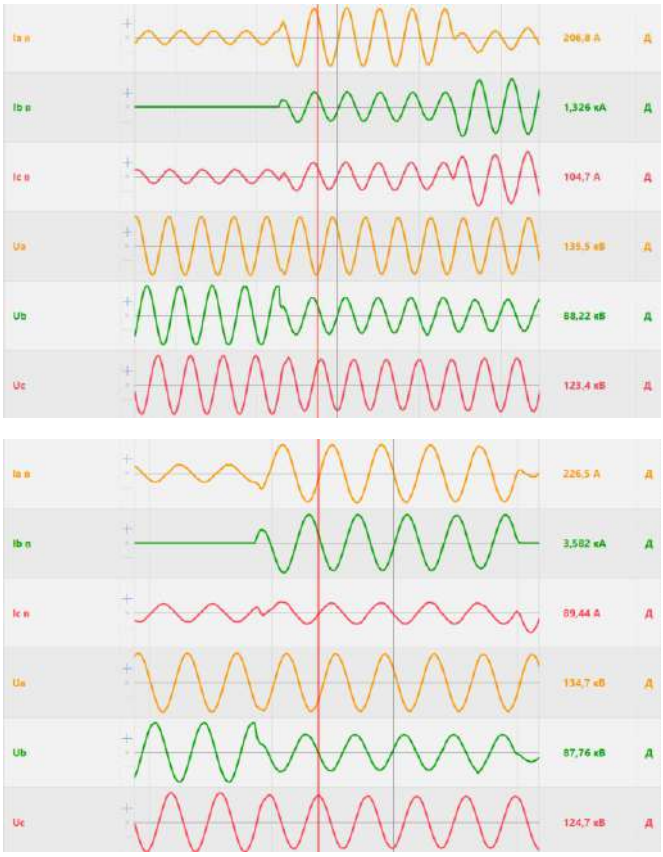
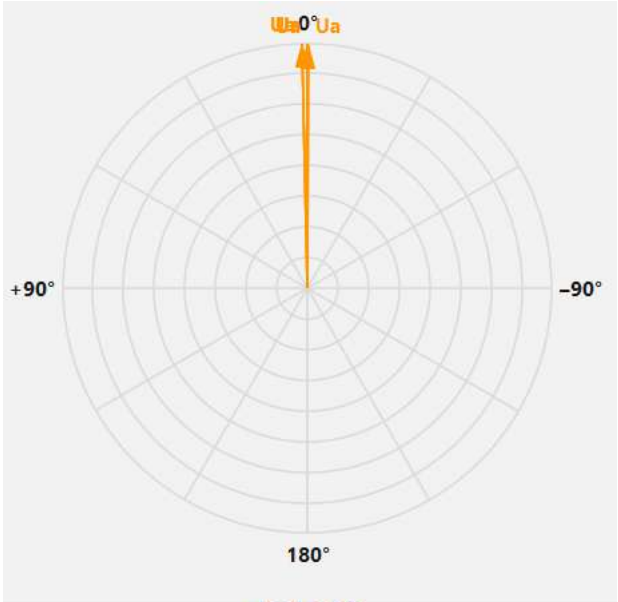


Рис.5.16. Осциллограммы токов и напряжений при КЗ ф. В на ЛЭП 220 кВ, полученные с двух сторон ЛЭП

Автоматическая синхронизация смогла снизить данное расхождение менее чем до 1 мс, при этом в пределах отдельных подстанций – до 0,1 мс. На

рисунке 5.17 представлена векторная диаграмма напряжений фазы А в предаварийном режиме, взятых из разных осциллограмм одной аварии, после автоматической синхронизации.



Имя	Модуль	Угол	Re	Im
Ua	136,8 кВ	0°	6,016 кВ	136,7 кВ
Ua	136,6 кВ	0,141°	5,671 кВ	136,5 кВ
Ua	137,2 кВ	1,1°	3,399 кВ	137,1 кВ
Ua	137,2 кВ	1,185°	3,196 кВ	137,1 кВ
Ua	136,7 кВ	-0,384°	6,926 кВ	136,5 кВ

Рис. 5.17. Векторная диаграмма напряжений ф. А в предаварийном режиме, взятых из разных осциллограмм одной аварии, после автоматической синхронизации

На рисунке 5.18 красной полосой обозначен определённый системой момент времени начала аварийного события.

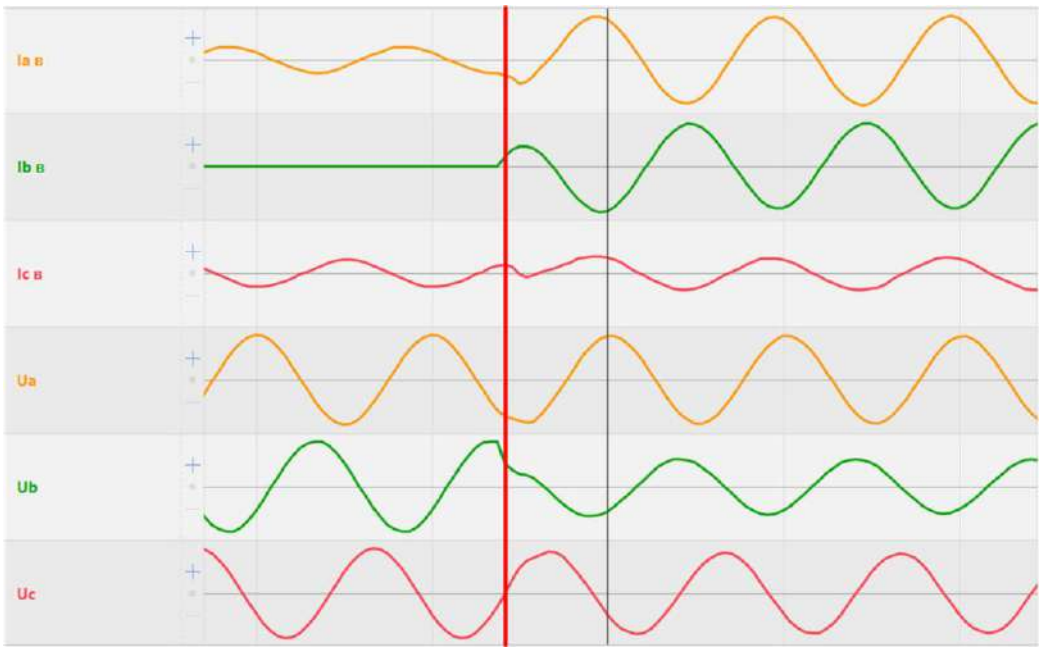


Рис. 5.18. Определённый момент времени начала аварийного события

На рисунке 5.19 видно, что в данном примере короткое замыкание было однофазным на землю с повреждением фазы В. Система релейной защиты и автоматики локализовала и отключила повреждённую линию электропередачи (ЛЭП) за 170 мс с учётом времени отключения выключателя. Противоположный конец ЛЭП при этом отключился примерно на 60 мс раньше.

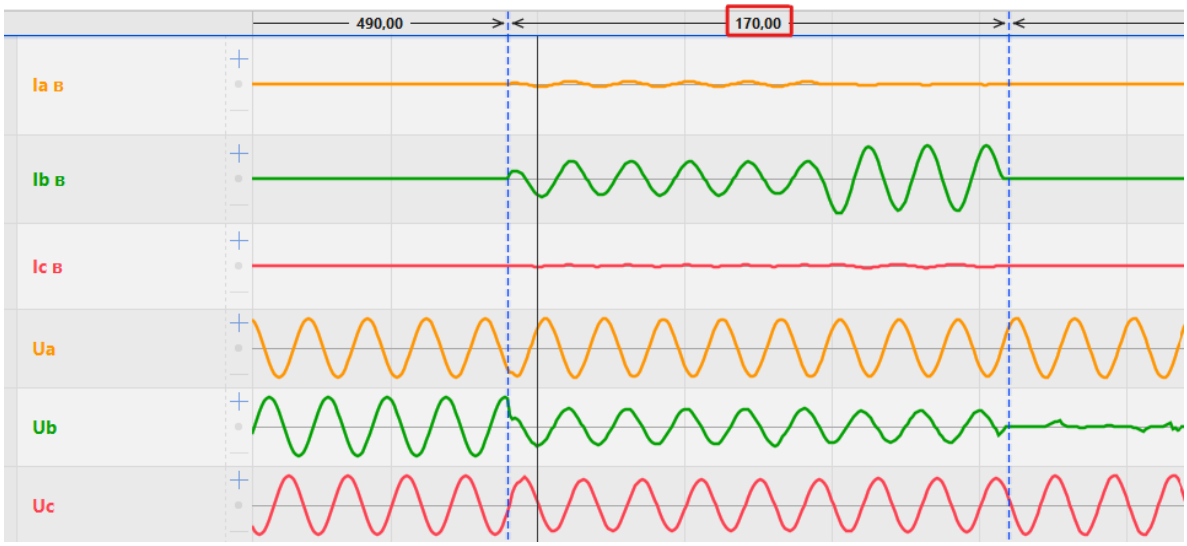


Рис.5.19. Определение вида повреждения и времени ликвидации повреждения

Насколько корректно система произвела анализ рассматриваемой аварийной ситуации, можно увидеть на рис. 5.20, где приведена часть интерфейса страницы АСМДП РЗА с информацией об аварии.

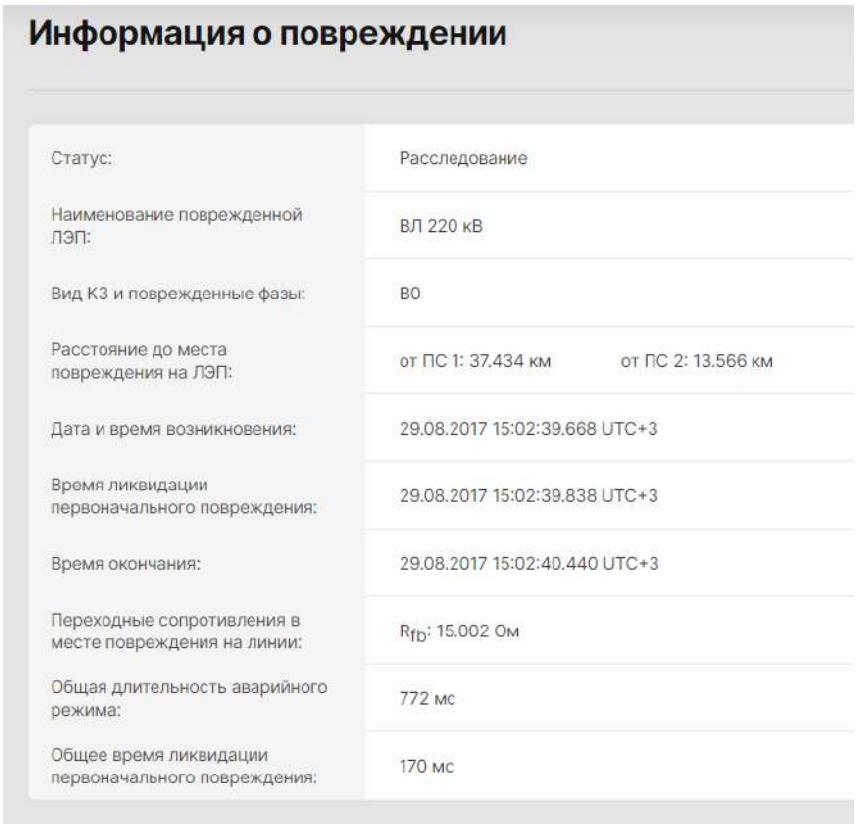


Рис.5.20. Интерфейс вывода информации об аварийной ситуации, формируемая АСМДП РЗА

После локализации места повреждения и определения вида повреждения система переходит к экспресс-анализу действия релейной защиты и автоматики (РЗА). Основной принцип экспресс-анализа основан на требовании селективности РЗА, где срабатывание основной защиты должно происходить только при коротком замыкании на защищаемом оборудовании, а срабатывание резервной защиты считается правильным, если она предназначена для данного типа короткого замыкания и обеспечивает ступенчатость действия как по уровню, так и по времени срабатывания. На рисунке 5.21 представлен результат анализа работы основной защиты. Важно отметить, что окончательная оценка работы РЗА всегда остается за пользователем системы.

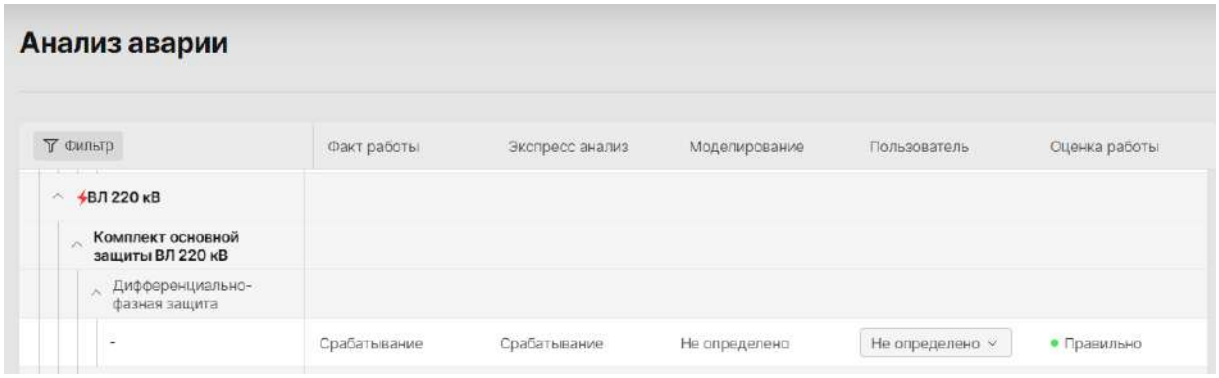


Рис. 5.21. Результаты анализа действия основной защиты, повреждённой ЛЭП в АСМДП РЗА

Таким образом, предложенный функционал для анализа аварийных ситуаций и оценки действия релейной защиты и автоматики в автоматизированной системе мониторинга релейной защиты и автоматики, продемонстрированный на данном примере, представляет собой удобный инструмент для регистрации и расследования аварий в энергосистеме. Этот инструмент существенно сокращает время, необходимое для сбора и обработки аварийной информации благодаря автоматизации этого процесса.

5.5. Автоматизированная система мониторинга РЗА для анализа аварийных ситуаций в электрических сетях на базе агрегированных аварийных данных и математического моделирования

Развитие систем мониторинга РЗА, производимого в целях своевременного предупреждения и анализа аварийных событий в энергосистемах, связано с дальнейшим увеличением роли детального совместного математического моделирования электрических процессов (режимов) в энергетических системах и влияющего на их протекание активного оборудования, в частности, устройств РЗА. Это направление естественно вытекает из новых возможностей, обусловленных глобальной

цифровизацией энергетики. Наиболее перспективные на сегодняшний день разработки связаны с внедрением автоматизированных систем мониторинга (АСМ) РЗА, использующих цифровые двойники (ЦД) [220]. Описание видения применения ЦД в технологии дистанционного управления приведено в главе 4. В данной главе приводится описание возможного применения ЦД в технологиях анализа аварийных событий (АСА) РЗА [61].

Технология АСА РЗА включает три сегмента. Первый сегмент обеспечивает получение разнородных входных данных, а также осуществляет взаимодействие АСА РЗА со смежными системами. Второй сегмент поддерживает работу алгоритмов верификации исходных данных и анализа аварийной ситуации, третий – анализ и оценку действия релейной защиты.

Сегмент 1. Исходные данные

АСА РЗА [147] изначально разрабатывалась как часть информационной среды, в которой различные средства автоматизации связаны друг с другом посредством Единой информационной модели (ЕИМ). ЕИМ представляет собой CIM модель, построенную на основе стандартов МЭК 61970 и МЭК 61968. Благодаря внедрению ЕИМ удалось добиться следующих положительных эффектов:

– уменьшение сроков и стоимости, ресурсоемкости задач по первичному наполнению и актуализации информационных моделей;

– синхронизация обновления и унификация информации, когда информационный обмен между приложениями происходит без многочисленных преобразований данных.

На рисунке 5.22 представлены внешние системы, с которыми взаимодействует АСА РЗА в рамках общей информационной среды – это:

– система сбора осциллограмм;
– система сбора телесигналов;
– система сбора диспетчерских заявок;
– система имитационного моделирования.

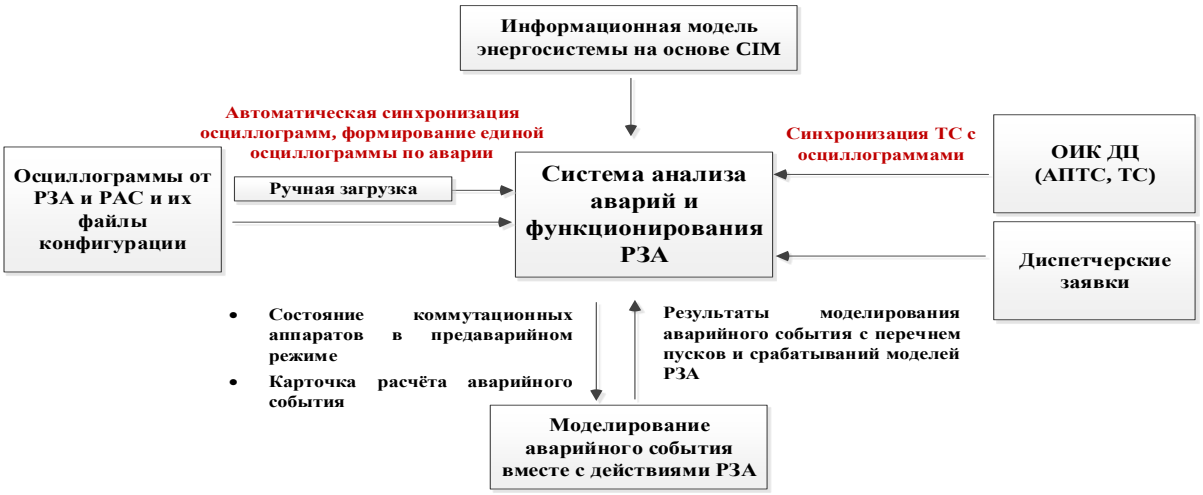


Рис. 5.22. Схема информационного обмена с внешними системами

Файлы осциллограмм, являющиеся основными исходными данными для анализа аварийных ситуаций, поступают от Системы сбора осциллограмм. АСА РЗА обрабатывает осциллограммы в формате COMTRADE. Осциллограммы в нативном формате производителя должны быть преобразованы в COMTRADE на входе АСА РЗА.

Система сбора телесигналов выдаёт в АСА РЗА телесигналы, необходимые для анализа аварийных ситуаций:

– сигналы текущего оперативного состояния (введено/выведено) ЛЭП, первичного оборудования и силовых выключателей;

– сигналы аварийного отключения первичного оборудования;

– сигналы ввода/вывода устройств РЗА.

Идентификация возникновения аварийного события осуществляется в результате фиксации достоверного изменения значения обобщенного телесигнала состояния ЛЭП или оборудования на «отключено» и одновременного отсутствия на момент изменения открытой/разрешенной диспетчерской заявки на данное оборудование. Такое решение позволяет АСА РЗА оперативно отслеживать появление технологических нарушений в энергосистеме, при этом надёжно фильтровать все оперативные коммутации в сети. Появляющиеся далее с некоторой задержкой новые аварийные

осциллограммы с микропроцессорных устройств РЗА и РАС автоматически ассоциируются с аварийным событием, определённым с помощью телесигналов, по критерию максимальной хронологической близости.

Сегмент 2. Анализ аварийной ситуации

Анализ аварийной ситуации осуществляется с помощью подсистемы имитационного моделирования, действующая на основе разработанной ЕИМ и исходных данных, описанных выше.

При автоматической обработке исходных данных в первую очередь производится автоматическая синхронизация осциллограмм. Технология синхронизации совпадает с описанием, приведенным выше в разделе 5.4.

После автоматической синхронизации система определяет моменты времени начала и окончания аварийного события, принимая началом момент возникновения переходного процесса, который фиксируется по сигналам токов и напряжений. Далее следует этап верификации данных. На этом этапе определенный момент времени начала аварийного события позволяет автоматизированной системе мониторинга релейной защиты и автоматики (АСА РЗА) формировать векторные измерения токов и напряжений в предаварийном и аварийном режимах в непосредственной близости от начала аварии. Полученные векторные измерения затем группируются по энергообъектам и присоединениям. С использованием медианного фильтра из каждой группы выделяются наиболее правдоподобные (референсные) значения. После этого все элементы группы сравниваются с этими референсными значениями с целью их верификации, как показано на рисунке 5.23.

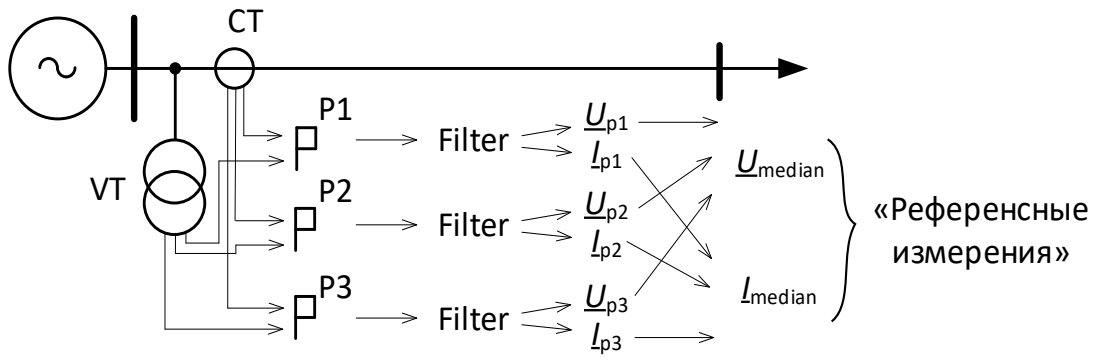


Рис. 5.23. Схема получения и верификации измерений

Если в результате сравнения обнаруживается значительное расхождение между проверяемыми векторными измерениями, формируется уведомление о возможной неисправности соответствующих аналоговых цепей. После получения достоверных векторных измерений токов и напряжений, автоматизированная система мониторинга релейной защиты и автоматики (АСА РЗА) приступает к выявлению повреждённых линий электропередачи (ЛЭП) и первичного оборудования.

Сегмент 3. Анализ аварийной ситуации

Далее, точно зная, где произошло повреждение, АСА РЗА анализирует правильность действия защит. Это делается двумя способами. Первый способ – анализ с помощью логического дерева событий. Второй – анализ с моделированием. Итоговая оценка работы защиты формируется на основе сравнения фактического действия со всеми требованиями к её действию (от анализа с помощью логического дерева событий, от анализа с моделированием, пользовательским требованием). Если полученные требования противоречат друг другу, то из них выбирается то, по которому получается наихудшая оценка, при этом пользовательское требование имеет приоритет над требованиями от анализа с помощью логического дерева событий и от анализа с моделированием.

Анализ действия защит с помощью логического дерева событий

Анализу действия защит с помощью логического дерева событий посвящён ряд публикаций, например, работа [211; 234]. Реализованный в

АСА РЗА способ отличается тем, что анализ производится исходя из фундаментальных требований к релейной защите. Очевидно, что правильно функционирующая защита – это та защита, которая удовлетворяет требованиям селективности и чувствительности. С учетом принципа действия каждой анализируемой защиты проверяется, почувствовала ли защита рассматриваемое КЗ, было ли это правильным, и если защита сработала, то было ли её действие селективным. Проверка требования селективности действия заключается в том, что срабатывание основной защиты должно быть только при КЗ на защищаемом ею оборудовании, а срабатывание резервной защиты считается правильным, если она предназначена для данного вида КЗ и обеспечивается ступенчатость действия как по уровню замера, так и по времени срабатывания. Исходными данными для анализа является информация о выявленном повреждённых ЛЭП и первичном оборудовании, о топологии сети, в которой находится повреждённое оборудование, а также информация о фактических действиях защит во время аварийной ситуации.

На выходе дерево событий формирует требование к действию анализируемой защиты. Затем это требование сравнивается с фактическим действием, и если они совпадают, то делается вывод о том, что защита подействовала правильно. Итоговая оценка работы РЗА всегда остаётся за пользователем АСА РЗА, исходя из того, что в некоторых сложных случаях никакой автоматический алгоритм анализа не может превзойти реального эксперта.

Модуль анализа действия защит с помощью логического дерева событий проиллюстрирован на рисунке 5.24.

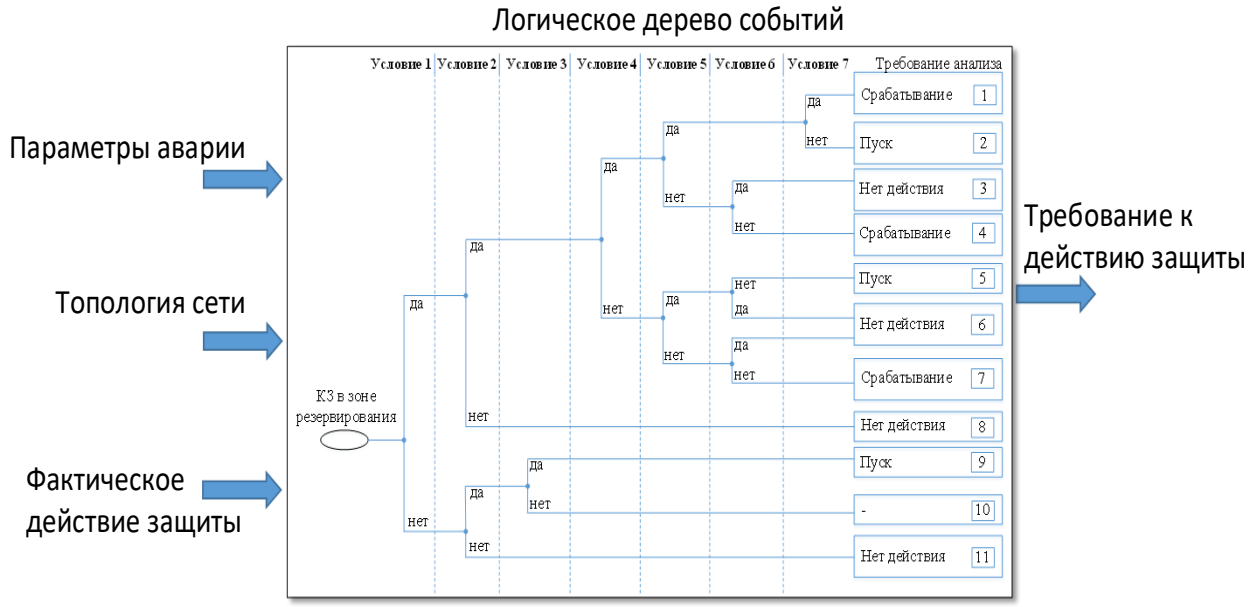


Рис. 5.24. Анализ действий защит с помощью дерева событий

Анализ действия защит с использованием моделирования

Анализ по данному способу является предиктивным и позволяет выявлять скрытые проблемы в функционировании релейной защиты, такие как:

– ошибки в уставках (параметрах конфигурации) и в алгоритмах работы измерительных органов защиты, включающие

- использование неправильной группы уставок;
- несоответствие фактических уставок и настроек устройства РЗА заданию по настройке устройств РЗА;
- ошибки в реализации измерительных органов или логической части защиты;

– ошибки или неисправности во вторичных цепях устройств РЗА;

– неправильная работа защит в условиях переходных процессов в сети (неправильная работа защит в динамике).

Модуль анализа действия защит с моделированием, осуществляемом с использованием ЦД, проиллюстрирован на рисунке 5.25.

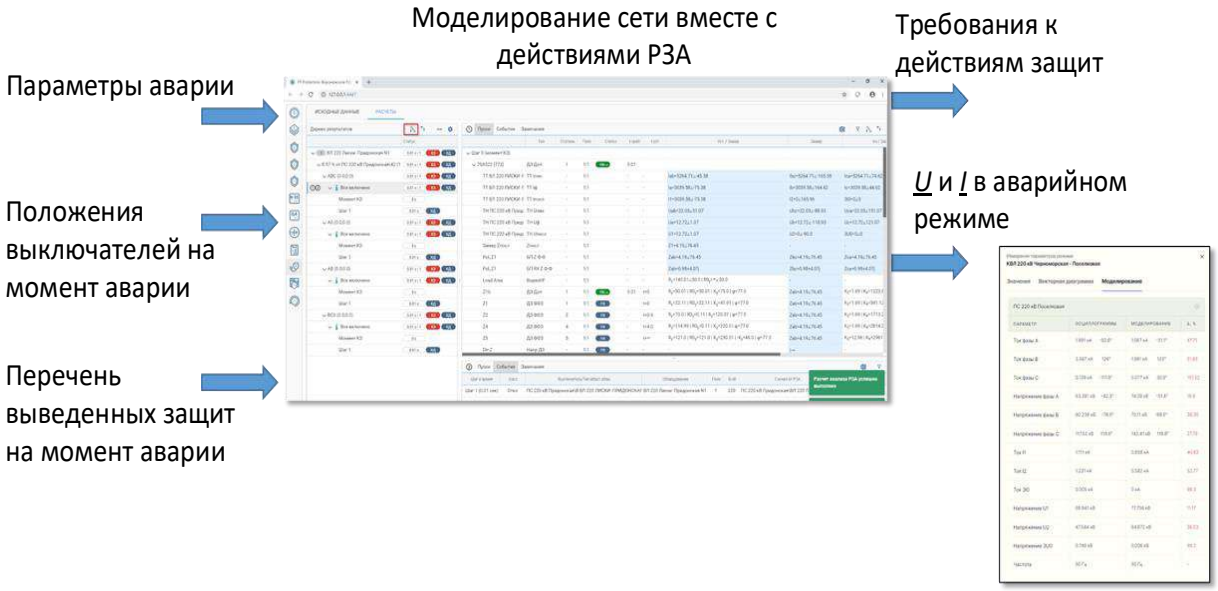


Рис. 5.25. Анализ действий защит с моделированием

Анализ производится с привлечением подсистемы имитационного моделирования, в которой по параметрам аварии, полученным от АСА РЗА, воспроизводится аварийный режим сети, включая процесс автоматического повторного включения. При этом одновременно с расчетом параметров аварийного процесса имитируются действия защит, представленных в модели в виде их цифровых моделей.

Одной из особенностей данного анализа является то, что аварийный режим воспроизводится для актуального состояния сети на момент аварии. Чтобы это сделать, на вход подсистемы имитационного моделирования передаётся информация о положениях выключателей и о выведенных защитах на момент аварии. На выходе модель выдаёт требования к действию анализируемых защит, а также результаты расчетов токов и напряжений на поврежденном присоединении. Расчетные величины сравниваются с фактическими и по степени их совпадения можно судить о том, насколько достоверно был воспроизведен аварийный режим. Таким образом в распоряжении аналитика появляется практический инструмент для автоматизированной верификации имитационной модели.

Разработанный способ основан на идее, что действия моделей релейной защиты могут быть эталонными только при условии, если они воспроизводятся на такой же имитационной модели сети, какая используется при расчёте уставок защит. Речь идёт о модели электрических повреждений, которая основана на комплексном методе расчёта и не учитывает электромагнитные и электромеханические переходные процессы. Именно в таких условиях действия моделей полностью соответствуют представлениям эксперта по расчёту уставок системы релейной защиты, что является обязательным условием для построения эффективной экспертной системы. Следовательно, модели защит могут быть упрощёнными версиями своих оригиналов, воспроизводящими все основные части функциональной и логической схемы устройства РЗА в объеме, достаточном для имитации функционирования устройства в условиях отсутствия переходных процессов. При этом из моделей защит могут быть исключены многие элементы, играющие роль только при реальных переходных процессах в сети [221].

Следует отметить следующие особенности реализации анализа действия защит с моделированием:

– используются модели реальных устройств РЗА с актуальными настройками и параметрами срабатывания;

– выполняется пошаговый расчёт аварийного процесса, воспроизводящий действия всех ступеней защит (пуски, срабатывания) и изменение состояния коммутационных аппаратов (отключения, включения) в течение процесса;

– привязка каналов осциллограмм к сигналам в модели РЗА;

– детальное представление пусков, срабатываний, блокировок функциональных блоков РЗА;

– учет характеристик срабатывания дистанционных защит (RX-диаграмм), в т.ч. сложной конфигурации, в соответствии с реализацией в моделируемых устройствах РЗА;

– автоматический приём задания на моделирование и передача результатов моделирования в АСА РЗА.

Результатами воспроизведения фактического места и вида повреждения на моделях энергосистемы и моделях устройств РЗА являются требования к действию защит – ожидаемый, автоматически формируемый перечень событий и причин пусков и срабатываний моделей защит, который считается эталонным для последующего анализа фактического функционирования устройств РЗА. По результатам сравнения требований к действию защит с их фактическими действиями формируются оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций: правильное действие, излишнее действие, отказ.

5.6. Выводы

1. 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».

2. Разработана и успешно внедрена на объектах ПАО «Россети Московский регион» автоматизированная система мониторинга устройств РЗА. Система реализует функционал:

• расчет индекса готовности устройств РЗА для приоритезации проведения технического обслуживании 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.

3. Разработанная и опробованная на практике в АСУРЗА ПАО «Россети Московский регион» методика определения общей оценки микропроцессорного устройства РЗА (индекс готовности РЗА) позволяет своевременно выявлять и устранять текущие неисправности и избегать лишних работ при плановом облуживании. В дальнейшем это позволит переносить сроки работ при плановом облуживании оборудования или полностью перейти на техническое обслуживание по состоянию.

4. Разработанный функционал анализа аварийных ситуаций и оценки действия РЗА автоматизированной системы мониторинга РЗА является удобным и эффективным инструментом фиксации и расследования аварий в энергосистеме.

5. Разработан функционал анализа аварийных ситуаций и оценки действия РЗА автоматизированной системы мониторинга РЗА, действующий на основании методов дерева логических событий и моделирования, который является удобным и эффективным инструментом фиксации и расследования аварий в энергосистеме. Автоматизация процесса расследования позволяет существенно уменьшить время, необходимое на сбор и обработку информации об аварийной ситуации.

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 числа количество ЦУС и диспетчеров в смене, а кроме того, существенно повысит надежность системы оперативно-технологического управления при условии не нарушения 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 активной мощности и электроэнергии;

- метод ранжирования узлов по общей эффективности регулирования напряжения.

7. 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.

8. 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.

9. 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 облуживании. Применение методики позволяет корректировать сроки работ при плановом облуживании 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 ключевыми функциями:

- расчет индекса готовности устройств РЗА для приоритезации проведения технического обслуживании 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.

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

11. 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».

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Сокращения

АВР	- автоматика ввода резерва
АДМ	- адаптивная модель
АСА	- анализ аварийных событий
АРМ	- автоматизированное рабочее место
АРМ ОП	- автоматизированное рабочее место оперативного персонала
АРНТ	- автоматика регулировки напряжения
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерского управления
АСМДП РЗА	- автоматизированная система мониторинга и диагностики РЗА
АСМРЗА	- автоматизированная система мониторинга РЗА
АСУРЗА	- автоматизированная система управления РЗА
АСУ ТП и ТМ	- автоматизированная система управления технологическими процессами и телемеханикой
АТ	- автотрансформатор
АЧП	- анализ чувствительности потерь активной мощности к изменению коэффициентов трансформации трансформаторов
БД	- база(ы) данных
БЛП	- бланк переключений
БСК	- батарея статических конденсаторов
ВЛ	- воздушная линия
В, ОВ, СВ, ШСВ	- выключатели
ВремО	- органы времени
Г	- генераторы
ГИС	- геоинформационная система
ДБР	- разрешение на допуск бригады к работе
ДЗ	- дистанционная защита
ДЗЛ	- дифференциальная защита линий
ДЗНП	- дистанционная защита от замыканий на землю
ДЗО	- дифференциальная защита ошиновки
ДОСП «Электра»	- доверенная облачная сетецентрическая платформа электроэнергетики
ДП	- диспетчерский пункт
ДЗТ	- дифференциальная защита трансформатора
ДЗШ	- дифференциальная защита шин
ДЦ	- диспетчерский центр
ДУ	- дистанционное управление

ДЭМ	- дежурный электромонтер
ЕИМ	- единая информационная модель
ЕЭС	- единая энергетическая система
ЗМН	- защита от минимального напряжения
ЗН	- заземляющие ножи
ЗПН	- защита от повышения напряжения
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство
ЕНЭС	- единая национальная электрическая сеть
ЁЖ	- оперативный журнал в составе SCADA СК (Монител)
ИБ	- информационная безопасность
ИзмО	- измерительный орган
ИИ	- информационная инфраструктура
ИС	- информационная система
ИспО	- исполнительные органы с действием на выключатель
КА	- коммутационный аппарат
КГИС	- корпоративная геоинформационная система
КД	- коэффициент дефектности
КДА	- коэффициент дефектности арматуры
КДИ	- коэффициент дефектности изоляторов
КДО	- коэффициент дефектности технического состояния опор
КДП	- коэффициент дефектности проводов
КДТ	- коэффициент дефектности тросов
КДФ	- коэффициент дефектности фундаментов
КЗ	- короткое замыкание
КЛ	- кабельная линия
КМПО	- содержимое банков первичных и вторичных данных
КоССАД	- концепция системно-ситуационного анализа деятельности
КоССУД	- концепция Системно-ситуационного управления деятельностью
КРМ	- компенсация реактивной мощности
КРУ	- комплектное распределительное устройство
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КСЗ	-комплект ступенчатых защит
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция
КЦ	- контактный центр
ЛогО	- логические органы
ЛПР	- лица, принимающих решение
ЛЭП	- линия электропередач
МПДО	- метод последовательной динамической оценки ситуации

МП РЗА	- микропроцессорные устройства РЗА
МП РЗА и ПА	- микропроцессорные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики
МТЗ	- максимальная токовая защита
МТЗН	- максимальная токовая защита с пуском по напряжению
МРСК	- межрегиональная распределительная сетевая компания
МХССП	- матрица хорошо структурированных событий и показателей
НДП	- наряд-допуск
НСЭС	- нормальная схема электрических соединений
НТД РФ	- нормативная документация Российской Федерации
НС	- нештатная ситуация
ОВБ	- оперативно-выездная бригада
ОДГ	- оперативно-диспетчерская группа
ОДС	- оперативно-диспетчерская служба
ОДС ПО	- оперативно диспетчерская служба производственного отделения
ОДГ РЭС	- оперативно-диспетчерская служба района электрических сетей
ОЖУР	- электронный оперативный журнал
ОЖУР-ОВБ	- оперативный журнал оперативно-выездных бригад
ОЖУР-ПС	- оперативный журнал подстанции
ОЖУР-ЦУС	- оперативный журнал центра управления сетями
ОИК	- оперативно-информационный комплекс
ОМП	- определение места повреждения
ОМД	- онтологическая модель деятельности
ОП	- оперативный персонал
ОРД	- организационно-распорядительный документ
ОТУ	- оперативно-технологическое управление
ОТУ и СУ	- оперативно-технологическое и ситуационное управление
ОУ КСЗ	- оперативное ускорение комплекта ступенчатых защит
Ош	- ошиновка
ПА	- противоаварийная автоматика
ПБВ	- переключение без возбуждения
ПК	- программный комплекс
ПМЭС	- предприятие магистральных электрических сетей – филиал ПАО «Россети»
ПО	- производственное отделение распределительной сетевой компании
ППТ	- передача постоянного тока

ПРМ	- разрешение на подготовку рабочего места
ПС	- подстанция электрических сетей
ПТК	- программно-технический комплекс
ПТЭ	- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации
ПускО	- пусковые органы
ПЭС	- предприятие электрических сетей
РАС	- регистратор аварийных событий
РДУ	- региональное диспетчерское управление
РЕМ	- запрос-заявка на вывод оборудования в ремонт
РЗА	- релейная защита и автоматика (исполнение любое)
РП	- распределительный пункт
РПР	- распоряжение на производство работ
РПН	- регулирование коэффициента трансформации трансформатора или автотрансформатора под напряжением
РС	- расчетная схема
РУ	- распределительное устройство
РЭС	- район электрических сетей
СВВК, СВВк	- секционный вакуумный выключатель
СК	- статический компенсатор реактивной мощности
СКАСО	- система компаративного анализа
СКРМ	- средства компенсации реактивной мощности
СО	- системный оператор
СОЗ	- запрос-ответ на согласование заявки
СППР	- система поддержки принятия решения
СППР-Система «ОЖУР»	- двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решения на базе ОЖУР
СРЗА	- сервер сбора информации РЗА
ССПИ	- система сбора и передачи информации
СТАТКОМ	- статический компенсатор реактивной мощности
СТО	- стандарт организации
СУБД	- система управления базами данных
Т	- трансформатор силовой
ТЗНП	- токовые защиты нулевой последовательности
ТЗОП	- токовые защиты обратной последовательности
ТеППРОНО	-технология поддержки принятия решения, основанная на наследовании опыта
ТМ	- телемеханика
ТН	- трансформатор напряжения
ТО	- токовая отсечка
ТОУ	- технологический объект управления
ТП	- трансформаторная подстанция

ТС	- телесигнал, телесигнализация
ТСН	- трансформатор собственных нужд
УБН	- установленная безотказная наработка
УВ	- управляющие воздействия
УР	- установившийся режим
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя
УСО	- устройство сопряжения с объектом
УШР	- управляемый шунтирующий реактор
ФИАС	- федеральная информационная адресная система
ФРТ	- фазорегулирующий трансформатор
ФСТЭК	- федеральная служба по техническому и экспортному контролю
ФункО	- функциональные органы
ЦД	- цифровой двойник
ЦОТУ	- центральное оперативно-технологическое управление (структурное подразделение)
ЦПС	- цифровая подстанция
ЦУС	- центр управления сетями
ЦУС РСК	- центр управления сетями распределительной сетевой компании
ЦУЭ	- центр управления энергоснабжением
ЦСУНО	-цикл ситуационного управления с наследованием опыта
Ш	- сборные шины распределительного устройства
ШР	- шинный разъединитель
ШСЭВ	- шиносоединительный элегазовый выключатель
ЩСН	- щит собственных нужд
ЩПТ	- щит постоянного тока
ЭД	- электронный диспетчер
ЭЭ	- электроэнергия
ЭЭС	- электроэнергетическая система
ЭО	- энергетический объект
ЯССЭ	- язык структурированных сообщений энергетика
AI	- artificial intelligence (искусственный интеллект)
BEOM	- онтологическая модель деятельности
BEOM-СК	- онтологическая модель деятельности сетевой компании
BEOM-LSTC	- онтологическая модель деятельности крупномасштабного сетевого предприятия
CAPEX	- капитальные затраты
CIM	Common Information Model (информационная модель сети)

ConFrame-Electric	- графический редактор для разработки и отображение схемы электрических соединений в составе ПК «ОЖУР»
CVC	Continuous Voltage Control (непрерывный контроль напряжения)
DMS	- система дистанционного управления, контроля и сбора информации.
DVC	Discrete Voltage Control (ступенчатый контроль напряжения)
EMS	- energy management systems (система автоматизированных инструментов, используемых операторами электросетей для мониторинга, контроля и оптимизации производительности системы генерации или передачи электроэнергии).
FACTS	- технологии гибких линий
IEC	- international Electrotechnical Commission (Международная электротехническая комиссия)
ISO	- International Organization for Standardization» (Международная организация по стандартизации)
IEEE	- институт инженеров по электротехнике и электронике
LOCA	- концепция языка организации совместной деятельности
MITRE CVE	- база данных общеизвестных уязвимостей информационной безопасности
NVD	- американская база данных уязвимостей информационной безопасности
OPEX	- операционные расходы
ORPF	Optimal Reactive Power Flow
OLAP	On-Line Analytic Processing
OLTP	On-Line Transaction Processing
q3	- система CIM моделирования, предназначенная для создания и ведения масштабируемых моделей электрических сетей в соответствии с требованиями стандартов IEC 61970/61968;
Q3	- база данных объектов электроэнергетики и оборудования, БД субъектов деятельности, БД схем электрических соединений
qМониторинг	- система оценки оперативной обстановки в режиме реального времени с использованием картографического приложения
qОЖУР	- система взаимосвязанных оперативных электронных журналов
qОЖУР_КЦ	- инструмент организации деятельности операторов КЦ
qОЖУР_РЭС	- инструмент организации деятельности диспетчера

	РЭС
qСКАСО -	- система компаративного анализа сообщений обеспечивает предоставление оператору КЦ актуальной информации по сообщению потребителя об обесточивании, базируясь на информации из qОЖУР_РЭС и цифровой модели сети
qDSS	- модуль выполняющий функцию анализа в составе ПК СППР «ОЖУР»
qCODA	- динамическая визуализация модели электрической сети, сбор и управление телеинформацией
qCONA	- система расчетов и анализа состояния электрической сети в режиме онлайн, а также показателей надежности (SAIDI/SAIFI) и времени обесточения отдельных потребителей
qDataFed	- приложение организации обмена данными с внешними системами
qDMS-Моделлер	- модуль (платформа) привязки и хранения информации о потребителях, точках поставки, используется как источник данных для внешних систем
QuaSy	- системы наследования опыта
QuaSy-СППР	- двухконтурная масштабируемой системы поддержки и принятия решения тоже, что и СППР «ОЖУР»
QuaSy-DECART	лингвистическая система в составе СППР «ОЖУР»
SAIDI	- System Average Interruption Duration Index (показатель средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии, характеризующий продолжительность одного отключения в системе в год)
SAIFI	- System Average Interruption Frequency Index (средняя частота прекращения передачи электрической энергии на точку поставки)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition – система диспетчерского управление и сбора данных
SmartGrid	- умные сети (система передачи электроэнергии от производителя к потребителю, которая самостоятельно отслеживает и распределяет потоки электричества для достижения максимальной эффективности использования энергии)
SQL	- язык программирования, предназначенный для программ управления базами данных
VMS	Voltage Management System (система управления напряжением)
volt/VAR оптимизация	- метод управления уровнями напряжения и реактивной мощностью

Условные обозначения

$З_{эксп}$	- эксплуатационные затраты
$И_{\Sigma}$	- издержки суммарные
$И_{ДЭ}$	- издержки от потерь электроэнергии
$Ш_{Ui}, Ш_{Qi}, Ш_{Pi}$	- штрафные значения, вводимые при выходе значения напряжения в узле i, реактивной мощности в узле i, потоков активной мощности в ветви j из областей допустимых значений.
b	– реактивная проводимость на землю
C	- информационная нагрузка
C_{gd}	– информационная нагрузка диспетчера при обеспечении условия его внешнего гомеостаза.
C_{min}	– минимально необходимая диспетчеру информационная нагрузка
C_{ti}	– информационное воздействие на диспетчера, поступающее по каналу передачи телемеханики (ОИК),
C_{gi}	– информационное воздействие на диспетчера, поступающее по каналу телефонной связи
g_{ij}, b_{ij}	- активная и реактивная составляющая проводимости на землю;
H	- энтропия речевого сообщения
ΔP	- зависимость относительных потерь активной мощности в электрической сети
$\Delta \dot{P}_U$	− суммарные потери мощности в сети отдельного класса напряжения;
$\Delta(\Delta P)$	разница потерь электроэнергии
ΔQ	- изменение реактивной мощности
$\Delta Q_{н}$	– изменение индуктивной мощности нагрузок
$\Delta Q_{тр}$	– изменение индуктивной мощности трансформаторов
ΔQ_b	– изменение реактивных потерь от емкостной проводимости линии и индуктивных потерь в сопротивлениях линии X
ΔQ_x	– изменение реактивных потерь от индуктивных потерь в сопротивлениях линии X
$\Delta U_{отп}$	- шаг добавки напряжения
ΔX_I^*	относительное отклонение фактора X_I^*;
I	информация
$J = 1 \ldots K$	количество интервалов, на которых наблюдаются ненормативные условия эксплуатации оборудования.
$k_{Т*}$	- коэффициенты трансформации
f	энтропия
$\mathbb{K}[i]$	- коэффициент запаса по диапазону регулирования

	напряжения
$L(x,\lambda)-$	функция Лагранжа
N_T	– количество трансформаторов
N_L	– количество ЛЭП
N_{SH}	- количество систем шин
N_B	– количество выключателей
N_P	– количество разъединителей
N_{ZN}	– количество заземляющих ножей
$\boldsymbol{n}_{\text{опт}}$	- оптимальное число управляющих воздействий
$n_{\text{рес}}$	- полный ресурс регулятора
$n_{\text{факт}}$	- исчерпанный ресурс регулятора
$n_{\max}$	- максимальный номер отпайки РПН
n_i	- номер отпайки РПН в текущем режиме
$\mathbb{NE}$	- вектор-столбец коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения
$\mathbb{NE}(i)$	вектора-столбца коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения
p_i	- вероятность появления звуков(фонем)
$Q_{r\,min}^{n}$	- минимальное ограничение по реактивной мощности
$Q_{r\,max}^{n}$	- максимальное ограничение по реактивной мощности
$Q_{\text{Г}}$,$\Delta Q_{\text{Г}}$	– реактивная мощность и ее изменение
$Q_{\text{н}}$	– суммарная реактивная мощность нагрузок
$Q_{\text{тр}}$	– индуктивные потери в трансформаторах
Q_x	– индуктивные потери в линиях
Q_b	– реактивная мощность генерации линий
$Q_{\text{пер}}$	– изменение перетоков по граничным связям
$R_{0.\text{ост}}^{*}$	остаточный ресурс выключателя при условии дальнейшей работы оборудования в нормативных условиях эксплуатации;
R_0^*	нормативный ресурс;
R_j^*	фактически отработанный ресурс на j-м интервале наработки в нормативных условиях эксплуатации;
$\mathbb{S}(i;j), S_{ij}$	Матрица коэффициентов чувствительности напряжений
$\mathbb{S}ij$	- Элемент матрицы коэффициентов чувствительности напряжений
Θ	- приближенная погрешность упрощенной расчетной схемы
U_{lmin}^{n}	- минимальное напряжение в узле
U_{lmax}^{n}	- максимальное напряжение в узле
$V_{r\,min}^{n}$	- минимальная уставка СКРМ

$V_{r\,max}^{n}$	- максимальная уставка СКРМ
X_I^*	— относительное отклонение эксплуатационного фактора, учитывающего воздействие коммутируемого выключателем тока *I*;
$\hat{Y}_{ij}$	- комплексно-сопряженное значение взаимной проводимости узлов *i* и *j*, связываемых соответствующим звеном;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдеев Р. Ф. Философия информационной цивилизации. - М.: ВЛАДОС, 1994. - 336 с.

2. Аюев Б.И., Куликов Ю.А. Перспективные направления системы мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС. – Proc.of the Inter.Conf. «Reley Protection and Substation Automatic of Modern Power Systems»: energoinfo.ru/images/pdf/rele/session_4/s4 2.pdf

3. 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.

4. Бадалов А.Ю., Гвоздев Д.Б., Пелымский 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.

5. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. - М.: Энергоиздат, 1990. - 438 с.

6. 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.

7. 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.- М: ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. 2017. – 184 с., С. 151-163.

8. Боргест Н.М. Онтология проектирования: теоретические основы. Часть 1. Понятия и принципы: Учебное пособие / Н.М. Боргест. - Самара: Изд-во Самар. Гос. аэрокосм. ун-та, 2010. – 86 с.

9. Боргест Н.М. Научный базис онтологии проектирования // Онтология

проектирования. - 2013. №1(7), С. 7-25.

10. Боргест Н.М. Ключевые термины онтологии проектирования: обзор, анализ, обобщения // Онтология проектирования. - 2013. №3(9), С. 9-31.

11. Бортовые информационные системы: Курс лекций/ А.А. Кучерявый, под ред. В.А. Мишина и Г.И. Клюева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ульяновск: УлГТУ, 2004. - 504с.

12. Бриллюэн Л. Наука и теория информации / Пер. с англ. А. А. Харкевича. - М.: ГИФМЛ, 1960. - 392 с.

13. Бриллюэн Л. Научная неопределенность и информация / Пер. с англ. Т. А. Кузнецовой. - М.: Мир, 1966. - 267 с.

14. Булдакова Т. И., Миков Д. А. Оценка информационных рисков в автоматизированных системах с помощью нейро-нечёткой модели // Наука и образование. - 2013. № 11, С. 2 -16.

15. Бусленко П. П. Моделирование сложных систем. - М.: Наука, 1978. - 400 с.

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

17. Вертешев А.С. Развитие интеллектуальной электроэнергетики в России и за рубежом // Академия энергетики – 2011- №1 (39) С.70-75.

18. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. 4 е изд., перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1985. - 536 с.

19. Волошин А.А., Косарева Е.Г., Костенко В.В. Системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанций и подстанций // Электрические Станции. - 2007. №4, С. 35-39.

20. Воротницкий В.Э., Серова И.А., Лежнюк П.Д., Стан В.В. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических

сетях. РД 34.46.504-90 // СПО Союзтехэнерго, Москва, 1990. - 38 с.

21. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Анализ и опыт снижения. – М: НТФ Энергопресс, 2006. - 103 с.

22. Воротницкий В.Э. Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Энергосовет. – 2017. №1(47), С. 44-53.

23. Воротницкий В.Э., Моржин Ю.И. Цифровая трансформация энергетики России - системная задача четвертой промышленной революции // Энергия единой сети. - 2019. №6(42), С. 26-35.

24. Воротницкий В.Э., Рабинович М.А., Каковский С.К. Оптимизация режимов электрических сетей 220-750 кВ по реактивной мощности и уровням напряжения // Энергия единой сети. – 2013. №3(8), С. 50-59.

25. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Киберфизические электроэнергетические системы: трансформация свойств и новые проблемы // Автоматизация и IT в энергетике. - 2018. № 9 (110), С. 4-8.

26. Впервые в центральной России энергообъект высокого класса напряжения переведен на телеуправление URL: http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=227933

27. В энергосистеме Республики Татарстан реализован проект модернизации системы телеуправления оборудованием подстанции 500 кВ Щёлоков. URL: http://www.so-cdu.ru/index.php?id=odu_volga_news_view&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=12680.

28. Гамм А.З., Глазунов А.М., Гришин Ю.А. и др. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество. - 2009, № 6. С. 2-9.

29. Гвоздев Д.Б., Ткачев А.А. 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.

30. 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. 25-27.

31. Гвоздев Д. Б. Повышение безопасности эксплуатации взрывозащищенных аппаратов на примере шахтных пускателей. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. Специальность 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы, включая их управление и регулирование». Кузбасский ГТУ- 2000.

32. Гвоздев Д.Б. Информационная оценка системы диспетчерского управления // Электрические станции. – 2006. №3, С. 47-51.

33. Гвоздев Д.Б. Разработка критерия оптимальной информационной нагрузки диспетчера ЦУС предприятия электрических сетей //Вестник МЭИ. – 2013. №2, С. 55-58.

34. Гвоздев Д.Б. Методика расчета объема информации, передаваемого от единичного объекта управления (ведения) к диспетчеру электрических сетей // Вестник МЭИ – 2012. №5, С. 60-65.

35. Гвоздев Д.Б., Шведин Б.Я., Сахаров А.А., Лукинов В.В., Асташкин А.В. Внедрение двухконтурной сетецентрической 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.

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. Гвоздев Д.Б., Дроздов А.В., Кочкин В.И., Крайнов С.В. Статические устройства управления режимами энергосистем // Электрические станции. – 2011. №8, С. 32-45.

40. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. 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.

41. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. 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.

42. 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.

43. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Централизованная система управления уровнями напряжения в сетях 110-220 кВ Кубанской энергосистемы. // Электричество. -2015. №12, С. 13-19.

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. 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.

50. 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.

51. Гвоздев Д.Б., Добкин О.С. 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.

52. Гвоздев Д.Б., Добкин О.С. 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.

53. 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.

54. Гвоздев Д. Б., Архангельский О. Д., Повышение информационной безопасности автоматизированных систем диспетчерского управления в электроэнергетических системах. // Вестник МЭИ -2019, № 3, С. 27-36.

55. 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.

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

57. Гвоздев Д.Б., Архангельский О.Д. Анализ безопасности автоматизированных систем диспетчерского управления в электроэнергетических системах. Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети». – М.: «Электроэнергия. Передача и Распределение», 2017. – 184 с.

58. 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.

59. 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.

60. 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.

61. 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.

62. Гвоздев Д.Б., Русскова М. С. 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.

63. 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.

64. Глущенко А.И., Еременко Ю. И., Цуканов М.А. Мультиагентные технологии как основа проектирования системы – советчика диспетчера энергосистемы // Фундаментальные исследования. – 2013. № 10-15, – С. 3305-3309.

65. Гончарюк Н.В., Фролов В.И. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий. - Электричество. - 2003. № 5, С. 2-12.

66. Горнштейн В.М. Методы расчета оптимальных краткосрочных режимов энергетических систем и их объединений. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук // Московский энергетический институт, Москва - 1973.

67. Горожанкин П.А., Майоров А.В. Управление напряжением и реактивной мощностью в электроэнергетических системах. Европейский опыт. // Электрические Станции. - 2008. №6, С. 40-47.

68. Горбунов С.И. Развитие теории и методов оценки рисков для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса: автореф. дис. … докт. техн. Уфа: Ин-т проблем транспорта энергоресурсов, -

2006.

69. ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения».

70. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Термины и определения.

71. ГОСТ 27.310-95 Анализ видов, последствий и критичности отказов.

72. Готман Н.Э., Шумилова Г.П., Старцева Т.Б. Верификация топологии электроэнергетической системы на основе нечетких нейронных сетей.

73. Данилин А.В. Основные направления работ по развитию автоматизированных систем диспетчерского управления в ОАО «СО ЕЭС»// Энергоэксперт. - 2013. №2, С. 24-36.

74. Дмитренко Е.М., Морозов И.В., Фролов В.И. О методике формирования расчетной схемы электрической сети Мосэнерго с контролируемой погрешностью. – Электрические станции. – 2004. №5, С. 49-58.

75. Дьяков А.Ф. Надежная работа персонала в энергетике. - М.: МЭИ, 1991. – 222 с.

76. Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном сетевом комплексе // Энергорынок. - 2010. №6, С. 26-28.

77. Елисеева И. И., Юзбашев М. М. Общая теория статистики: Учебник. - М.: Финансы и статистика, 2002. - 656 с.

78. Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Шубин Н. Г., Максименко Д. М. Использование оптимизационных методов внутренней точки для оценивания состояния энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2012. № 1(66), С. 39-45.

79. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.

80. Концепция развития системы оперативно-технологического и ситуационного управления в электросетевом комплексе ПАО «Россети» (утверждена Правлением ПАО «Россети» протокол от 24.08.2018 № 755пр).

81. Карантаев В. Г., Карпенко В. И. Анализ нарушений

работоспособности объектов электроэнергетики вследствие кибератак // Connect. – 2020. № 1–2, С. 11–12.

82. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Гурина Л.А. Анализ надежности результатов оценивания состояния по данным PMU при кибератаках на WAMS // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сб. науч. статей. Минск: БНТУ, 2015. Вып. 66. С. 231—237.

83. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий - М.: НЦ ЭНАС, 2000. - 248 с.

84. Крумм Л.А. Градиентный метод оптимизации режима объединенных энергосистем. - Новосибирск, 1962. - 21 с.

85. Крумм Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. - Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. - 368 с.

86. Крумм Л. А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. – Новосибирск: Наука, 1981. - 317 с.

87. Куликов А.Л., Зинин В.М. Создание системы кибербезопасности в электроэнергетике РФ с учётом реализации концепции ИЭС ААС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2015. № 5 (32), С. 122—126.

88. Кулямин В.В. Методы верификации программного обеспечения. – М.: Институт системного программирования РАН, 2008. - 117 с.

89. Ларичев О. И., Петровский А. Б. Системы поддержки принятия решений. Современное состояние и перспективы их развития. // Итоги науки и техники. Сер. Техническая кибернетика. — Т.21. М.: ВИНИТИ, 1987, С. 131-164.

90. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства: Учебник и учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. - М.: КолосС, 2008. - 655 с.

91. Ландшафт угроз для систем промышленной автоматизации URL: https://ics-cert.kaspersky.ru/reports/2018/03/26/threat-landscape-for-

industrialautomation-systems-in-h2-2017/#_Toc508825243

92. Ландшафт угроз для компьютеров, используемых для инжиниринга и интеграции АСУ ТП. 2020. URL: https://ics-cert.kaspersky.ru/reports/2021/03/17/threat-landscape-for-the-ics-engineering-and-integration-sector-2020/

93. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач метода наименьших квадратов. – М.: Наука. Гл. ред. Физ.-мат. Лит., 1986. - 232 с.

94. Ливинский П.А., Гвоздев Д.Б. Инновационная энергосистема России в 2050 году // Энергетическая политика. – 2017. № 6, С. 16-21.

95. Макаровский С.Н., Хвощинская З.Г. Проблемы управления напряжением и реактивной мощностью в основных сетях ЭЭС России. – Энергетик. 2002. № 6, С. 35-43.

96. Манов Н.А., Хохлов М. В., Чукреев Ю. Я. И др. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Информационно-издательский отдел Коми научного центра УрО Российской АН, 2010. - 292 с.

97. Массель Л.В., Воропай Н.И, Сендеров С.М., Массель А.Г. Киберопасность как одна из стратегических угроз энергетической безопасности России // Вопросы кибербезопасности. - 2016. № 4 (17), С. 2-10.

98. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Информационный подход к созданию шахтных технических систем // Тр. 13-ой Международной конференции ICAMC-98. - Словакия, Кошице (8-11 сентября 1998 г.), С. 378-381.

99. 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.

100. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Повышение количества структурной информации в технических системах // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та. -1999. №2, С.23-25.

101. Матвеев В.Н., Гвоздев Д.Б. Информационный подход к оптимизации структуры технических систем // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та.

-1999. №3, С.12-15.

102. 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.

103. Мережин Н.И. Полунатурное моделирование энергосистем // Известия ЮФУ. Технические науки. 2010. №1, С. 1-4.

104. Месенжник Я.З., Прут Л.Я., Горбунов С.И. Оценка технических рисков погружных электроцентробежных нефтенасосов при переходе к внешнему сервисному обслуживанию // Электро. 2008. № 6 (20), С. 38-41.

105. Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ и их элементов. - М.: АО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС» и Донбасская государственная академия архитектуры и строительства, 1994. - 17 с.

106. Методика экспресс-оценки технического состояния силовых маслонаполненных трансформаторов. - М.: ЗАО «Инспекция по контролю технического состояния объектов электроэнергетики» (ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»), 2014. - 64 с.

107. Моисеев Н.Н. Элементы теории оптимальных систем. – М.: Наука, 1974. – 223 с.

108. МОЭСК представила пилотные проекты Москвы по цифровизации электрических сетей на Российской энергетической неделе. URL: http://www.moesk.ru/press/company_news/item163415.php

109. Минаев В.А., Мазин А.В., Здирук К.Б., Куликов Л.С. Цифровые двойники объектов в решении задач управления // Радиопромышленность. - 2019, т. 29, № 3, С. 68 - 78.

110. Минаев В.А., Здирук К.Б., Мазин А.В., Поддубная Е.В. Оценка автоматизированных систем сбора и обработки данных на основе показателя внутренней конфликтности // Вопросы радиоэлектроники. -2017, № 11, С. 29–

34.

111. Минаев В.А., Мазин А.В., Здирук К.Б., Куликов Л.С. Синтез цифровых двойников с применением многоаспектной рекурсивной декомпозиции // Вопросы радиоэлектроники - 2019, № 11, С. 26–37.

112. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования. Иваново, 2005. - 223 с.

113. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Понятийные аспекты наработки при оценке ресурса электротехнического оборудования // Труды ИГЭУ. Выпуск VII. -2011, С. 263-270.

114. Непша Ф.С., Отдельнова Г.В., Савинкина О.А. Сравнение функциональных возможностей существующих программных средств расчета и анализа электрических режимов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2013. № 2, С. 116-118.

115. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя -: Екатеринбург, 2018. -200 с.

116. Нечипоренко В. И. Структурный анализ и методы построения надежных систем. - М.: Советское радио, 1968. - 255 с.

117. Нечипоренко В. И. Структурный анализ систем (Эффективность и надежность). - М.: Советское радио, 1977. - 216 с.

118. Никитина Е.В., Полуэктов А.Н., Кох С. Цифровой двойник для электрических сетей // Энергия единой сети, 2019, № 4(46). С. 28–32.

119. Олексюк Б. В. Разработка методики оценки влияния основного оборудования электрических сетей 220кВ и выше на искажение формы кривой напряжения: диссертация ... кандидата технических наук: - Москва, - 2014.

120. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Человеческий фактор при обеспечении кибербезопасности объектов электроэнергетики // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сб. докл. Междунар. конф. Сочи, 2015.

121. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Аспекты надежности и безопасности при проектировании цифровых подстанций // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: Сб. докл. Междунар. конф. Сочи. - 2015, С. 1-7.

122. Отчёт об исследовании рынка релейной защиты на сайте: URL: https://www.transparencymarketresearch.com/protection-relays-market.html

123. Описание SCADA «ЭГИДА» на официальном сайте НПФ «Механотроника РА». URL:http://mtra.ru/products/programmnoe_obespechenie/10024

124. Описание ПТК ЭКРА СМ РЗА на официальном сайте ООО НПП «ЭКРА». URL: https://ekra.ru/product/ae/avtomatizatsiya-obektov-i-asu-ptk-evicon/sa-i-asu/sistemy-monitoringa-rza/

125. Описание продукта «Релейная SCADA «Систел» на сайте ООО «Систел»/ URL: http://www.systel.ru/nashi-produkty/programmno-tehnicheskie-kompleksy/sistema-monitoringa-ustrojstv-rza/

126. Описание программного комплекса IVPower на тематическом сайте. URL: https://ivpower.com/#anchor_references

127. Отчёт о результатах внедрения системы SINAI на сайте, посвящённом цифровой подстанции. URL: http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2017/10/09.-IEC-61850-Europe-2017-David-MacDonald_-Iberdrola.pdf

128. Папков Б.В., Куликов А.Л., Осокин В.Л. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике. - Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017. - 80 с.

129. Петров А. Московский блэкаут кто виноват и что делать? // Наука и жизнь. – 2006. № 7, С.23-28.

130. Петухов Г.Б., Якунин В.И. Методологические основы внешнего проектирования целенаправленных процессов и целеустремленных систем. - М.: АСТ, 2006. - 504 с.

131. Прихно В.Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных

расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Тр. Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000.

132. Плешко Д.Ю. Влияние кибербезопасности объектов электроэнергетики на надежность функционирования ЭЭС // Актуальные проблемы энергетики: Материалы студенческой науч.-техн. конф. Минск: БНТУ, 2018. С. 564—567.

133. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2018. – 432 с.

134. Презентация ПТК «Защита» производства ООО НТЦ «Механотроника» https://docplayer.ru/36551626-Opredelenie-programmno-tehnicheskiy-kompleks-zashchita-eto-avtomatizirovannaya-sistema-monitoringa-rza-s-podderzhkoy-funkciy-telemehaniki.html

135. Приказ РАО «ЕЭС России» № 706/100 от 17.12.2002.

136. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 года№676 «Об утверждении «Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»».

137. Приказ Министерства энергетики РФ от 06.11.2018 № 1015 «Об утверждении требований в отношении базовых (обязательных) функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики при создании и последующей эксплуатации на территории Российской Федерации систем удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования».

138. Приказ Министерства энергетики РФ от 13.07.2020 N 555 «Об утверждении Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики и внесении изменений в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от 25 октября

2017 г. N 1013» (Зарегистрировано в Минюсте России 23.10.2020 N 60538).

139. Принципы создания АСУТП на подстанциях ЕНЭС. URL: http://www.cius-ees.ru/uploaded/document_files/58/ Printsipy_postroeniya__ ASUTP_PS.pdf

140. Рабинович М.А. Конструктор автоматизированных рабочих мест «КАСКАД-НТ»/ ООО «Каскад-НТ». – 2013. 36 с. http://www.cascade-nt.ru/cascade2013.pdf

141. Распоряжение Комитета по ценам и тарифам Московской области от 20.12.2021 № 286-р «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Московской области на 2022 год».

142. РД 153-34.3-20.573-2001 Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38–20 кВ с воздушными линиями электропередачи.

143. Розенвассер Е.Н., Юсупов Р.М. Чувствительность систем управления. – М.: Наука, 1981. - 464 с.

144. «Россети» и системный оператор совершенствуют технологию управления оборудованием подстанций ЕЭС России. URL: http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=24828

145. Руководство по эксплуатации. Выключатели вакуумные типа ВБЧ-С-10. ИНЛЯ.674152.013 РЭ

146. Руководящие указания по применению средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110 - 1150 кВ. – М.: ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ, ВНИИЭ, согласовано РАО «ЕЭС России», 1994. - 20 с.

147. 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.

148. 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.

149. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013612720 «Quasy СППР: ОЖУР-ГЦУС OJUR-CCB1.0», правообладатель ООО «Дан Роуз» (RU), авторы Шведин Б.Я.(RU), Тураираджасингам С.(RU), Гвоздев Д.Б.

150. Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах / Отв. ред. Н.И. Воропай; Рос. акад. наук, Си. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева [и др.]. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. - 303 с.

151. СО 34.45-51.300-97 РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

152. Стандарт ПАО «Россети» СТО 34.01-3.2-010-2017. Устройства регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (РПН). Общие технические требования.

153. Стандарт ПАО «Россети» СТО 34.01-4.1-005-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса».

154. СТО 56947007-29.130.01.092-2011.

155. СТО 34.01-4.1-007-2018. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850, 2018.

156. Телеуправление на подстанциях: ПС 330 кВ «Губкин» и ПС 500 кВ «Щёлоков» URL: http://digitalsubstation.com/blog/2018/06/27/ teleupravlenie – na – podstantsiyah – ps–330–kv– gubkin–i–ps–500–kv– shhyolokov/

157. Технические данные устройства РПН VACUTAP.

158. Технические данные устройства РПН Oiltap V. - TD 50/02 RU, Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2014 с.14

159. Технические данные устройства V-Contact.

160. «Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанции» от 06 сентября 2019 года.

161. «Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанции» от 06 сентября 2019 года.

162. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления» от 06 сентября 2019 года.

163. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ.

164. Фалеев М. И. Надежность технических систем и техногенный риск. - М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. - 368 с.

165. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. - 349 с.

166. Федеральный закон «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 N 187-ФЗ.

167. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 N 35-ФЗ (актуальная редакция).

168. Фельдбаум А.А. О применении вычислительных устройств в автоматических системах // Автоматика и телемеханика. – 1956. № 11, С. 1046-1056.

169. Фролов В.И. Упрощение схем электрических сетей энергосистем для расчетов установившихся режимов с локальными возмущениями // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1991. № 4, С. 336-339.

170. «ФСК ЕЭС» потратит на цифровизацию около 72 млрд. руб. URL: https://www.vestifinance.ru/articles/97898

171. Физиология речи. Восприятие речи человеком. Чистович Л.А., Венцов А.В., Гранстрем М.П. и др. –Л.: «Наука», 1976. - 388с.

172. Харламов В.А. Вопросы восстановления работы систем РЗА после успешных кибератак // Релейщик. - 2016. № 2, С. 3 -7.

173. Чегодаев А.В. Современная автоматизированная система технологического управления // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2012. № 4 (13), С. 76 - 80.

174. Чекалин А.А., Скрыль С.В., Минаев В.А. Комплексный технический контроль эффективности мер безопасности систем управления в органах внутренних дел. Ч. 2. Практические аспекты технической разведки и комплексного технического контроля. - М.: Горячая линия – Телеком, 2006. - 205 с.

175. Цифровой двойник для электрических сетей. URL: http://smart-grid. siemens.ru/

176. Цифровая подстанция - важный элемент интеллектуальной энергосистемы. URL: https://www.ruscable.ru/article/Tsifrovaya _podstantsiya_vazhnyj_element_intellektualynoj_energosiste/

177. Цифровая подстанция «Созвездие» введена в строй. URL: https://www.comnews.ru/digital-economy/content/116697/news/2018-12-17/cifrovaya-podstanciya-sozvezdie-vvedena-v-stroy

178. Шведин, Б.Я. Исчезает ли опыт? // Морской сборник. – 1989. №8, С. 26-29.

179. Шведин Б.Я. Онтологическая модель деятельности кадровой и организационно-правовой сфер деятельности крупномасштабной организации // Наукоемкие технологии. – 2006. № 6, С. 35 - 42.

180. Шведин Б.Я. Онтология предприятия: экспириентологический подход: технология построения онтологической модели предприятия. - М.: Ленанд, 2010. -240 с.

181. Шведин, Б.Я. Онтология проектирования – Terra Ingontito? // Онтология проектирования. - 2011. №1(2), - С. 9-21.

182. Шибанов Г.П., Количественная оценка деятельности человека в системах человек-техника., -М: «Машиностроение», 1983. -263 с.

183. Шубин Н.Г., Неуймин В.Г., Багрянцев А.А., Максименко Д.М. Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков // Известия НИИ постоянного тока. Научный сб. - 2011, № 65. С. 135 - 144.

184. Энергетика глазами системных интеграторов. URL: http://www.bcc.ru/press/publishing/pub07/Energy_in_syst_integrator_views

185. Энергетики сформировали образ цифровой электроэнергетики URL: https://minenergo.gov.ru/node/9464

186. Amgad A. EL-Dib, Hosam K.M. Youssef, M.M. EL-Metwally and Z. Osman. Optimum VAR sizing and allocation using particle swarm optimisation // Electric Power System Research, 2008, Vol. 77, No. 8, pp. 965-972.

187. Albrecht P.F., Bhavaraju M.P., Biggerstaff B.E., etc. IEEE Reliability Test System. A report prepared by Reliability Test System Task Force of the Applications of Probability Methods Subcommittee // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.98, №6, 1979, pp. 2047-2054.

188. A. Schecter. Exploration of the AC Optimal Power Flow Feasible Region for the Standard IEEE Test Set. FERC Technical conference to discuss opportunities for increasing real-time and day-ahead market efficiency through improved software // Docket No. AD12-12-003, December, 2012, available at http://www.ferc.gov/

189. Brian J. Deaver, Giorgio Di Lembo1, Christian Noce1. Enel–Endesa SCADA/ADMS convergence assessment methodology // 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)12-15 June 2017

Session 3.

190. Bunge M. Treatise on Basic Philosophy: 8 volumes in 9 parts: III: The Furniture of the World / M. Bunge. - Dordrecht: Reidel, 1977. – 352 p.

191. Byres E., Eng P. SCADA Security in a Post Stuxnet World. URL: https://www.tofinosecurity.com/sites/default/files/SCADA-Security-in-a-postStuxnet-World.pdf

192. Bergman D.C., Jin D., Nicol D.M., Yardley T. The Virtual Power System Testbed and Inter-Testbed Integration // Proc. USENIX Conf. Cyber Security Experimentation and Test. Berkeley, 2009.

193. CARSON W. TAYLOR, DENNIS C. ERICKSON. WACS — Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and On-Line Demonstration // PROCEEDINGS OF THE IEEE. -2005. №5, pp. 32-35.

194. C.Grigg, P. Wong, P. Albercht, etc. The IEEE Reliability Test System - 1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability methods Subcommittee // IEEE Transaction on Power System Vol.14. – 1999. №3, pp.1010-1020.

195. Dietz J. Enterprise Ontology: Theory and Methodology. Berlin; Heidelberg: SpringerVerlag, 2006. - 435 p.

196. DoDAF Wizdom: A Practical Guide to Planning, Managing, and Executing Projects to Build Enterprise Architectures using the Department of Defense Architecture Frame- Библиография 231 work (DoDAF) / By Dennis E. Wisnosky, Joseph Vogel, and Wizards from Wizdom Systems, Inc., 2004.

197. Dominguez C., Vidulich M., Vogel E. and McMillan G. Situation awareness: Papers and annotated bibliography. Armstrong Laboratory, Human System Center, 1994 (ref. AL/CF-TR-1994-0085).

198. D. Yasko, O. Fedorov, “Implementation of Protection Operation Analysis and Fault Management System Based on Fault Data Aggregation and Detailed Digital Simulation”, 49th CIGRE Session, Paper 10377, Paris, 2022.

199. Fukui C., Kawakami J. An expert system for fault section estimation using information from protective relaying and circuit breakers // IEEE Trans. on

Power Delivery. Vol. 1. Oct. 1986. P. 83-90.

200. Gibaud B. Toward ontology-based federated systems for sharing medical images: lessons from the NeuroLOG experience / B. Gibaud // iDASH Imaging Informatics Workshop (September 29, 2012, La Jolla, CA, USA). URL: http://idash.ucsd.edu/sites/default/files/uploads/Gibaud_iDASH_2012.pdf

201. Hans Glavitsch, Rainer Bacher. Optimal Power Flow Algorithms / Swiss Federal Institute of Technology CH-8092 Zurich, Switzerland.

202. High-impact Low-frequency Event Risk to the North American Bulk Power System. Atlanta: NERC, 2010.

203. IEC CIM61970 URL: http://webstore.iec.ch/Webstore/webstore.nsf/Artnum_PK/49080

204. IEEE 14-bus test system. Brochure. Manitoba HVDC Research Center, 2014.

205. Integrated Bulk Power System Risk Assessment Concepts. Atlanta: NERC, 2013.

206. K Ashok A., A. Hahn, and M. Govindarasu, “A cyber-physical security testbed for smart grid: System architecture and studies”, 7th Annu. Workshop Cyber Security Inf. Intell. Res., 2011.

207. Keerthipala W., R. Jayasinghe, P. McLaren, and J. Lucas, “A Simulation Model for Capacitively Coupled Voltage Transformers in Relay Studies”, International Power Engineering Conference, Singapore;

208. Kezunovic M., Vasilic S. Analysis of Protective Relaying Operation and Related Power System Interaction // IFAC Proceedings Volumes. V. 36. Issue 20. September 2003. P. 399-404.

209. Kezunovic M., Spasojevic P., Fromen C.W., Sevcik D. An expert system for substation event analysis // IEEE Trans. on Power Delivery. Vol. 8. Oct. 1993. P. 1942-1949.

210. Kuipers D. Cybersecurity for Energy Delivery Systems. URL: http: \\ www.sans.org/cyber-securitysummit/archives/file/summit-archive-1493741208.pdf

211. Luo X., Kezunovic M. Automated Analysis of Digital Relay Data

Based on Expert System // Proceedings of Power Tech 2005 Conference (27-30 June 2005). St. Petersburg, Russia. P. 1-6.

212. Lyamets Yu.Ya., Efimov E.B., Nudelman G.S., Zakonshek Ya. / Principle of information perfection of a relay protection // Электротехника (Russian Electrical Engineering). 2001. # 2. P. 12-17.

213. Mary B. Cain, Richard P. O'Neill, Anya Castillo. History of Optimal Power Flow and Formulations Optimal Power Flow. FERC Technical conference to discuss opportunities for increasing real-time and day-ahead market efficiency through improved software // Docket No. AD12-12-014, December, 2012, available at http://www.ferc.gov/

214. Mehrdad S., Mousavian S., Madraki G., Dvorkin Yu. Cyber-physical Resilience of Electrical Power Systems Against Malicious Attacks: a Review // Current Sustainable / Renewable Energy Rep. 2018. V. 5. Iss. 1. Pp 14—22.

215. Nair J., Wierman A., Zwart B. The Fundamentals of Heavy-tails: Properties, Emergence, and Identification // Proc. Intern. Conf. Measurement and Modeling of Computer Systems. N.-Y., 2013. P. 387.

216. P. FRANCOS, S. VERDUGO, C. ALMESTO, D. BAEZA Present and future reinforcements in the Spanish transmission grid allowing to control active and reactive power flows. // Конференция CIGRE 2012, Секция С4, доклад 103.

217. Pai M.A. Energy Function Analysis for Power System Stability. - Springer, 1989, pp.223-228.

218. Pierce H.E., Chairman Jr., Colborn D.W., etc. Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data. Working Group on a Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.92, №6, 1973, pp. 1916-1925.

219. Q.Y. Jiang, H.D. Chiang, C.X. Guo, Y.J. Cao. Power-current hybrid rectangular formulation for interior-point optimal power flow. Institute of Engineering and Technology (IET) Generation, Transmission and Distribution, Vol. 3, Iss. 8, pp. 748-756, 2009.

220. Qian Tan, Yiquan Li, Feng Wang, Ziliang Wu, Jia Zhu, Jianglei Suo,

Wei Liu, Operation and Maintenance Technology of Relay Protection Equipment Based on Digital Twin Technology // Journal of Physics: Conference Series 2495 (2023) 012020, doi:10.1088/1742-6596/2495/1/012020.

221. RTSoft Protection Suite на сайте ГК «РТСофт». URL: http://www.rtsoft.ru/project-cards/sgt/protection-suite/

222. S. CORSI, N. MARTINS Coordinated voltage control in transmission networks // Конференция CIGRE 2007, секция C4, доклад 602.

223. Smith B. Agains Idiosyncrasy in Ontology Development // Frontiers in Artificial Intelligence and Applications. 2006 Vol. 150.

224. T.K. KIM, J.H. SHIN, N.H. KWAK. Voltage management system using hybrid voltage control to enhance voltage stability in Jeju power system // Конференция CIGRE 2010, секция C2, доклад 211.

225. URL: http://www.digsilent.de/ – сайт разработчиков программы DigSilent

226. URL: http://www.siemens.com/pss-sincal – сайт разработчиков программы PSS

227. Vanderbei R.J.; Shanno D.F. An Interior-Point Algorithm for Nonconvex Nonlinear Programming // Computational Optimization and Applications, 1999, № 13, pp. 231–252.

228. V. ILEA, C. BOVO, M. MERLO, A. BERIZZI. Reactive power flow optimization in power systems with hierarchical voltage control // 17th Power Systems Computation Conference/August 22-26, 2011, Stockholm, Sweden

229. V.M. da Costa and A.L.S. Rosa. A Comparative Analysis of Different Power Flow Methodologies, IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, Bogota, Aug. 13-15, 2008.

230. Vital V. Transient stability test systems for direct stability methods: IEEE Committee report // IEEE Transactions on Power systems, Vol.7, №1, 1992. – pp. 37-43.

231. What is a digital twin? URL: https:// www.ge.com/digital/applications/ digital-twin

232. Wenyuan Li. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications. N.-Y.: Wiley-IEEE Press, 2014.

233. Y. Tao and A.P.S. Meliopoulous. Optimal Power Flow via Quadratic Power Flow // IEEE Power Systems Conference and Exposition, Phoenix, May 2011.

234. Zhang N., Kezunovic M. / Verifying the Protection System Operation Using an Advanced Fault Analysis Tool Combined with the Event Tree Analysis // Northern American Symposium (NAPS), 2004.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Онтологическая модель организации деятельности для задачи «Управление заявками»

Модель организации деятельности. Кластер сценариев А: СО не участвует в качестве инициатора.

1. Сценарий *АХА*

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (А) сама является инициатором изменения состояния сети.

Оформление, подача, рассмотрение, согласование в структурных подразделениях, а также утверждение происходит в СетОргСобстОбор.

Кластер сценариев АХА_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев АХА_В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев АХА_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.

6. СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор согласовывают Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.

8. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

10. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

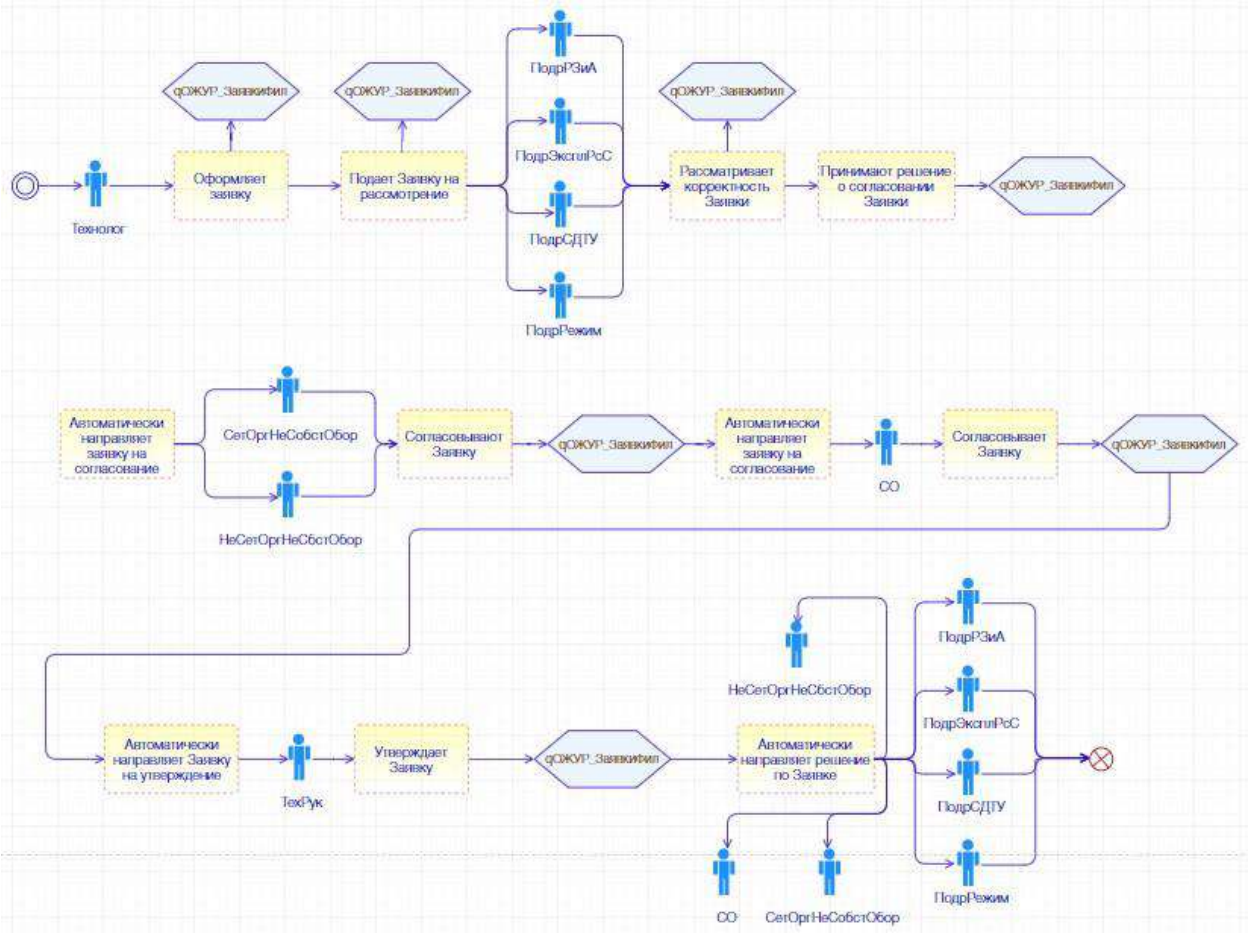


Рис. П.1.1. Кластер сцн А - Сцн АХА_В1.

Кластер сценариев АХА_В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СО.

5. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

6. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

7. qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

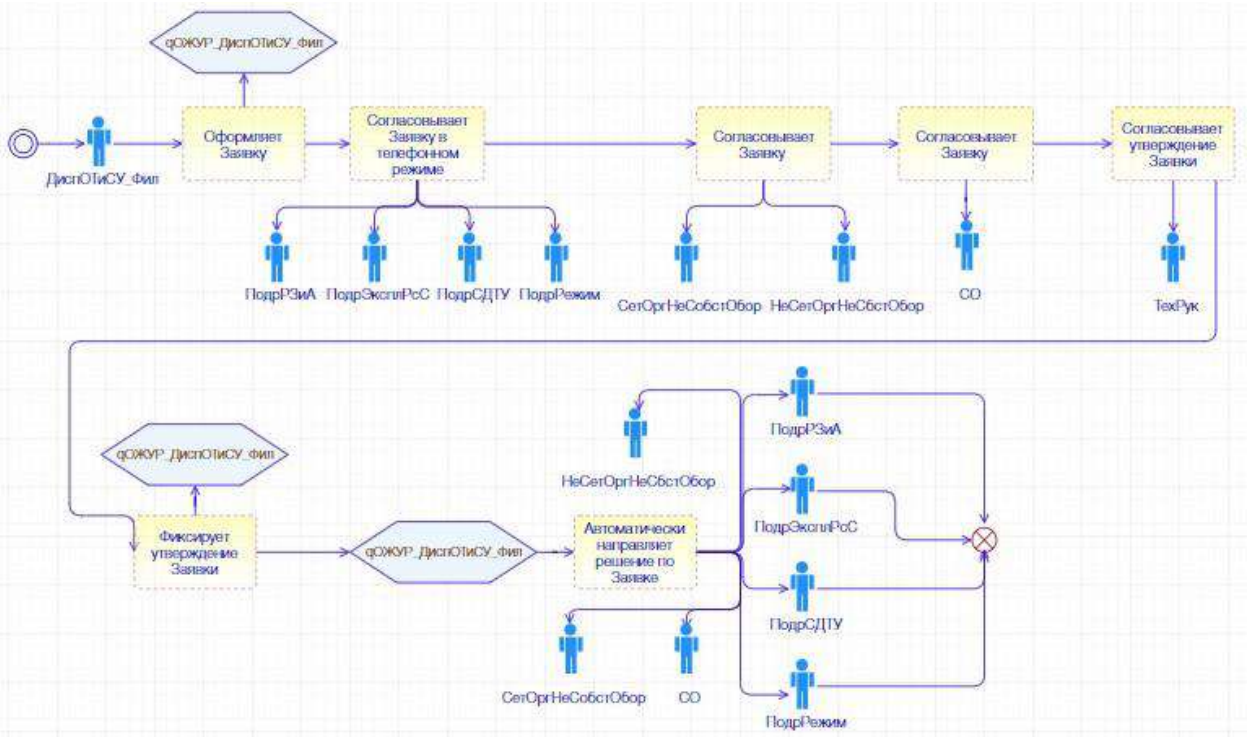


Рис. П.1.2. Кластер сцн А - Сцн АХА_В2.

2. Сценарий *АХВ*

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус

организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) является инициатором изменения состояния сети.

Оформление, подача, рассмотрение, согласование в структурных подразделениях происходит в СетОргНеСобстОбор, а утверждение происходит в СетОргСобстОбор.

Кластер сценариев AXB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев AXB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев AXB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев AXB_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1.Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СетОргСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор согласовывают Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.

8. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

10. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

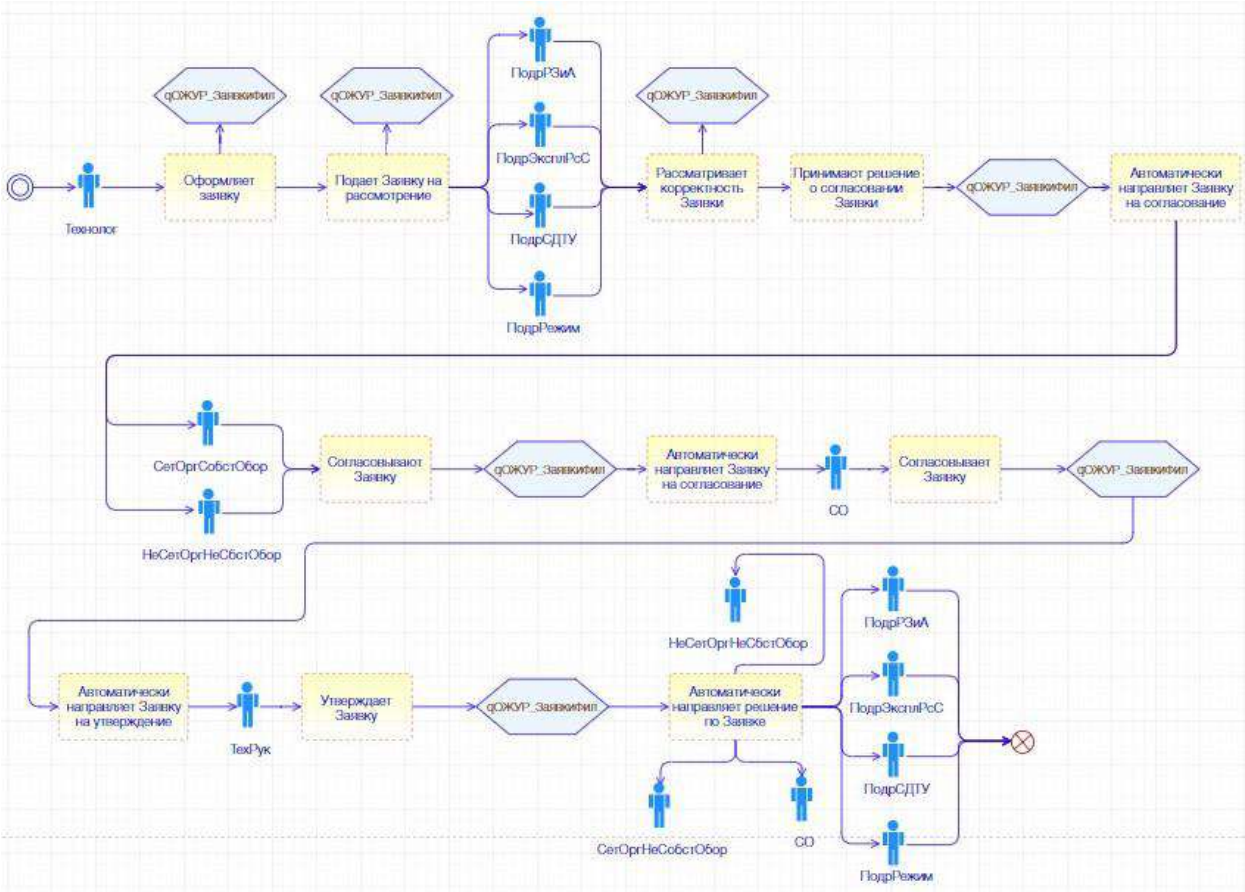


Рис. П.1.3. Кластер сцн А - Сцн АХВ_В1.

Кластер сценариев АХВ _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СетОргСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СО.
5. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

6. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

7. qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил автоматически направляет решение по Заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

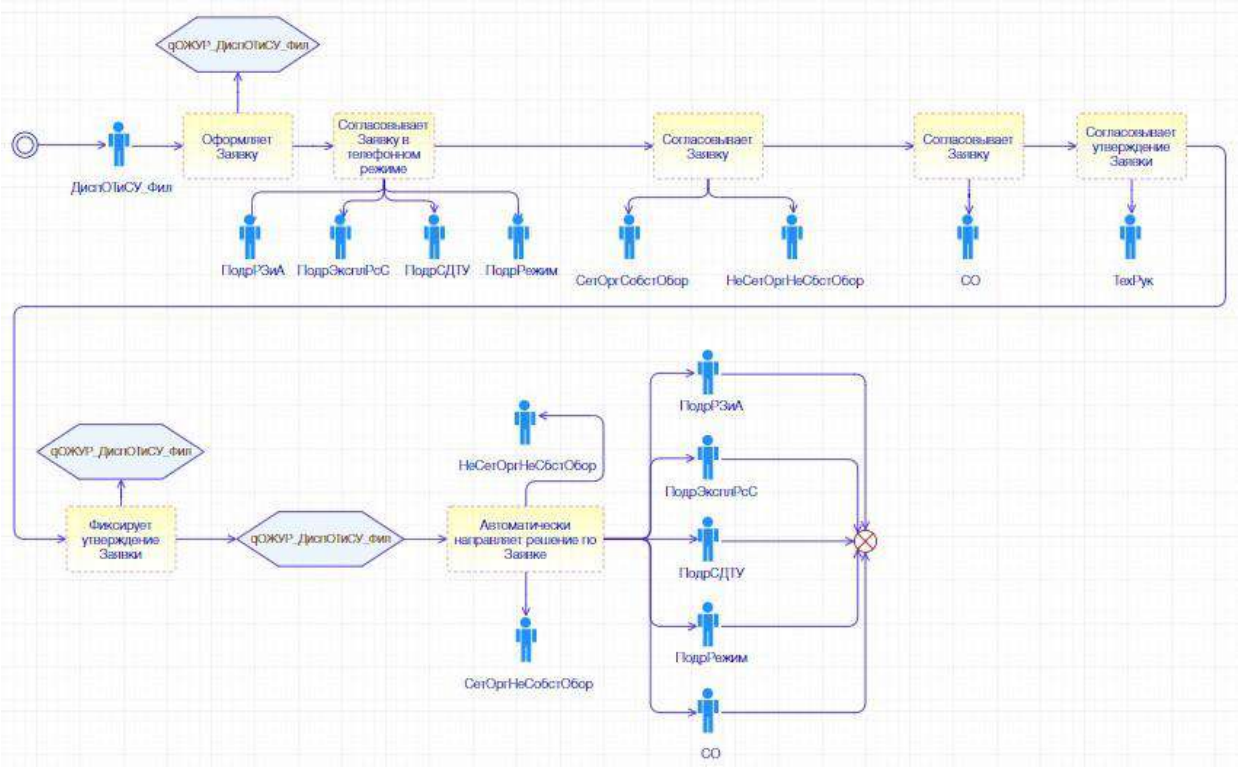


Рис. П.1.4. Кластер сцн А - Сцн АХВ_В2.

3. Сценарий АХЕ

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении и СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО, которые имеют статус организации, у которых оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (Е) является инициатором изменения состояния сети.

Оформление, подача, рассмотрение, согласование в структурных подразделениях, а также утверждение происходит в СетОргСобстОбор.

Кластер сценариев АХЕ_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев АХЕ _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев AXE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев AXE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.
8. СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор согласовывают Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.
10. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
12. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
13. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

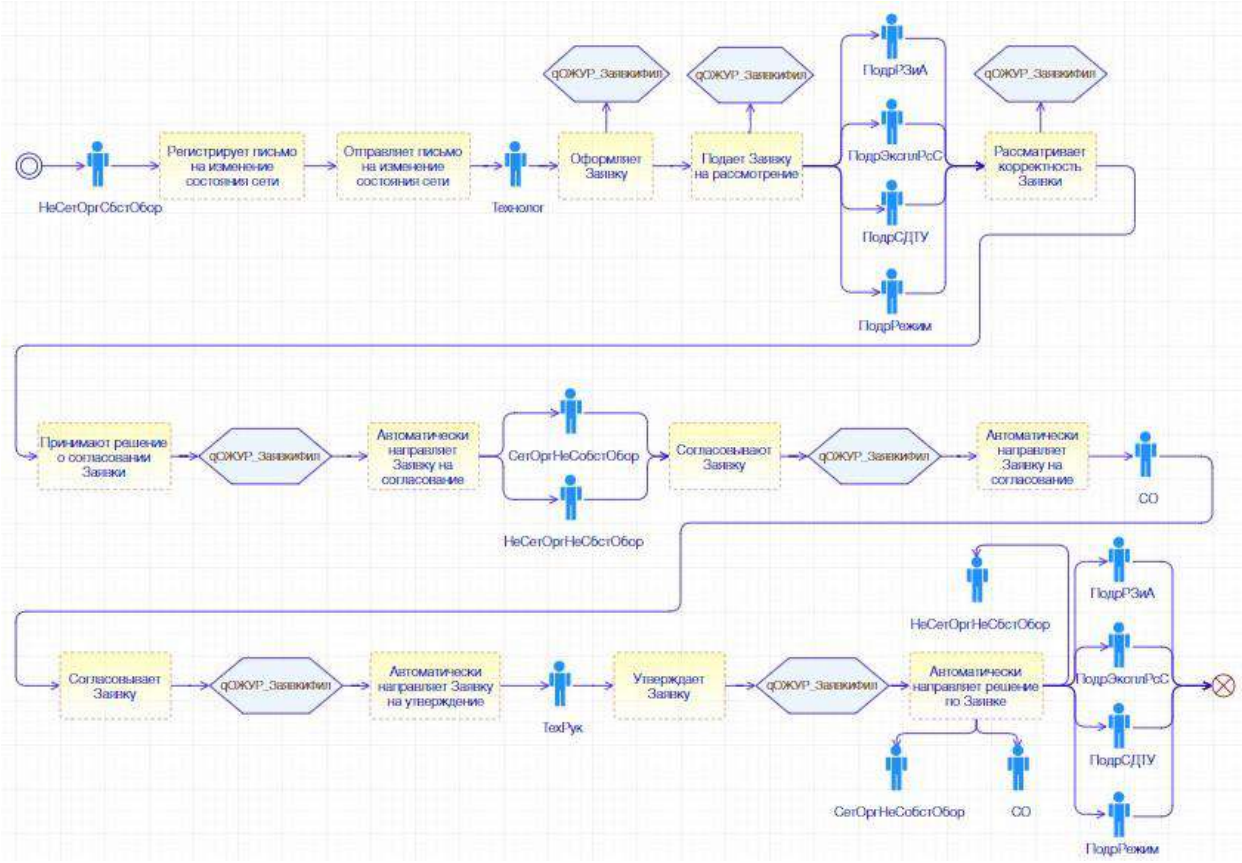


Рис. П.1.5. Кластер сцн А - Сцн АХЕ_В1.

Кластер сценариев АХЕ _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с СО.

6. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

7. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

8. qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил автоматически направляет решение по Заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СетОргНеСобстОбор, НеСетОргНеСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

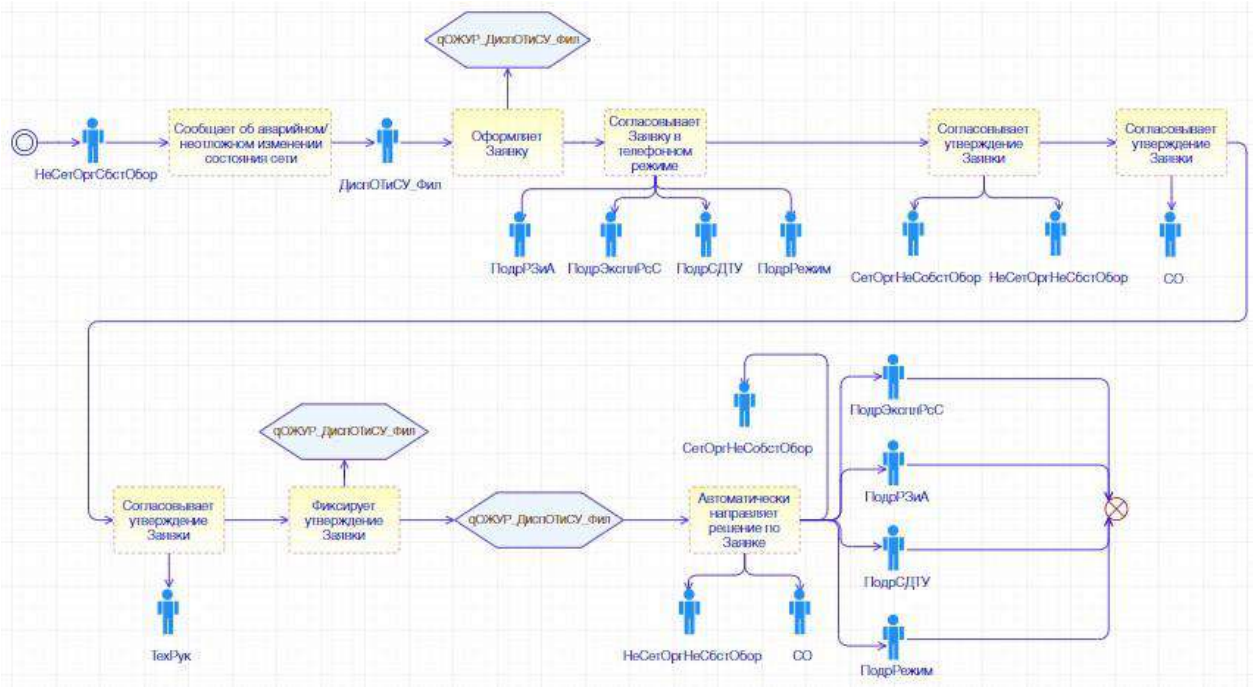


Рис .6. Кластер сцн А - Сцн AXE_B2.

4. Сценарий AYA

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (А) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев AYA_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев AYA _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев AYA_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев AYA _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
6. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

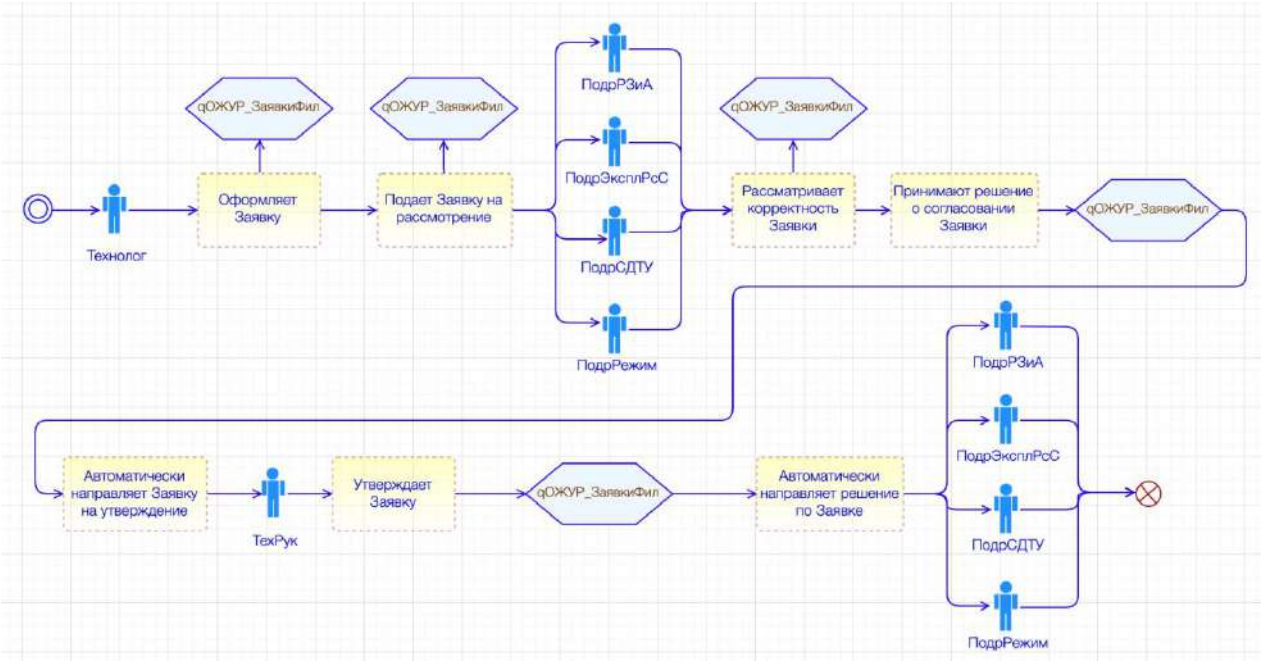


Рис. П.1.7. Кластер сцн А - Сцн AYA_B1.

Кластер сценариев AYA _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

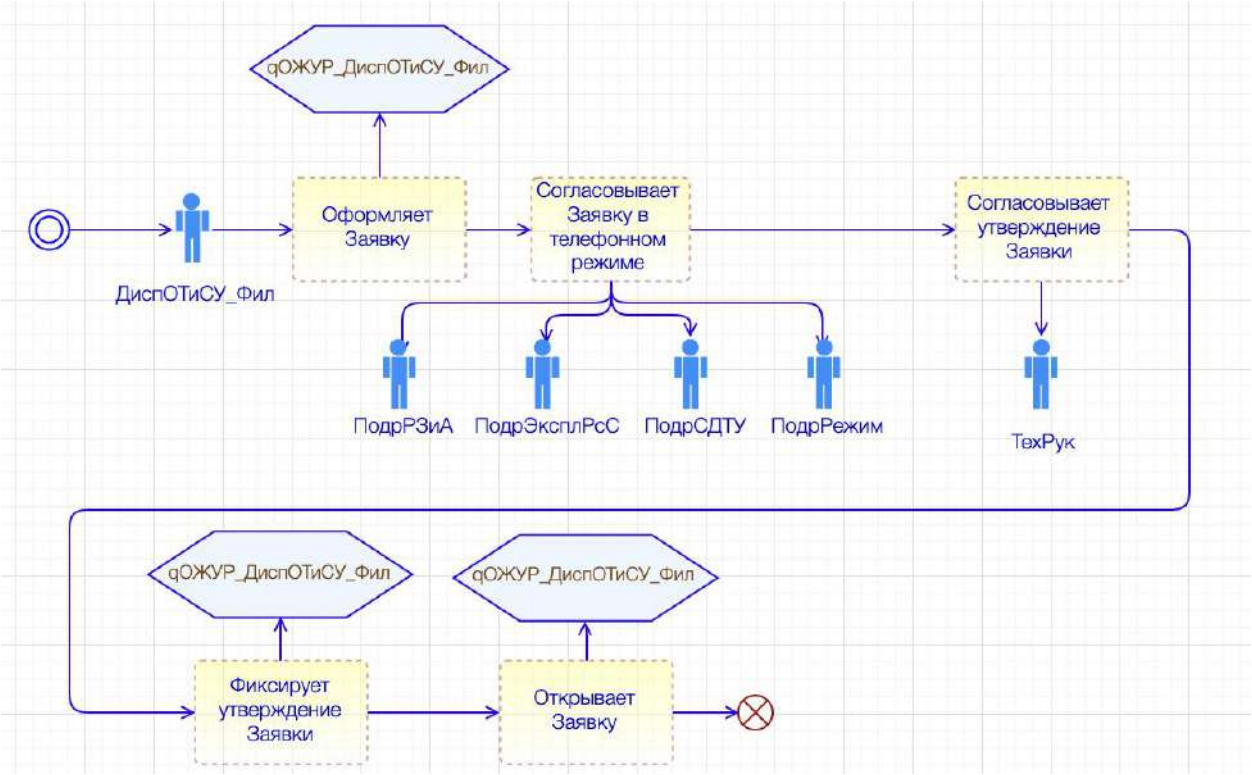


Рис. П.1.8. Кластер сцн А - Сцн AYA_B2.

5. Сценарий AYB

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев AYB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев AYB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев AYB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев AYB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1.Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

6. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

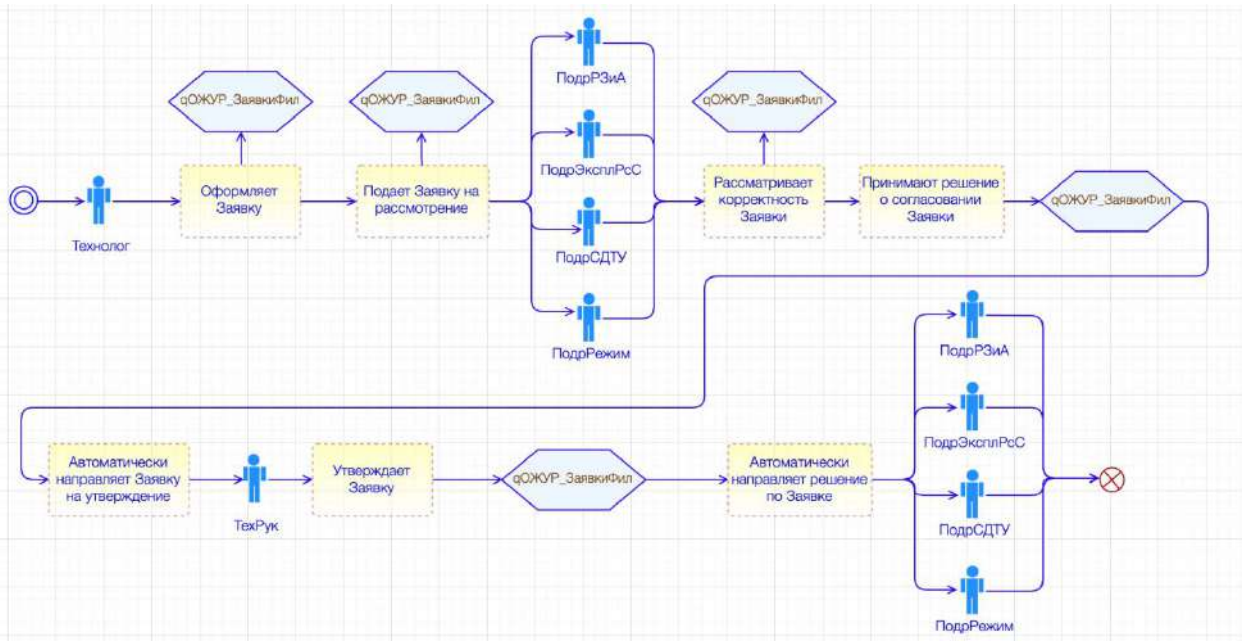


Рис. П.1.9. Кластер сцн А - Сцн AYB_B1.

Кластер сценариев AYB _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

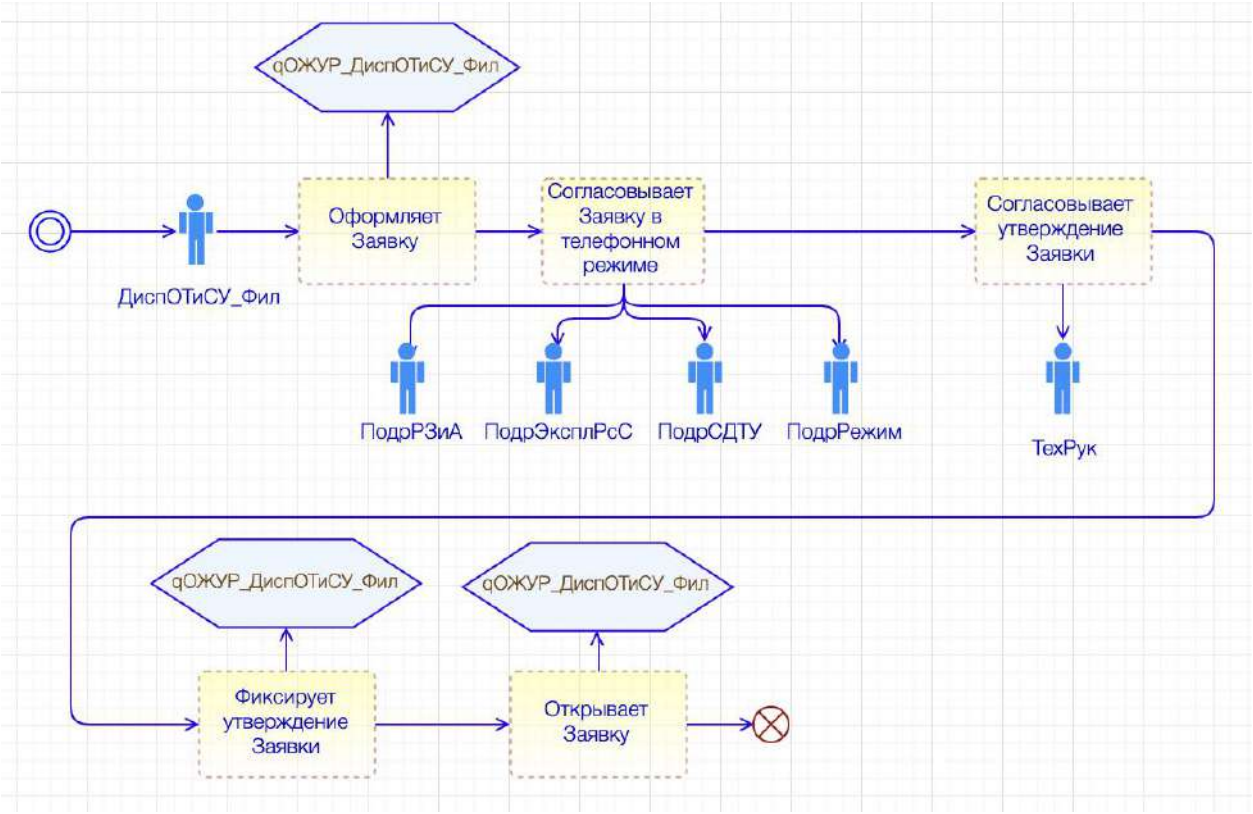


Рис. П.1.10. Кластер сцн А - Сцн AYB_B2.

6. Сценарий AYE

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (Е) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев AYE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев AYE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев AYE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев AYE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

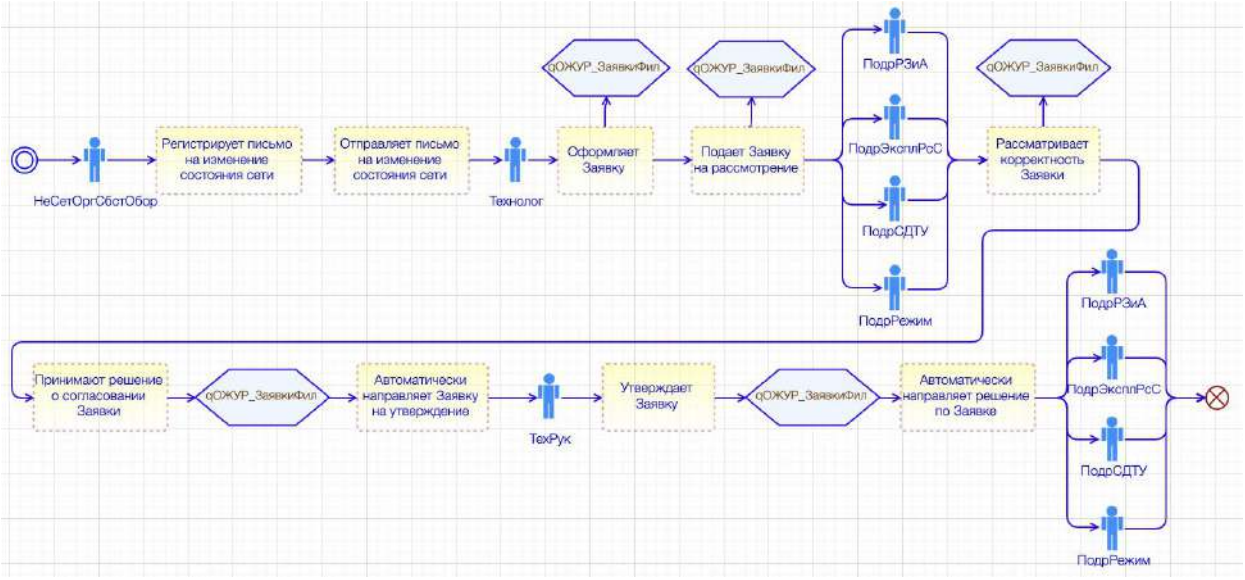


Рис. П.1.11. Кластер сцн A - Сцн AYE_B1.

Кластер сценариев AYE _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

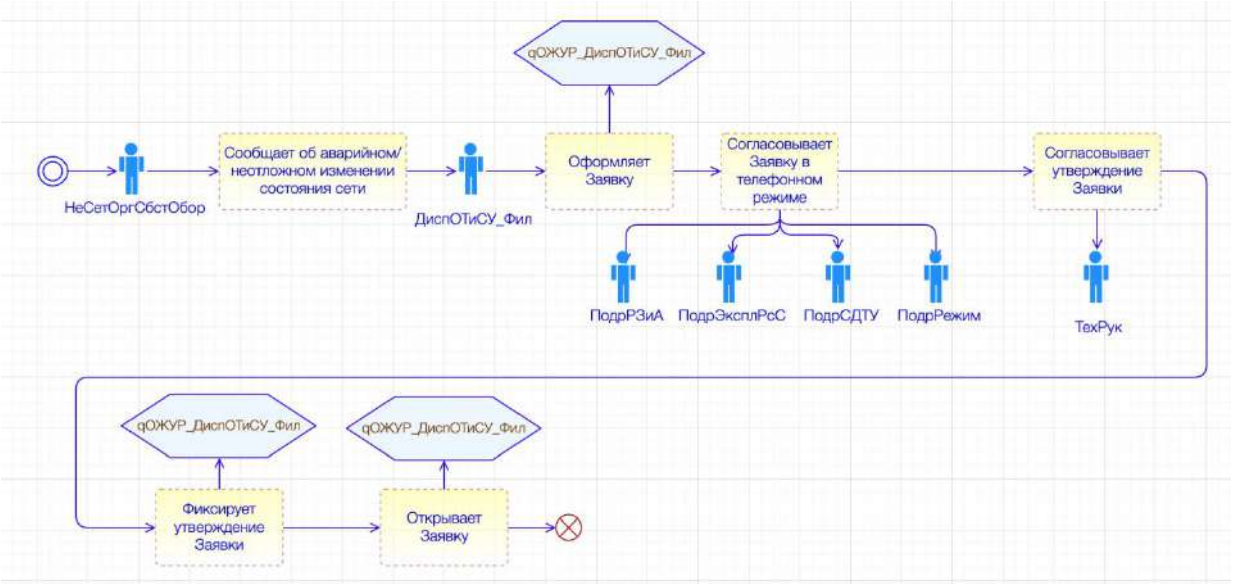


Рис. П.1.12 - Кластер сцн А - Сцн AYE_B2.

7. Сценарий ВХА

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргСобстОбор (А) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев ВХА_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев ВХА _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев ВХА_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев ВХА _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

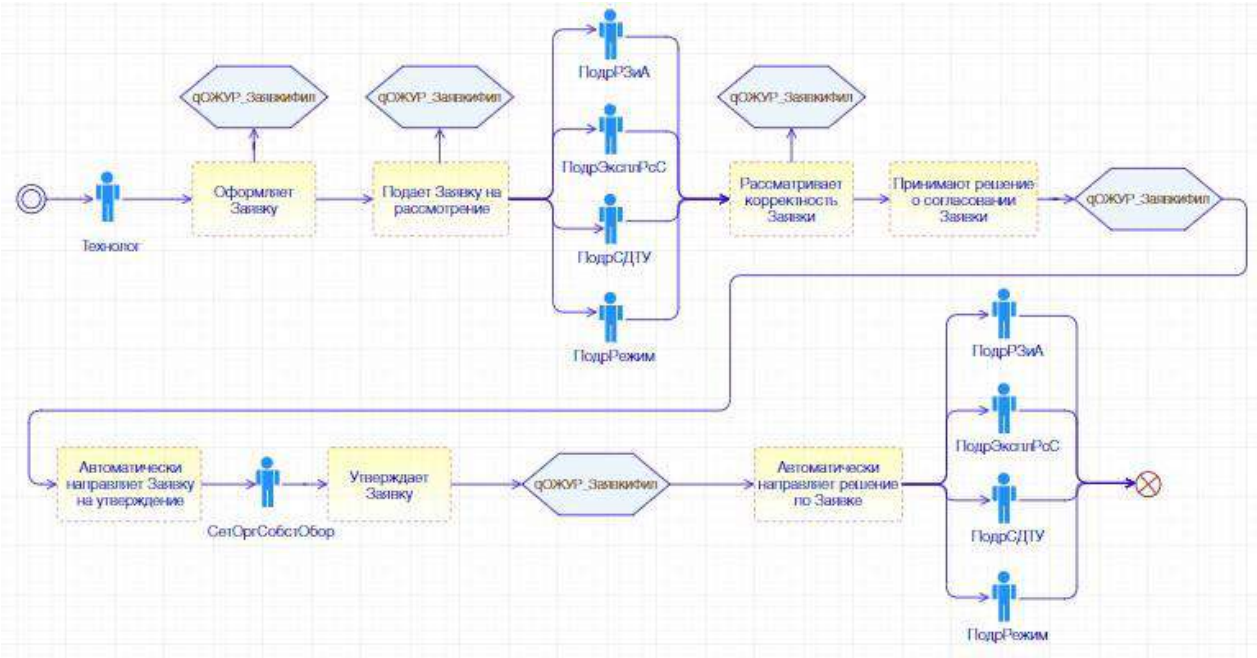


Рис. П.1.13. Кластер сцн А - Сцн ВХА_В1.

Кластер сценариев ВХА _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

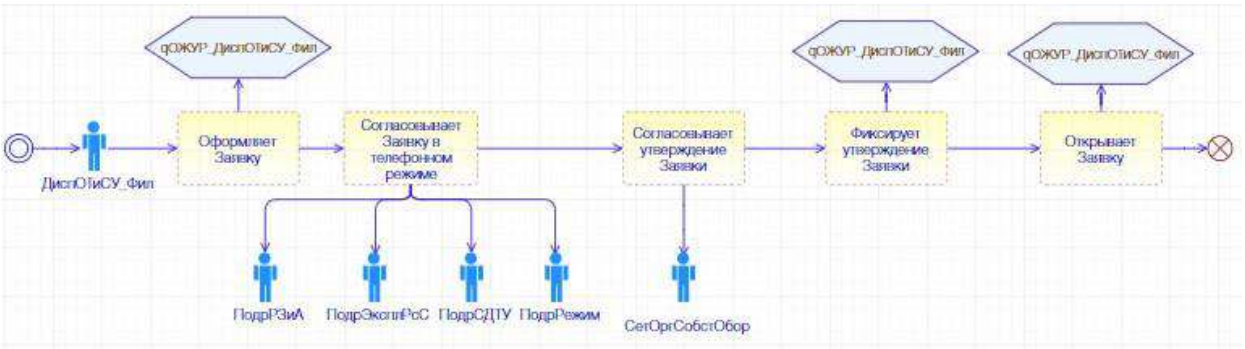


Рис. П.1.14. Кластер сцн А - Сцн ВХА_В2.

8. Сценарий ВХВ

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев ВХВ_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев ВХВ _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев ВХВ_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев ВХВ _В1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

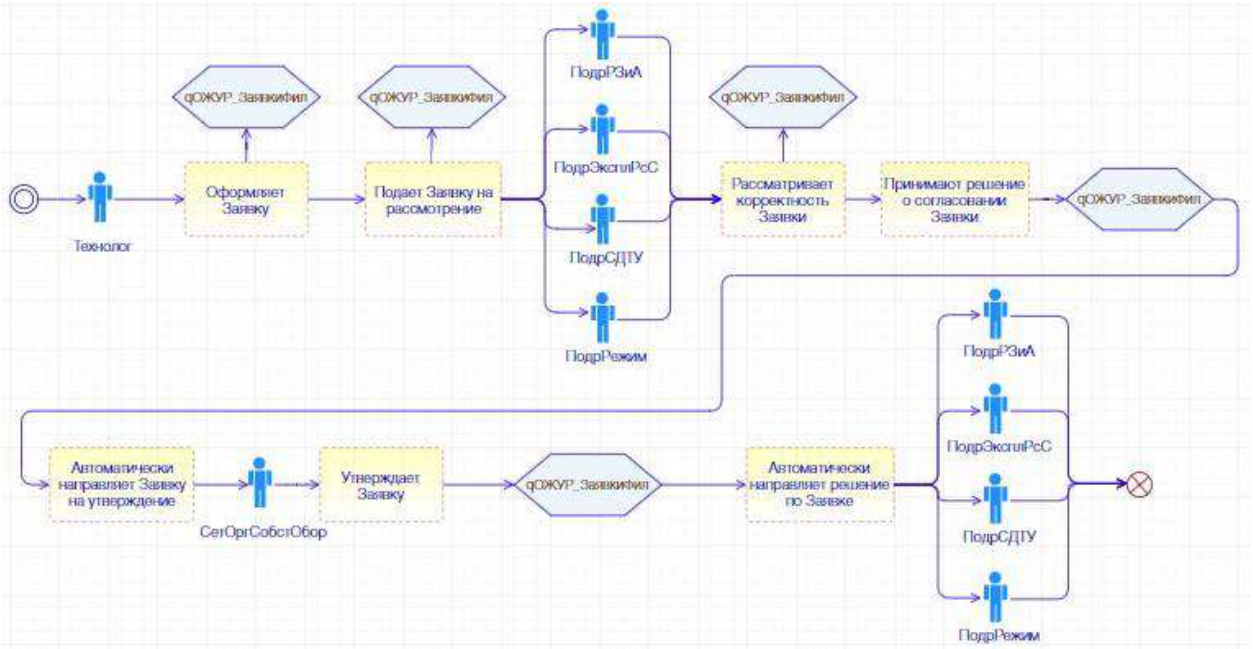


Рис. П.1.15. Кластер сцн А - Сцн ВХВ_В1.

Кластер сценариев ВХВ _В1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

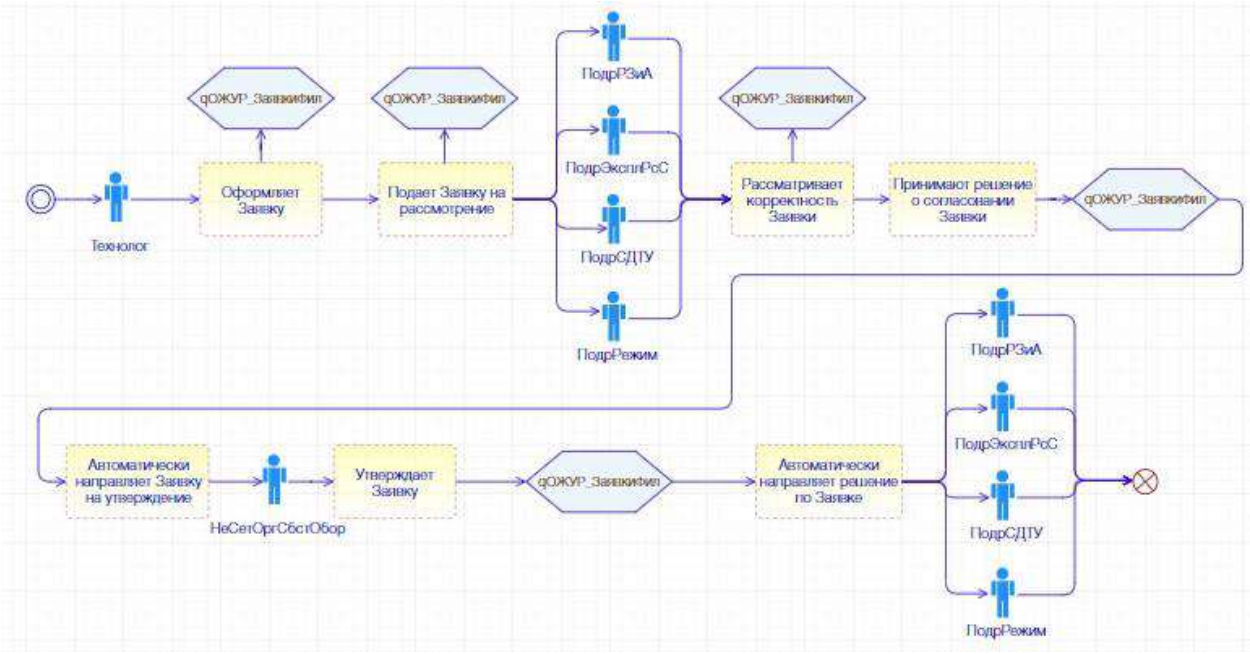


Рис. П.1.16. Кластер сцн А - Сцн ВХВ_В1.2.

Кластер сценариев ВХВ _В2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

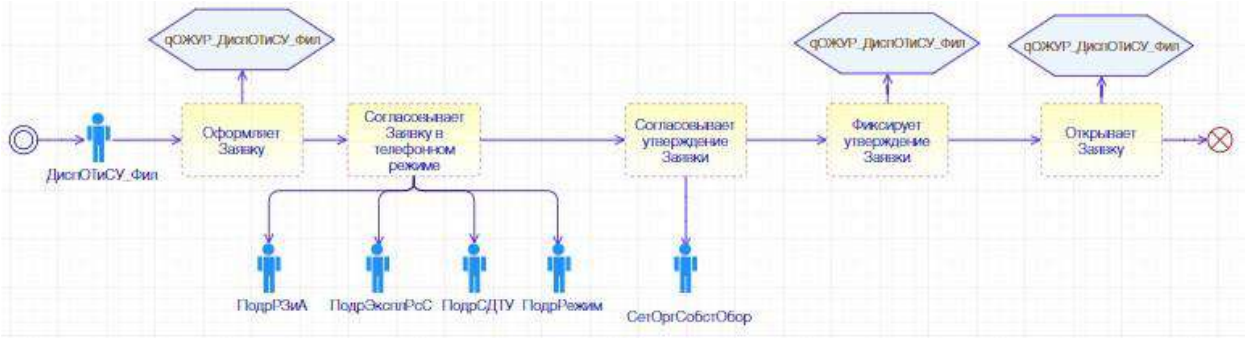


Рис. П.1.17. Кластер сцн А - Сцн ВХВ_В2.1.

Кластер сценариев ВХВ _В2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

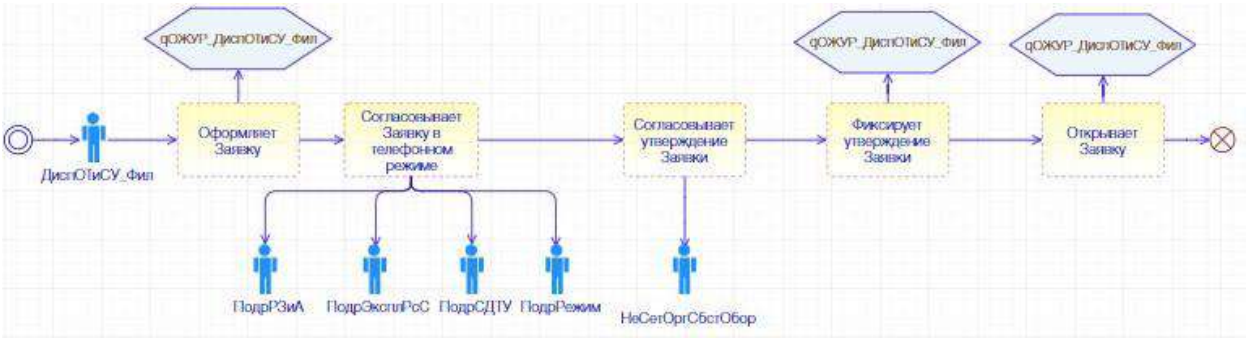


Рис. П.1.18. Кластер сцн А - Сцн ВХВ_В2.2.

9. Сценарий BXD

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BXD_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BXD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BXD_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BXD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. НеСетОргСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

8. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

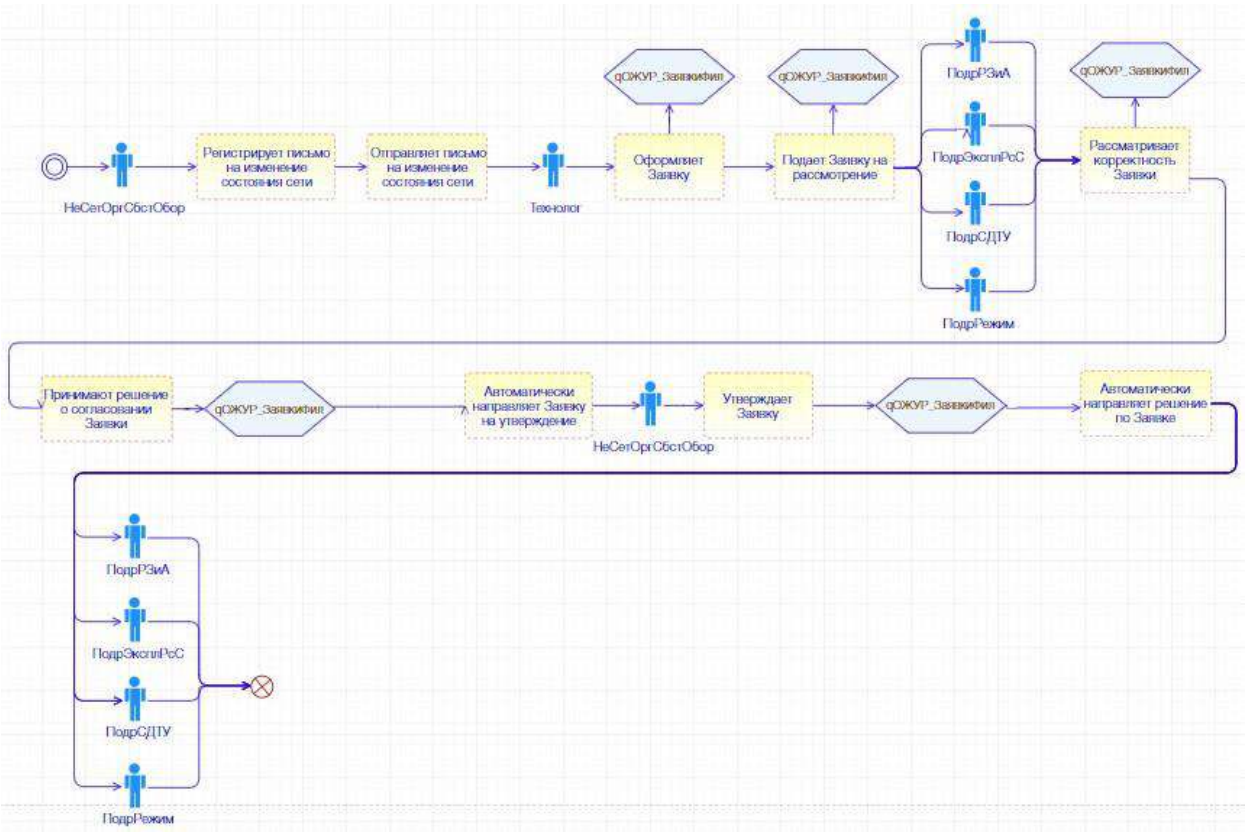


Рис. П.1.19. Кластер сцн A - Сцн BXD_B1.

Кластер сценариев BXD _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

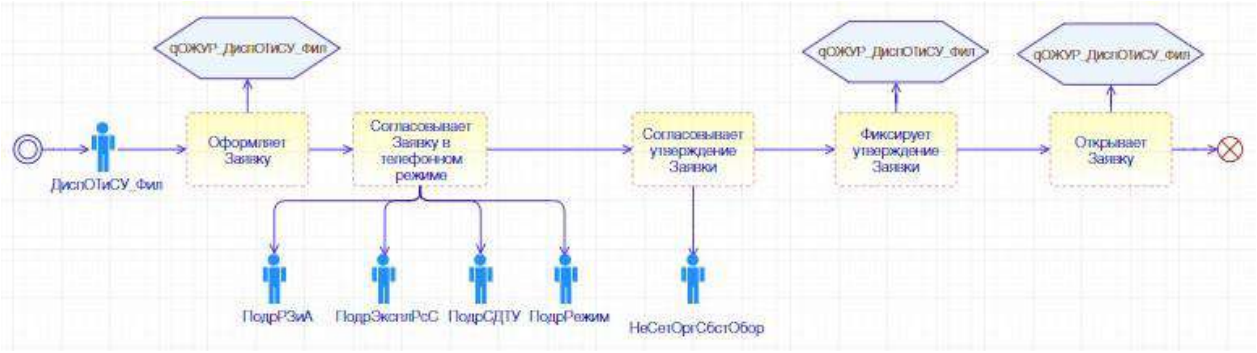


Рис. П.1.20. Кластер сцн A - Сцн BXD_B2.

10. Сценарий BXE

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BXE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BXE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BXE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BXE _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

8. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

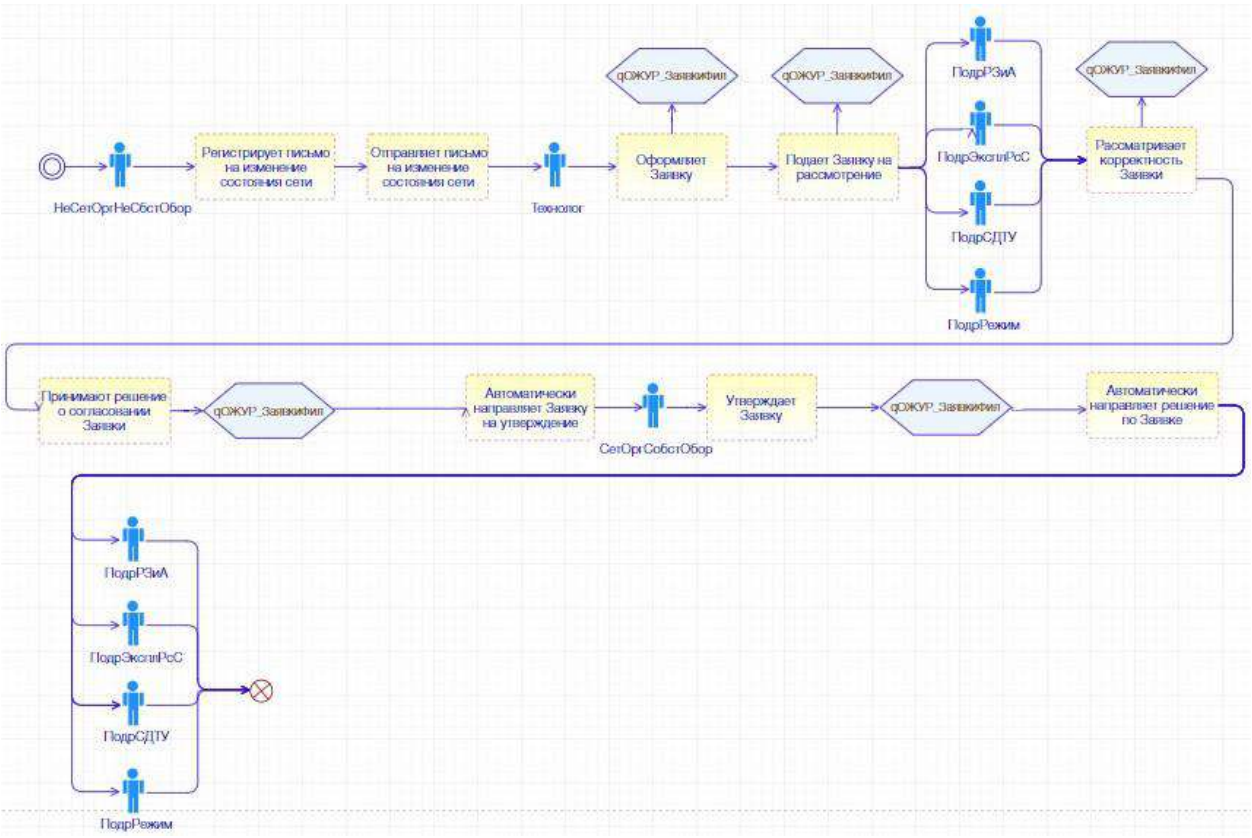


Рис. П.1.21. Кластер сцн А - Сцн ВХЕ_В1.1.

Кластер сценариев ВХЕ _В1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

8. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

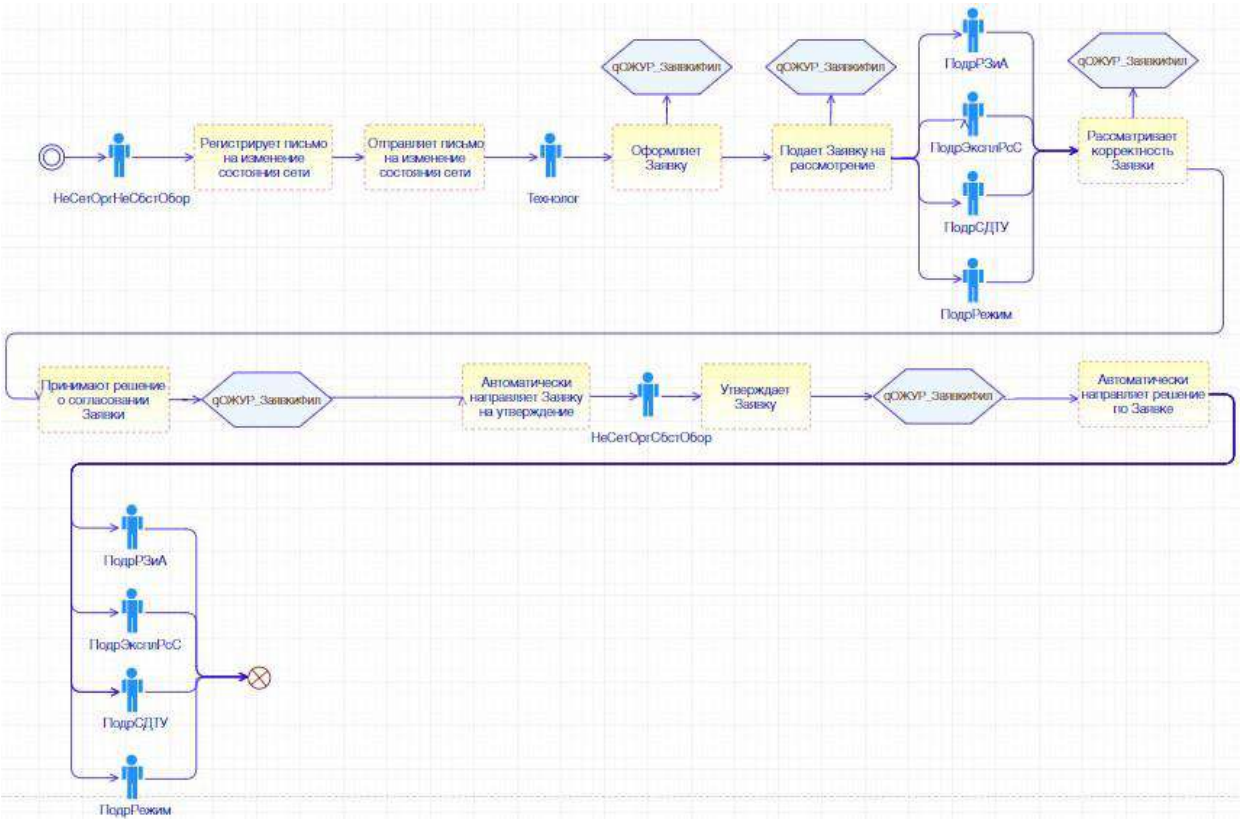


Рис. П.1.22. Кластер сцн А - Сцн ВХЕ_В1.2.

Кластер сценариев ВХЕ _В2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

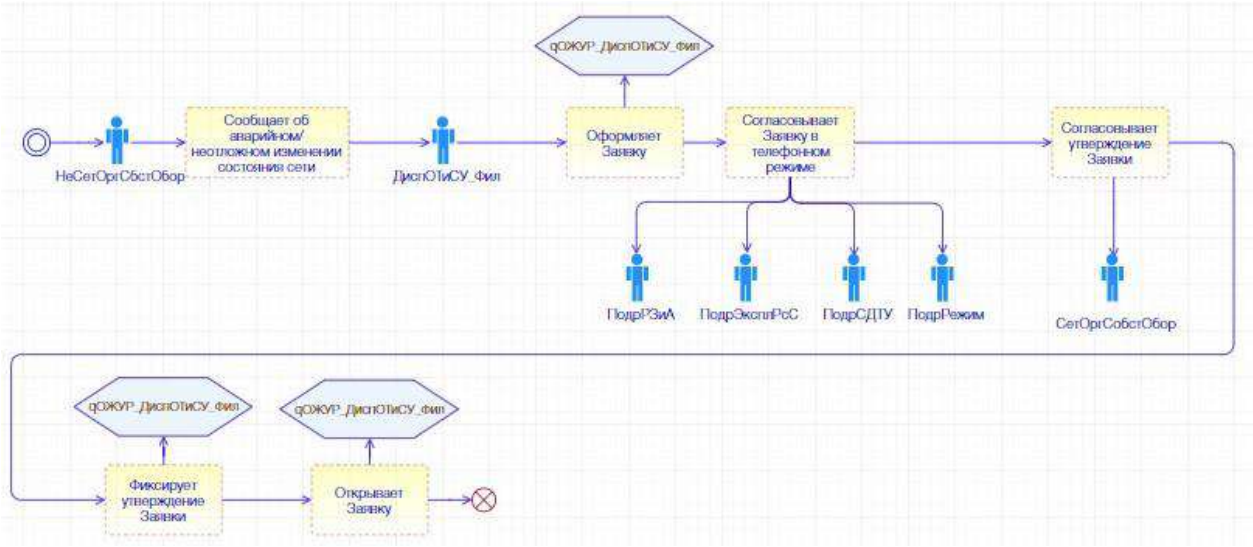


Рис. П.1.23. Кластер сцн А - Сцн ВХЕ_В2.1.

Кластер сценариев ВХЕ _В2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА,

ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

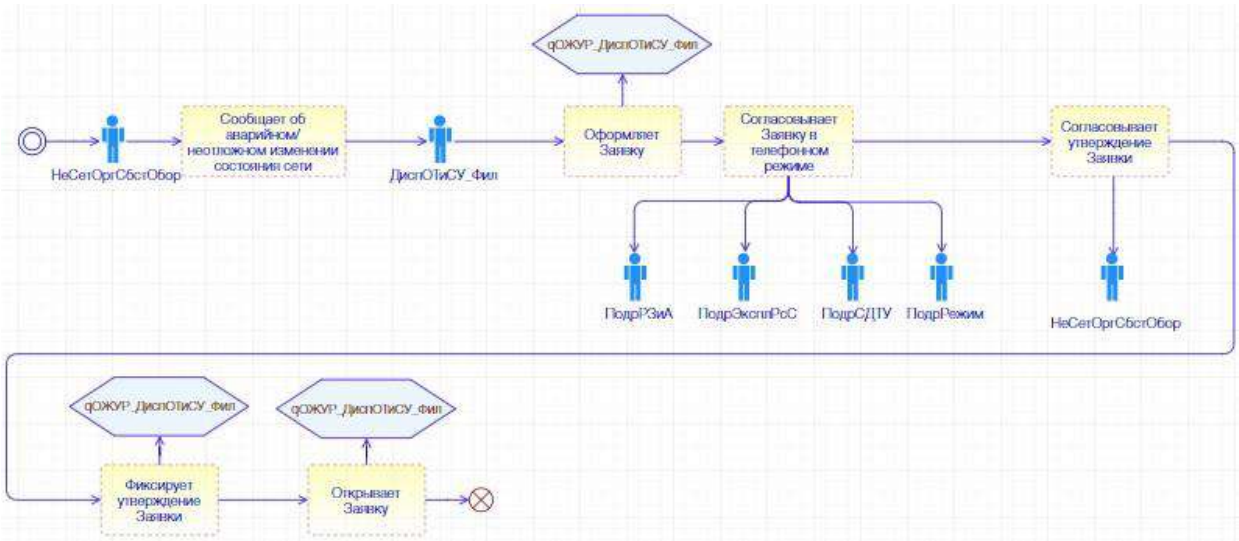


Рис. П.1.24. - Кластер сцн А - Сцн BXE_B2.2.

11. Сценарий BYA

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (А) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BYA_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BYA _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BYA_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BYA _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

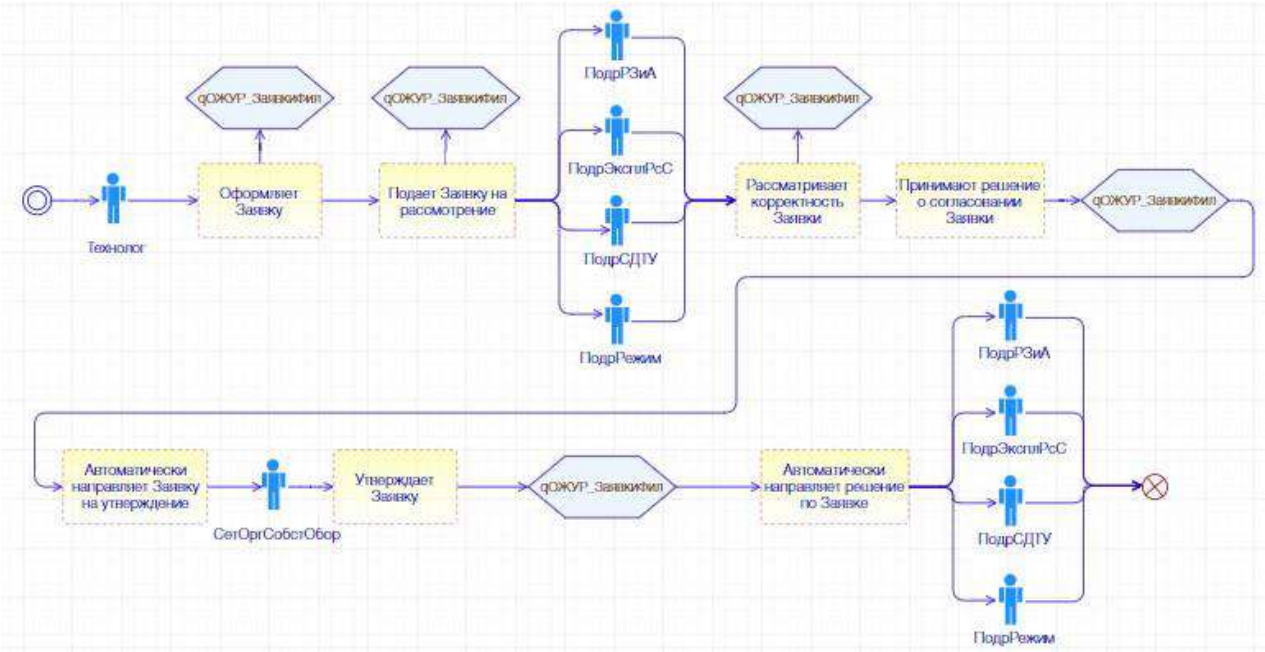


Рис. П.1.25. Кластер сцн А - Сцн BYA_B1.

Кластер сценариев BYA _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

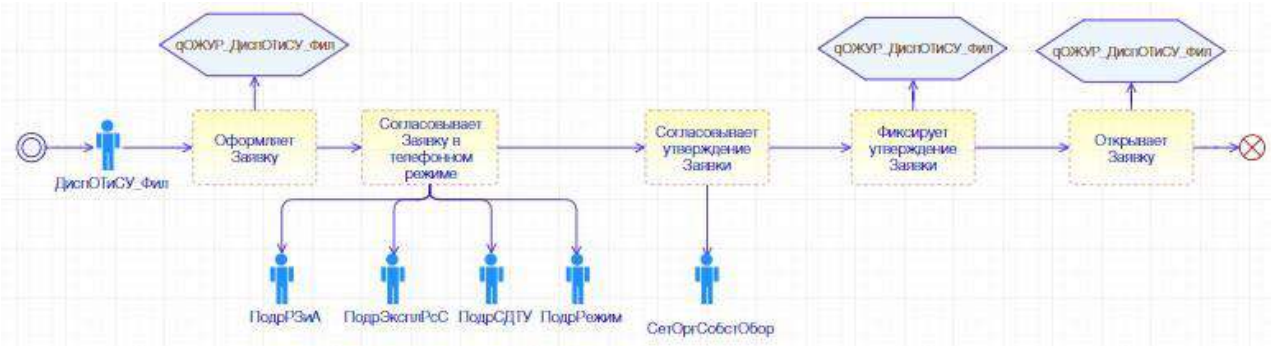


Рис. П.1.26. Кластер сцн А - Сцн BYA_B2.

12. Сценарий BYB

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BYB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BYB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BYB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BYB _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

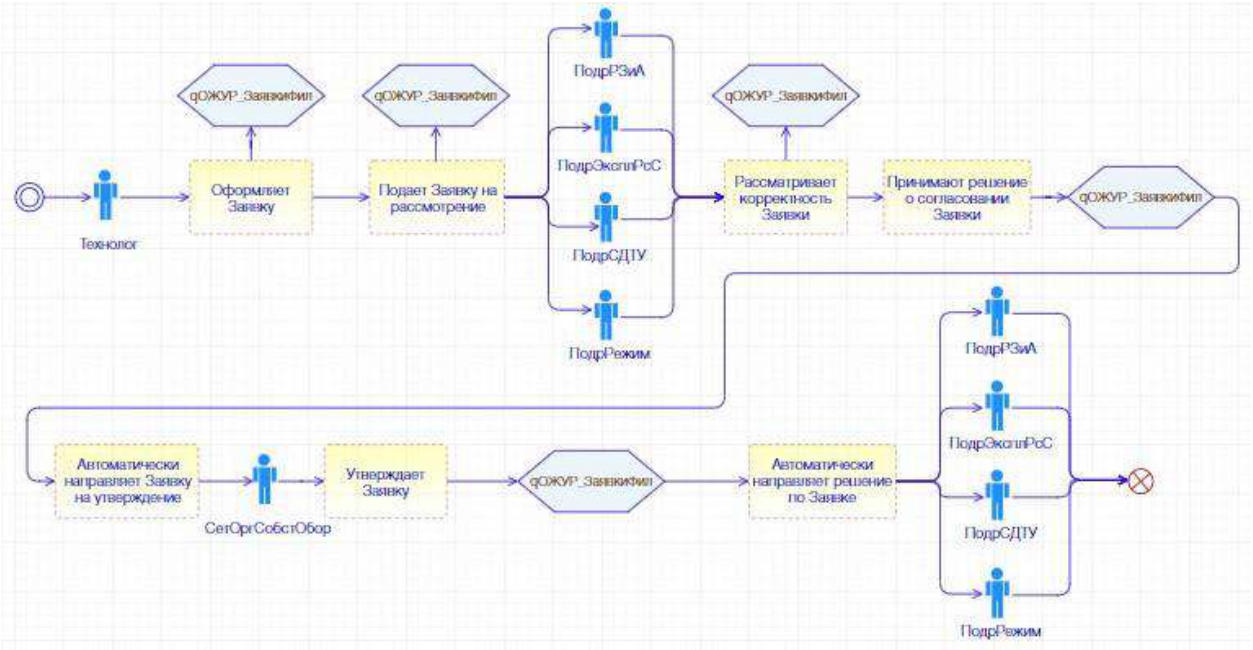


Рис. П.1.27. Кластер сцн А - Сцн BYB_B1.1.

Кластер сценариев BYB _B1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

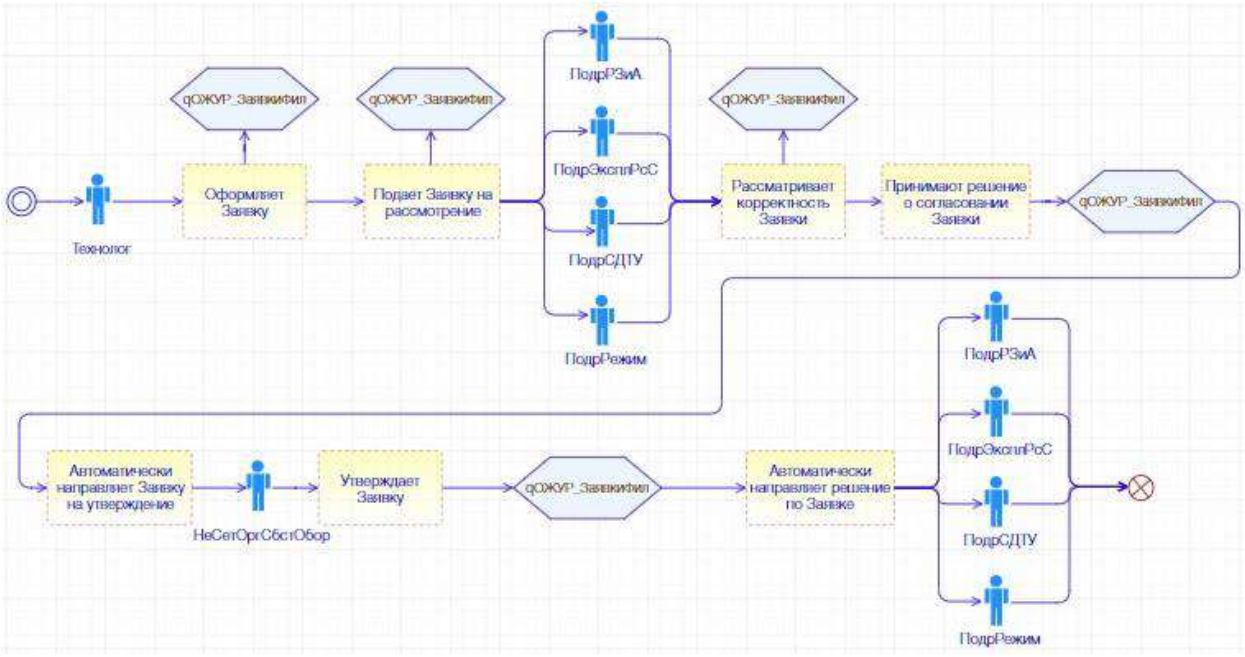


Рис. П.1.28. Кластер сцн А - Сцн BYB_B1.2.

Кластер сценариев BYB _B2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

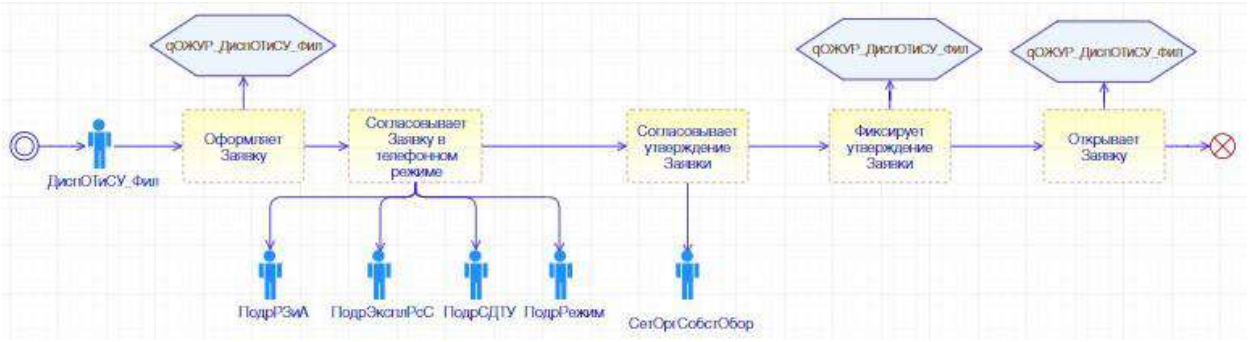


Рис. П.1.29. Кластер сцн А - Сцн BYB_B2.1.

Кластер сценариев BYB _B2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

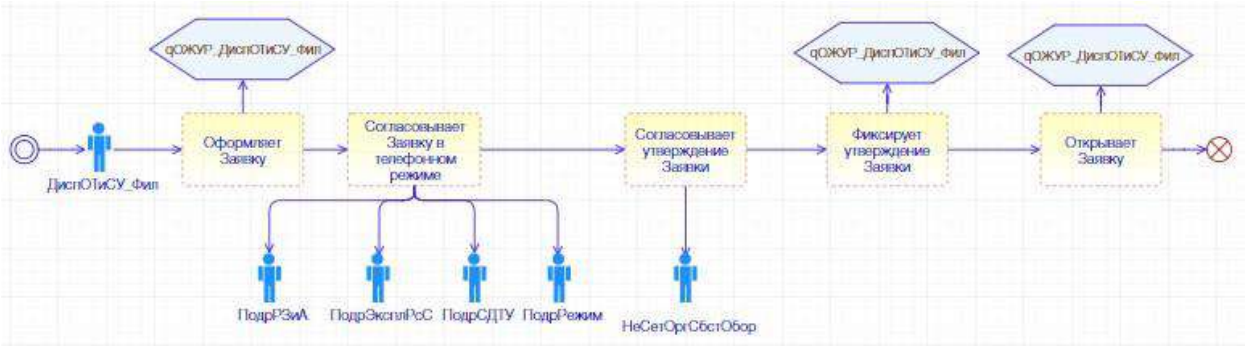


Рис. П.1.30. Кластер сцн A - Сцн BYB_B2.2.

13. Сценарий BYD

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BYD_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BYD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BYD_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BYD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. НеСетОргСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

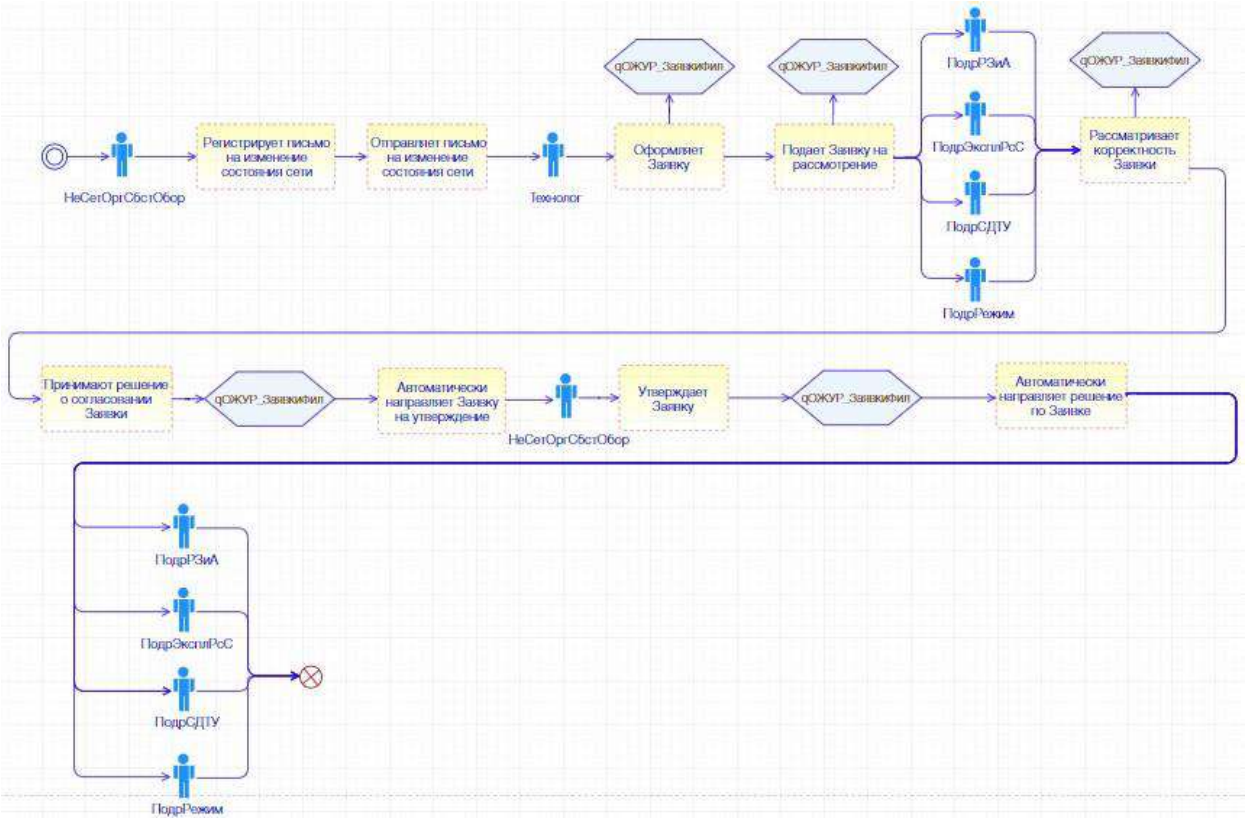


Рис. П.1.31. Кластер сцн А - Сцн BYD_B1.

Кластер сценариев BYD _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА,

ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

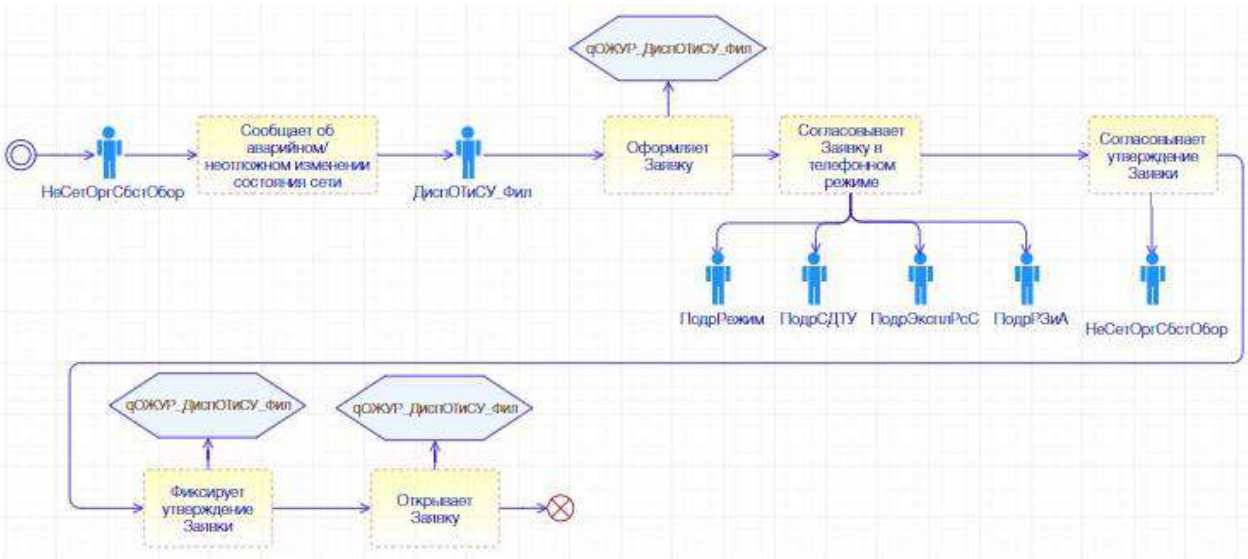


Рис. П.1.32 Кластер сцн А - Сцн BYD_B2.

14. Сценарий BYE

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (Е) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев BYE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев BYE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев BYE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев BYE _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

8. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

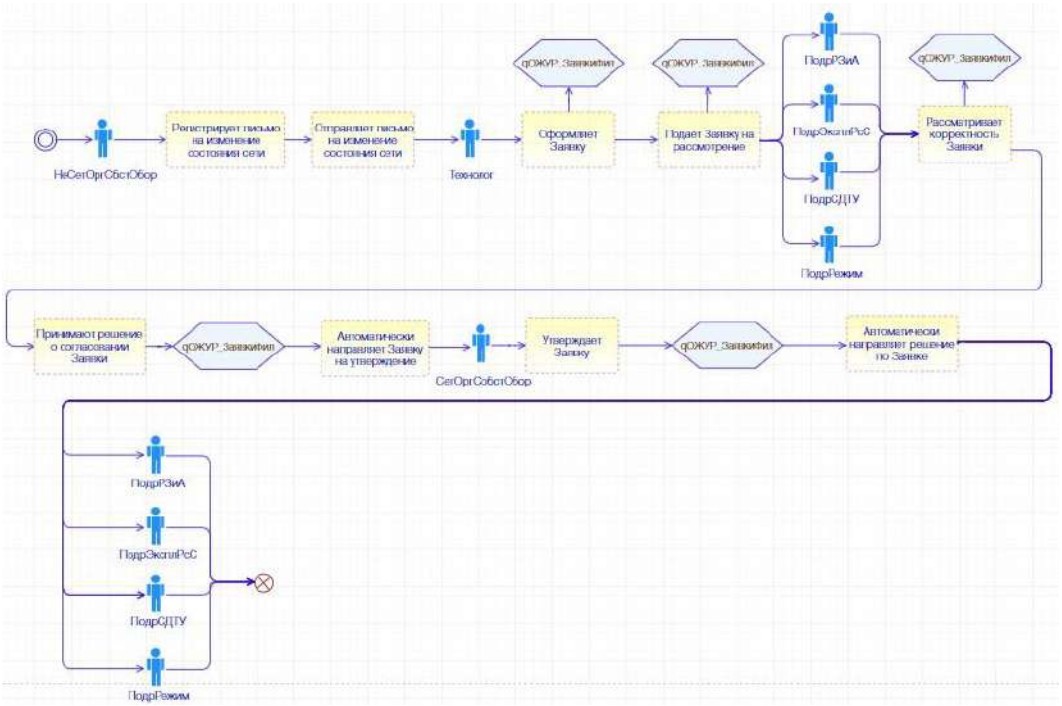


Рис. П.1.33. Кластер сцн А - Сцн BYE_B1.1.

Кластер сценариев BYE _B1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. НеСетОргНеСобстОбор отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.
8. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

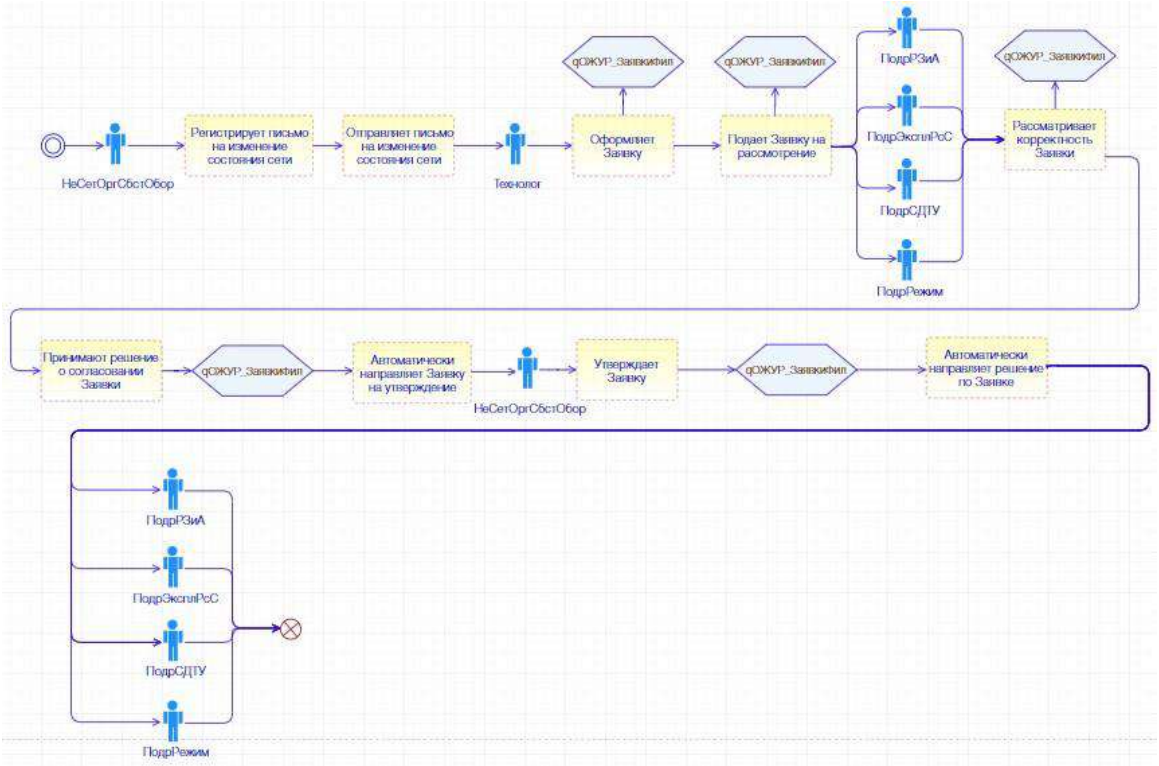


Рис. П.1.34. Кластер сцн А - Сцн BYE_B1.2

Кластер сценариев BYE _B2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

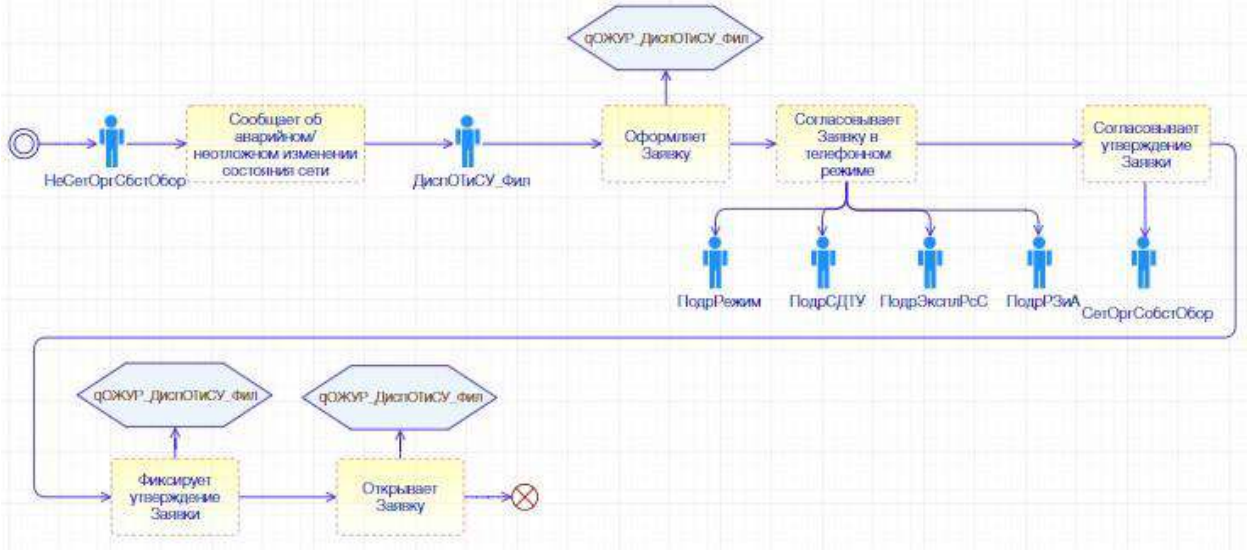


Рис. П.1.35. Кластер сцн А - Сцн BYE_B2.1.

Кластер сценариев BYE _B2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

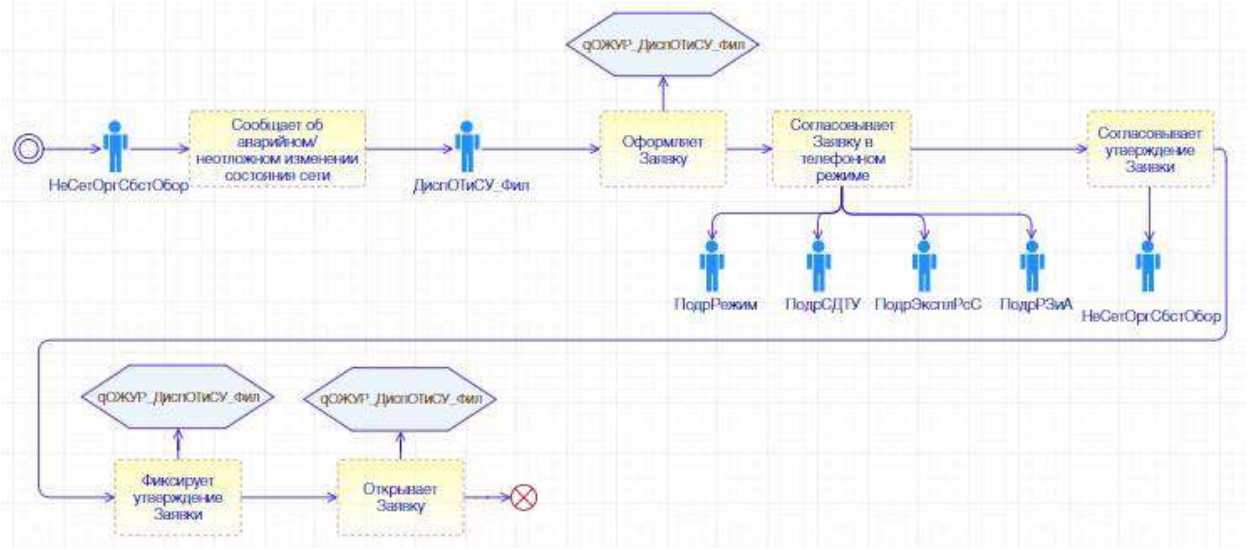


Рис. П.1.36. Кластер сцн А - Сцн BYE_B2.2.

15. Сценарий DXB

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DXB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DXB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DXB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DXB _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

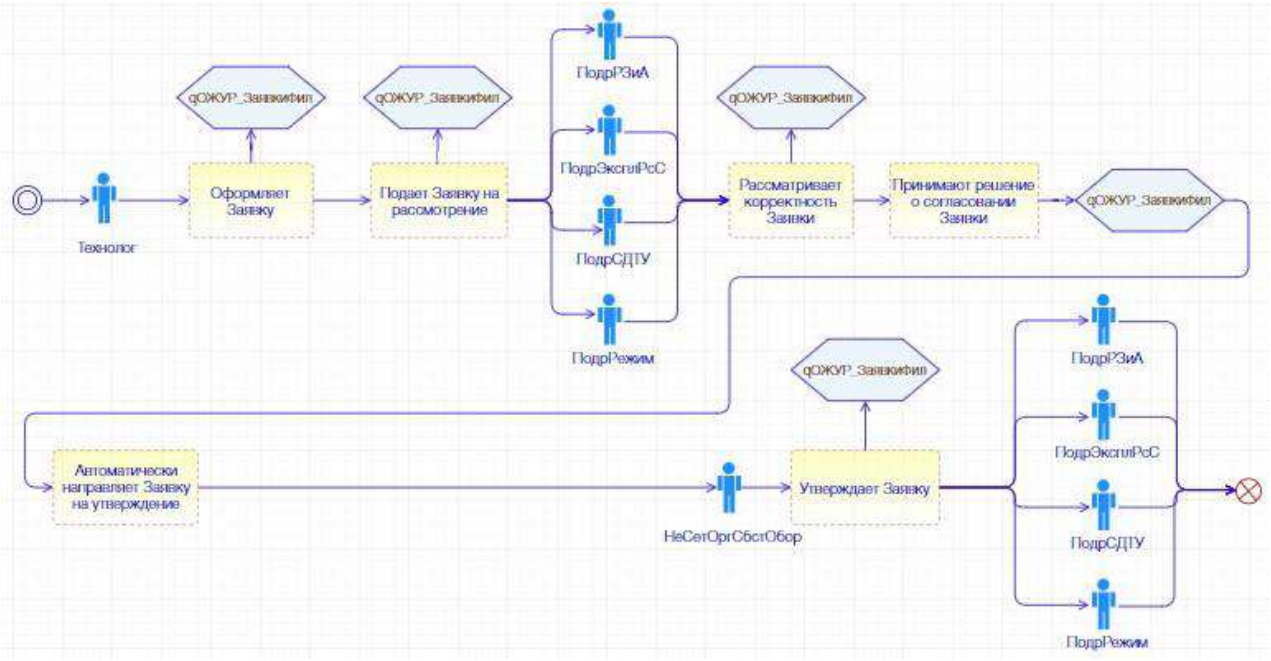


Рис. П.1.37. Кластер сцн А - Сцн DXB_B1.

Кластер сценариев DXB _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с НеСетОргСобстОбор в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

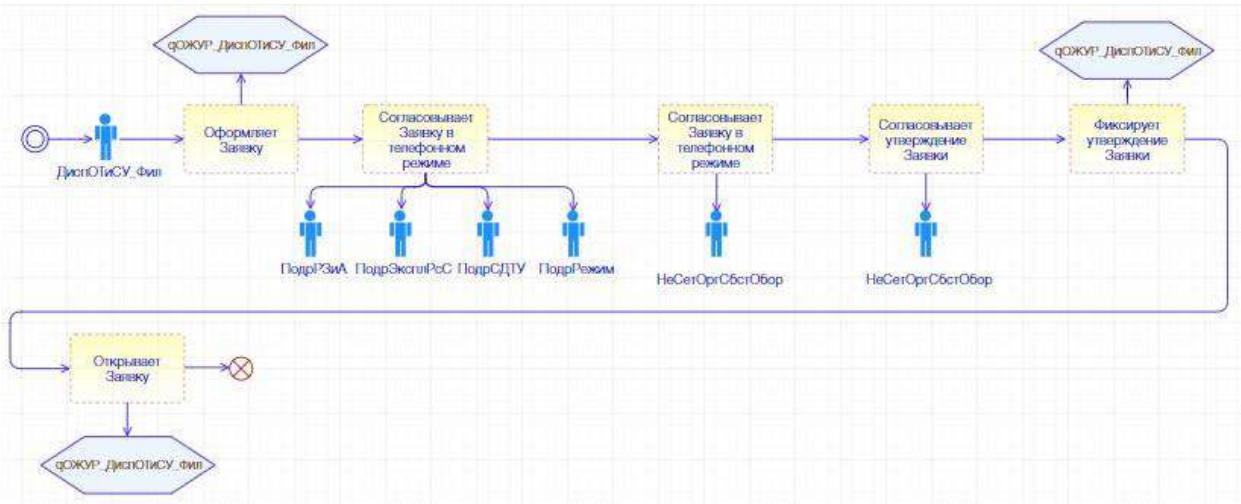


Рис. П.1.38. Кластер сцн A - Сцн DXB_B2.

16. Сценарий DXD

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DXD_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DXD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DXD_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DXD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

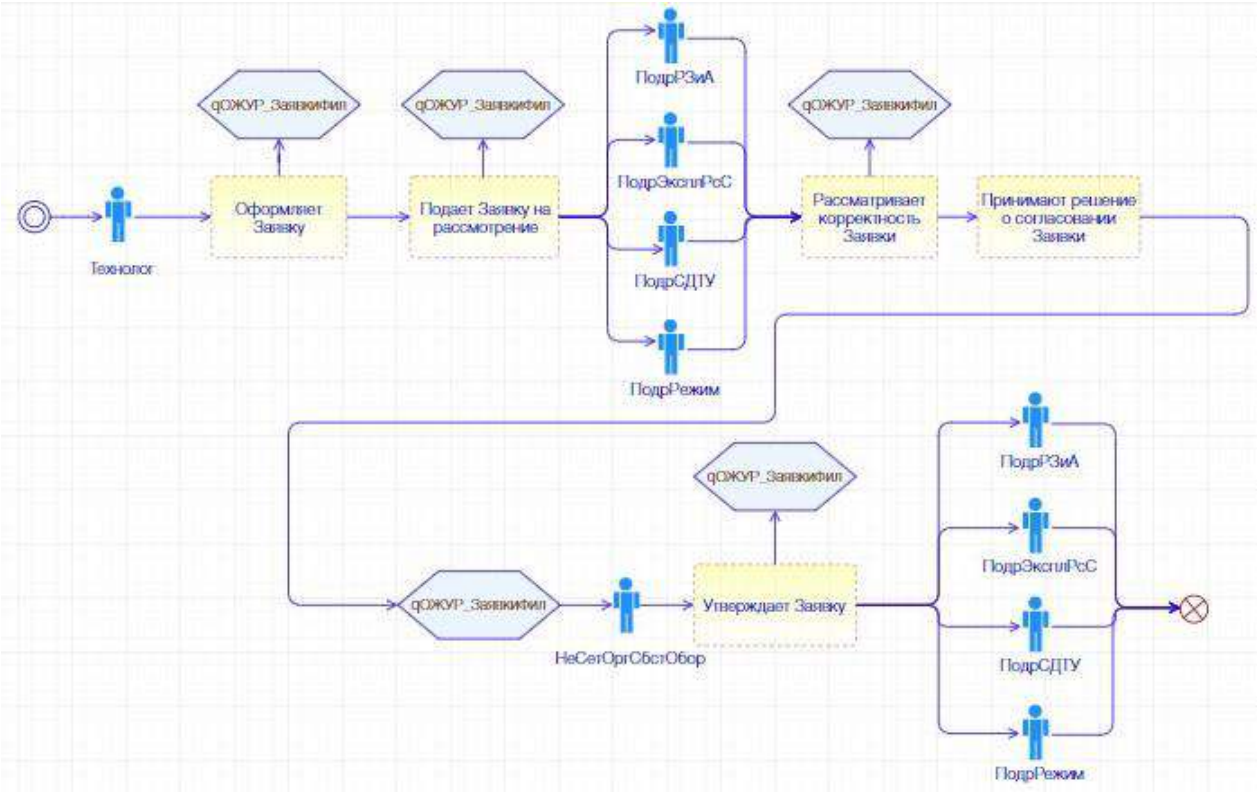


Рис. П.1.39. Кластер сцн А - Сцн DXD_B1.

Кластер сценариев DXD _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

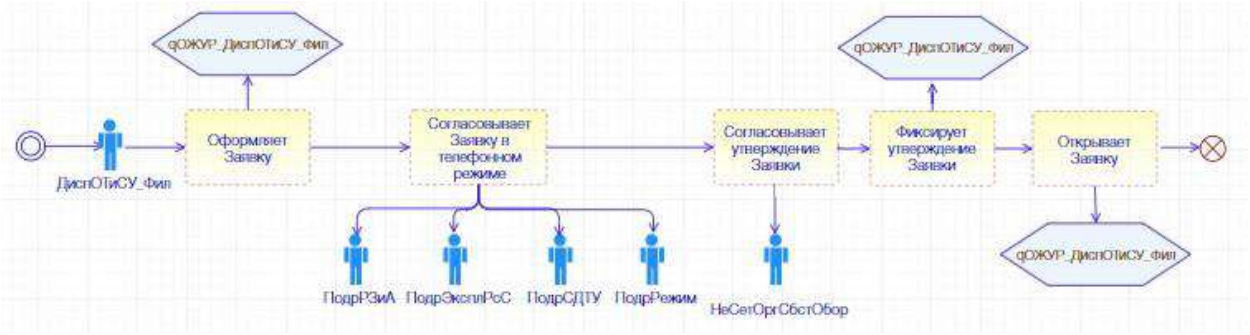


Рис. П.1.40. Кластер сцн А - Сцн DXD_B2.

17. Сценарий DXE

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (Е) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DXE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DXE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DXE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DXE _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

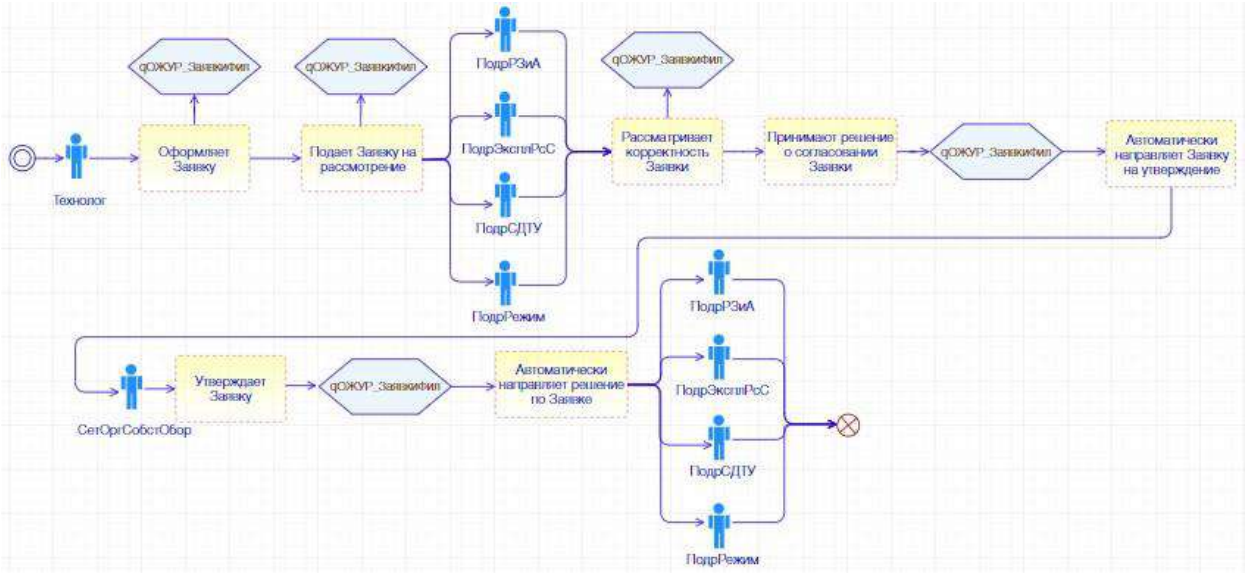


Рис. П.1.41. Кластер сцн А - Сцн DXE_B1.1

Кластер сценариев DXE _B1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.
6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в

ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

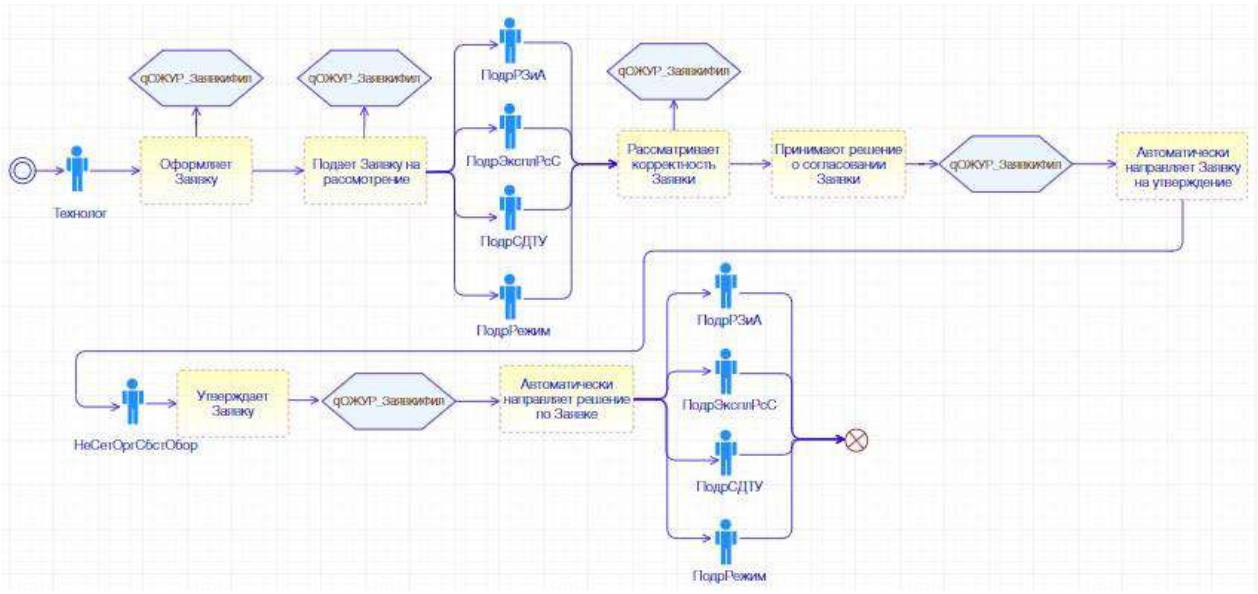


Рис. П.1.42. Кластер сцн А - Сцн DXE_B1.2

Кластер сценариев DXE _B2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

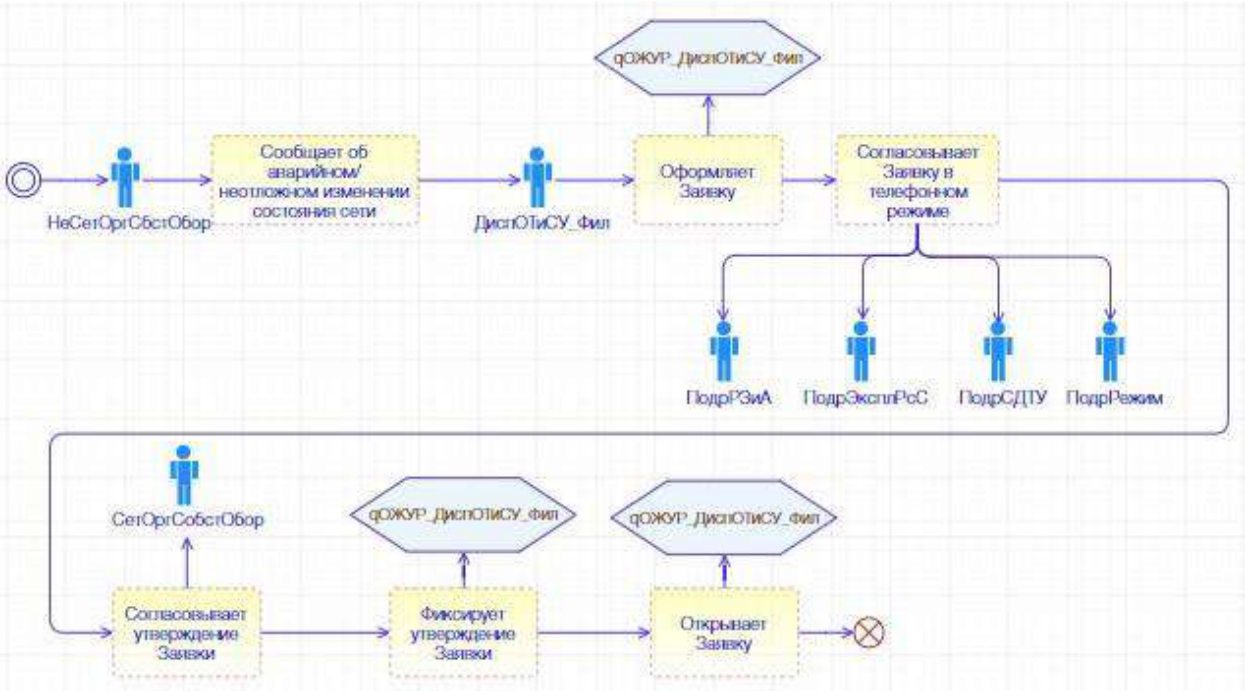


Рис. П.1.43. Кластер сцн А - Сцн DXE_B2.1.

Кластер сценариев DXE _B2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

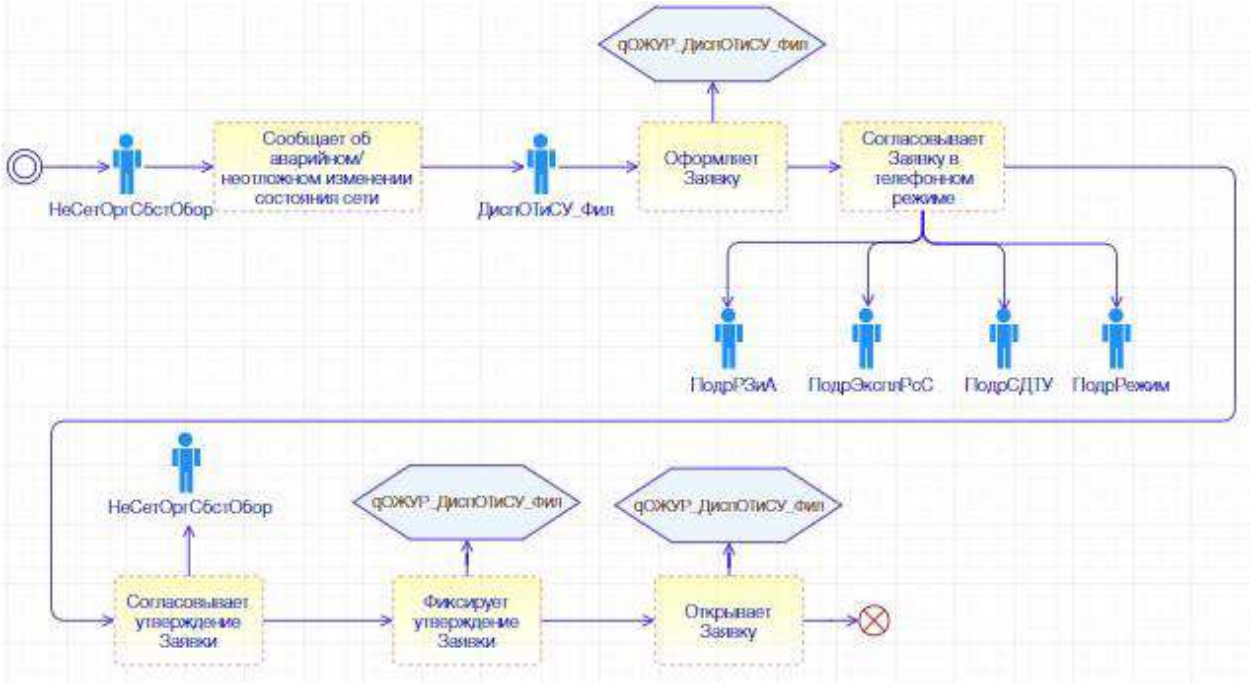


Рис. П.1.44. Кластер сцн A - Сцн DXE_B2.2.

18. Сценарий DYB

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DYB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DYB_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DYB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DYB_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

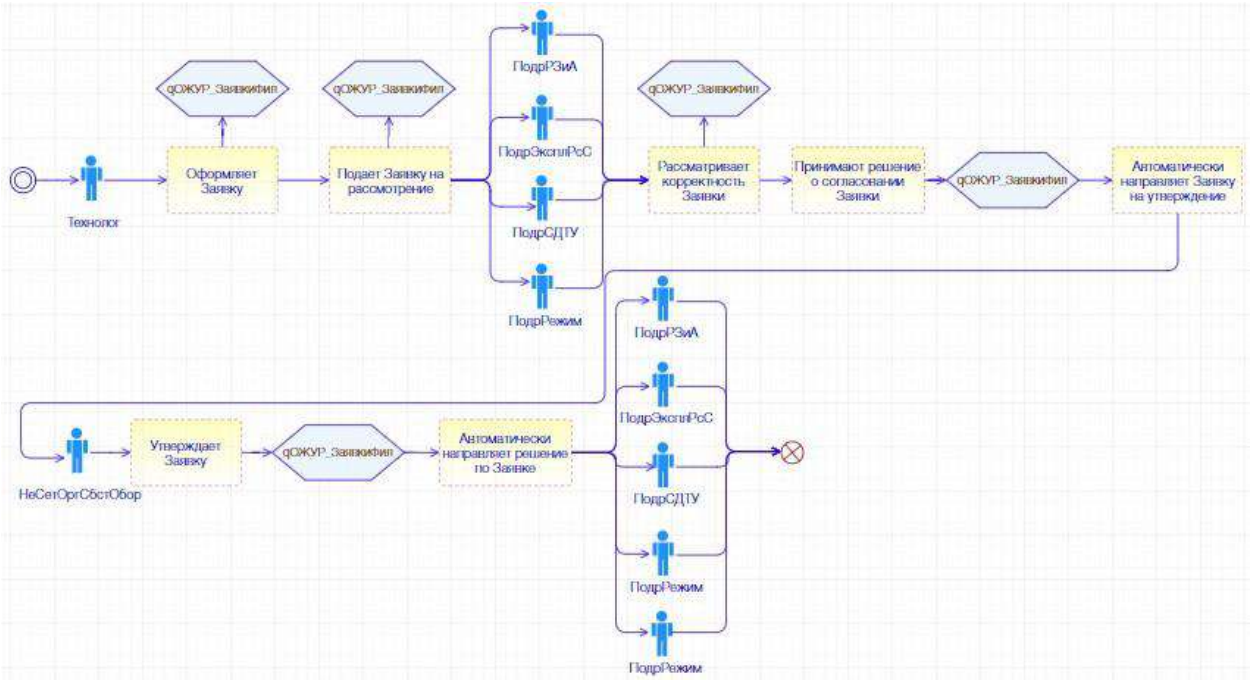


Рис. П.1.45. Кластер сцн А - Сцн DYB_B1.

Кластер сценариев DYB_B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

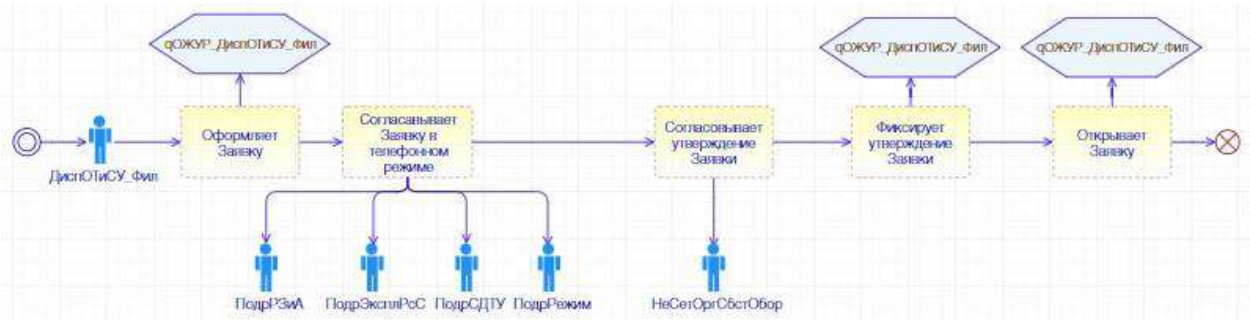


Рис. П.1.46. Кластер сцн A - Сцн DYB_B2.

19. Сценарий DYD

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DYD_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DYD_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DYD_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DYD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

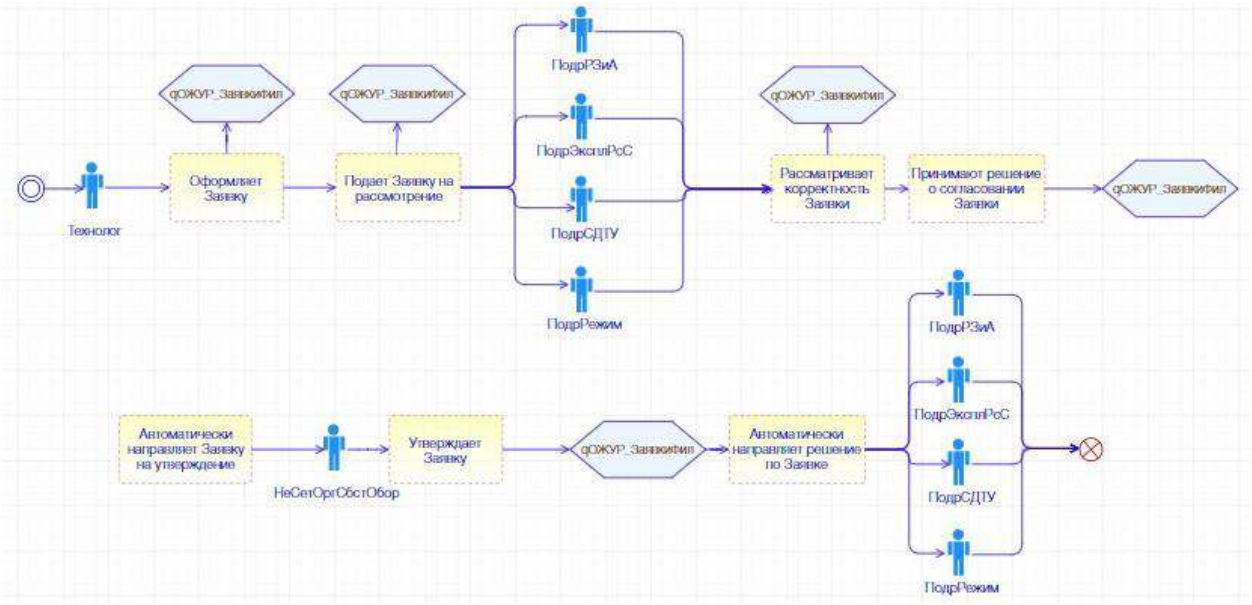


Рис. П.1.47. Кластер сцн А - Сцн DYD_B1.

Кластер сценариев DYD _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в

qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

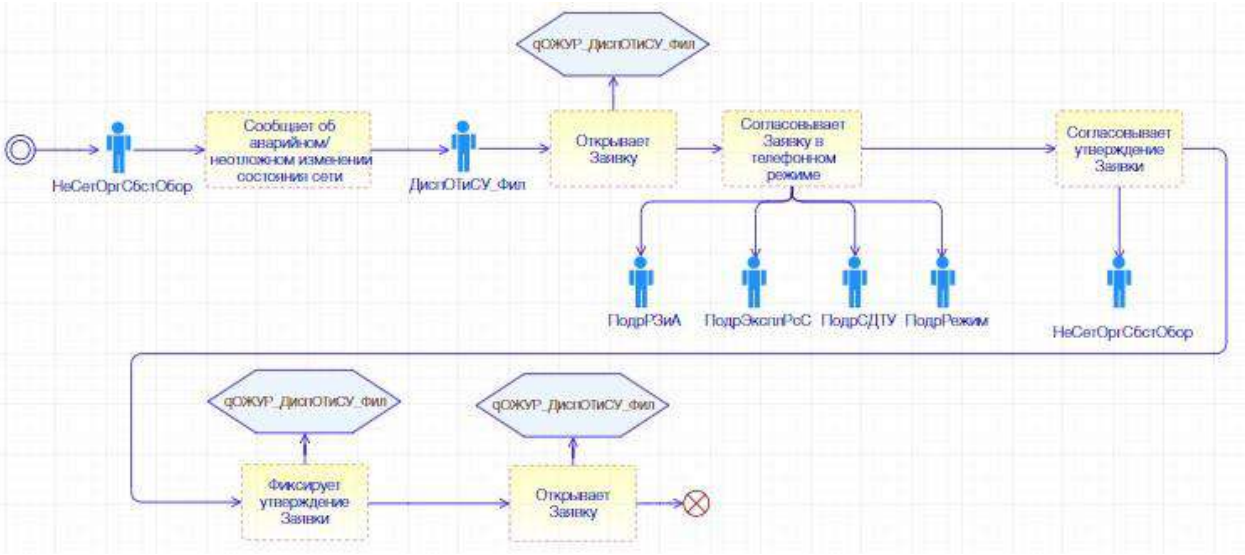


Рис. П.1.48. Кластер сцн A - Сцн DYD_B2.

20. Сценарий DYE

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (Е) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DYE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DYE_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DYE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DYE _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают

корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, НеСетОргСобстОбор.

Диаграмма МОД:

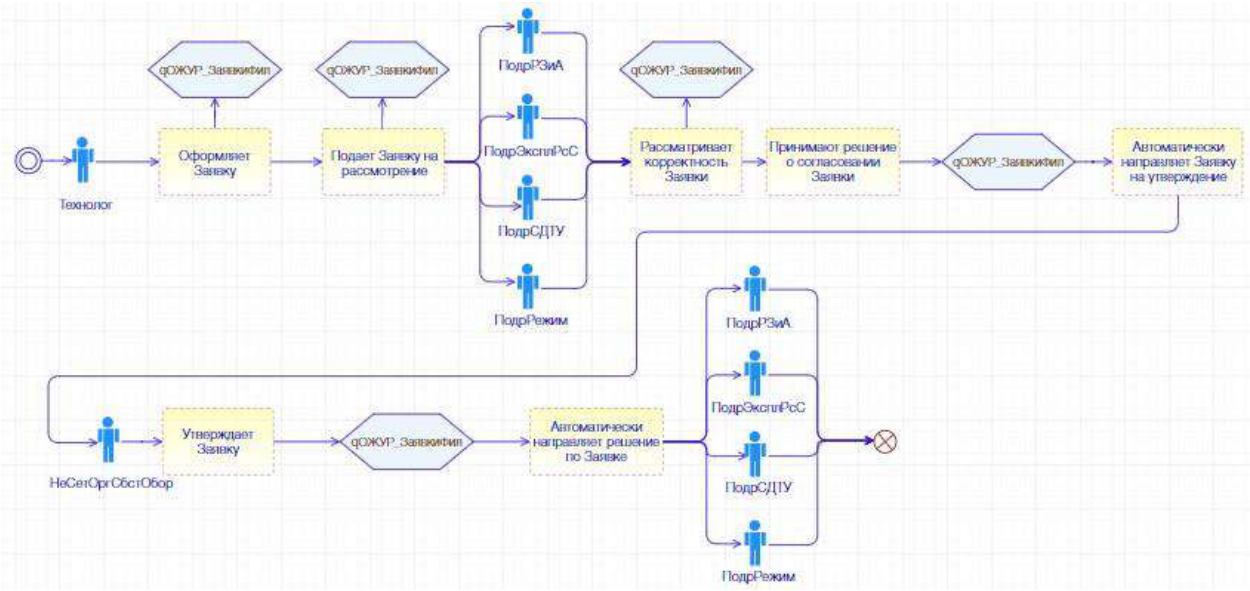


Рис. П.1.49. Кластер сцн А - Сцн DYE_B1.

Кластер сценариев DYE _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

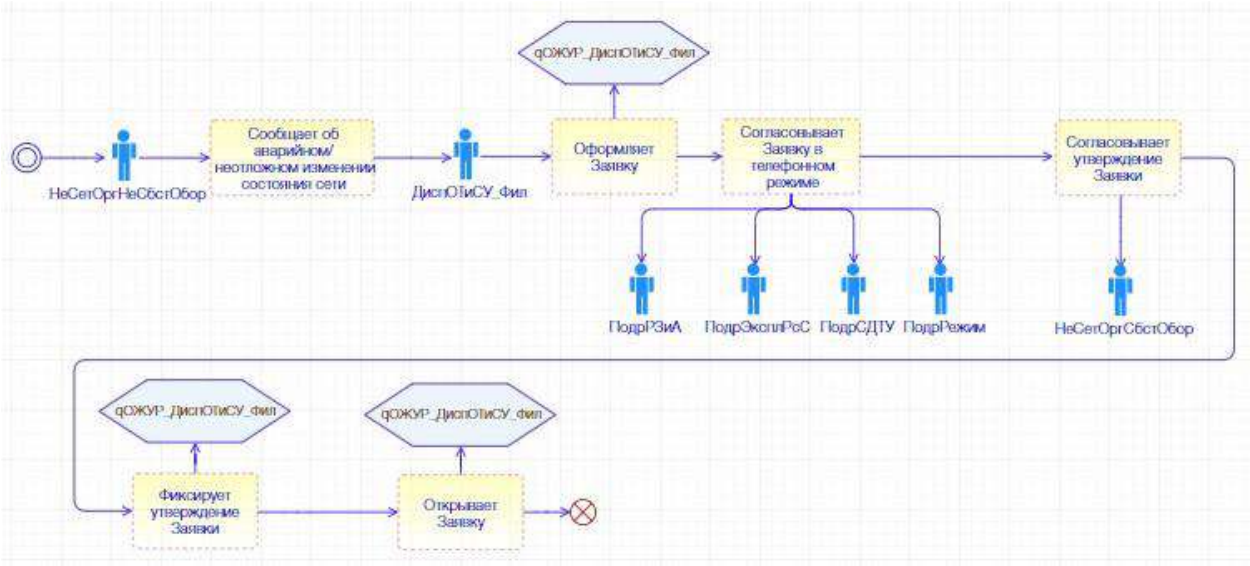


Рис. П.1.50. Кластер сцн А - Сцн DYE_B2.

21. Сценарий EYA

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргСобстОбор (А) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев EYA_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев EYA_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев EYA_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев EYA _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

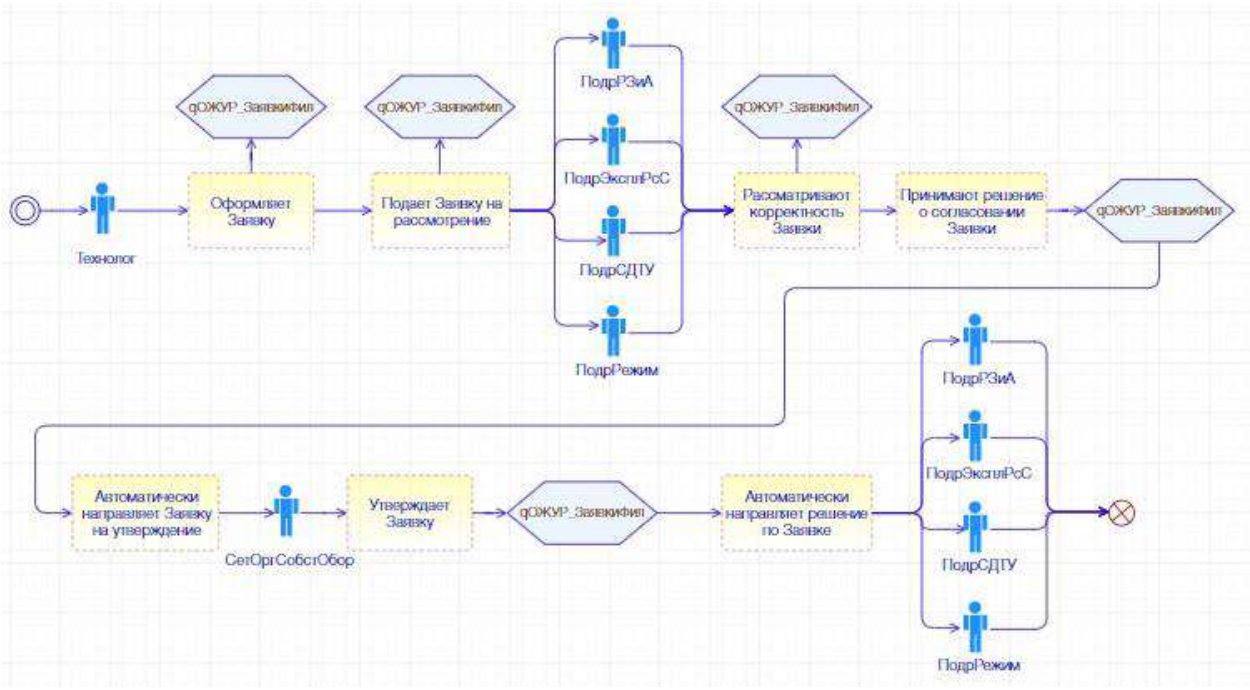


Рис. П.1.51. Кластер сцн А - Сцн EYA_B1.1.

Кластер сценариев EYA _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с

СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

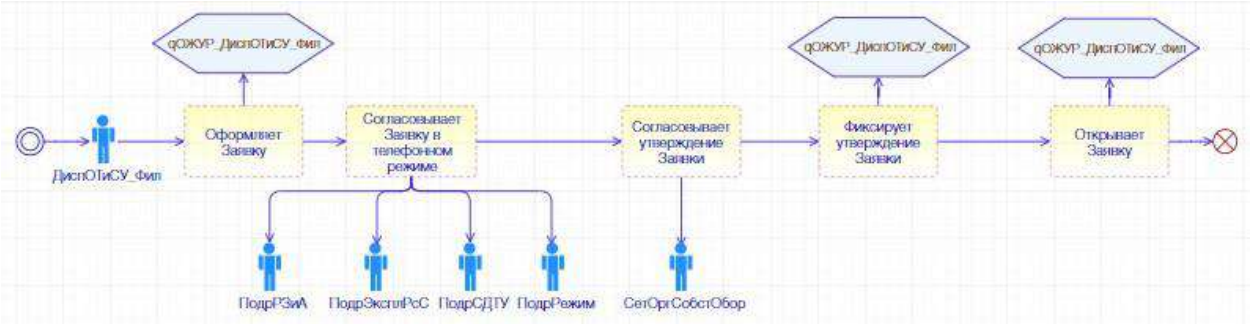


Рис. П.1.52. Кластер сцн А - Сцн EYA_B2.

22. Сценарий EYB

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СетОргНеСобстОбор (В) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев EYB_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев EYB_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев EYB_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев EYB _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

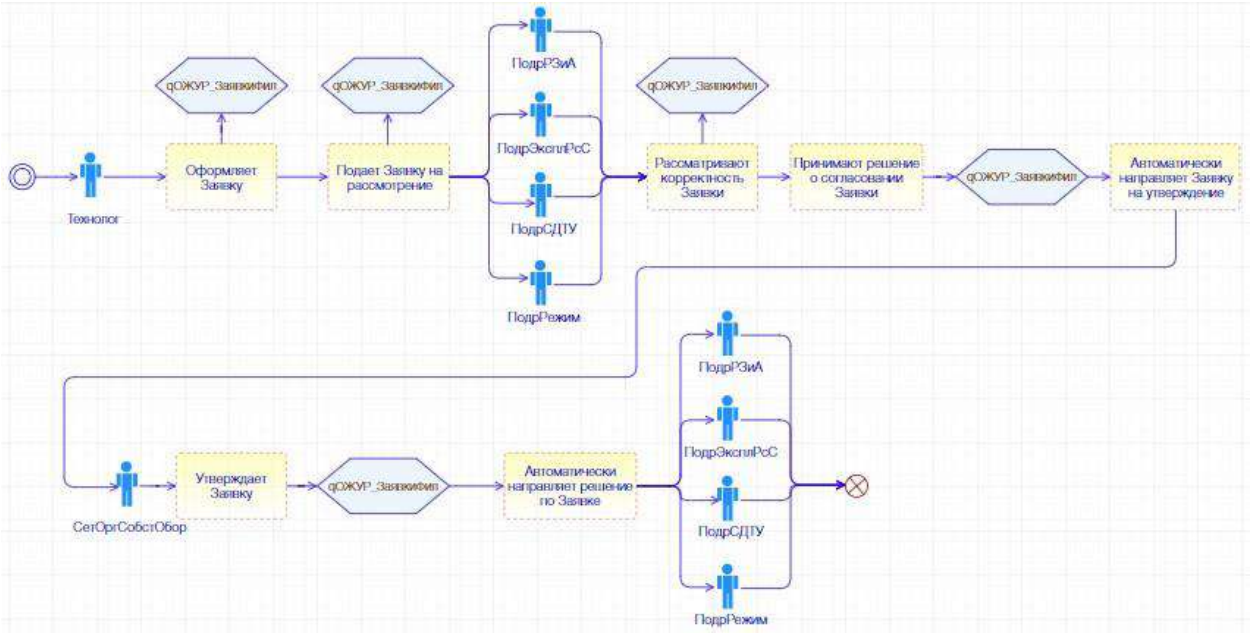


Рис. П.1.53. Кластер сцн А - Сцн EYB_B1.1.

Кластер сценариев EYB _B1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1.Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

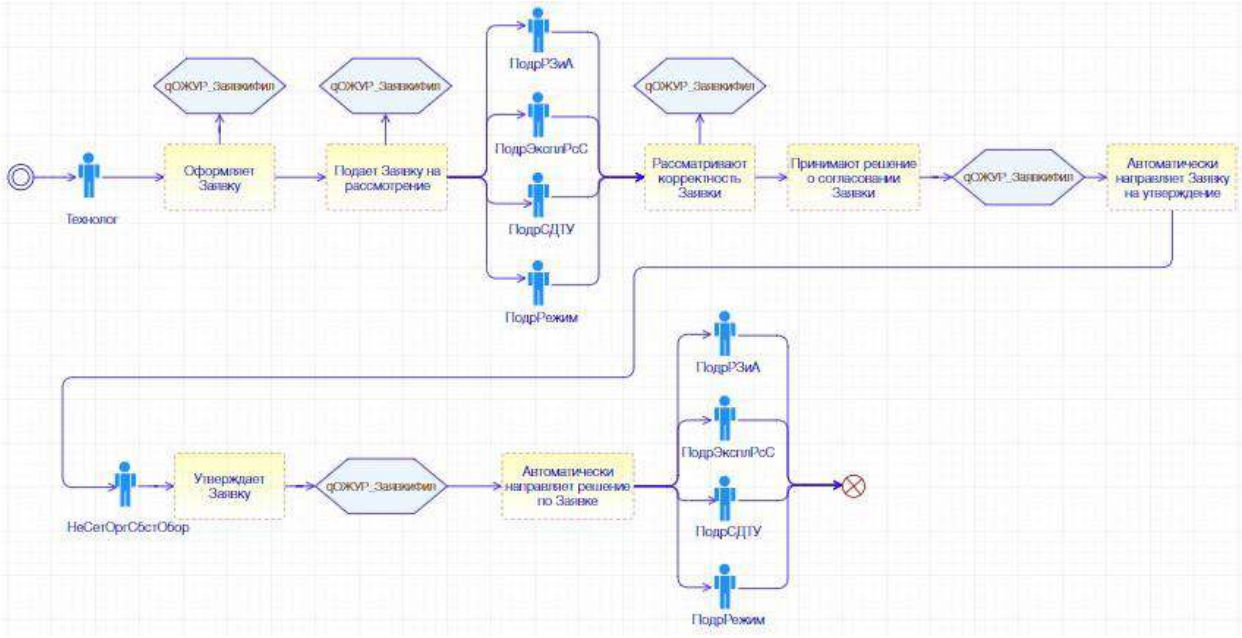


Рис. П.1.54. Кластер сцн А - Сцн EYB_B1.2.

Кластер сценариев EYB _B2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с СетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

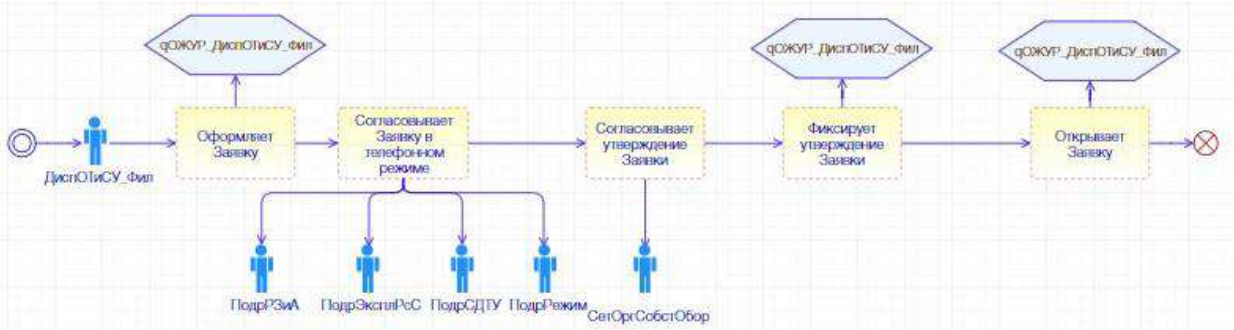


Рис. П.1.55. Кластер сцн А - Сцн EYB_B2.1.

Кластер сценариев EYB _B2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

4. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

5. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

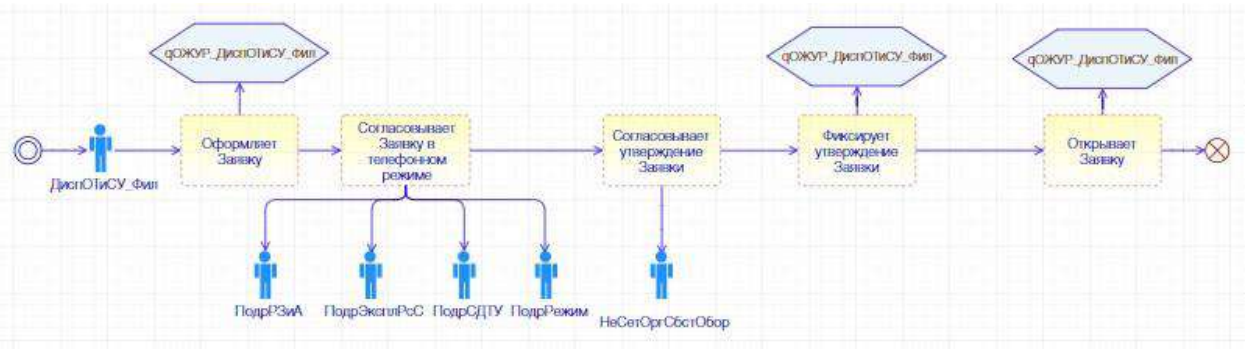


Рис. П.1.56. Кластер сцн А - Сцн EYB_B2.2.

23. Сценарий EYD

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргСобстОбор (D) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев EYD_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев EYD_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев EYD_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев EYD _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.
6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

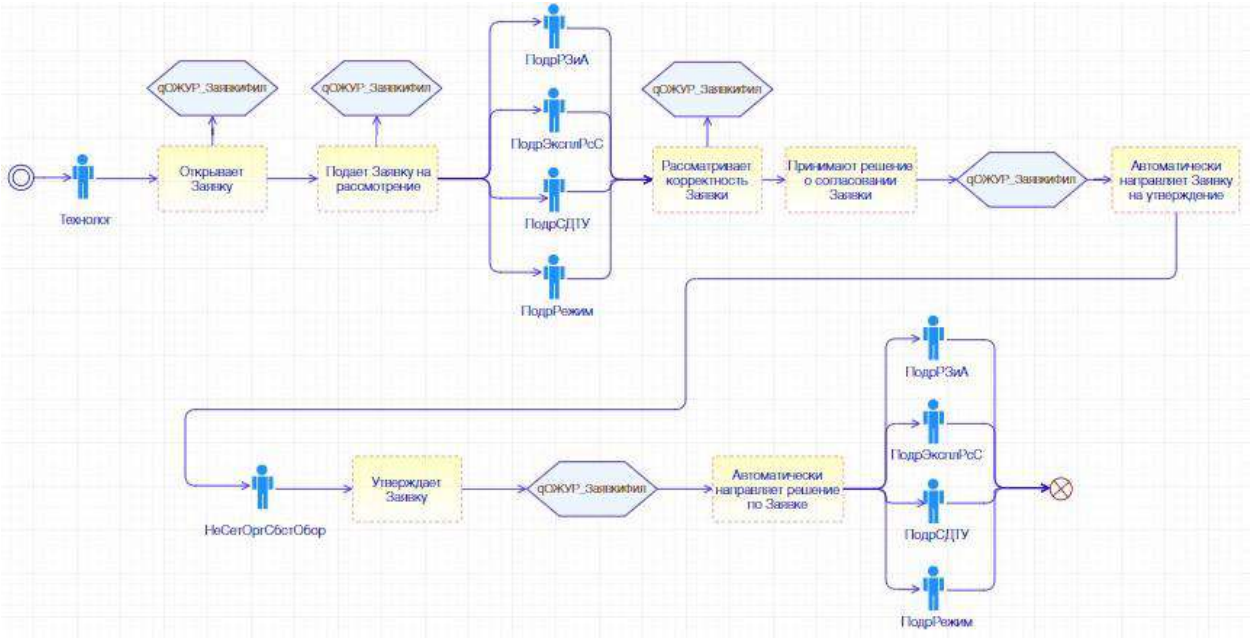


Рис. П.1.57. Кластер сцн A - Сцн EYD_B1.

Кластер сценариев EYD _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. НеСетОргСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

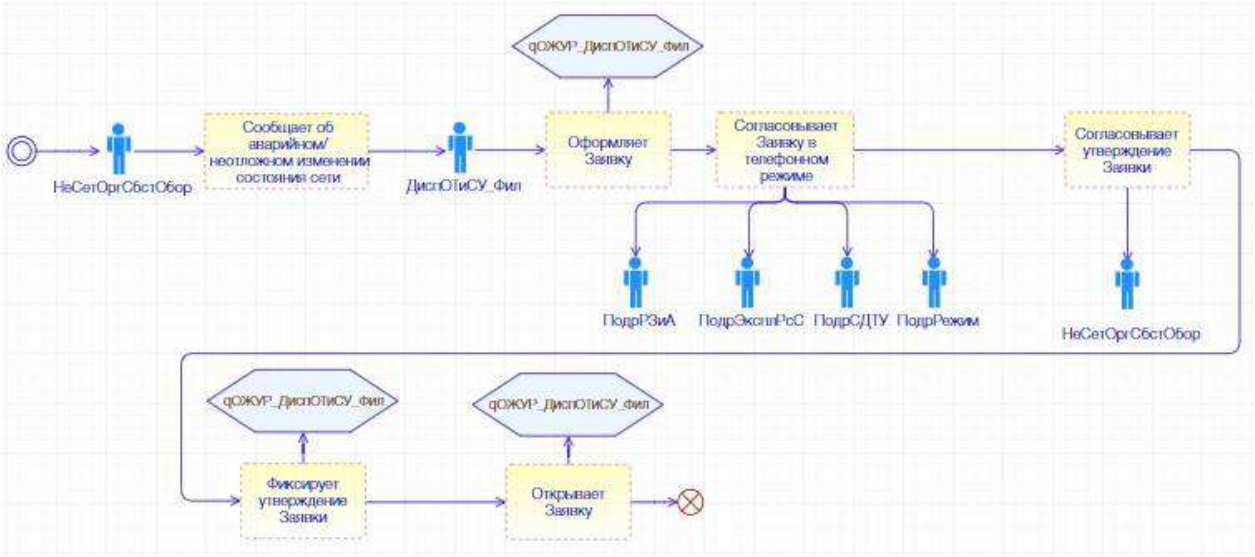


Рис. П.1.58. Кластер сцн A - Сцн EYD_B2.

24. Сценарий EYE

В сценарии участвует НеСетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом НеСетОргНеСобстОбор (E) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев EYE_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев EYE_B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев EYE_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев EYE _B1.1. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение СетОргСобстОбор.

6. СетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

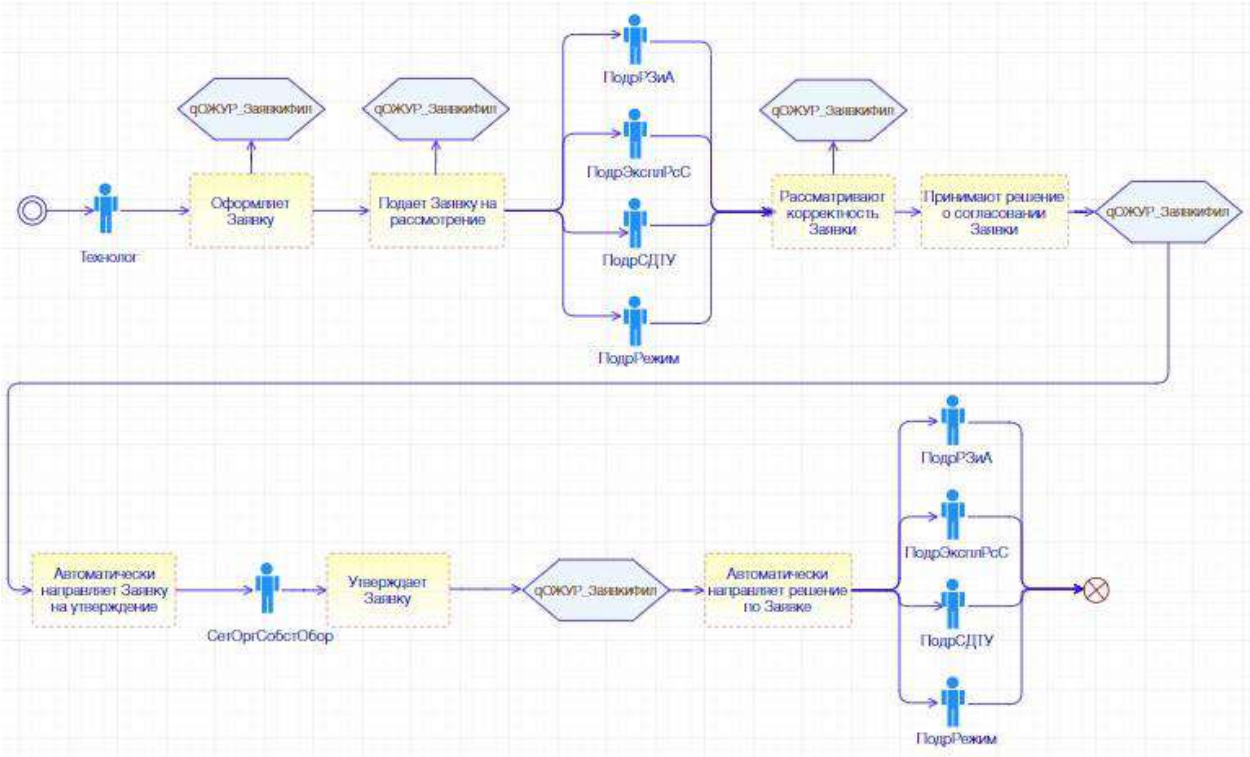


Рис. П.1.59. Кластер сцн А - Сцн EYE_B1.1.

Кластер сценариев EYE _B1.2. Уровень управления Филиал. Рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор.

Описание МОД:

1. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

2. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

3. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

4. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают

решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

5. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение НеСетОргСобстОбор.

6. НеСетОргСобстОбор утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим.

Диаграмма МОД:

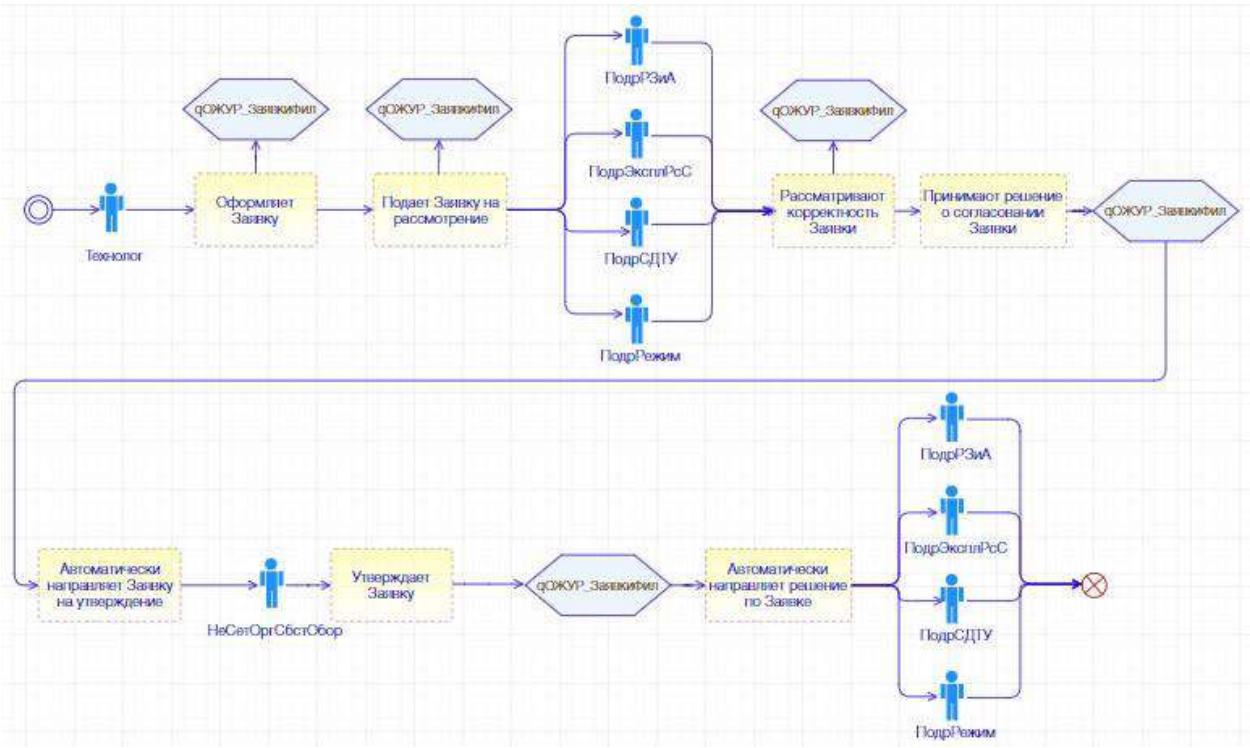


Рис. П.1.60. Кластер сцн А - Сцн EYE_B1.2.

Кластер сценариев EYE _B2.1. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - СетОргСобстОбор

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с

СетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

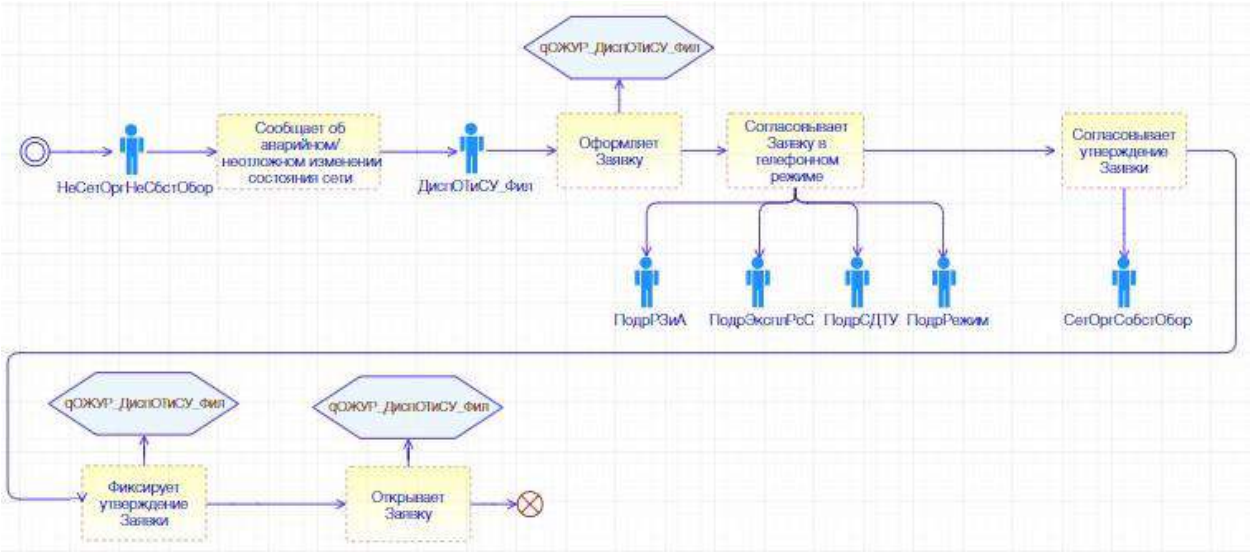


Рис. П.1.61. Кластер сцн А - Сцн EYE_B2.1.

Кластер сценариев EYE _B2.2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время. Собственник оборудования - НеСетОргСобстОбор

Описание МОД:

1. НеСетОргНеСобстОбор сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с НеСетОргСобстОбор.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

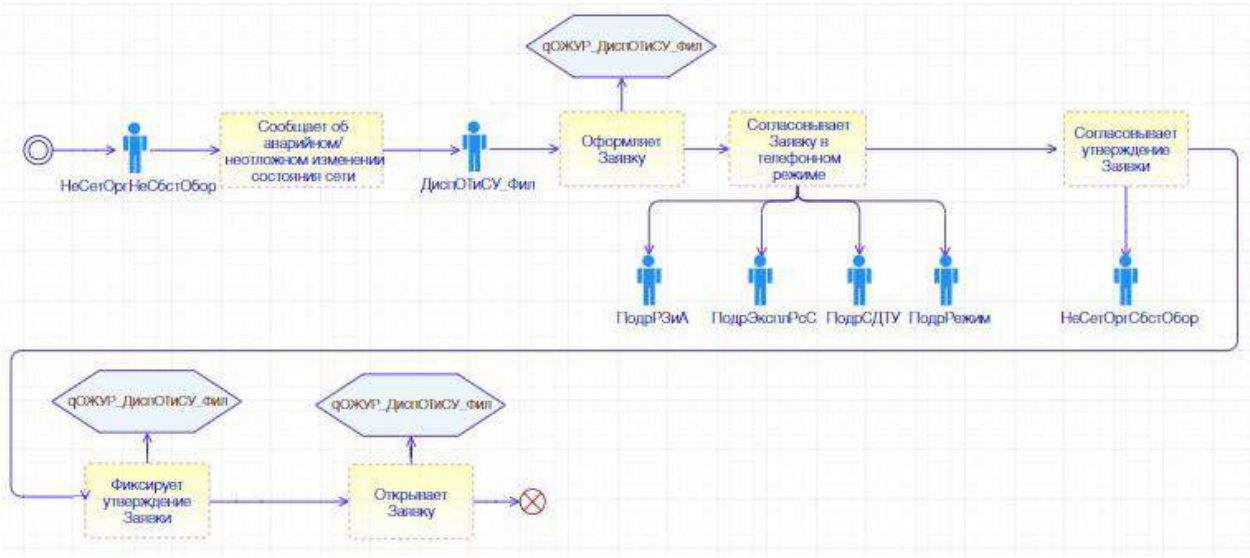


Рис. П.1.62. Кластер сцн А - Сцн EYE_B2.2.

Модель организации деятельности. Кластер сценариев В: СО является инициатором (только когда Обор находится в Упр и Вед).

25. Сценарий АХС

В сценарии участвует СетОргСобстОбор у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев АХС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев АХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев АХС_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев АХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

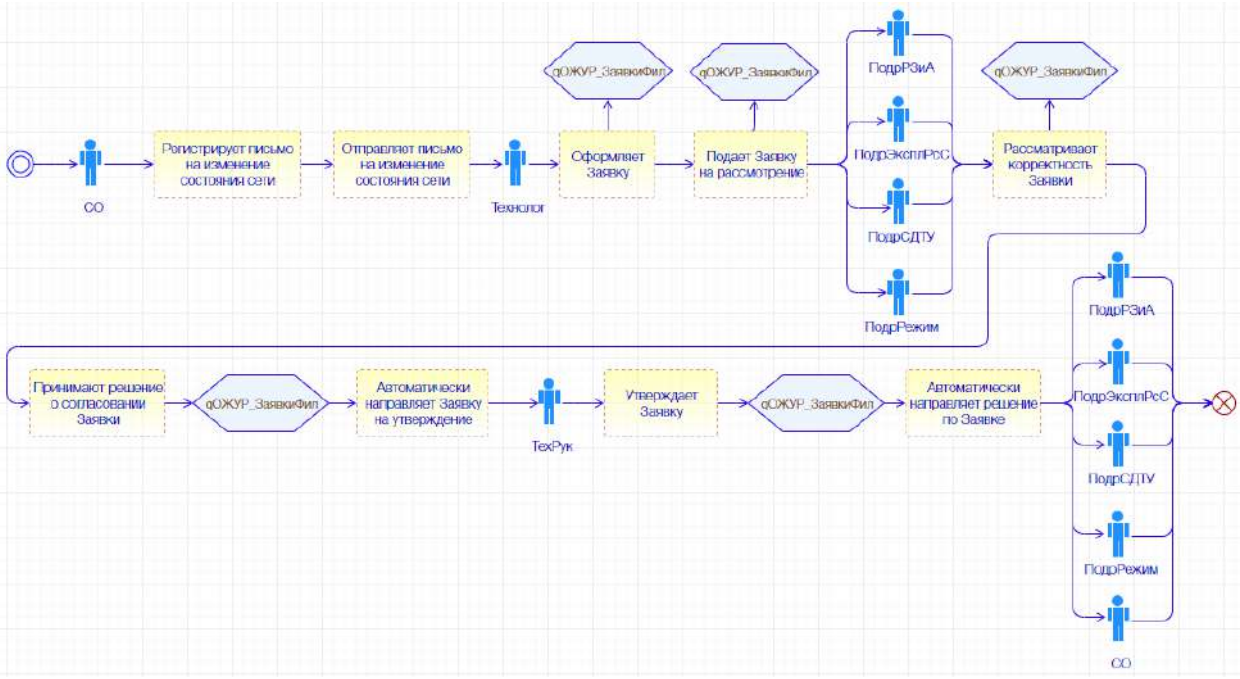


Рис. П.1.63. Кластер сцн В - Сцн АХС_В1.

Кластер сценариев АХС _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА,

ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

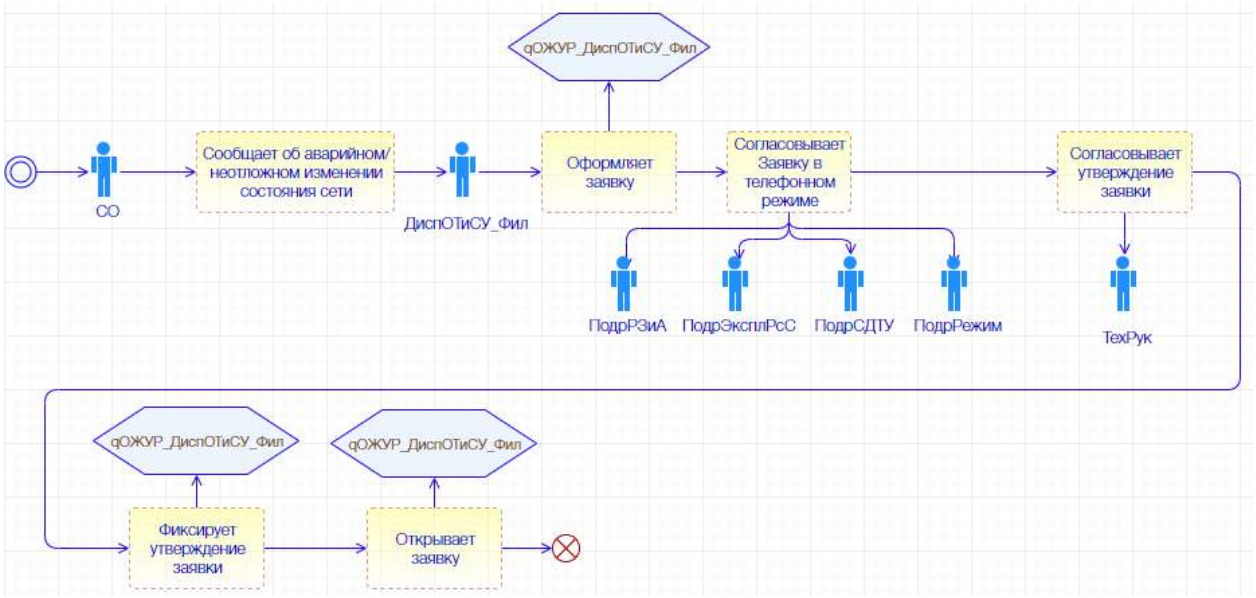


Рис. П.1.64. Кластер сцн В - Сцн АХС_В2.

26. Сценарий АУС

В сценарии участвует СетОргСобстОбор, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев АУС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев АУС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев АУС_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев АУС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

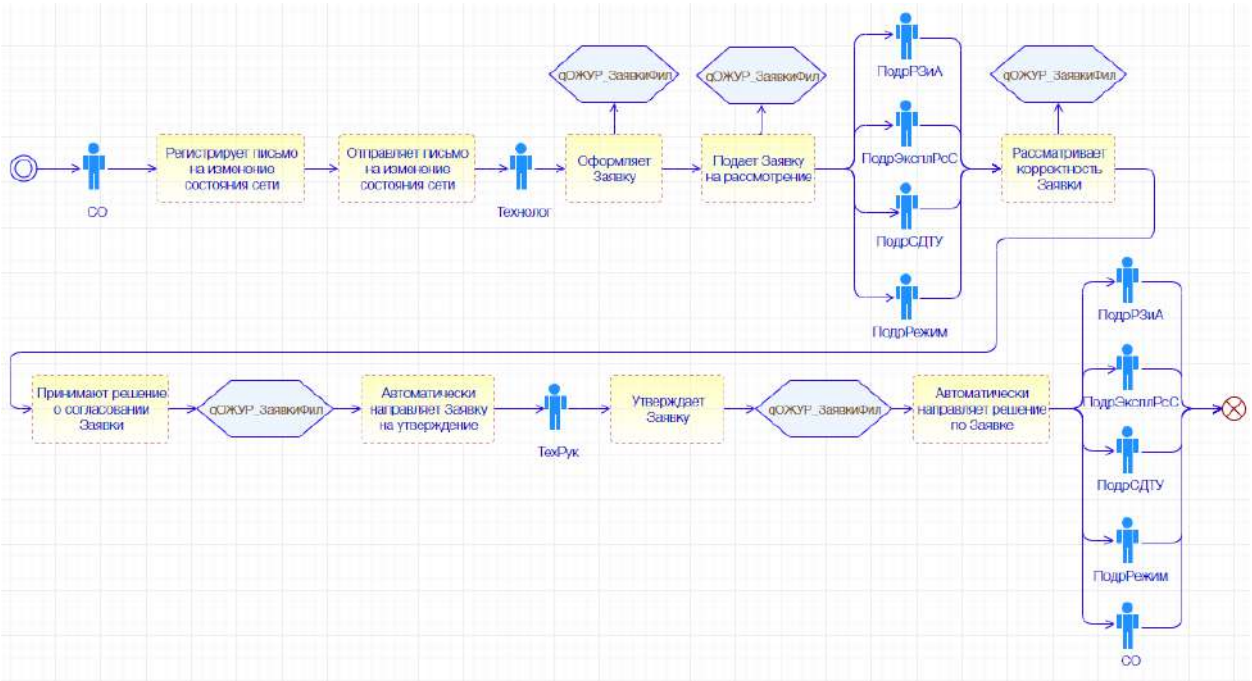


Рис. П.1.65. Кластер сцн В - Сцн АУС_В1.

Кластер сценариев AYC _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

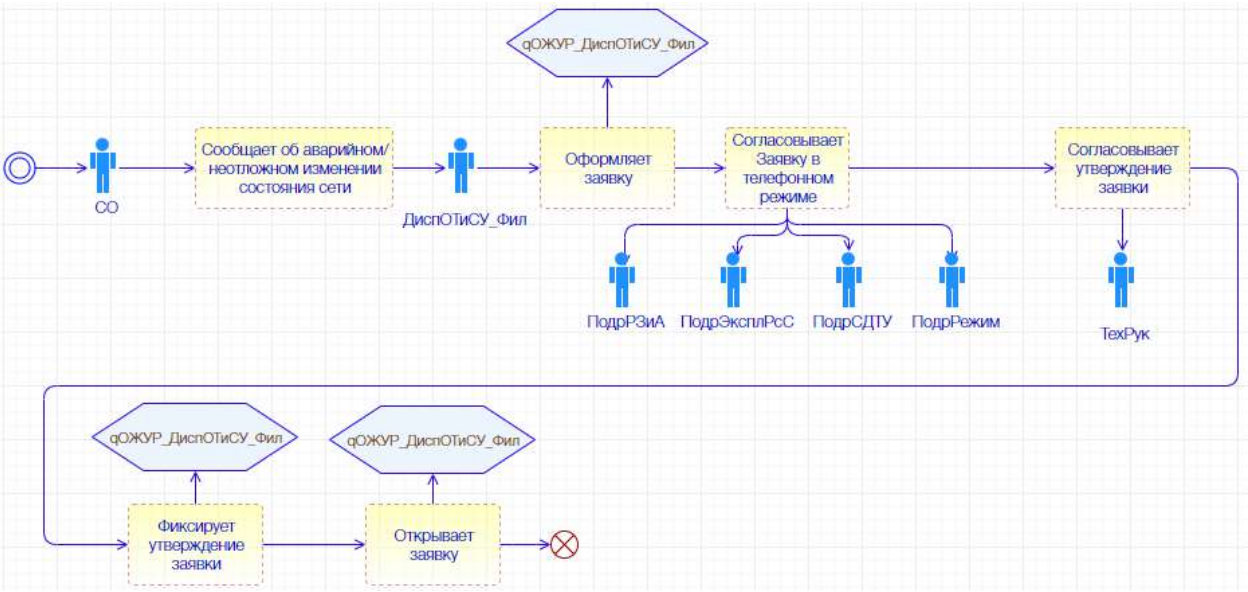


Рис. П.1.66. Кластер сцн B - Сцн AYC_B2.

27. Сценарий ВХС

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев ВХС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев ВХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев ВХС_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев ВХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

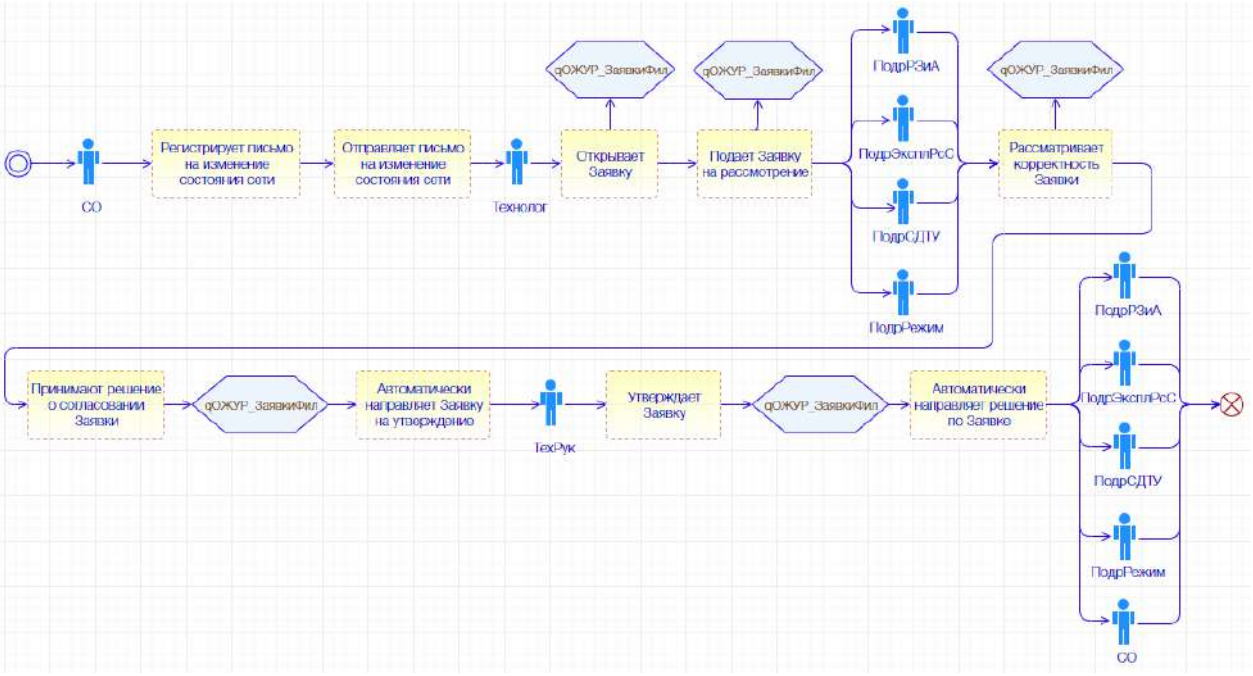


Рис. П.1.67. Кластер сцн В - Сцн ВХС_В1.

Кластер сценариев ВХС _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

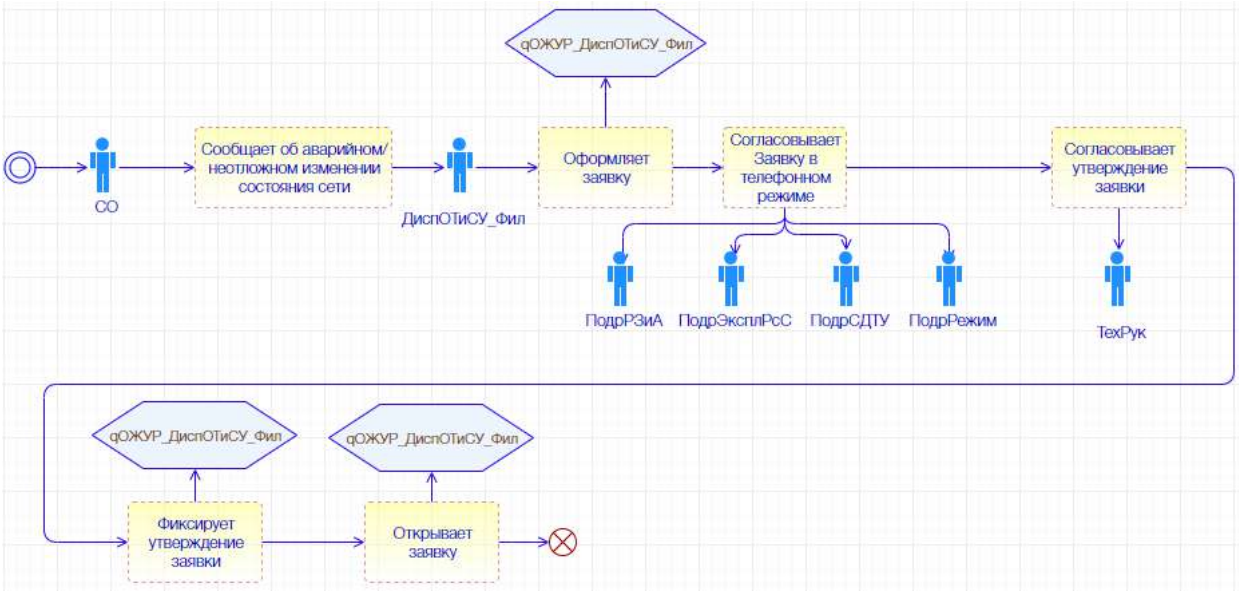


Рис. П.1.68. Кластер сцн В - Сцн ВХС_В2.

28. Сценарий ВУС

В сценарии участвует СетОргНеСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев ВУС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев ВУС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев ВУС_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев ВУС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА,

ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

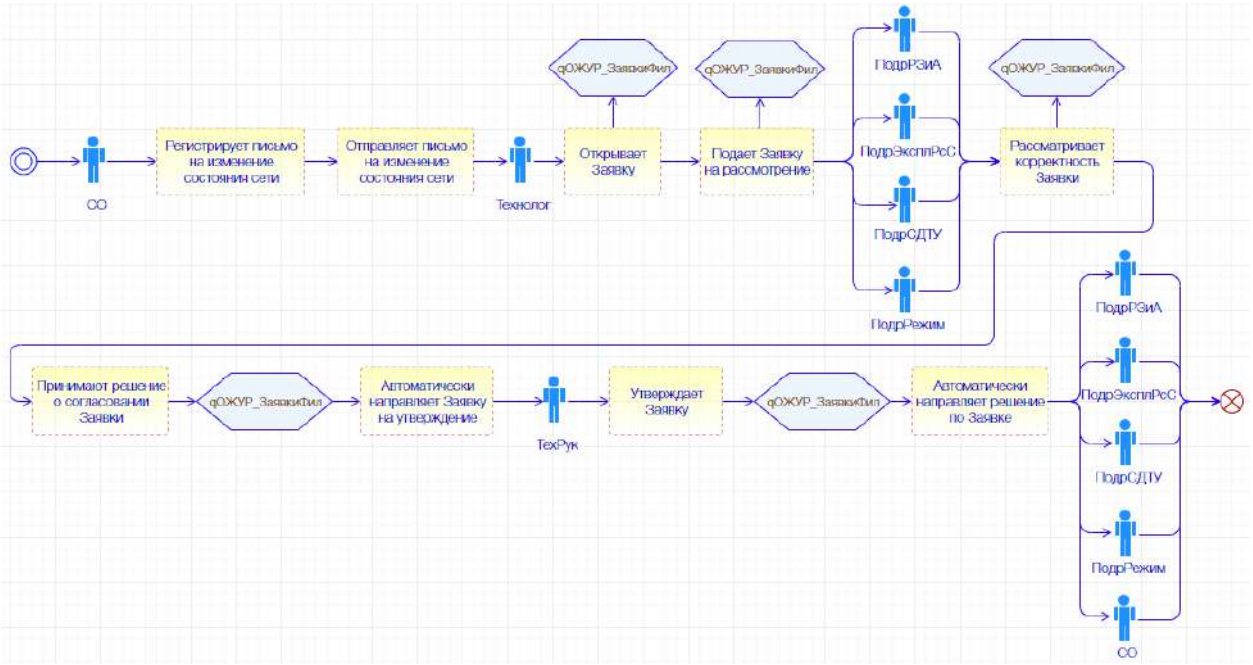


Рис. П.1.69. Кластер сцн В - Сцн BYC_B1.

Кластер сценариев BYC _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

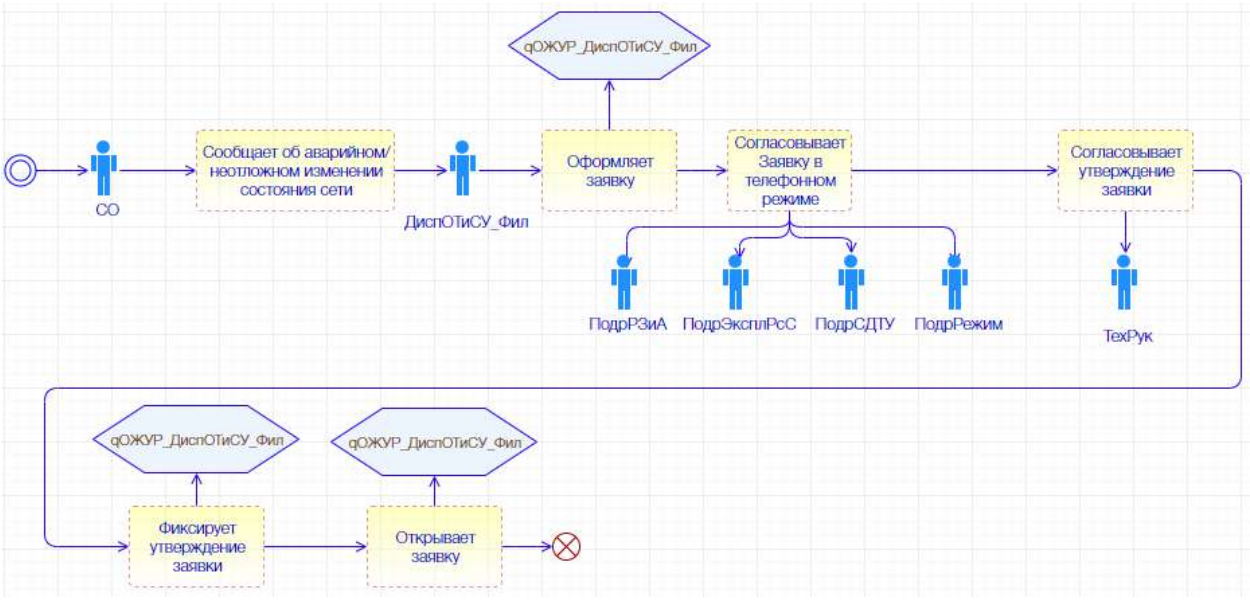


Рис. П.1.70. Кластер сцн В - Сцн BYC_B2.

29. Сценарий СХС

В сценарии участвует СО, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) сама является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев СХС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев СХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев СХС_В2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев СХС _В1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

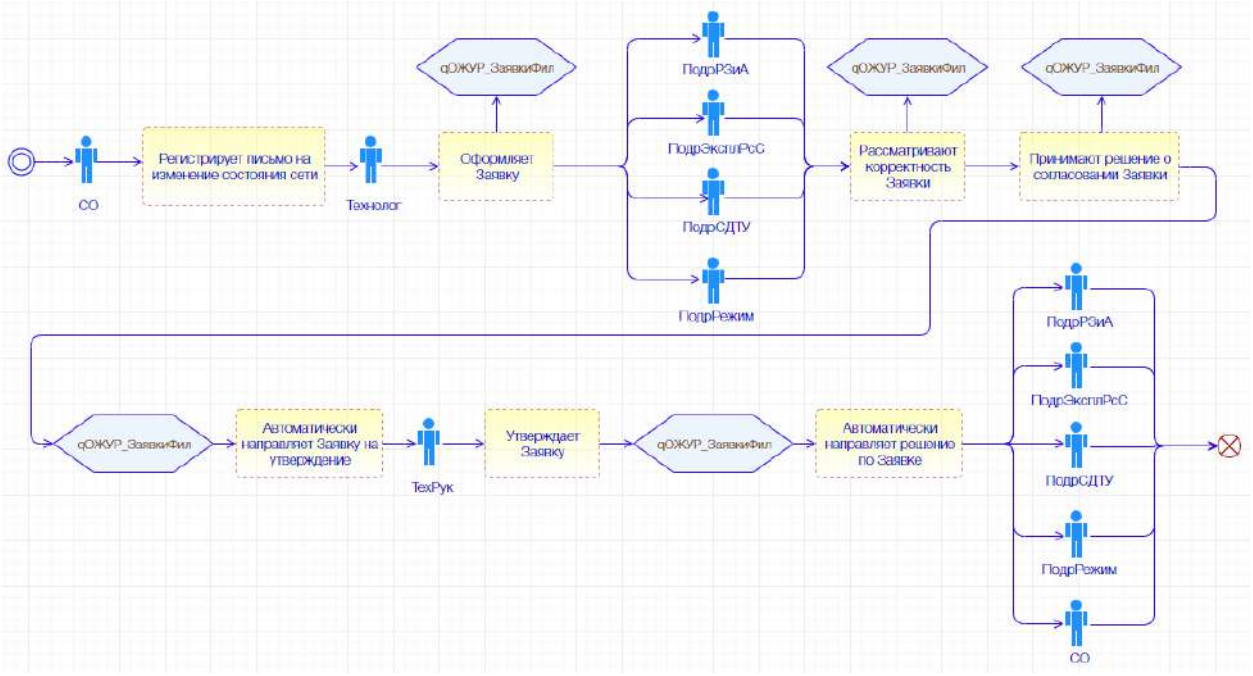


Рис. П.1.71. Кластер сцн В - Сцн СХС_В1.

Кластер сценариев СХС _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее

время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.

2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.

4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

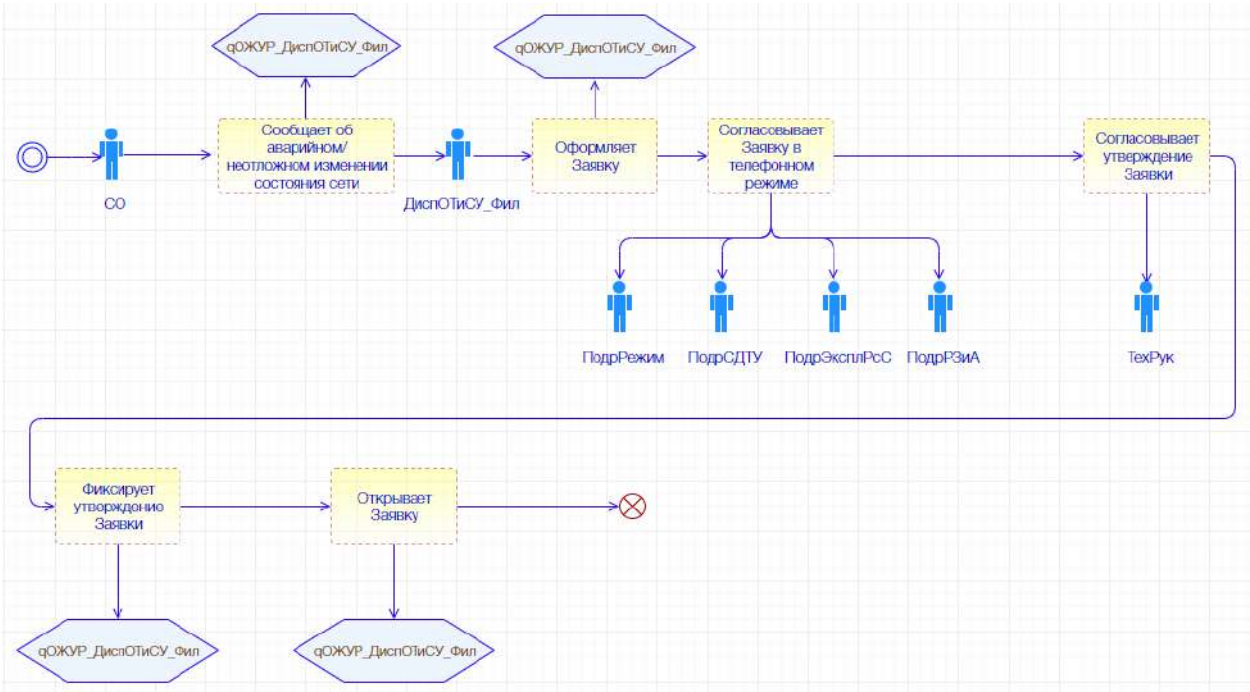


Рис. П.1.72. Кластер сцн В - Сцн СХС_В2.

30. Сценарий СУС

В сценарии участвует СО, который имеет статус организации, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев СУС_В. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев CYC _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев CYC_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев CYC_B1. Уровень управления Филиал. Рабоч.вр.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
8. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, СО.

Диаграмма МОД:

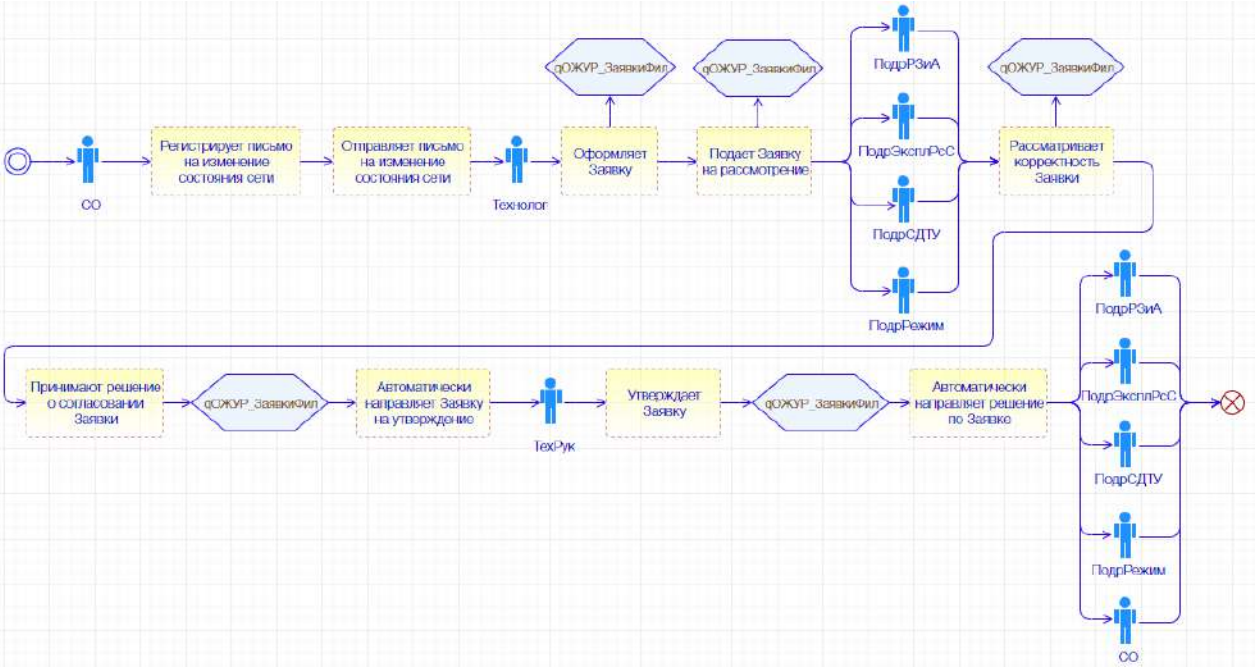


Рис. П.1.73. Кластер сцн В - Сцн СУС_В1.

Кластер сценариев СУС _В2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
5. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
6. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

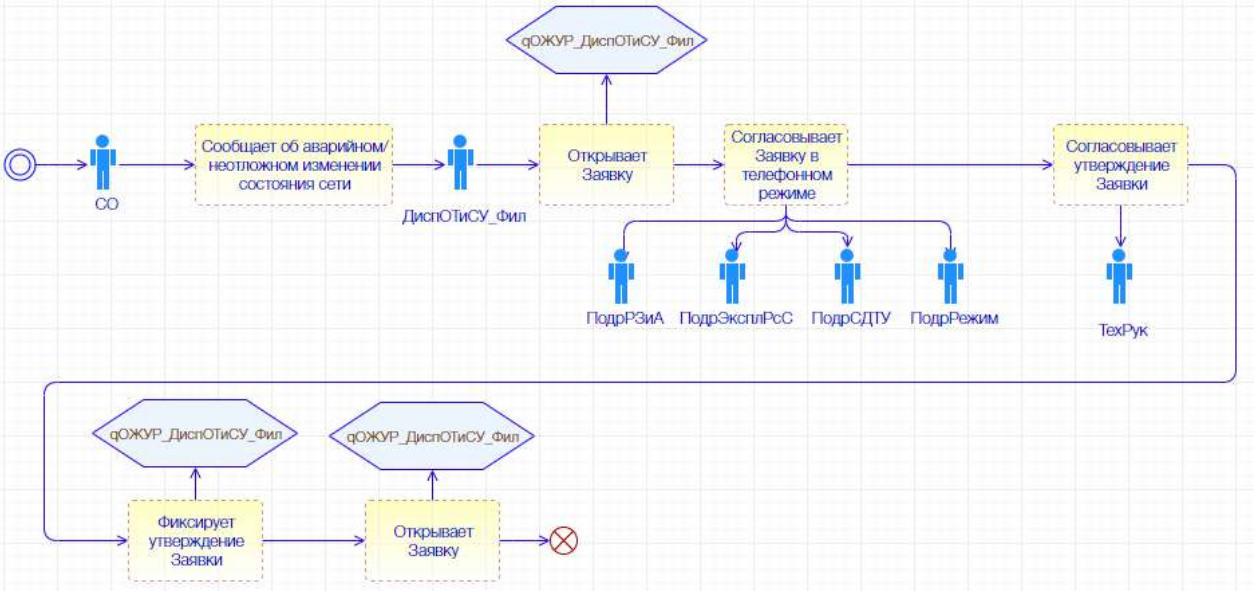


Рис. П.1.74. Кластер сцн В - Сцн CYC_B2.

31. Сценарий DXC

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, которая имеет статус организации, у которой оборудование находится в управлении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DXC_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DXC _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DXC_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DXC _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.

2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.

3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА,

ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.

5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил

6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.

7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.

8. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.

10. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.

11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, НеСетОргСобстОбор, СО.

Диаграмма МОД:

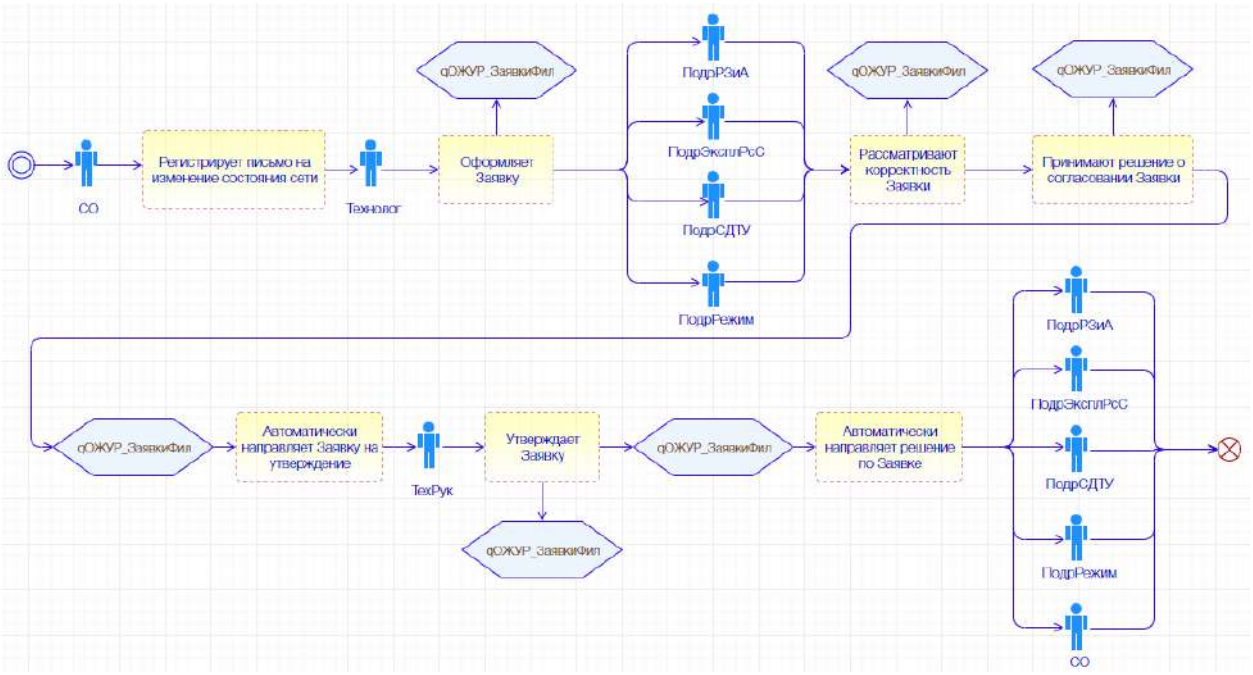


Рис. П.1.75. Кластер сцн B - Сцн DXC_B1.

Кластер сценариев DXC _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с НеСетОргСобстОбор в телефонном режиме.
5. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.
6. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
7. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

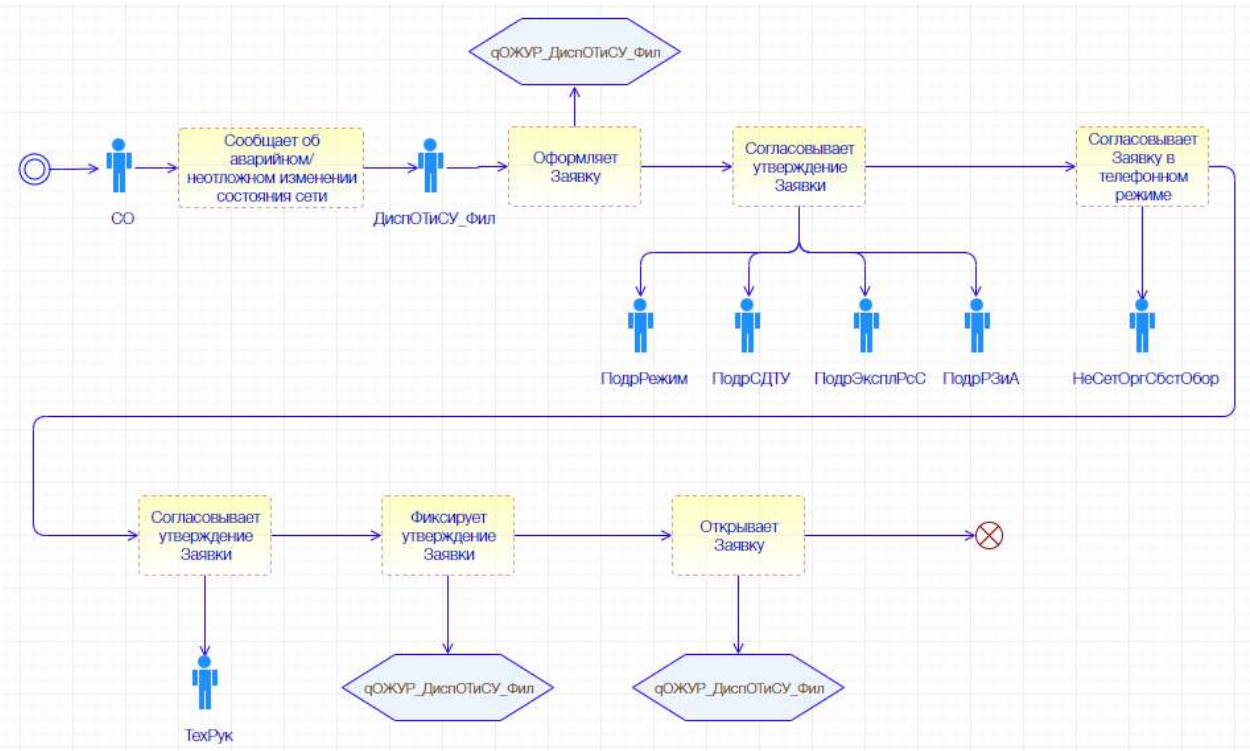


Рис. П.1.76. Кластер сцн В - Сцн DXC_B2.

32. Сценарий DYC

В сценарии участвует НеСетОргСобстОбор, у которой оборудование находится в ведении. При этом СО (С) является инициатором изменения состояния сети.

Кластер сценариев DYC_B. Уровень управления Филиал.

Кластер сценариев DYC _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Кластер сценариев DYC_B2. Уровень управления Филиал. Не Рабочее время.

Кластер сценариев DYC _B1. Уровень управления Филиал. Рабочее время.

Описание МОД:

1. СО регистрирует письмо на изменение состояния сети.
2. СО отправляет письмо на изменение состояния сети Технологу ЭксплОрг.
3. Технолог оформляет Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
4. Технолог подает Заявку на рассмотрение в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим через qОЖУР_ЗаявкФил.
5. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим рассматривают корректность Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил
6. ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим принимают решение о согласовании Заявки в qОЖУР_ЗаявкФил.
7. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на согласование СО.
8. СО согласовывает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
9. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет Заявку на утверждение ТехРук.
10. ТехРук утверждает Заявку в qОЖУР_ЗаявкФил.
11. qОЖУР_ЗаявкФил автоматически направляет решение по заявке в ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим, НеСетОргСобстОбор,

СО.

Диаграмма МОД:

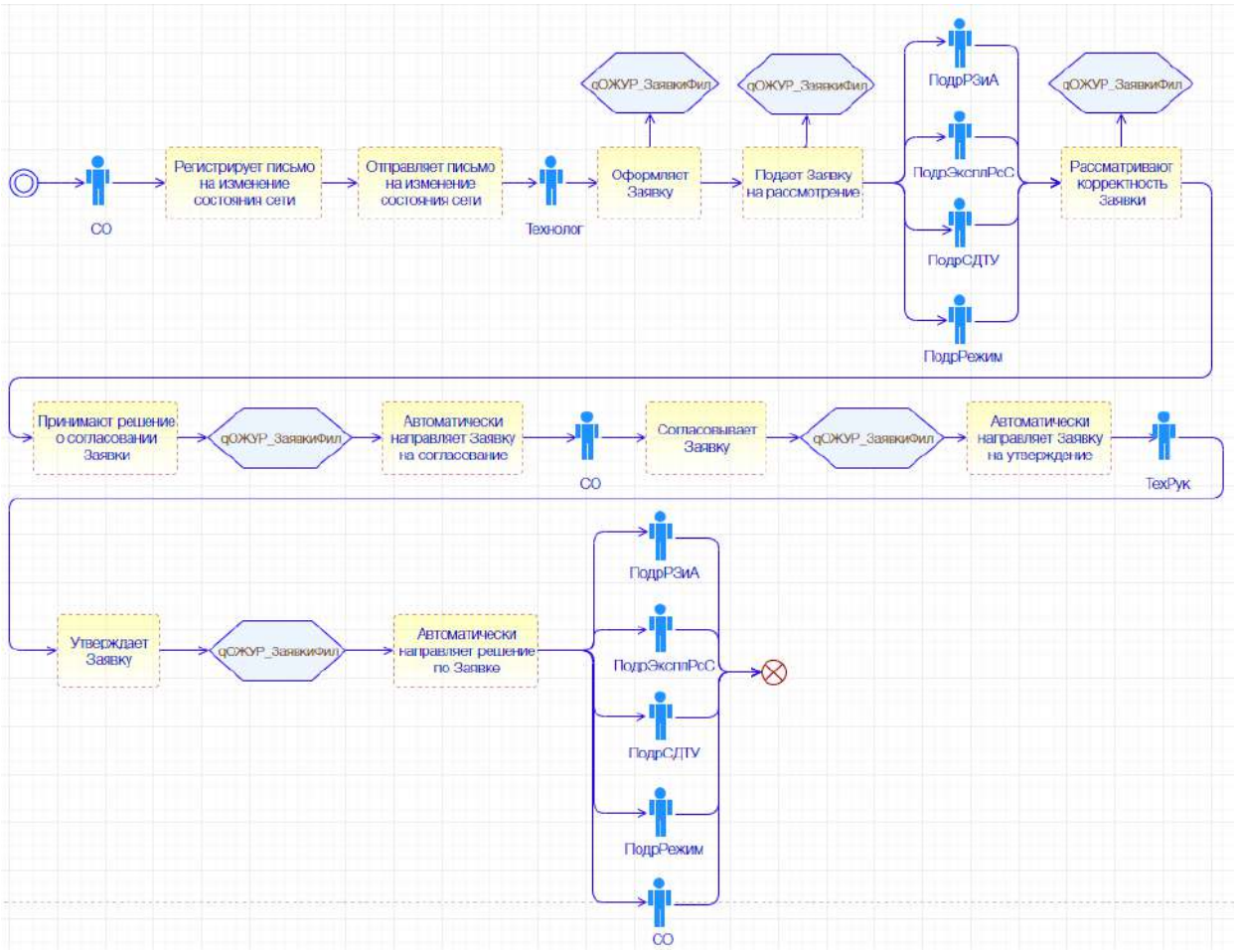


Рис. П.1.77. Кластер сцн B - Сцн DYC_B1.

Кластер сценариев DYC _B2. Уровень управления Филиал. Не рабочее время.

Описание МОД:

1. СО сообщает об аварийном/неотложном изменении состояния сети ДиспОТиСУ_Фил ЭксплОрг.
2. ДиспОТиСУ_Фил оформляет Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.
3. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с ПодрРЗиА, ПодрЭксплРсС, ПодрСДТУ, ПодрРежим в телефонном режиме.
4. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает Заявку с НеСетОргСобстОбор в телефонном режиме.
5. ДиспОТиСУ_Фил согласовывает утверждение Заявки с ТехРук.

6. ДиспОТиСУ_Фил фиксирует утверждение Заявки в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

7. ДиспОТиСУ_Фил открывает Заявку в qОЖУР_ДиспОТиСУ_Фил.

Диаграмма МОД:

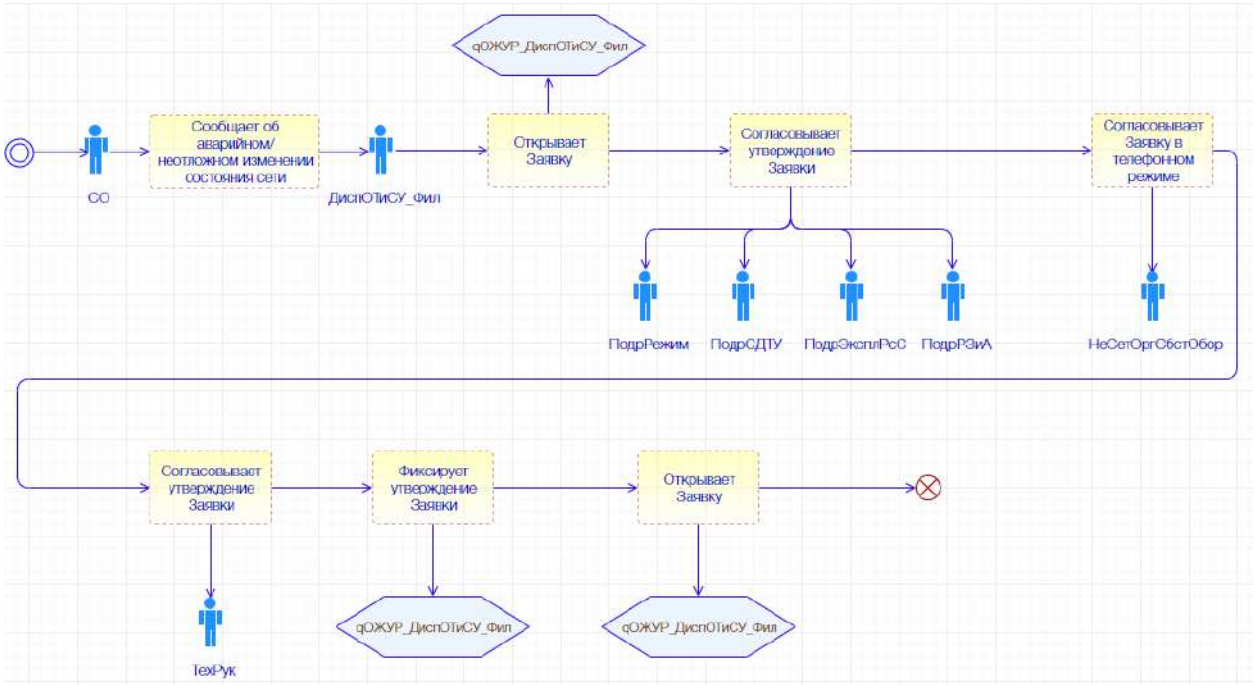


Рис. П.1.78. Кластер сцн B - Сцн DYC_B2.

Приложение 2

Акты внедрений

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора –
главный инженер
ПАО «Россети»

_____ Е.В. Ляпунов
(подпись) (ФИО)

«20» 12 2023 г.

АКТ

Внедрения результатов диссертационной работы Гвоздева Д.Б. двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решений ПК «ОЖУР» в ПАО «Россети»

В 2015 году в Ситуационно-аналитическом центре ПАО «Россети» был успешно внедрен программный комплекс «Электронный оперативный журнал» (далее – ПК «ОЖУР»).

ПК «ОЖУР» двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решения с элементами искусственного интеллекта является инструментом организации деятельности лиц, принимающих решение. Относится к классу систем наследования опыта. Включает кластеры настраиваемых сетецентрических приложений.

Приложения семантического контура – мониторинг и анализ текстовых сообщений. Кросс-контурные приложения: классификаторы и репозитарии, включая единую технологию создания и ведения цифровой модели сети в соответствии с требованиями ГОСТ Р-58651.

Приложения телеметрического контура – мониторинг и анализ информации получаемой от устройств телемеханики о параметрах и состоянии оборудования.

ПК «ОЖУР» является одним из основных инструментов повседневного управления главного инженера ПАО «Россети», в том числе и в системе ситуационного управления в Группе компаний «Россети», практическое применение которого позволяет решить следующие задачи:

– фиксировать и передавать оперативные сообщения о состоянии оборудования сети, возникших нештатных ситуациях по всей вертикали

управления (до уровня районов электрических сетей и объектов);

– формировать отчеты по оперативным сводкам; в том числе учет плавок и механических обивок гололеда, несчастных случаев и травматизма;

– формировать отчеты по обесточенным потребителям при возникновении нештатных ситуаций;

– формировать отчеты об оперативной обстановке в особых режимах работы электросетевого комплекса;

– вести учёт и мониторинг работающих бригад, привлекаемых к аварийно-восстановительным работам;

– формировать отчеты о фактической оперативной обстановке в электросетевом комплексе в разрезе каждого филиала и дочернего общества группы компаний «Россети».

Созданный в 2018 году единый кластер из взаимосвязанных электронных оперативных журналов группы компаний «Россети» от дежурного САЦ до электромонтера подстанции позволяет:

– фиксировать и передавать оперативную информацию на всех уровнях ОТУ в соответствии с требованиями НТД;

– отображать в режиме реального времени динамику выполнения аварийно-восстановительных работ;

– отображать в режиме реального времени оперативную обстановку в рамках поддержки принятия решений руководством компании.

На базе ПК «ОЖУР» реализован сервис электронного взаимодействия с федеральными органами исполнительной власти (ФОИВ), в том числе с ФГБУ «САЦ Минэнерго России».

Заместитель главного инженера – главный диспетчер В.А. Уколов

Руководитель Ситуационно-аналитического центра Р.А. Семенов

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ПАО «Россети Московский регион»
д.э.н.

_____ П.А.Синютин
(подпись) (ФИО)

«15» декабря 2022 года

АКТ

Внедрения результатов диссертационной работы Гвоздева Д.Б. двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решений ПК «ОЖУР» в ПАО «Россети Московский регион»

В рамках выполнения Задачи №3 Распоряжения Правительства Российской Федерации №2101-р от 30.09.2018 (Внедрение интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий) реализована двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решений ПК «ОЖУР».

Двухконтурная сетецентрическая система поддержки принятия решения с элементами искусственного интеллекта является инструментом организации деятельности лиц принимающих решение, а также центров управления сложными крупномасштабными социотехническими системами. Относится к классу систем наследования опыта. Включает кластеры настраиваемых сетецентрических приложений. Приложения телеметрического контура: мониторинг и анализ информации получаемой от устройств телемеханики о параметрах и состоянии оборудования, а также сообщений от потребителей, поступающих в единый кол-центр. Приложения семантического контура: мониторинг и анализ текстовых сообщений. Кросс-контурные приложения: классификаторы и репозитарии, включая единую технологию создания и ведения цифровой модели сети в соответствии с требованиями ГОСТ Р-58651 (CIM).

ПК «ОЖУР» является инструментом оперативного персонала, практическое применение которого позволяет решить следующие задачи:

– фиксировать и передавать оперативные сообщения о состоянии оборудования сети, выданных заданий персоналу, возникших нештатных ситуациях;

– взаимодействовать с потребителями электрической энергии через приложение ОЖУР для оператора контактного центра;

– повысить надежность электроснабжения потребителей Московского региона путем сокращения времени на производство плановых оперативных переключений;

– обеспечить оптимизацию оперативно-технологического управления;

– вести единую информационную модель сети, объектов 6 кВ и выше в формате CIM.

В рамках проекта по автоматизации процессов обработки данных об отключениях на базе ПК «ОЖУР» реализовано:

1. Единая информационная модель электрической сети, объектов 6 кВ и выше. Смоделировано **более 71 тыс.** объектов (ПС, ТП, РП, ПП) и более **250 тыс.** ЛЭП 3 кВ и выше, с созданием схем электрических соединений объектов. Созданы иерархическая и топологическая модели объектов. Моделирование объектов осуществлялось в стандарте ГОСТ Р-58651/CIM (IEC 61970/61968).

2. Единый кластер из 309 взаимосвязанных электронных оперативных журналов для всех уровней ОТУ Общества от диспетчера САЦ до дежурного электромонтера подстанции позволяющих:

– фиксировать и передавать оперативную информацию на всех уровнях в соответствии с требованиями НТД;

– обеспечивать взаимодействие с операторами контактного центра по обращениям потребителей;

– отображать в режиме реального времени оперативную обстановку в рамках поддержки принятия решений оперативным персоналом и руководством компании.

3. Система автоматизированного электронного взаимодействия контактного центра и диспетчерских пунктов. Система автоматически транслирует сообщения из контактного центра в соответствующие диспетчерские пункты, отсекает поток повторяющихся данных. На каждое входящее сообщение без участия персонала автоматически формируется ответное сообщение для информирования потребителя. Для формирования сообщений могут использоваться данные как из текстового, так и из телеметрического контуров.

4. Контур обработки данных телеметрии, позволяющий принимать данные телесигнализации и осуществлять телеуправление коммутационными аппаратами.

5. Система кросс-контурных приложений интегрированной обработки текстовой информации и данных телеметрии, включая единую технологию создания и ведения цифровой модели сети в соответствии с требованиями ГОСТ Р-58651, локализацию возможных отключений электроэнергии по сообщениям потребителей

6. Сервисы электронного взаимодействия с внешними информационными комплексами:

– ПК «Аварийность» (передача данных об отключениях);

– ОЖУР САЦ ПАО «Россети»;

– ФГБУ «САЦ Минэнерго России»;

– 1С-CRM (данные для взаимодействия с клиентами);

– Система SMS оповещения и push уведомлений персонала о технологических нарушениях.

7. Сервис визуализации отключений на инфокарте.

8. Сервис визуализации обращений потребителей на электронной карте

9. Система доверенного телеуправления в ПТК АСТУ через ПК «ОЖУР».

В приложении к настоящему Акту внедрения представлена оценка эффективности проекта по внедрению ПК «ОЖУР».

Директор по экономике	Д.В. Колесников
Директор департамента ценового контроля	А.А. Иванцов
Заместитель главного инженера по инновациям и проектной деятельности	А.А. Королев
Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-директор ЦУС ПАО «Россети Московский регион»	Д.А. Пушкарский
Заместитель главного инженера – директор департамента ИТС и С ПАО «Россети Московский регион»	А.А. Сахаров

Приложение

Оценка экономического эффекта внедрения сетецентрической системы поддержки принятия решений ПК «ОЖУР»

Сроки реализации проекта	
Год начала проекта	2019
Месяц начала проекта	6
Год окончания проекта	2025
Месяц окончания проекта	12

Сводные показатели оценки эффективности проекта	
Расходы по проекту (capex) тыс. руб.	121 740
Расходы по проекту (opex) тыс.руб.	82 714
Ставка дисконтирования, %	15,58
NPV проекта, тыс. руб.	40 799
IRR, %	98,6%
Срок окупаемости (простой), лет	5
Срок окупаемости (дисконтированный), лет	5
Справочно: Чистая приведенная стоимость приобретения с посттерминальной, тыс.руб.	195 459

№ п/п	Показатель/Шаг (t)	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Итого
			0	1	2	3	4	5	6	
1	**Эффект от внедрения проекта**									
1.1.	Снижение затрат на подготовку аналитической информации, млн.руб.	тыс. руб.	-	3 500	3 672	3 980	4 454	4 774	4 975	25 354

1.2.	Снижение затрат на консолидацию и получение оперативной информации в режиме реального времен, млн.руб.	тыс. руб.	-	4 600	4 825	5 231	5 853	6 275	6 538	33 322
1.3.	Повышение надежности работы электрических сетей за счет использования инновационной технологии принятия решения, млн.руб.	тыс. руб.	-	21 600	22 658	24 562	27 485	29 463	30 701	156 469
	Суммарный эффект по проекту (доход)	**тыс. руб.**	**-**	**29 700**	**31 155**	**33 772**	**37 791**	**40 512**	**42 214**	**215 145**
2	**Операционные затраты (OPEX)**	**тыс. руб.**	**-**	**533**	**3 163**	**5 833**	**9 980**	**10 699**	**11 148**	**41 357**
2.1.	Стоимость поддержки программного обеспечения, млн.руб.	тыс. руб.		333	2 953	5 606	9 726	10 426	10 864	39 908
2.2.	Прочие, млн.руб.	тыс. руб.		200	210	227	254	273	284	1 449
3	**Капитальные затраты (CAPEX)**	**тыс. руб.**	**2 129**	**26 204**	**27 726**	**42 400**	**17 600**	**2 782**	**2 899**	**121 740**
3.1.	Внедрение двухконтурной системы поддержки принятия решения qСППР, включая системы q3, qCODA, qОЖУР	тыс. руб.	2 129	25 004	25 326	40 000	15 000			107 459,4
3.2.	Аренда ЦОД (использование технологий PaaS, SaaS с необходимым инфраструктурным программным обеспечением для предприятий энергокомплекса РФ).	тыс. руб.	-	1 200	2 400	2 400	2 600	2 782,0	2 898,8	14 280,8
3.3.	Амортизация (справочно)	тыс. руб.								-
4	**Суммарные затраты на реализацию проекта**	**тыс. руб.**	**2 129**	**26 737**	**30 889**	**48 233**	**27 580**	**13 481**	**14 047**	**163 097**
5	Чистый денежный поток, ЧД=Pi-3i	тыс. руб.	- 2 129	2 963	266	- 14 461	10 211	27 031	28 167	52 047
6	Чистый денежный поток нарастающим итогом	тыс. руб.	- 2 129	834	1 100	- 13 361	- 3 150	23 881	52 047	104 095
7	Ставка дисконтирования на расчетный период (E)	%	15,58%	15,58%	15,58%	15,58%	15,58%	15,58%	15,58%	15,58%
8	Коэффициент дисконтирования для потока на начало периода		1,00	0,87	0,75	0,65	0,56	0,48	0,42	0,36

9	Чистый дисконтированный доход (NPV)	тыс. руб.	- 2 129	2 563	199	- 9 366	5 722	13 105	11 815	18 889
10	**Чистый дисконтированный доход нарастающим итогом**	тыс. руб.	**- 2 129**	**434**	**634**	**- 8 732**	**- 3 011**	**10 095**	**21 910**	**40 799**

Директор по экономике Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор ПАО «Россети Московский регион», д.э.н.

_____ **П.А. Синютин**
(подпись) (ФИО)

«20» марта 2023 года

АКТ

Внедрения результатов диссертационной работы Гвоздева Д.Б. «Повышение эффективности систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в условиях их цифровой трансформации» в ПАО «Россети Московский регион»

В рамках реализации ведомственного проекта Министерства энергетики РФ «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» в 2020-2022 году в ПАО «Россети Московский регион» выполненаы НИОКР «Организация цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА электрических распределительных устройств подстанций распределительных электрических сетей» под научно-техническим руководством и личном участии Гвоздева Д.Б..

Разработана система защищенного цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА (АСМДП).

В отличие от ранее разработанных решений Система позволяет осуществлять дистанционное управление не только первичным оборудованием (выключатели, разъединители, заземляющие ножи), но и устройствами РЗА на нескольких уровнях: на подстанции, из ЦУС Общества и ДЦ АО «СО ЕЭС».

В рамках НИОКР АСМДП внедрен программно-технический комплекс на объектах филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские высоковольтные сети»:

- ЦОТУ МВС;
- ПС 220 кВ Белорусская;
- ПС 220 кВ Кожевническая;
- ПС 110 кВ Люблино;

а также в Диспетчерском центре - филиала АО «СО ЕЭС» - «Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области» (Московское РДУ).

В соответствии с принятой моделью защищенное дистанционное управление оборудованием и функциями устройств РЗА выполнено с доработкой аппаратно-программных комплексов ПС, ЦУС и ДЦ, а также

микропроцессорных устройств РЗА. Выполнена установка аппаратно-программных средств защиты информации с реализацией мероприятий по обеспечению информационной безопасности, в том числе организация новых логических, защищённых шифрованием, каналов связи поверх существующих физических каналов связи АСТУ.

Осуществлена апробация и реализация алгоритмов захвата управления оборудованием и устройствами РЗА для разграничения прав дистанционного управления между АРМ ПС, ЦУС МВС ПАО «Россети Московский регион» и филиалом АО «СО ЕЭС» – Московское РДУ и блокировки одновременного управления из нескольких мест. Для вывода из работы цепей телеуправления и запрета дистанционного управления на ПС оперативным дежурным персоналом подстанции в шкафу ТМ установлен физический ключ выбора режима дистанционного управления.

Дистанционное управление оборудованием реализовано в следующем объеме:

Подстанция	ПС 220 кВ «Кожевническая»	ПС 220 кВ «Белорусская»	ПС 110 кВ «Люблино»
Дистанционное управление оборудованием	• КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая №1 • КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая №2 • КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая №1 • КЛ 220 кВ ТЭЦ-20 – Кожевническая №2 • I, II СШ 220 кВ • ШСЭВ 220 кВ • Т-1 220/20/10 кВ • РТ-1, РТ-3 • Т-2 220/20/10 кВ • РТ-2, РТ-4 • СВВк 1,2,3,4 сек 20 кВ • СВВк 1,2,3,4 сек 10 кВ	• КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная №1 • КЛ 220 кВ Белорусская – Магистральная №2 • I, II СШ 220 кВ • ШСЭВ 220 кВ • Т-1 220/20 кВ • Т-2 220/20 кВ • Т-3 220/10 кВ • Т-4 220/10 кВ • СВВк 1,2,3,4 сек 20 кВ • СВВк 1,2,3,4 сек 10 кВ	• ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская I цепь с отпайкой на ПС Люблино • ВЛ 110 кВ Курьяново – Ленинская II цепь с отпайкой на ПС Люблино • Ремонтная перемычка 110 кВ • Т-1 110/10 кВ • Т-2 110/10 кВ • СВВк 1,2 сек 10 кВ
Дистанционное управление функциями устройств РЗА	• ДЗЛ и КСЗ ЛЭП 220 кВ • ДЗШ и УРОВ 220 кВ • МТЗ ШСЭВ 220 кВ • ДЗТ 220/20/10 кВ • АРНТ • АВР и ЗМН 20/10 кВ	• ДЗЛ и КСЗ ЛЭП 220 кВ • ДЗШ и УРОВ 220 кВ • МТЗ ШСЭВ 220 кВ • ДЗТ 220/20/10 кВ • АРНТ • АВР и ЗМН 20/10 кВ	• УРОВ 110 кВ • ДЗТ 110/10 кВ • ДЗО 10 кВ • АРНТ • АВР и ЗМН 10 кВ

Проведены успешные испытания цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами МП РЗА из ЦУС «Московские высоковольтные сети» ПАО «Россети Московский регион» (на трех подстанциях пилотной зоны проекта) и ДЦ филиала АО «СО ЕЭС»

«Московское РДУ» и АРМ Диспетчера (на ПС 220 кВ Белорусская, ПС 220 кВ Кожевническая, находящихся в ведении Московского РДУ).

В ходе анализа результатов работ на ПС 220 кВ Белорусская 04.10.2021 представителями Минэнерго России и АО «СО ЕЭС» отмечены высокое качество выполненных работ и их уникальность.

Техническое решение основывается на базе технологий Цифровых подстанций (с применением ряда стандартов серии IEC 61850) и решают актуальную задачу обеспечения дистанционного управления оборудованием и функциями устройств РЗА.

Разработанная система в дальнейшем может быть реализована на действующих энергообъектах на базе находящихся в эксплуатации программно-технических средств как для устройств РЗА на микропроцессорной базе, так и на электромеханической. При этом обеспечивается безопасное дистанционное управление с минимально возможными рисками несанкционированного воздействия на энергообъекты и выполнены все требования по обеспечению безопасности.

Практическое применение Системы дистанционного управления позволяет решить следующие задачи:

– повысить надежность электроснабжения потребителей Московского региона путем сокращения времени на производство плановых оперативных переключений;

– обеспечить управление оборудованием и устройствами РЗА из ЦУС без необходимости выезда на подстанцию за счет внедрения цифрового дистанционного управления;

– провести оптимизацию оперативно-технологического управления;

– повысить качество и быстродействие оперативного управления оборудованием подстанции;

– повысить безопасность персонала.

В приложении к настоящему Акту внедрения представлен расчет экономического эффекта внедрения цифрового дистанционного управления.

Высокая новизна и технический уровень применяемых решений подтверждается наличием публикаций в научно-технических журналах из перечня Высшей аттестационной комиссии при Минобрнауки России, а также государственной регистрации Программы для ЭВМ:

– Внедрение цифрового дистанционного управления оборудованием и МП устройствами РЗА на подстанциях 110-220 кВ ПАО «Россети Московский регион». Авторы: к.т.н. Гвоздев Д.Б., Грибков М.А., Бороздин А.А., Рыбаков А.К. Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение» (УДК 621.316.9, № 5, сентябрь-октябрь 2021);

– 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». к.т.н. Гвоздев Д.Б., Широков

С.Ю., Грибков М.А., Герасимов О.А., Рыбаков, А.К. Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение» (УДК 621.316.9, № 2, март-апрель 2021).

Дальнейшее тиражирование и масштабное внедрение автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием и функциями устройств РЗА из ЦУС и ДЦ на базе цифровых технологий позволит кардинальным образом изменить процесс оперативного и технического обслуживания электрооборудованием в электроэнергетике.

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Заместитель главного инженера
по инновациям и проектной деятельности А.А. Королев

Директор департамента релейной защиты
и режимной автоматики электрических сетей М.А. Грибков

Приложение

Расчет экономического эффекта внедрения цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА электрических распределительных устройств подстанций распределительных электрических сетей.

Внедрение системы цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА на подстанциях ПАО «Россети Московский регион» позволяет обеспечить управление оборудованием и устройствами РЗА из ЦУС без необходимости выезда на подстанцию с оптимизацией оперативно-технологического управления с сокращением времени на производство плановых оперативных переключений.

В общей сложности на реализацию (тиражирование) проекта по организации дистанционного управления оборудованием и функциями РЗА для 40 подстанций в течение 10 лет необходимо 785,6 млн. руб. без учета НДС.

Экономический эффект реализации проекта по организации дистанционного управления оборудованием и функциями РЗА достигается благодаря снижению затрат по следующим направлениям (суммарно за 10 лет составит):

– снижения экономического ущерба при сокращении времени на восстановление электроснабжения и ликвидацию нарушений (469,6 млн. руб.);

– предотвращения экономического ущерба от угроз информационной безопасности (772,1 млн. руб.).

В таблице 1 приведены затраты и эффекты в разрезе по годам внедрения результатов НИОКР.

Срок окупаемости при ожидаемой экономии составляет 7 лет.

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Таблица 1

Затраты и экономические эффекты внедрения системы цифрового дистанционного управления РЗА

№ п/п	Показатель/Шаг (t)	Ед.изм.	Годы внедрения										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ													
1.	Предотвращение экономического ущерба при сокращении времени на восстановление электроснабжения и ликвидацию нарушений нормального режима	млн руб.	0,00	5,46	15,29	25,12	34,94	44,77	55,69	62,24	68,80	75,35	81,90
2.	Предотвращение экономического ущерба от угроз информационной безопасности	млн руб.	0,00	9,86	26,28	42,71	59,14	75,56	91,99	101,85	111,70	121,56	131,4
	Итого суммарный эффект по проекту	млн руб.	0,0	15,32	41,57	67,83	94,08	120,33	147,68	164,09	180,5	196,91	213,3
	Операционные затраты (OPEX)	млн руб.	0,0	27,4	93,4	80,1	80,4	84	86,1	56,2	56,5	58,7	61,1
3.	Внедрение дист. упр.	млн руб.	0,0	27,4	90,3	75,3	75,3	75,3	75,3	45,2	45,2	45,2	45,2
4.	Содержание нового персонала СДТУ	млн руб.	0,0	0,0	3,1	3,2	3,4	7,0	7,2	7,3	7,5	7,7	9,9
5.	Содержание нового персонала ИБ	млн руб.	0,0	0,0	0,0	1,6	1,7	1,7	3,6	3,7	3,8	5,8	6,0
	Капитальные затраты (CAPEX)	млн руб.	0,0	15,9	9,6	10,1	10,5	10,9	11,3	8,0	8,2	8,5	8,7
3.	**Средства защиты информации (СЗИ)**	млн руб.	0,0	15,9	9,6	10,1	10,5	10,9	11,3	8,0	8,2	8,5	8,7
	ИТОГО расходы	млн руб.	0	43,3	103	90,2	90,9	94,9	97,4	64,2	64,7	67,2	69,8
	ИТОГО	млн руб.	0	-27,98	-61,43	-22,37	3,18	25,43	50,28	99,89	115,8	129,71	143,5

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ПАО «Россети Московский регион»,
д.э.н.

_____ П.А.Синютин
(подпись) (ФИО)

«20» мая 2023 года

АКТ

Внедрения результатов диссертационной работы Гвоздева Д.Б. «Повышение эффективности систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в условиях их цифровой трансформации» в ПАО «Россети Московский регион»

В рамках реализации ведомственного проекта Министерства энергетики РФ «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» в 2020-2022 году в ПАО «Россети Московский регион» выполнена НИОКР по организации мониторинга устройств РЗА подстанций распределительных электрических сетей при личном участии и научно-техническом руководстве Гвоздева Д.Б..

Разработана система автоматизированного мониторинга функционирования устройств РЗА для осуществления перехода на техническое обслуживание РЗА по фактическому состоянию (АСМ РЗА).

Основным функционалом АСМ РЗА является:

– определение неисправностей функционирования внутренних компонентов устройства РЗА и внешних вспомогательных элементов устройств (комплексов) РЗА по результатам обработки регистрируемых измерений дискретных и аналоговых сигналов;

– определение общей оценки состояния и работоспособности МП РЗА – оценки устройства на основе сигналов программной и аппаратной самодиагностики, сроку службы и текущей наработки на отказ, накопленным статистическим данным по выявленным ранее неисправностям и случаям срабатывания для данного экземпляра, а также статистическим данным для данной модели МП РЗА в целом (тип, производитель);

– определение изменений конфигурации устройств по результатам сопоставления рабочего (текущего в устройстве) файла конфигурации устройства РЗА с эталонным файлом конфигурации (является утвержденным заданием), заданным в системе;

– определение расхождения положений переключающих устройств в шкафах РЗА по результатам сопоставления текущего положения с нормальным оперативным положением, заданным в системе.

Разработаны алгоритмы автоматического мониторинга РЗА, реализованные в АСМДП РЗА в виде нового функционала РЗА:

– расчет индекса готовности РЗА, отражающего актуальное общее техническое состояние устройства с учётом его физического износа и устаревания, для определения его дальнейшей готовности выполнять свои функции в полном объеме или принятии решения о приоритете проведения технического обслуживания, ремонта или замены;

– синхронизация и склейка осциллограмм аварийных событий (погрешность синхронизации по сравнению кривых токов и напряжений составляет не более ±0,1 мс).

В рамках НИОКР внедрен программно-технический комплекс на объектах филиала ПАО «Россети Московский регион» - «Московские высоковольтные сети»:

– ЦОТУ МВС;
– ПС 220 кВ Белорусская;
– ПС 220 кВ Кожевническая;
– ПС 110 кВ Люблино;

а также в Диспетчерском центре - филиала АО «СО ЕЭС» - «Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области» (Московское РДУ).

В соответствии с принятой моделью автоматический мониторинг функционирования РЗА в рамках Системы выполнен с доработкой существующих аппаратно-программных комплексов подстанций и установкой централизованного сервера АСМДП РЗА в ЦОТУ.

Проведены успешные испытания реализованного функционала системы по мониторингу РЗА из ЦУС «Московские высоковольтные сети» ПАО «Россети Московский регион» (на трех подстанциях пилотной зоны проекта) и ДЦ филиала АО «СО ЕЭС» «Московское РДУ» и АРМ Диспетчера (на ПС 220 кВ Белорусская, ПС 220 кВ Кожевническая, находящихся в ведении Московского РДУ).

В рамках испытаний АСМ РЗА:

– проверено взаимодействие с АСУ ТП подстанций в части сбора состояния дискретных сигналов и файлов осциллограмм по протоколу МЭК 61850;

– отлажены алгоритмы обработки и анализа полученных данных об аварийных процессах в АСМДП РЗА. Проверка проводилась путем сравнения реакции Системы на внешние воздействия (сигналы неисправности РЗА, файлы осциллограмм) техническим требованиям;

– проверка передачи файлов осциллограмм из АСМДП РЗА сначала в ССНТИ1, а затем в АСА РЗА по защищенным каналам связи.

– проверено взаимодействие с системой математического моделирования АО «СО ЕЭС» для передачи задания и получения результатов моделирования аварий в зоне пилотных ПС.

Техническое решение основывается на базе технологий Цифровых подстанций (с применением ряда стандартов серии IEC 61850) и решают актуальную задачу обеспечения непрерывного мониторинга технического состояния РЗА, а также позволяют организовать автоматизированный анализ работы устройств РЗА с передачей информации в систему автоматизированного планирования для проведения внепланового технического обслуживания и ремонта микропроцессорных устройств РЗА в случае выявления дефекта.

Система реализована на действующих энергообъектах на базе находящихся в эксплуатации программно-технических средств как для устройств РЗА на микропроцессорной базе, так и на электромеханической.

Внедренная система повышает надежность электроснабжения потребителей Московского региона путем сокращения времени на анализ причин возникновения технологических нарушений и проведения аварийно-восстановительных работ.

При этом обеспечивается:

– снижение трудозатрат на техническое обслуживание (ТО) при осуществлении планового перехода на ТО устройств РЗА по их фактическому состоянию;

– снижение трудозатрат на сбор аварийной информации и сокращение времени на анализ и расследование аварий и технологических нарушений;

– снижение аварийности на энергообъектах ПАО «Россети Московский регион» по причинам неправильной работы устройств РЗА.

В приложении к настоящему Акту внедрения более детально представлен расчет экономического эффекта внедрения результатов НИОКР.

Дальнейшее тиражирование и масштабное внедрение автоматизированной системы мониторинга РЗА на базе цифровых технологий позволит кардинальным образом изменить процесс оперативного и технического обслуживания электрооборудованием в электроэнергетике.

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Заместитель главного инженера
по инновациям и проектной деятельности А.А. Королев

Директор департамента релейной защиты
и режимной автоматики электрических сетей М.А. Грибков

Приложение

Расчет экономического эффекта внедрения системы мониторинга устройств РЗА подстанций распределительных электрических сетей

Внедрение системы мониторинга функционирования устройств МП РЗА на подстанциях ПАО «Россети Московский регион» обеспечивает наблюдаемость и прозрачность информации по устройствам. Доходы достигаются за счет экономии затрат на техническое обслуживание, предотвращения аварий и связанного экономического ущерба с повреждением оборудования, экономии трудозатрат специалистов РЗА.

В общей сложности на реализацию (тиражирование) проекта для 40 подстанций необходимо 241,7 млн. руб. без учета НДС, срок внедрения системы составляет 10 лет.

Экономический эффект реализации системы достигается благодаря снижению затрат по следующим направлениям (суммарно за 10 лет):

– уменьшения потерь из-за недоотпуска электроэнергии при неправильной работе или неисправностях РЗА (99,4 млн. руб.);

– снижения потерь из-за повреждения оборудования при неправильной работе или неисправностях РЗА (117,3 млн. руб.);

– экономии за счет сокращения расходов на плановое техническое обслуживание РЗА (58,9 млн. руб.).

В таблице 1 приведены затраты и эффекты в разрезе по годам внедрения результатов НИОКР.

Срок окупаемости при ожидаемой экономии составляет 7 лет.

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Таблица 1

Затраты и экономические эффекты внедрения системы мониторинга устройств РЗА

№ п/п	Показатель/Шаг (t)	Ед.изм.	Годы внедрения										
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ													
1.	Оценка потерь из-за недоотпуска электроэнергии при неправильной работе или неисправностях РЗА	млн руб.	0,00	2,37	4,73	7,10	7,10	9,46	11,83	11,83	14,20	14,20	16,56
2.	Оценка потерь из-за повреждения оборудования при неправильной работе или неисправностях РЗА	млн руб.	0,00	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73
3.	Оценка экономии за счет сокращения расходов на плановое техническое обслуживание РЗА	млн руб.	0,00	0,00	1,55	3,22	3,35	5,22	7,15	7,34	9,43	9,68	11,93
	Итого суммарный эффект по проекту	млн руб.	0	14,1	18,01	22,05	22,18	26,41	30,71	30,9	35,36	35,61	40,22
	Операционные затраты (OPEX)	млн руб.	0,0	16,5	26	26	26	26	26	15,9	15,9	15,9	15,9
1.	Техподдержка АСМ	млн руб.	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
2.	Инжиниринг и внедрение АСМ	млн руб.	0,0	15,9	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	15,3	15,3	15,3	15,3
	Капитальные затраты (CAPEX)	млн руб.	0	8,4	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	1,9	1,9	1,9	1,9
1.	Лицензия АСМ верхнего уровня	млн руб.	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Лицензии АСМ для ПС	млн руб.	0,0	2,4	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	1,9	1,9	1,9	1,9
	ИТОГО расходы	млн руб.	0	24,9	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	17,8	17,8	17,8	17,8
	Итого	млн руб.	0	-10,8	-11,09	-7,05	-6,92	-2,69	1,61	13,1	17,56	17,81	22,42

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ПАО «Россети Московский регион»,
д.э.н.

_____ **П.А. Синютин**
(подпись) (ФИО)

«18» августа 2023 года

АКТ

О внедрении результатов диссертационной работы Д.Б. Гвоздева «Повышение эффективности систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в условиях их цифровой трансформации»

В рамках выполнения научно-исследовательской работы «Разработка методик цифровизации интеллектуальной системы управления оперативными процессами подстанции 110-220 кВ с макетированием функций дежурного электромонтера» под научно-техническом руководством и при личном участии Д.Б. Гвоздева в ПАО «Россети Московский регион» разработан и опробован подход по цифровой трансформации процессов управления объектами электроэнергетики для выполнения задач дежурного электромонтера подстанции (ДЭМ) и повышения достоверности данных о текущем состоянии и остаточном ресурсе оборудования.

Применение цифровой системы поддержки принятия решений направлено на снижение рисков, связанных с оперативной деятельностью при эксплуатации оборудования, сокращение времени выполнения плановых и внеплановых производственных задач ДЭМ в составе оперативно-диспетчерского персонала управления подстанциями 110-220 кВ, нарушения правил эксплуатации оборудования и производственного травматизма, объективный контроль (с автоматической регистрацией и подтверждением) фактического выполнения операций, повышение достоверности данных о текущем состоянии и остаточном ресурсе технических мест и единиц оборудования.

Реализация предлагаемого подхода на практике выполняется с помощью инструментальной программной платформы, включающей средства интерактивного конструирования цифровых двойников, представления и анализа состояния предметной области, а также защищенного хранения первичных и вторичных данных в многомерных темпоральных банках данных интегрированного хранилища информации.

Данная платформа представляет собой темпоральную систему управления базами данных (СУБДмт), доступ к функциям (сервисам)

хранения СУБДмт обеспечивается посредством темпорального расширения SQL-интерфейса и рекурсивных обращений к объектам концептуальной модели предметной области – цифровым двойникам банка данных вторичной информации интегрированных хранилищ информации.

Применение разработанной методики на практике позволяет выполнить моделирование цифровыми средствами следующего функционала дежурного электромонтера подстанции:

–действия при отклонении режимов работы ПС и ЭЭС от нормальных;

–выполнение работ в порядке текущей эксплуатации;

–ведение электронной документации ДЭМ;

–оптимизация нарядно-допускной системы.

Апробация методики для оценки применимости программной реализации разработанного математического аппарата выполнена в рамках развертывания и проведения натурных испытаний макета программного обеспечения системы поддержки принятия решений в филиале ПАО «Россети Московский регион» - «Московские высоковольтные сети» с моделированием функционала ДЭМ для ПС 220 кВ Кожевническая.

Предусматривается взаимодействие программного обеспечения с технологическими и корпоративными информационными системами ПАО «Россети Московский регион»:

–в части входных данных:

- с ПТК PowerOn (сообщения об отклонениях (по режимам / по РЗА / изменение состояния фидеров),
- СУПА (НСИ, ИТС, КПЭ, данные ТОиР, закрепление персонала, обслуживание оборудования), ПС TOPAZ / АРМ ОП (в части неотложных действий по ликвидации нарушений нормального режима работы электроустановок);

–в части выходных данные:

- ОЖУР (информация о событиях/ изменениях состояния оборудования);
- АРМ Диспетчера ЦД (результаты выполнения сценариев по обработке ЦД событий / изменений состояния оборудования);
- АРМ Диспетчера МВС (доклады об исполнении с объективным контролем в результатов выполнения технологических операций);
- СУПА (индекс технического состояния и остаточный ресурс оборудования).

В рамках испытаний реализованы и успешно протестированы сценарии реализации частных методик цифровизации функций дежурного электромонтера по направлениям деятельности:

•Действия ДЭМ при отклонении режимов работы ПС и ЭЭС от нормальных:

–ликвидация последствий отключения оборудования, недопустимых отклонений напряжения;

–ликвидации последствий нарушений нормального режима функционирования ПС при пожаре, нарушении связи, требований информационной безопасности;

• Выполнение работ в порядке текущей эксплуатации:

–цифровизация процессов управления производственными активами;

–прогнозирование состояния оборудования путем изменения модельного времени - Возможность планирования ремонтов с учетом технического состояния, наложения графиков и пр.;

–расчет индексов текущего состояния и остаточного ресурса оборудования;

–поддержка принятия решений по устранению несоответствий входных данных от различных систем;

• Оптимизация нарядно-допускной системы:

–указание на объём организационных технических мероприятий по допуску к работам на конкретное оборудование;

–ведение электронного журнала учёта работ по нарядам и распоряжениям.

Результаты натурных испытаний подтверждают возможность применения цифровых технологий на базе разработанных решений для моделирования функционала дежурного электромонтера подстанции. В приложении к настоящему Акту приведен расчет экономического эффекта внедрения разработанных решений.

В качестве рекомендаций на этапе создания промышленного образца необходима адаптация интерфейса ПО с учетом существующей организации АРМ электросетевых объектов, а также оптимизация в части снижения трудоемкости отработки интеграции с каждой корпоративной и технологической системой Заказчика.

В ближайшей перспективе рассматривается применение программных решений на базе разработанных методик с использованием технологий «цифровых двойников» в электросетевом комплексе в части интеграции с АСУТП, включая оперативно-информационный комплекс, обеспечение дистанционного/автоматического управления; контроля параметров режимов сети (контроль напряжения в контрольных точках и выдача команды на изменение параметров устройств РПН, КРМ и др.); взаимодействие с системами машинного зрения по выявлению нарушений техники безопасности для снижения производственного травматизма.

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Заместитель главного инженера по инновациями и проектной деятельности А.А. Королев

Приложение

Расчет экономического эффекта внедрения методик цифровизации подстанции 110-220 кВ с макетированием функций дежурного электромонтера

Эффективность внедрения системы поддержки принятия решений на основе цифровизации оперативных процессов управления подстанциями 110-220 кВ заключается в снижении объемов ущерба, связанных с возможными авариями и нарушениями нормального режима электроснабжения потребителей.

Экономические эффекты от внедрения включают:

– экономию за счет сокращения времени на операции по переносу (вручную) данных и регистрации событий в журналах технологического и корпоративного сегментов;

– минимизацию экономического ущерба за счёт сокращения количества аварий и аварийных отключений;

– минимизацию экономического ущерба за счет повышения уровня кибербезопасности с применением двухконтурной модели защиты (гипервизора безопасности) от угроз деструктивных действий со стороны привилегированного внутреннего нарушителя;

– экономию затрат на ГСМ за счет выполнения оперативных переключений и осуществление непрерывного мониторинга за оборудованием.

При оснащении объектов, обеспечивающими отказоустойчивое защищенное взаимодействие компонентов технологического и корпоративного сегментов, рассматривались следующие варианты исполнения интеграционного программно-технологического комплекса:

Первый вариант (Аппаратная реализация) предполагает разработку и реализацию конструкторского решения по созданию ПТК на основе применения физических устройств (2-х серверов и шлюза-фильтра), функционирующих в отказоустойчивом защищенном режиме, он не имеет функциональных зависимостей от существующей вычислительной инфраструктуры на объектах применения – ПС 110-220 кВ и ДП МВС, и является ее расширением. Требует размещения, обслуживания и ремонта.

Второй вариант (Программная виртуализация на уровне виртуальных машин, ВМ) реализует заданную функциональность за счет использования вычислительных ресурсов на основе имеющейся вычислительной инфраструктуры, развертывания в ней комплекта из нескольких виртуальных машин – ВМ и их комплексирования на уровне настройки системных параметров. Данный вариант решения может иметь существенные зависимости от ресурса доступных процессорных мощностей на физических серверах, а также предъявляет априорные требования в части отказоустойчивости серверной группы.

В таблицах 1 - 3 приведены результаты расчета экономической эффективности для двух приведенных вариантов внедрения программно-технического комплекса.

Таким образом, наилучшими показателями экономической эффективности обладает проект внедрения Системы принятия решений на все объекты ПАО «Россети Московский регион» и ДО ПАО «Россети», выполненный по Варианту 2 реализации (программное решение).

Директор по экономике и тарифам Д.В. Колесников

Директор департамента ценового контроля А.А. Иванцов

Таблица 1

Результаты расчета экономической эффективности внедрения ПТК

Статьи затрат*	**Затраты, тыс. руб.**										
	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год
Затраты на НИР	4 679	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Реализация функциональности (ОКР)	0	3 405	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Проведение испытаний (ОКР)	0	852	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Развертывание серийного изделия на объектах Заказчика (ОКР)	0	3 505	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Эксплуатация	0	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137
Приобретение лицензий (аппаратная реализация)	0	215 040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Приобретение лицензий (программная реализация)	0	80 640	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы**	5 353	5 518	2 413	706	706	706	706	706	706	706	706
ИТОГО (аппаратная реализация)	**10 032**	**229 457**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**
ИТОГО (программная реализация)	**10 032**	**95 057**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**	**1 843**

Таблица 2

Доходы от реализации внедрения ПТК на объектах ПАО «Россети Московский регион» и ДО ПАО «Россети»

Доходы		Проведение НИР	1 ЭТАП: внедрение в Россети МР	2 ЭТАП: внедрение в ДО Россети	Эксплуатация							
	ед. изм.	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	11 год
Снижение экономического ущерба от внедрения системы на объектах ПАО «Россети МР»												
Экономический ущебр от технологических нарушений	тыс. руб.	19 520	20 496	21 520	22 596	23 726	24 913	26 158	27 466	28 839	30 281	31 796
Эффект 1 - Экономия на 30% за счет сокращения времени по переносу (вручную) данных и регистрации событий в журналах технологического и корпоративного сегментов	тыс. руб.	-	13 160	13 818	14 509	15 234	15 996	16 796	17 636	18 518	19 443	20 416
Эффект 2 - Минимизация на 15% экономического ущерба за счёт сокращения количества аварий и аварийных отключений	тыс. руб.	-	3 074	3 228	3 389	3 559	3 737	3 924	4 120	4 326	4 542	4 769
Эффект 3 - Минимизация на 20% экономического ущерба за счет повышения уровня кибербезопасности	тыс. руб.	-	2 681	2 815	2 956	3 104	3 259	3 422	3 593	3 773	3 961	4 159
Эффект 4 - Экономия 70% затрат на ГСМ за счет выполнения оперативных переключений и осуществление непрерывного мониторинга за оборудованием	тыс. руб.	-	1 866	1 959	2 057	2 160	2 268	2 381	2 500	2 625	2 757	2 894
ИТОГО экономический эффект по ПАО «Россети МР»	**тыс. руб.**	**0**	**20 781**	**21 821**	**22 912**	**24 057**	**25 260**	**26 523**	**27 849**	**29 242**	**30 704**	**32 239**
Экономический ущерб от технологических нарушений	тыс. руб.	121 619	127 700	134 085	140 789	147 829	155 220	162 981	171 130	179 687	188 671	198 105
Эффект 1 - Экономия на 30% за счет сокращения времени по переносу (вручную) данных и регистрации событий в журналах технологического и корпоративного сегментов	тыс. руб.	-	-	25 067	26 320	27 636	29 018	30 469	31 992	33 592	35 272	37 035
Эффект 2 - Минимизация на 15% экономического ущерба за счёт сокращения количества аварий и аварийных отключений	тыс. руб.	-	-	20 113	21 118	22 174	23 283	24 447	25 670	26 953	28 301	29 716
Эффект 3 - Минимизация на 20% экономического ущерба за счет повышения уровня кибербезопасности	тыс. руб.	-	-	6 338	6 654	6 987	7 336	7 703	8 088	8 493	8 917	9 363
Эффект 4 - Экономия 70% затрат на ГСМ за счет выполнения оперативных переключений и осуществление непрерывного мониторинга за оборудованием	тыс. руб.	-	-	4 310	4 526	4 752	4 990	5 239	5 501	5 776	6 065	6 368
ИТОГО экономический эффект по ДО ПАО «Россети»	**тыс. руб.**	**0**	**0**	**55 828**	**58 619**	**61 550**	**64 627**	**67 859**	**71 252**	**74 814**	**78 555**	**82 483**
ИТОГО экономический эффект по ПАО «Россети МР» и ДО ПАО «Россети»	**тыс. руб.**	**0**	**20 781**	**77 648**	**81 530**	**85 607**	**89 887**	**94 382**	**99 101**	**104 056**	**109 259**	**114 721**

Таблица 3

Показатели экономической эффективности внедрения ПТК

	Внедрение на уровне ПАО «Россети Московский регион»		Внедрение на уровне ДО ПАО «Россети»	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
NPV, тыс. руб. (без НДС)	-80 648	40 400	-285 865	87 125
IRR, %		22,05		19,9
Срок окупаемости, лет		7		8
Жизненный цикл проекта, лет	10	10	10	10
Рентабельность, %	0,22	106,76	-10,67	63,38

УТВЕРЖДАЮ
Директор Филиала ПАО «Россети Московский регион» - Южные электрические сети

(подпись) **Н.В. Дементьев** (ФИО)

«15» декабря 2023 года

АКТ

апробации «Методики оптимизации управления средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области», разработанной в рамках диссертационной работы Д.Б. Гвоздева «Повышение эффективности систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в условиях их цифровой трансформации».

В рамках работы по оптимизации управления средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области разработана методика определения состава управляющих воздействий на устройства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности для достижения совокупной минимизации издержек на потери электрической энергии и затрат на эксплуатацию регуляторов в электрических сетях 110-220 кВ.

Методика реализована в виде четкого логического алгоритма, результатом функционирования которого является оптимальный объем и последовательность управляющих воздействий на регуляторы напряжения и реактивной мощности и выдачу полученной информации оперативно-технологическому персоналу для принятия решений. Алгоритм содержит следующие этапы:

– ранжирование узлов по общей эффективности регулирования напряжения в электрической сети (приоритетности выдачи управляющих воздействий) с расчетом вектор-столбца коэффициентов эффективности узла по регулированию напряжения;

– определение оптимальной группы «эффективных» узлов с выдачей управляющих воздействий только на регуляторы в «эффективных узлах». В качестве критерия оптимальности принимается критерий минимизации суммы издержек на потери электроэнергии и приведенных затрат на эксплуатацию регуляторов, учитывающих «стоимость» управляющих воздействий и фактическое исчерпание коммутационного ресурса на текущий момент.

Регулирование режимных параметров в наиболее загруженных областях электрической сети, характеризуемых пониженным уровнем напряжения в узлах электрической сети и повышенным перетоком активной мощности в ветвях электрической сети, позволяет более эффективно влиять и на экономические показатели, в том числе на издержки на потери электрической энергии при ее передаче и на потери активной мощности при рассмотрении электрического режима для отдельно взятого момента времени.

В качестве исполнительных устройств в логике разработанного алгоритма выступают средства регулирования напряжения в виде устройств РПН автотрансформаторного оборудования, связывающего электрические сети класса напряжения 220 кВ и 110 кВ, а также средства компенсации реактивной мощности (БСК, ШР, УШР, а также иные устройства управляемой компенсации реактивной мощности).

В целях проверки работоспособности алгоритма в реальных электрических сетях сложной топологии при режимах их работы, максимально приближенных к фактическим была осуществлена апробация алгоритма в соответствующей операционной зоне филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Южные электрические сети», в состав которой входят южные и юго-восточные районы Московской области. При этом для более корректного моделирования и более эффективной работы алгоритма граница зона работы алгоритма отступала от границ операционной зоны филиала ПАО «Россети Московский регион» – «Южные электрические сети» до ближайших центров питания 220-500 кВ смежных филиалов ПАО «Россети Московский регион» или вышестоящих сетевых организаций для «завершенности» шунтирующих связей 110-220 кВ.

Указанные электрические сети включают многоцепные транзиты 220 кВ, шунтирующие сеть 500 кВ Ясенево – Бутово – ТЭЦ-26 – Гулево – Бугры – Ока – Каширская ГРЭС, Пахра – Каширская ГРЭС, радиальные электрические сети 220 кВ Пахра – Мячково, Каширская ГРЭС – Федино – Нежино – ЦАГИ, радиальную электрическую сеть 110 кВ Пахра – Сабурово и электрическую сеть 110 кВ, шунтирующую вышеуказанные транзиты класса напряжения 220 кВ.

Сформированная расчетная модель описанного энергорайона включает в себя 463 узла и 579 ветвей.

Детальные расчеты экономической эффективности по определению состава управляющих воздействий и выбору устройств регулирования приведены в Приложении к настоящему Акту.

Согласно полученным результатам в рассмотренной схемно-режимной ситуации оптимальный состав управляющих воздействий на устройства регулирования напряжения и реактивной мощности включает воздействия только на два регулятора: РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра и БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы.

Выдача управляющих воздействий на указанные регуляторы позволяет совокупно снизить уровень потерь активной мощности в рассматриваемой электрической сети на 50% от теоретически достижимого уровня при минимальном использовании ресурса регуляторов напряжения, что имеет ключевое значение в условиях резкого роста стоимости ремонта электросетевого оборудования и возможного дефицита запасных частей и материалов, необходимых для ремонта отдельной номенклатуры электросетевого оборудования.

Апробированная методика показала эффективность ее применения. Алгоритм может использоваться оперативно-технологическим персоналом сетевых организаций для оптимизации ведения режима работы электрической сети. В том числе, указанная методика может быть программно реализована для выдачи рекомендаций персоналу в режиме реального времени.

Оценка экономического эффекта приведена в Приложении.

Главный инженер филиала
ПАО «Россети Московский регион»
- Южные электрические сети, к.т.н. А.В. Сомов

Начальник службы режимов
филиала ПАО «Россети Московский регион»
- Южные электрические сети С.В. Савин

Приложение

Оценка экономического эффекта от реализации управляющих воздействий на регуляторы напряжения и реактивной мощности

В рамках апробации методики выполнены расчеты экономической эффективности внедрения результатов работы, позволяющие минимизировать суммарные затраты на потери электроэнергии и на эксплуатацию регуляторов.

Перечень устройств регулирования напряжения и средств компенсации реактивной мощности, которые расположены в рассматриваемом энергорайоне и используются в качестве регуляторов при функционировании алгоритма, представлен в табл. 1.

Таблица 1

Перечень регуляторов, расположенных в рассматриваемом энергорайоне

№	Устройство	Диапазон регулирования
1.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Лаговская	1 ступень +50 Мвар
2.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Нащекино	1 ступень +25 Мвар
3.	БСК-1 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	1 ступень +25 Мвар
4.	БСК-2 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	1 ступень +25 Мвар
5.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы	1 ступень +25 Мвар
6.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Взлетная	1 ступень +50 Мвар
7.	РПН АТ-4, АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Бугры	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
8.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Гулево	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
9.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ока	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
10.	РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра	±8 ступеней × 1,28% (~2,95 кВ)
11.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ясенево	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
12.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Нежино	±2 ступени (ВН) × 2,5% (~5,8 кВ)
13.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Федино	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
14.	РПН АТ-4 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
15.	РПН АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
16.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Сабурово	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)
17.	РПН АТ-1, АТ-2, АТ-6 220/110 кВ ПС 220 кВ ЦАГИ	±6 ступеней × 2% (~2,4 кВ)

В соответствии с разработанным алгоритмом методики выполнено ранжирование регуляторов по эффективности регулирования напряжения.

Коэффициенты эффективности узлов и их рейтинг по приоритетности выдачи управляющих воздействий представлены в табл. 2.

Таблица 2

Ранжирование регуляторов по эффективности регулирования напряжения

№	Устройство	Коэффициент эффективности
1.	РПН АТ-3, АТ-4 220/110 кВ ПС 500 кВ Пахра	170,7009
2.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Бронницы	158,3328
3.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Лаговская	150,7473
4.	РПН АТ-4, АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Бугры	149,4074

№	Устройство	Коэффициент эффективности
5.	РПН АТ-1, АТ-2, АТ-6 220/110 кВ ПС 220 кВ ЦАГИ	144,4546
6.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Нащекино	142,6138
7.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ока	137,0617
8.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Нежино	136,6892
9.	БСК-1 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	134,8656
	БСК-2 110 кВ ПС 110 кВ Пущино	134,8656
10.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Сабурово	131,9247
11.	РПН АТ-5 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	128,4616
12.	РПН АТ-4 220/110 кВ ПС 220 кВ Мячково	128,4316
13.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Гулево	124,0311
14.	БСК 110 кВ ПС 110 кВ Взлетная	116,0388
15.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Федино	109,6348
16.	РПН АТ-1, АТ-2 220/110 кВ ПС 220 кВ Ясенево	99,7462

На основе полученных данных проведены эксперименты по последовательной выдаче управляющих воздействий в узлы с регуляторами согласно рейтингу их эффективности и определения числа управляющих воздействий, оптимального по критерию минимизации суммы издержек на потери электроэнергии и приведенных затрат на эксплуатацию регуляторов, учитывающих «стоимость» управляющих воздействий и фактическое исчерпания коммутационного ресурса на текущий момент.

В табл. 3 приведена информация о значениях экономии на снижении потерь электроэнергии на временном промежутке в один час с одной стороны, затратах на использование коммутационного ресурса регуляторов (стоимости управляющих воздействий) с другой стороны и итоговом показателе экономического эффекта от выполнения управляющих воздействий, равном разности от экономии на потерях и стоимостью выполненных управляющих воздействий.

Таблица 3

Оценка экономического эффекта от реализации управляющих воздействий

Управляющие воздействия (накопительным итогом)	Снижение потерь, МВт	Экономия на потерях ЭЭ в час, руб.	Стоимость УВ, руб.	Экономический эффект, 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	3,05061	235,32	219,25	+16,07

Управляющие воздействия (накопительным итогом)	Снижение потерь, МВт	Экономия на потерях ЭЭ в час, руб.	Стоимость УВ, руб.	Экономический эффект, руб.
ЦАГИ, +6 ступеней				
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 Пущино	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

Таким образом, оптимальным набором управляющих воздействий в конкретной рассмотренной схемно-режимной ситуации является изменение положения РПН АТ-3 и АТ-4 220/110 кВ на ПС 500 кВ Пахра на 3 ступени в сторону увеличения номера анцапфы и включение БСК на ПС 110 кВ Бронницы, что приведет к наибольшему экономическому эффекту в виде совокупного максимального снижения потерь при максимальной экономии ресурса регуляторов.

Начальник службы режимов
филиала ПАО «Россети Московский регион»
- Южные электрические сети С.В. Савин