

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Модернизация электрических сетей напряжением 10 кВ города Белогорск Амурской области с переводом их в цифровые сети.

Исполнитель

студент группы 342-ом2

(подпись, дата)

И.А. Черченко

Руководитель

профессор, докт. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры

профессор, докт. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2025

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Черченко Ильи Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Модернизация электрических сетей напряжением 10 кВ города Белогорск Амурской области с переводом их в цифровые сети.

(утверждено приказом от 21.02.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 18.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственных и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исследование городских систем электроснабжения и перспективы модернизации; Выбор интеллектуальных и цифровых технологий для реализации цифровой сети; Модернизация конфигурации электрической сети Белогорска; Техническая проработка принятого варианта модернизации электрической сети; Оценка инвестиционной привлекательности принятого варианта модернизации электрических сетей города Белогорск.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графической части формата А1, презентация

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 22.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Заведующий кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук. Савина Наталья Викторовна,

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.02.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 134 с, 14 рисунков, 20 таблиц, 68 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ, РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, РЕКОНФИГУРАЦИЯ.

В магистерской диссертации проведена интеллектуализация электрических сетей города Белогорск.

Целью магистерской диссертации является модернизации систем электроснабжения города Белогорск в цифровые сети.

Актуальность исследования связана с необходимостью модернизации электрических сетей 10 кВ в г. Белогорск (Амурская область).

Ожидаемым результатом от написания магистерской диссертации является разработка конкурентоспособного варианта интеллектуальной электроэнергетической системы.

В рамках ВКР выполнена модернизация электрической сети 10кВ Амурской области города Белогорск. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Анализ современного состояния схемно–режимной ситуации в электрических сетях 10 кВ г.Белогорск	10
1.1 Исследование современных городских энергосистем и предпосылки внедрения интеллектуальных технологий	10
1.2 Анализ электрических сетей города Белогорск	12
1.3 Анализ электропотребления города Белогорск	20
1.4 Характеристика потребителей электрической энергии города Белогорск	25
2 Выбор интеллектуальных и цифровых технологий для реализации цифровой сети	28
2.1. Основные параметры электрических сетей	28
2.1.1 Принципы построения интеллектуальных электрических сетей	31
2.2 Характеристика интеллектуальной системы Smart Grid	35
2.3 Применение реклоузеров	38
2.4 Цифровые измерительные приборы	40
2.5 Интеллектуальные вакуумные выключатели	42
3 Модернизация конфигурации электрической сети белогорска	45
3.1 Модернизация фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш	45
3.2 Стратегии преобразования сетевой структуры 10 кВ Ф-3 ПС Амурсельмаш	56
3.3 Оптимизация трансформаторных мощностей в сети 10 кВ	59
3.4. Выбор типов ТП и их оптимальной мощности при модернизации электрической сети	61
3.5 Расчёт параметров сети в установившемся режиме после реконфигурации	64
3.6 Расчет нагрузочных характеристик сети 10 кВ	65
4 Техническая проработка принятого варианта модернизации электрических сетей	67
4.1 Выбор конструктивного исполнения ТП 10/0,4 для предложенного варианта реконфигурации Ф №3	67

4.2 Расчет токов КЗ для реконструируемого Ф №3 ПС Амурсельмаш	70
4.3 Выбор конструктивного исполнения РП-10 для инновационного варианта конфигурации сети	74
4.4. Выбор и проверка выключателей на РП	75
4.5 Выбор трансформаторов тока для РП	81
4.6 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ	90
4.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд	92
4.8 Выбор марки и сечения проводов предложенного варианта сети 10 кВ	94
4.9. Выбор реклоузеров	96
4.10 Выбор опор для ВЛЗ 10 кВ	99
4.11 Выбор и проверка заземления РП	101
4.12 Выбор молниезащиты РП	106
5 Оценка инвестиционной привлекательности принятого варианта модернизации электрических сетей города Белогорск	109
5.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 10 кВ	109
5.1.1 Расчет капитальных затрат на строительство ВЛ 10 кВ	110
5.1.2 Расчет капитальных затрат на строительство БМКТП 10/04	111
5.1.3 Расчет капитальных затрат на строительство РП	112
5.1.4 Расчет капитальных затрат на строительство	113
5.2 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек.	113
5.2.1 Расчет амортизационных отчислений	113
5.2.2. Расчет капитальных затрат на потери электроэнергии	115
5.2.3 Расчет прочих капитальных затрат	120
5.3. Расчет надежности реконструируемого участка сети 10 кВ.	120
5.4 Оценка чистого дисконтированного дохода	124
Заключение	128
Библиографический список	131
Приложение А	137

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БМКРП – блочно-модульная комплектная РП;

БМКТП – блочно-модульная КТП;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция сетевая;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Ф №3 – фидер №3.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях стремительного прогресса энергетической сферы ключевое значение приобретает интеграция интеллектуальных решений в электросетевую инфраструктуру. Сегодня энергетика ориентирована не только на обеспечение бесперебойного функционирования, но и на совершенствование технологических процессов, автоматизацию мониторинга данных и дистанционное устранение неисправностей. Эти инновации стали возможны благодаря активному развитию концепции Smart Grid («умные сети»), являющейся основным вектором трансформации электроэнергетики в последнее десятилетие. Фактически речь идет о формировании Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), где все участники рынка — генерация, сетевые компании и потребители — вовлечены в процессы передачи и распределения электроэнергии.

Актуальность темы исследования связана с необходимостью модернизации электрических сетей 10 кВ в г. Белогорск (Амурская область) и их переходом на цифровые технологии.

Объектом исследования - электрические сети напряжением 10 кВ города Белогорск.

Предмет исследования - цифровые технологии для перевода электрических сетей в интеллектуальные.

Цель магистерской диссертации – повышение надежности электрических сетей 10кВ путем модернизации оборудования, снижение аварийности, улучшение энергоэффективности и контроль качества электроэнергии.

Для достижения поставленной цели предусмотрено решение следующих задач:

- Комплексный анализ текущего состояния и режимов работы городской электросети;
- Разработка методологических основ цифровой трансформации распределительных сетей;

- Разработка вариантов по модернизации электрической сети;
- Проработка выбранного варианта модернизации;
- Обеспечение экономической эффективности и устойчивости работы системы.

Научная новизна заключается в применении современного оборудования и снижении технических потерь электроснабжения.

Практическая значимость заключается в увеличении надежности и снижении технических потерь электроэнергии на 29%.

Основные результаты были апробированы 2025 году на XXVI региональной научно-практической конференции “Молодежь XXI века: шаг в будущее”. Тезисы докладов были опубликованы в качестве научных статей в сборниках конференций.

Темы научных статей:

“Экономический эффект от интеллектуализации систем электроснабжения: анализ и оценка”

“Технологии для интеллектуализации систем электроснабжения: обзор и перспективы”

В магистерской диссертации в первом разделе дана экономическая и климатическая характеристики, выполнен структурный анализ электросистем, проведено исследование современных городских энергосистем.

Во втором разделе приведена характеристика применяемого инновационного оборудования.

В третьем разделе разработаны варианты развития электрической сети и выполнена их техническая проработка.

В четвертом разделе была проведена техническая проработка выбранного варианта.

В пятом разделе произведен расчёт капитальных вложений, а также сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

Реализация ВКР позволит создать современную интеллектуальную энергосистему, соответствующую мировым стандартам.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система Windows 10, Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2019-2021г, Microsoft Office Excel 2013г, Mathcad 14.0.

Графическая часть выполнена на двух листах формата А1

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 10КВ Г.БЕЛОГОРСК

1.1 Исследование современных городских энергосистем и предпосылки внедрения интеллектуальных технологий

Белогорск расположен в зоне резко континентального климата с муссонными влияниями. Зимы здесь исключительно холодные и продолжительные, длящиеся с ноября по март. Январские температуры в среднем составляют -24°C , но регулярно опускаются до -35°C , а абсолютный минимум зафиксирован на отметке -45°C . При этом снежный покров незначительный, что усиливает ощущение мороза.

Летний период, хотя и короткий (с июня по август), отличается теплой, а иногда жаркой погодой. Средние июльские температуры держатся около $+20^{\circ}\text{C}$, но в периоды муссонных вторжений воздух может прогреваться до $+35^{\circ}\text{C}$. Летом выпадает основная часть годовых осадков – до 70% от нормы, часто в виде интенсивных ливней.

Весна и осень выражены слабо, отличаются резкими перепадами температур.

Белогорск – важный транспортный и промышленный узел Амурской области. Через город проходит Транссибирская магистраль и федеральная трасса "Амур", что делает его ключевым логистическим центром. Основные отрасли экономики:

Машиностроение представлено предприятиями по ремонту железнодорожной техники, что связано с ключевым положением города на Транссибирской магистрали.

Пищевая промышленность включает крупный мясокомбинат, молочный завод и предприятия по переработке зерна.

Развито производство строительных материалов, в том числе кирпича и железобетонных конструкций.

В соответствии с ключевыми положениями Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года и с учетом Стратегии модернизации электросетевого комплекса, развитие электроэнергетики направлено на поэтапное внедрение цифровых и интеллектуальных решений, обеспечивающих значительное повышение общей энергоэффективности, экономической результативности и экологической устойчивости национальной энергетической системы. Основа формирующейся концептуальной модели электроснабжения городов строится на положениях, касающихся усовершенствования сетевой инфраструктуры и интенсификации использования распределенной генерации, как направлений, имеющих наибольший потенциал для создания высокотехнологичной, адаптивной и автономной энергосистемы нового поколения.

Среди приоритетов, на которых базируется развитие электрических сетей, особое значение придается достижению высокой степени управляемости и эффективности функционирования, способствующих существенному повышению надежности поставок электроэнергии конечным потребителям. Так, стратегической целью обозначено увеличение коэффициента надежности электроснабжения с нынешнего уровня 0,9960 до интервала 0,9990–0,9997, что предполагает практически полное исключение внеплановых сбоев в электропитании.

Среди первоочередных мероприятий в направлении повышения надежности электроснабжения и технологической независимости энергетической системы необходимо выделить модернизацию систем оперативно-диспетчерского управления с применением цифровых технологий, создание цифровых каналов взаимодействия с потребителями для повышения уровня обслуживания.

Совершенствование расчетной базы и методологии определения регулируемых тарифов на услуги по передаче энергии будет направлено на обеспечение экономической обоснованности, предсказуемости и устойчивости тарифной политики. Обновление модели функционирования

системообразующих территориальных сетевых организаций предполагает внедрение новых показателей эффективности и управляемости, что должно способствовать повышению уровня надежности и качества электроснабжения. Техническая модернизация сетевого комплекса будет включать широкомасштабное внедрение технологий постоянного тока и управляемых систем передачи переменного тока, что обеспечит рост пропускной способности сетей, снижение технических потерь и улучшение качества электроснабжения.

Важным элементом цифровой трансформации отрасли станет разработка и внедрение отраслевых стандартов информационного моделирования и архитектуры информационно-технологических платформ, обеспечивающих сквозную совместимость цифровых решений и унификацию обмена данными в рамках интеллектуальной энергетики. В этой связи запланировано внедрение системы мотивации, направленной на поощрение территориальных сетевых компаний к обеспечению нормативных условий электроснабжения потребителей. Это включает расширение использования интеллектуальных систем учета, оснащенных дистанционным управлением и аналитическими функциями, а также внедрение распределенных механизмов управления сетями для достижения высоких показателей энергоэффективности.

Эффективность реализации поставленных задач будет отслеживаться с использованием системы целевых индикаторов. Значительный прогресс ожидается в части цифровизации учета: доля приборов, соответствующих требованиям интеллектуальных систем учета и подключенных к ним, должна достигнуть не менее 70% к 2036 году и не менее 95% к 2050 году. Еще одним важным показателем станет снижение потерь в электрических сетях с текущих 10,1% в 2023 году до уровня, не превышающего 8,8% к 2036 году и 7,3% к 2050 году.

1.2 Анализ электрических сетей города Белогорск

Для обеспечения высокоэффективного преобразования городской электросети 10 кВ в рамках реализации концепции цифровизации на платформе

Smart Grid необходимо произвести предварительный структурный анализ существующей электрической сети города Белогорск Амурской области. Поскольку в качестве предмета научного исследования выбрана модернизация сетей среднего класса напряжения с переводом их в цифровой формат, обоснование выбора конкретного участка для внедрения пилотного варианта возможно исключительно на основе глубокого и системного анализа структурной организации сети. Такой анализ позволяет выявить участки, обладающие повышенной уязвимостью, определить звенья с наибольшей нагрузкой или пониженной надежностью, а также установить конфигурации, не соответствующие современным требованиям к цифровой электросети.

Цель структурного анализа заключается в идентификации ключевых факторов, ограничивающих надёжность и устойчивость электрической сети. На сетях напряжением 35–10 кВ, имеющих выраженную иерархическую структуру, пространственные и функциональные связи зачастую представляют собой сложную конфигурацию, недостаточно наглядную при визуализации в полном объёме. Учитывая это, возникает необходимость фрагментации схемы на логические группы, что позволяет обеспечить её более подробное рассмотрение. Такой подход строится на базовом принципе: группировка элементов сети на основании наличия общего источника питания, что, в свою очередь, обеспечивает структурную ясность и аналитическую точность при рассмотрении узлов и ветвей электросети.

Комплексное графическое представление электрической сети города Белогорска с выделением всех элементов сети 10 кВ дано в изобразительной части магистерской диссертации. Однако для осуществления полноценного структурного анализа требуется детализированное рассмотрение архитектуры сети, обслуживаемой каждой отдельной подстанцией 35/10 кВ. Такой локализованный подход позволяет более чётко определить конкретные зоны с повышенной степенью технического износа, потенциальными рисками аварийности или недостаточной адаптацией к условиям внедрения цифровых

технологий. Подобный метод разукрупнения существенно повышает достоверность и репрезентативность результатов анализа.

Важно отметить, что в рамках данного анализа не рассматриваются связи напряжением 10 кВ между различными подстанциями 35/10 кВ, так как они не представляют первоочередного интереса с точки зрения локализации проблемных участков и формирования первичного фрагмента цифровой сети. Вместо этого акцент делается на глубинное исследование внутренних структурных связей каждой подстанции и прилегающей к ней сети, что позволяет объективно оценить потенциал для цифровой трансформации и выработать обоснованные рекомендации по выбору пилотного объекта модернизации.

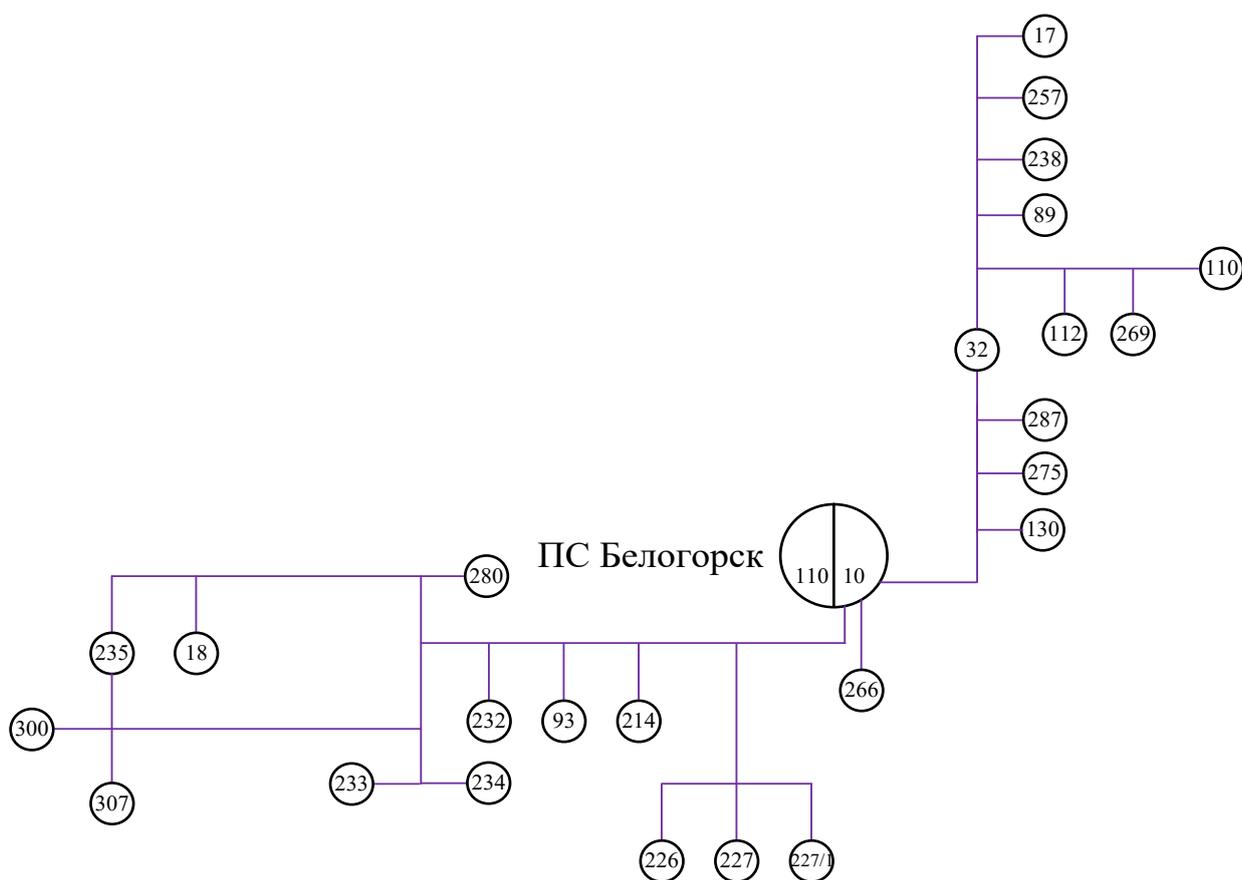


Рисунок 1 – Структурная схема ТП от ПС Белогорск

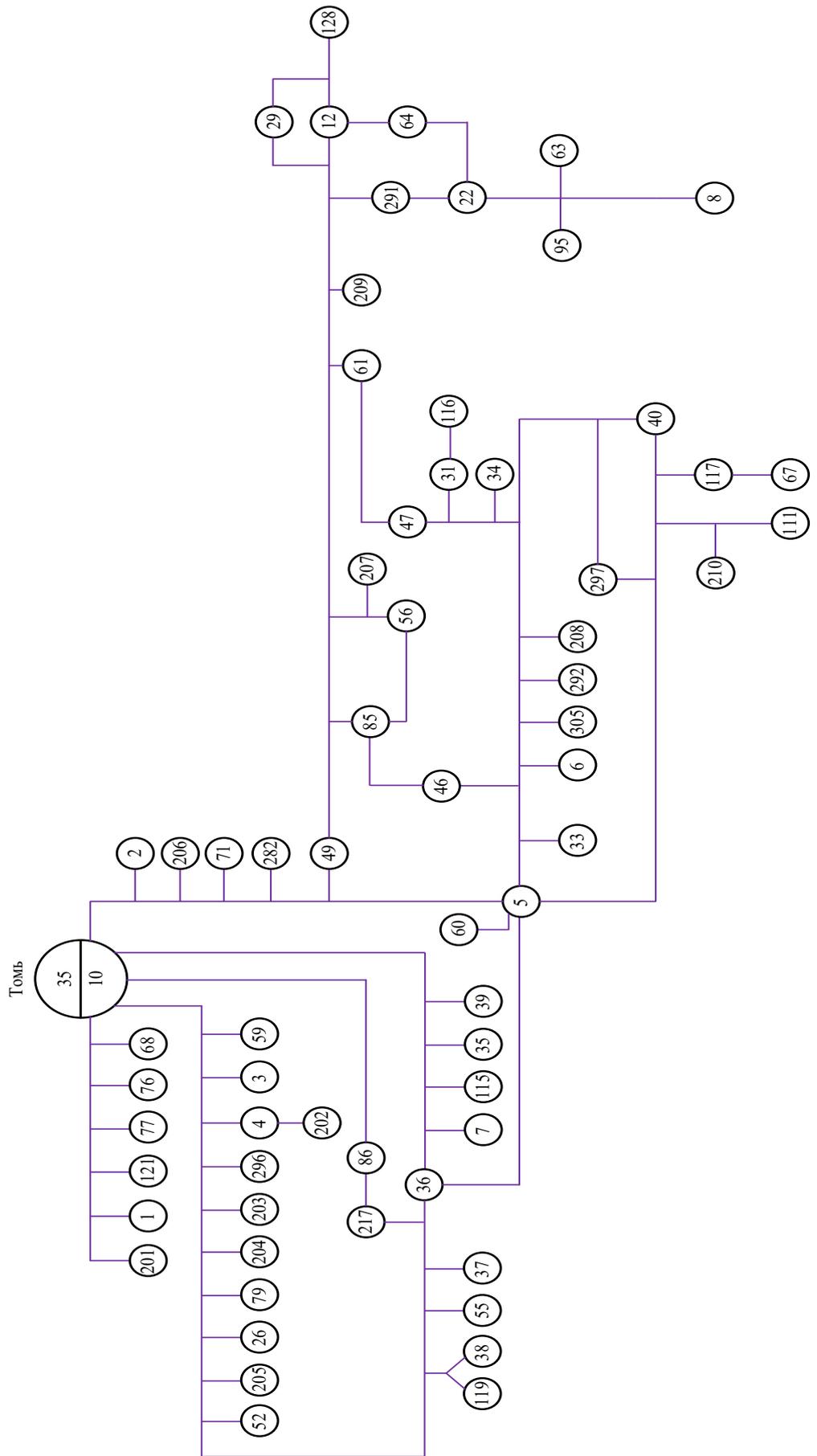


Рисунок 2 – Структурная схема ТП от ПС 35/10 Томь

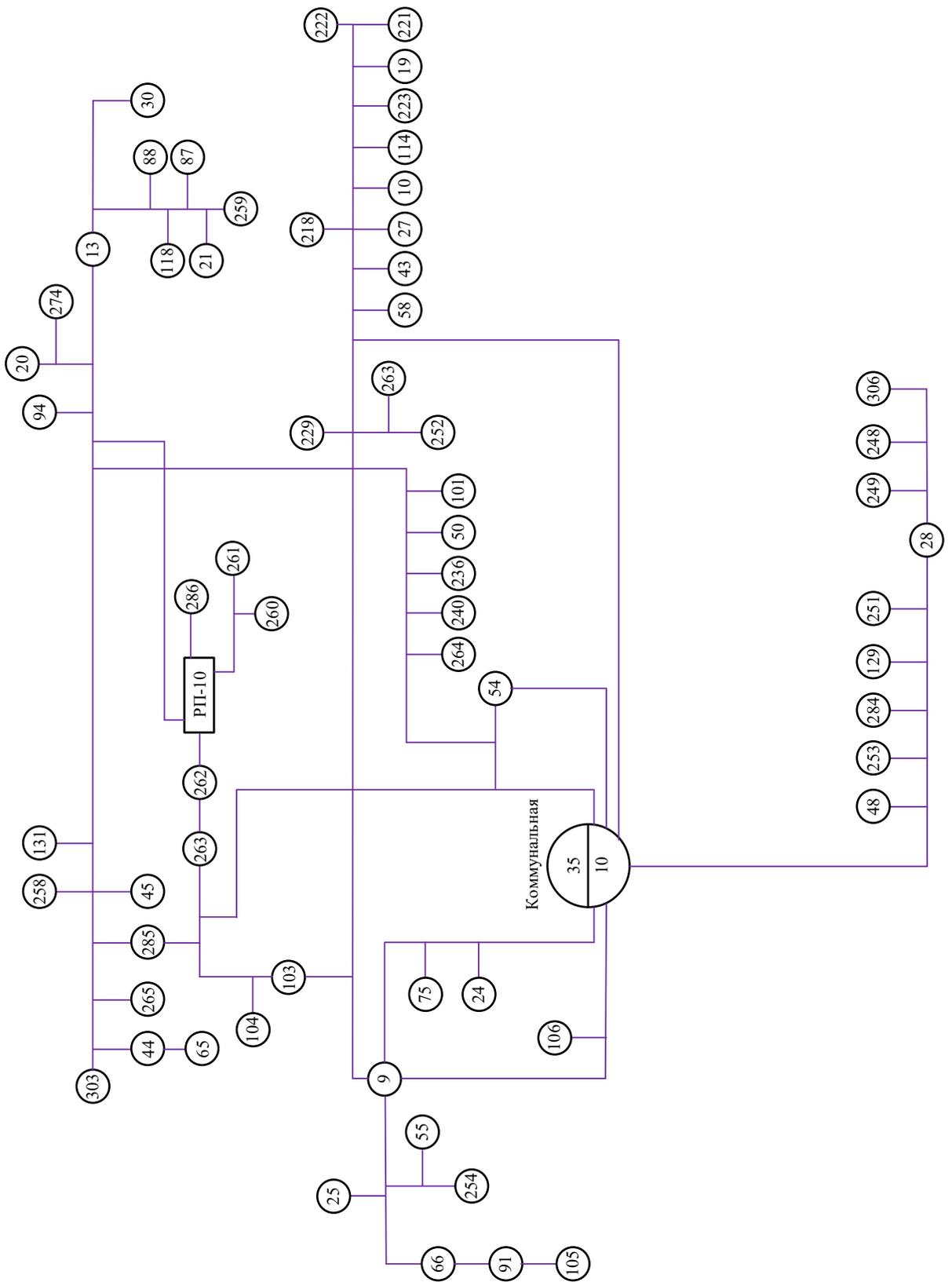


Рисунок 3 – Структурная схема ТП от ПС 35/10 Коммунальная

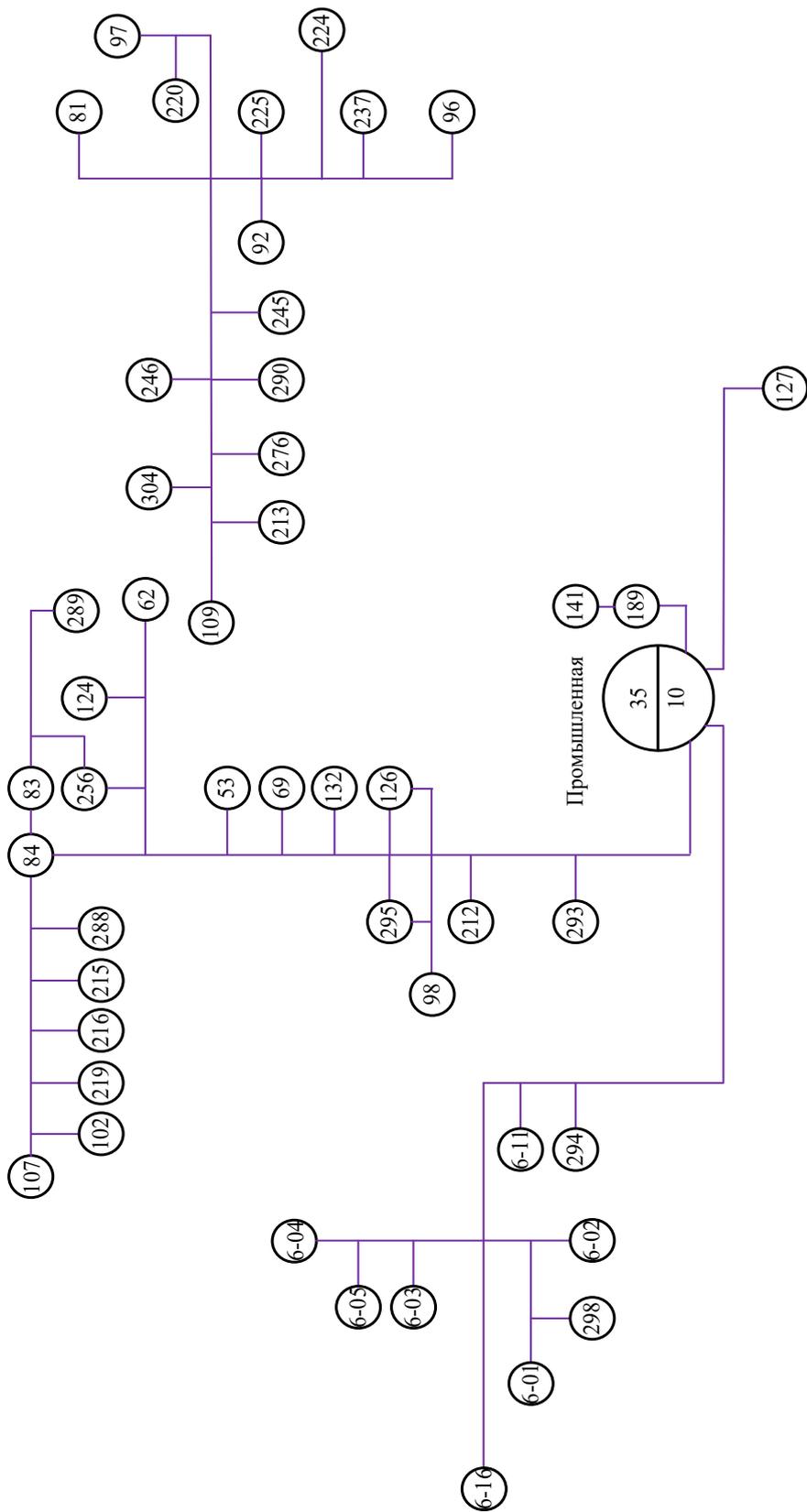


Рисунок 4 – Структурная схема ТП от ПС 35/10 Промышленная

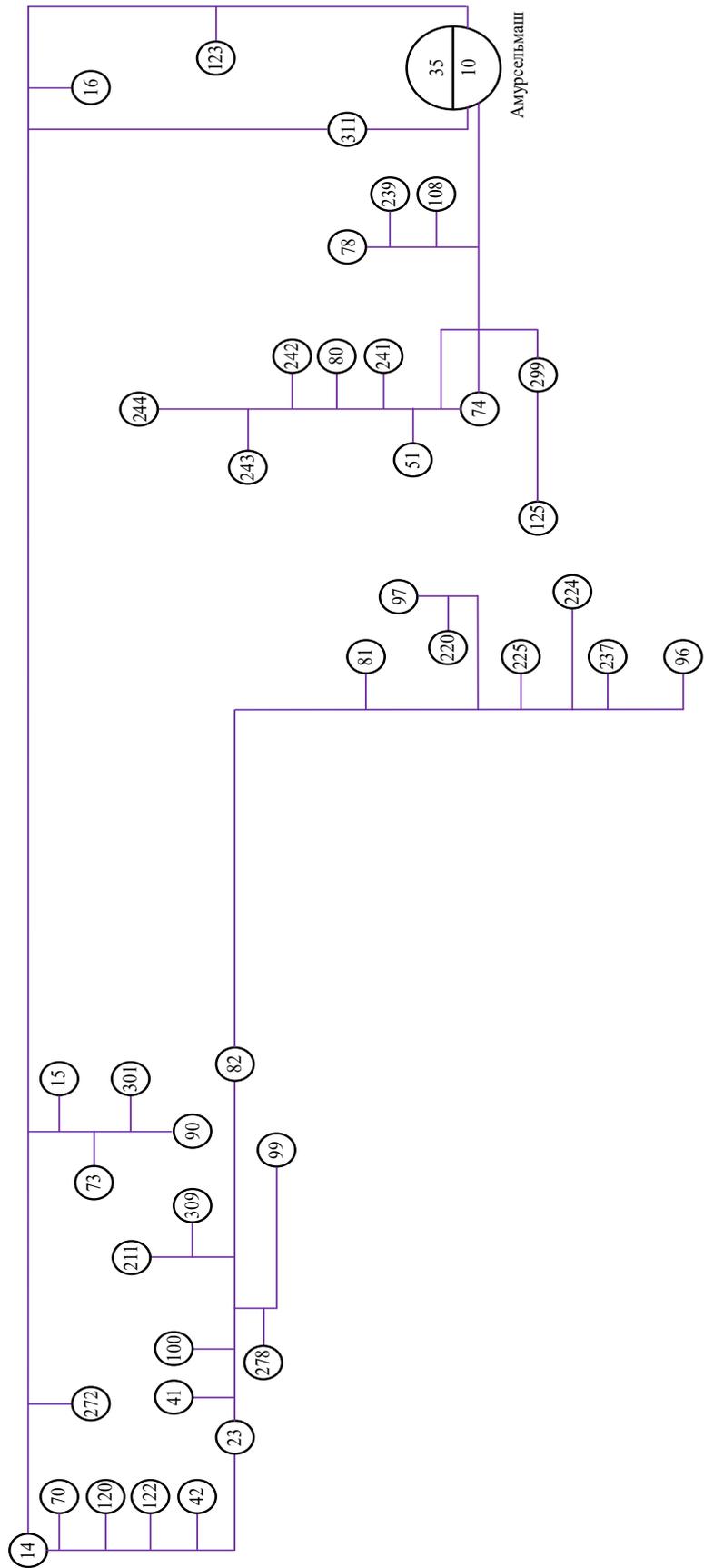


Рисунок 5 – Структурная схема ТП от ПС 35/10 Амурсельмаш

В структуре существующей электрической сети города Белогорск преобладают воздушные линии с неоднородными характеристиками, что оказывает прямое влияние на стабильность и качество работы сети. В подавляющем большинстве случаев одна и та же линия состоит из нескольких участков, выполненных проводами с различными сечениями, что приводит к неравномерному распределению электрических нагрузок, увеличению сопротивления отдельных фрагментов цепи и, как следствие, к ухудшению параметров напряжения в конечных точках потребления.

Характерной особенностью сети является широкое распространение кольцевых схем электроснабжения, в рамках которых к одному контуру присоединяется до двадцати трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Однако данная практика вступает в противоречие с действующими нормативными предписаниями, которые ограничивают количество питаемых трансформаторных пунктов до семи на одну кольцевую линию. Существенное превышение рекомендованных показателей приводит к перегрузке линий, усложняет оперативное управление и затрудняет реализацию защитных мероприятий при возникновении аварийных ситуаций.

Негативным фактором, значительно влияющим на качество поставки электроэнергии, является чрезмерная протяжённость воздушных линий, особенно в периферийных зонах. Увеличение длины приводит к значительным потерям напряжения по трассе, что в условиях отсутствия компенсационных устройств существенно снижает эффективность электроснабжения потребителей и приводит к отклонениям напряжения от допустимых значений.

Кроме того, значительное число трансформаторных подстанций функционирует в тупиковой конфигурации, при которой они подключены исключительно к одной питающей линии без возможности оперативного переключения на резервный источник. Такая структура кардинально снижает надёжность электроснабжения, так как при повреждении линии вся нагрузка на участке остаётся обесточенной вплоть до устранения аварии. В совокупности с высокой степенью физического износа оборудования трансформаторных

пунктов, многие из которых эксплуатируются более нормативного срока службы, это формирует устойчивую тенденцию к аварийности и нестабильности работы сети в целом.

Совокупность вышеуказанных технических и эксплуатационных проблем свидетельствует о системно низком уровне надёжности электроснабжения города Белогорск, что требует срочных мероприятий по комплексной модернизации, включая переход к цифровым технологиям управления и автоматизации.

1.3 Анализ электропотребления города Белогорск

Для осуществления качественного перехода действующей электроэнергетической системы города Белогорск на технологическую платформу Smart Grid, предполагающую внедрение интеллектуального оборудования и цифровых систем управления, необходимо провести всесторонний и точный анализ текущей режимной ситуации в сети напряжением 10 кВ. Такой анализ является неотъемлемой частью этапа подготовки к реконструкции и направлен на выявление участков с наибольшим уровнем эксплуатационных проблем, прежде всего в части потерь электроэнергии и отклонений режимных параметров от допустимых норм.

Первостепенной задачей в рамках данной работы выступает обоснованный выбор отдельного сегмента существующей сети, где планируется реализовать пилотный вариант по интеллектуализации электроснабжения. Выбранный участок должен отличаться высокой степенью технической и экономической значимости, а также наглядно демонстрировать необходимость реконструкции. Реализация пилотной цифровой подсистемы на его базе позволит получить достоверные данные о реальных результатах модернизации и служить моделью для последующего масштабирования решений на всю систему 10 кВ в пределах города.

Ключевым ориентиром в процессе модернизации является обеспечение существенного снижения величины технических потерь, являющихся наиболее

чувствительным показателем эффективности работы электросетей. Для этого требуется не просто зафиксировать абсолютное значение потерь, но и проанализировать динамику их изменения, выявить корреляцию с сезонными нагрузками и особенностями топологии сети, а также установить причины неравномерного распределения режимных нагрузок между фидерами.

В качестве основного инструментария для проведения анализа были использованы следующие источники и методы: актуальная схема нормального зимнего режима, разработанная АО «ДРСК» филиалом «Амурские электрические сети» на 2024–2025 годы, контрольные измерения режимных параметров на трансформаторных подстанциях в условиях зимнего максимума нагрузки, результаты расчётов удельных и суммарных технических потерь в распределительной сети 10 кВ, выполненные с использованием специализированного программного обеспечения «РТП-3», а также сводные данные по всем фидерам 10 кВ, охватывающим инфраструктуру города Белогорск.

Таблица 1 – Фидера 10 кВ города Белогорск

Наименование ПС 35/10	№ фидера	Отпуск в сеть	Потери МВт*ч
1	2	3	4
ПС 1 Амурсельмаш	Ф-3	26 752,461	5496,241
ПС 1 Амурсельмаш	Ф-22	13 089,097	1235,898
ПС 1 Амурсельмаш	Ф-31	1 826,714	51,113
ПС 2 Белогорская	Ф-4	763,889	2,076
ПС 2 Белогорская	Ф-6	5 582,505	134,995
ПС 2 Белогорская	Ф-14	7 215,714	617,980
ПС 9 Коммунальная	Ф-3	6 130,120	779,778
ПС 9 Коммунальная	Ф-7	20 046,337	5766,513
ПС 9 Коммунальная	Ф-8	16 894,951	1553,722
ПС 9 Коммунальная	Ф-17	1 034,456	645,131
ПС 9 Коммунальная	Ф-18	2 193,039	57,052
ПС 16 Промышленная	Ф-7	13 079,121	646,537
ПС 16 Промышленная	Ф-10	18 456,186	2643,921

1	2	3	4
ПС 16 Промышленная	Ф-20	670,011	0,417
ПС 16 Промышленная	Ф-31	1 421,208	66,824
ПС 18 "Томь"	Ф-9	1,020	0,000
ПС 18 "Томь"	Ф-11	22 126,176	1825,722
ПС 18 "Томь"	Ф-16	6,050	0,000
ПС 18 "Томь"	Ф-18	3 509,677	70,716
ПС 18 "Томь"	Ф-20	9 111,632	1250,548
ПС 18 "Томь"	Ф-26	7 179,059	470,717
ПС 18 "Томь"	Ф-28	3 987,985	554,348

Таким образом, принятие решения о выделении конкретного участка под пилотную реконструкцию должно быть строго обосновано результатами детального анализа, охватывающего как технические, так и эксплуатационные аспекты. Полученные данные обеспечивают необходимую основу для формирования технического задания на проектирование, а также позволяют выработать методические подходы к тиражированию решений на остальные элементы распределительной сети города в целях комплексной модернизации.

Как видно из данной таблицы, в системе электроснабжения есть фидера потери в которых слишком большие, и выделяются на фоне остальных. Необходимо выбрать фидер 10 кВ для дальнейшей работы над ним. Другие линии будут модернизированы по такому же принципу.

Ниже приведена таблица выбора фидера для примера, считая его тестовым вариантом магистерской диссертации.

Таблица 2 – Сравнение характеристик фидеров 10 кВ

№ П/П	Наименование ПС	№ Фидера 10кВ	Длина линии, км	Количество ТП, шт	Потери кВт/год	Структура сети
1	Коммунальная 35/10	3	2,5	3	779,778	Кольцо с ф-7 Коммунальная
2	Коммунальная 35/10	7	3,8	12	5766,513	Кольцо с ф-3 Коммунальная
3	Коммунальная 35/10	8	8,3	19	1553,722	Кольцо с отпайками
4	Амурсельмаш 35/10	3	9,8	20	5496,241	Разомкнутая, одноцепная (магистраль с отпайками)
5	Амурсельмаш 35/10	22	13,3	22	1235,898	Кольцо с ПС Коммунальная

ПС Амурсельмаш Ф №3 выбрана для дальнейших расчетов и интеллектуализации, так как по совокупности показателей потерь и загрузки трансформаторов она демонстрирует наилучшие результаты.

На основе контрольных замеров с ТП 10/0,4 кВ ПС Амурсельмаш Ф №3, предоставленных филиалом «Амурские ЭС» АО «ДРСК», будет составлена таблица коэффициентов загрузки трансформаторов.

Таблица 3 – Коэффициенты загрузки на ТП 10/0,4 ф №3 ПС Амурсельмаш

№ П/П	ПС 35/10 Питающая ТП	№ ТП	Мощность трансформатора, кВА	К _{загр}
1	2	3	4	5
1	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	15	400	0,32
2	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	73	400	0,51

1	2	3	4	5
3	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	90	400	0,51
4	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	16	630	0,39
5	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	272	250	0,89
6	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	14	400	0,77
7	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	30	400	0,9
8	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	88	400	0,49
9	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	274	160	0,91
10	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	261	400	0,74
11	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	259	250	0,77
12	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	21	400	0,86
13	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	87	250	0,81
14	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	13	400	0,3
15	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	94	400	0,45
16	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	118	250	0,45
17	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	263	250	0,2
18	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	262	250	0,76
19	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	260	400	0,5
20	ПС 35/10 кВ Амурсельмаш Ф-3	20	400	0,58

Из таблицы видно, что коэффициент загрузки трансформаторов в сети в большинстве случаев не оптимален: обнаружено 4 перегруженных и 10 недогруженных трансформаторных подстанций, то есть являются слабыми связями, что снижает уровень надежности. Рекомендуется рассмотреть возможность усиления данных связей с помощью перестановки трансформаторов или замены существующих трансформаторов на аппараты, соответствующие требуемой мощности и обеспечивающие оптимальную

загрузку. Такой подход повысит эффективность работы сети и продлит срок службы оборудования.

1.4 Характеристика потребителей электрической энергии города Белогорск

Структура электропотребления населённого пункта оказывает определяющее влияние на проектирование и развитие системы распределительных сетей. В контексте подготовки к переходу на цифровую платформу электроснабжения особое значение приобретает анализ характеристик потребителей, поскольку типовая нагрузка, плотность размещения объектов и режимы потребления непосредственно определяют целесообразность выбора той или иной схемы сети, а также влияют на расчётные потери электрической энергии. В случае города Белогорск такая характеристика потребителей носит выражено дифференцированный характер, что требует комплексного и локализованного подхода к решениям.

К числу основных категорий потребителей электрической энергии в Белогорске относятся объекты коммунально-бытового сектора, производственные предприятия различной мощности, а также системы наружного освещения. Коммунально-бытовая группа включает в себя жилые здания как многоквартирного, так и индивидуального типа, административные учреждения, образовательные и культурно-досуговые объекты, медицинские учреждения, организации торговли, общественного питания, а также предприятия, оказывающие услуги бытового обслуживания населению. Эти потребители характеризуются преимущественно равномерной нагрузкой в течение суток с пиками в утренние и вечерние часы и высокой степенью территориального распределения.

В центральной части Белогорска, которая получает питание от подстанции 35/10 кВ Коммунальная, наблюдается преобладание коммунально-бытовых потребителей. Здесь расположены крупные торговые объекты, образовательные учреждения, детские сады и плотная жилая застройка. Производственные

мощности в данном районе отсутствуют, что делает режим нагрузки здесь сравнительно однородным, однако усложняет топологию распределительной сети из-за необходимости охвата значительной площади.

В районе Амурсельмаш, обслуживаемом подстанцией 35/10 кВ с одноимённым названием, аналогичным образом доминирует коммунально-бытовой тип нагрузки. Однако в отличие от центральной части, здесь преобладает частная малоэтажная застройка, что влечёт за собой особенности конфигурации питающих линий, обусловленные меньшей плотностью потребителей на единицу площади и увеличенной протяжённостью линий. Также на территории размещены детские учреждения, парки, отдельные административные и сервисные объекты.

В то же время подстанции 35/10 кВ Томь и Промышленная обеспечивают преимущественно производственных объектов. В зону их ответственности входят такие предприятия, как масложировой комбинат «Амурский», завод железобетонных изделий, шиноремонтный и кирпичный заводы. Также сюда подключены производственные площадки ООО «Строительная Компания Мост-Восток», осуществляющей не только строительную деятельность, но и добычу минеральных строительных материалов. В числе прочих потребителей данного сектора — мясокомбинат, фабрики по производству макаронной и кондитерской продукции, заводы молочной и колбасной переработки. Концентрация таких объектов на ограниченной территории позволяет использовать более короткие питающие линии, обладающие увеличенным сечением и малым числом коммутационных аппаратов, что в совокупности обеспечивает низкий уровень потерь.

Проведённый анализ демонстрирует явную корреляцию между типом потребителя и величиной технических потерь в распределительной сети. Так, коммунально-бытовые нагрузки, характеризующиеся значительным географическим распространением, обуславливают применение удлинённых линий различного сечения, что увеличивает суммарные активные потери и требует повышенного числа коммутационных элементов. В противоположность

этому, промышленные потребители, сосредоточенные в промышленной зоне города, подключаются к коротким, усиленным по сечению линиям, при минимальной коммутуируемости, что позволяет снизить потери до минимального уровня. Эти выводы должны быть учтены при выборе приоритетных участков сети для модернизации и в процессе проектирования цифровой архитектуры электроснабжения.

Исследование текущего состояния схемно-режимных параметров электросетей Белогорска показало наличие специфических характеристик, свойственных данной энергосистеме. В условиях увеличения спроса на бесперебойное энергоснабжение, особенно с учетом тенденций к цифровизации энергетики, модернизация городских сетей с переходом на цифровые технологии представляется своевременной и обоснованной.

Использование передовых технических решений позволит не только усовершенствовать систему дистанционного контроля и управления оборудованием, но и повысит устойчивость работы сети, гарантируя потребителям стабильное электроснабжение.

Реализация цифровых методов при создании распределительного пункта поможет снизить потенциальные риски, увеличить функционал используемого оборудования. В результате это приведет к созданию более эффективной системы энергоснабжения, отвечающей современным требованиям надежности и качества.

2 ВЫБОР ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ СЕТИ

2.1. Основные параметры электрических сетей

Система городского электроснабжения представляет собой многоуровневую инженерную структуру, включающую в себя совокупность источников энергии и разветвлённую сеть электропередачи, обеспечивающую подачу электроэнергии конечным потребителям. Такая структура охватывает питающие, распределительные и электроснабжающие сети, функционирующие в рамках определённых классов напряжения. Наиболее распространёнными для городских условий являются сети номинального напряжения 6–10 кВ, в пределах которых возможно одновременное функционирование как питающих, так и распределительных элементов. Это позволяет обеспечивать гибкость схем электроснабжения, адаптированных под изменяющиеся условия городской нагрузки.

Распределительные сети 6–10 кВ, как правило, реализуются по петлевой топологии, что обеспечивает возможность резервирования при сохранении нормального режима разомкнутого кольца. Напряжение 0,4 кВ подаётся на конечного потребителя по схемам, зависящим от характера потребления. В частности, для промышленных, коммунальных и бытовых потребителей возможна реализация обособленных трансформаторных подстанций, не связанных с общей распределительной системой. При этом в целях повышения надёжности электроснабжения трансформаторные пункты могут быть оснащены автоматическими системами переключения на резервный источник при отказе основного канала питания.

Сети среднего напряжения подразделяются на питающие и распределительные в зависимости от выполняемых функций. Питающая сеть охватывает распределительные пункты мощностью от 3 до 10 МВА, а также распределительные трансформаторные подстанции, предназначенные для энергоснабжения значимых объектов инфраструктуры – крупных

промышленных и коммунальных предприятий. Основной задачей распределительных сетей является обеспечение высокой степени надёжности и устойчивости режима работы, что достигается внедрением резервных каналов питания, автоматизированных систем управления и средствами контроля параметров электроснабжения.

Применение схем глубоких вводов особенно актуально в условиях высокой плотности нагрузки и ограниченной протяжённости действия сетей напряжением 10–35 кВ. Эти решения обеспечивают приемлемую надёжность при сравнительно низкой стоимости, не уступая в эффективности централизованному электроснабжению и подходя для широкого круга потребителей. В исторических центрах и густонаселённых районах городов целесообразно использование сетей промежуточного уровня напряжения – 35 кВ, с организацией городских подстанций типа 35/10 кВ. Такие подстанции могут быть оборудованы распределительными устройствами различного исполнения: от мостиковых до секционированных систем шин. При этом сети 35 кВ, как правило, дублируются для обеспечения отказоустойчивости. Установленная мощность подобных подстанций может достигать 30–40 МВА, что определяется масштабами городского образования и характеристиками потребления.

Современные сети 6–10 кВ характеризуются высоким уровнем автоматизации, позволяющим повысить качество и устойчивость электроснабжения. Тем не менее, в процессе анализа технического состояния городских электросетевых комплексов выявляется ряд серьёзных проблем, оказывающих негативное влияние на надёжность энергоснабжения и требующих стратегического переосмысления при разработке концепции интеллектуального электроснабжения. В первую очередь, это износ кабельных линий, достигающий в отдельных мегаполисах 70–75 %, сопровождающийся необходимостью регулярных ремонтов в течение календарного года. Нередки случаи перегрузки линий даже в штатном режиме, что связано с избыточной нагрузкой и изношенностью сетевой инфраструктуры. Кроме того, техническое старение

изоляция и коррозионные процессы в металлической оболочке кабельных трасс приводят к дополнительным рискам возникновения аварийных ситуаций.

Серьёзную озабоченность вызывает высокая доля трансформаторных подстанций (до 80 %), находящихся в состоянии, не позволяющем подключать новых потребителей из-за дефицита мощности и устаревания оборудования. Проблемой остаётся дефицит земельных участков, пригодных для размещения новых энергетических объектов, особенно в условиях плотной городской застройки. Ещё одним негативным фактором является недостаточная адаптивность существующих сетей к динамике городской нагрузки: режим их функционирования остаётся оптимальным лишь в ограниченные периоды, что свидетельствует о необходимости кардинального переосмысления архитектуры электроснабжения.

Формирование интеллектуальной городской энергосистемы требует опоры на ряд принципиальных решений, направленных на создание устойчивой, надёжной и адаптивной инфраструктуры. В первую очередь, это увеличение связности сетей путём перехода к ячеистым (сложнозамкнутым) конфигурациям, обеспечивающим резервирование и маршрутизацию потоков энергии. Расширение генерирующих мощностей с одновременным развитием распределённой генерации позволяет приблизить источники энергии к потребителю и повысить адаптивность электроснабжения. Особое внимание уделяется разукрупнению трансформаторных подстанций, что даёт возможность повысить гибкость управления сетями и реализовать отказоустойчивую архитектуру.

Снижение количества ступеней трансформации способствует росту общей энергетической эффективности, а минимизация габаритов энергетических объектов – рациональному использованию городского пространства. Простота и доступность подключения новых потребителей является неотъемлемым критерием интеллектуальной сети, обеспечивающим рост цифровой и энергетической инклюзии. К числу технологических решений, необходимых для реализации интеллектуального электроснабжения, относится предельное

приближение подстанций к зонам максимального потребления, что требует плотной интеграции энергетических объектов в городскую среду.

Перевод действующих сетей с 6 кВ на 10 кВ, а в ряде случаев и на 20 кВ в условиях мегаполисов, должен сопровождаться использованием существующего оборудования, подлежащего адаптации к новым условиям эксплуатации. Все вновь строящиеся подстанции предполагается реализовывать исключительно в закрытом исполнении, с использованием компактного и экологически безопасного элегазового оборудования. Для рационального использования пространства и повышения уровня защищённости, трансформаторные узлы могут размещаться в подземных и полуподземных помещениях. Повсеместное внедрение цифровых подстанций обеспечит высокую степень автоматизации и точности в управлении, а также возможность интеграции с интеллектуальными системами учета и анализа. Упрощение архитектуры распределительных сетей в этом контексте рассматривается как способ повышения устойчивости, управляемости и эффективности городской электроснабжающей инфраструктуры.

2.1.1 Принципы построения интеллектуальных электрических сетей

При построении схем интеллектуальных систем электроснабжения городов сохраняется базовая архитектура, сложившаяся в рамках традиционного централизованного энергоснабжения. При этом в основу проектных решений положены принципы технической адаптации к современным требованиям эффективности, экологической безопасности и управляемости. Центральными элементами городской энергетики по-прежнему выступают тепловые электростанции (ТЭЦ), доля которых в общей структуре генерации остаётся доминирующей. Их количество определяется расчётной максимальной нагрузкой конкретного населённого пункта. Для крупных городов обосновано наличие не менее трёх ТЭЦ, каждая из которых покрывает порядка 10–15% пиковой нагрузки, что способствует обеспечению надёжности и сбалансированности системы. Требования к современным электростанциям включают использование оборудования с высокой энергетической

эффективностью, пониженным уровнем эмиссии загрязняющих веществ и уменьшенными габаритами, что позволяет интегрировать генерацию в плотную городскую застройку.

Дополнительным направлением развития является активное вовлечение малой распределённой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии, мини- и микро-ТЭЦ, газотурбинных установок. Их размещение в структуре системы осуществляется преимущественно в пределах сетей напряжением от 0,4 до 10 (в отдельных случаях до 20) кВ. Выбор точек подключения таких источников базируется на принципах оптимизации с учётом минимизации потерь при передаче энергии, локализации нагрузки и доступности существующих сетевых мощностей.

Городская система электроснабжения подразделяется на два уровня: магистральные сети высокого напряжения в диапазоне от 35 до 500 кВ и распределительно-питающие сети, охватывающие диапазон от 0,4 до 20 кВ. В процессе внедрения интеллектуальных решений сохраняется данное деление, однако напряжения 6 кВ и 35 кВ рассматриваются как устаревшие и подлежащие поэтапному исключению в целях повышения технико-экономической эффективности. Переход на более высокие уровни напряжения позволяет снизить потери, сократить количество трансформаций и упростить архитектуру распределительных сетей.

Инфраструктура электроснабжения должна формироваться по замкнутой или сложнзамкнутой схеме, особенно в условиях мегаполисов, что обеспечивает высокий уровень надёжности и резервирования. Напряжения в таких системах варьируются от 110 до 500 кВ. Оптимизация структуры предполагает минимизацию числа ступеней трансформации с целью снижения энергетических потерь и сокращения затрат на обслуживание. Количество контуров замкнутой сети и питающих подстанций определяется плотностью застройки и численностью населения. В типовом случае на один контур приходится не менее трёх-четырёх высоковольтных подстанций, каждая из

которых покрывает до 25% пиковой нагрузки, размещаясь в пригородной зоне для равномерного распределения потоков мощности.

Передача электроэнергии от генерации к распределительной сети и крупным потребителям реализуется посредством глубоких кабельных вводов, которые позволяют отказаться от промежуточных питающих уровней. Это упрощает структуру сети, исключает избыточные трансформационные ступени и повышает эффективность городской энергетической инфраструктуры.

Проектирование подстанций предполагает исключительно закрытое исполнение с поэтапным переходом на цифровые технологии. Такая конструкция обеспечивает безопасность, компактность и возможность интеграции с интеллектуальными системами управления. Электроснабжение общественно значимых объектов, таких как коммунально-бытовые учреждения, системы водоснабжения и водоотведения, тяговые подстанции, а также промышленные предприятия организуется исходя из их мощности и специфики размещения. В тех случаях, когда невозможна прокладка подземных высоковольтных кабелей, применяется воздушное исполнение линий электропередачи, реализуемое по магистральной, кольцевой или радиальной схеме, с установкой коммутационного оборудования и использованием модульных подстанционных решений.

Наиболее предпочтительным напряжением для городских распределительных сетей является 10 кВ, однако при ряде условий целесообразен переход на 20 кВ. Это оправдано в следующих случаях: когда стоимость оборудования на 20 кВ не превышает 120–130% стоимости аналогов на 10 кВ; когда подача энергии осуществляется от источников с номинальным напряжением 20 кВ; при нагрузках высокой плотности (более 30–40 МВт/км²); а также при необходимости комплексного обеспечения электричеством малых населённых пунктов и аграрных регионов с использованием трансформаторных подстанций напряжением 110/220/20 кВ. Выбор схемы, конфигурации и уровня напряжения в каждом конкретном случае базируется на технико-экономических

расчётах, особенностях локальной топологии сети и характеристиках потребительского спроса.

Отличительной особенностью распределительных сетей в интеллектуальной системе электроснабжения является их ячеистая, сложноразветвленная структура, рассчитанная на обеспечение требуемых потоков мощности как в стандартных условиях эксплуатации, так и в послеаварийных режимах. Для предотвращения возникновения чрезмерных транзитных нагрузок в сети применяется локальное регулирование уровней напряжения в узловых точках и автоматическое перестроение топологии сети. Это обеспечивает устойчивость режимов, оптимизирует маршруты электропередачи и снижает вероятность возникновения перегрузок. Введение интеллектуального регулирования и автоматизации в распределительной части сети создаёт условия для гибкого управления потоками энергии, реализации функций самовосстановления и построения электрической сети, устойчивой к внешним и внутренним воздействиям.

Структурная схема интеллектуальной электрической сети малого города приведена на рисунке 1

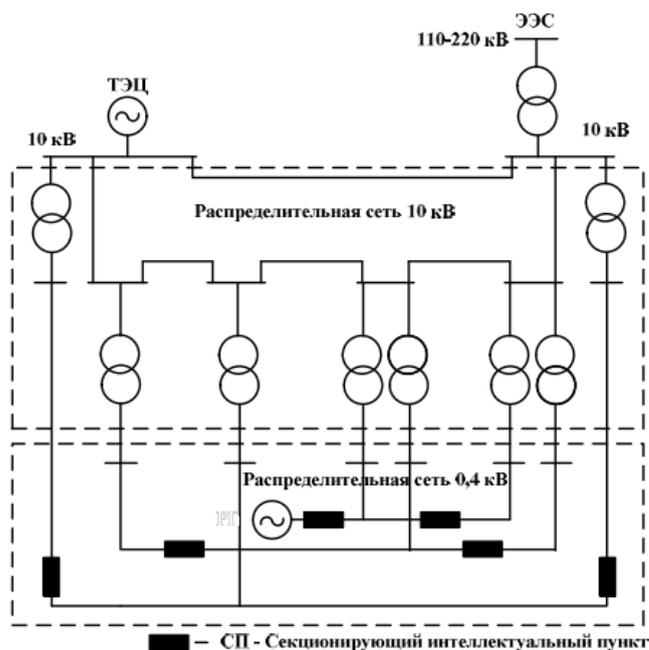


Рисунок 1 – Структурная схема модернизации электрической сети малого города (РГ – распределенная генерация)

- Суть принципа интеллектуализации включает четыре основных этапа;
- Разработка схемных решений, создающих основу для работы сети;
 - Внедрение передовых технологий и современного оборудования;
 - Организация автоматизации и обеспечение управления сетью, ее параметрами и структурой;
 - Внедрение системы умного учета для точного контроля потребления.

Цель магистерской диссертации заключается в поэтапной реализации всех этих ступеней модернизации выбранного участка сети, что позволит повысить её эффективность, надежность и управляемость.

Современные электрические сети сталкиваются с растущими требованиями к надежности, эффективности, устойчивости и экологичности. Интеллектуализация или переход к концепции Smart Grid, является ключевым направлением развития, позволяющим решить эти задачи за счет внедрения передовых технологий, цифровизации и автоматизации.

Интеллектуализация систем электроснабжения является необходимым условием для обеспечения надежного, эффективного и устойчивого энергоснабжения. Внедрение передовых технологий, таких как цифровые подстанции, интеллектуальные приборы учета, системы управления распределительными сетями и искусственный интеллект, позволит создать интеллектуальные, способные адаптироваться к изменяющимся условиям и удовлетворять растущие потребности общества в электроэнергии.

2.2 Характеристика интеллектуальной системы Smart Grid

Современные энергетические системы стоят на пороге масштабной цифровой трансформации, вызванной необходимостью повышения эффективности, надежности и устойчивости электроснабжения. Внедрение интеллектуальных и цифровых технологий в распределительные сети становится ключевым фактором для создания адаптивной и умной энергетической инфраструктуры. Однако успешная реализация цифровой сети требует тщательного выбора технологических решений, которые должны

соответствовать как текущим потребностям энергосистемы, так и перспективам ее развития.

Сегодня существует широкий спектр цифровых технологий – от интеллектуальных систем мониторинга и управления до платформ анализа больших данных и искусственного интеллекта. Каждая из них обладает своими преимуществами и ограничениями, а их внедрение должно быть обосновано технико-экономическими расчетами и учетом специфики конкретной энергосети.

Правильный выбор технологий позволяет не только оптимизировать эксплуатационные расходы, но и обеспечить масштабируемость решений для будущих задач, таких как интеграция распределенной генерации и систем накопления энергии.

Таким образом, определение оптимального набора интеллектуальных и цифровых технологий для модернизации распределительных сетей является сложной, но крайне важной задачей. Ее решение требует комплексного подхода, учитывающего как современные тенденции цифровизации энергетики, так и практические аспекты реализации проектов Smart Grid. В данном контексте особую актуальность приобретает анализ существующих технологий, оценка их применимости и разработка стратегии поэтапного внедрения в действующие энергосистемы.

Согласно принципам Smart Grid, ключевая задача электроэнергетической системы состоит в устранении нехватки электроэнергии, значительном увеличении стабильности и качества энергоснабжения, а также в снижении негативного воздействия на окружающую среду. Кроме того, такая система способствует внедрению передовых технологий, выпуску наукоемкой продукции и формированию сообщества осознанных потребителей, активно участвующих в энергопотреблении.

Сравнительная характеристика функциональных свойств классической электрической сети и сети, реализуемой по концепции Smart Grid приведена в таблице 4 [13]

Таблица 4 – Сравнительная характеристика функциональных свойств

Классическая электрическая сеть	Электрическая сеть на базе концепции Smart Grid
Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
Централизованная генерация	Распределенная генерация
Преимущественно радиальная топология	Преимущественно замкнутая топология ячеистой структуры
Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
Работа оборудования до отказа	Самомониторинг и самодиагностика, продлевающие срок службы оборудования
Ручное восстановление питания	Автоматическое восстановление питания
Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий
Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение сети
Диагностика оборудования по месту	Удаленный мониторинг оборудования
Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене на электроэнергию для потребителя	Цена электроэнергии, поступающая потребителю, в реальном времени

Из таблицы видно, что Электрическая сеть на базе концепции Smart Grid по всем параметрам превосходит классическую электрическую сеть.

Основу цифровой сети составляют интеллектуальные коммутационные аппараты. Вакуумные и элегазовые выключатели нового поколения оснащаются микропроцессорными блоками управления, что позволяет не только оперативно отключать аварийные участки, но и анализировать параметры сети. Особое место занимают реклоузеры - устройства, способные автоматически определять место повреждения и восстанавливать питание, минимизируя время простоя потребителей.

2.3 Применение реклоузеров

Воздушные распределительные сети 6(10) кВ считаются самым уязвимым элементом электрической сети, поскольку они завершают цепочку передачи электроэнергии к конечным потребителям. Именно на этом участке происходит около 70% всех аварийных отключений. Для повышения надежности таких сетей применяется секционирование линий с помощью коммутационных устройств, таких как разъединители, управляемые разъединители и пункты секционирования.

Реклоузер – это коммутационное оборудование, выполняющее роль автоматического пункта секционирования воздушных (воздушнокабельных) линий электропередачи трехфазного переменного тока номинальным напряжением 6...10 кВ с любым режимом работы нейтрали. [12]

Методы управления электросетями делятся на централизованные (местные и дистанционные) и децентрализованные. При централизованном подходе работа секционного оборудования зависит от решений диспетчера, что делает систему менее автономной.

Функциональные возможности современных реклоузеров включают реализацию целого комплекса защитных и автоматизированных функций: направленную и ненаправленную защиту от межфазных коротких замыканий и замыканий на землю, чувствительную направленную и ненаправленную защиту от однофазных замыканий на землю, а также автоматическое повторное включение (АПВ) и измерение параметров тока и напряжения.

Ручное местное управление до сих пор широко используется в воздушных ЛЭП. В этом случае для изоляции поврежденного участка применяются линейные разъединители или пункты секционирования на базе КРУН, а резервирование осуществляется вручную. При аварии срабатывает защита на фидере, обесточивая всю линию. Для восстановления питания оперативная бригада вручную переключает разъединители, постепенно определяя место повреждения и подключая неповрежденные участки. Такой метод требует значительных временных и трудовых затрат, а также снижает общую надежность электроснабжения.

Автоматизированное управление аварийными ситуациями в электросетях реализуется через децентрализованный принцип работы секционирующих устройств. В этом случае каждый интеллектуальный аппарат функционирует автономно, без необходимости внешнего управления. Современные устройства самостоятельно отслеживают параметры сети, оперативно выявляют место повреждения и автоматически восстанавливают питание на исправных участках.

Главное достоинство такой системы - полное исключение влияния человеческого фактора. Все процессы, включая отключение аварийного участка при коротком замыкании и восстановление электроснабжения, выполняются автоматически. Благодаря этому время перерыва в подаче электроэнергии сокращается до минимальных значений, измеряемых секундами, что существенно уменьшает возможные негативные последствия для потребителей.

Для успешного внедрения автоматизированной системы секционирования требуется специальное оборудование, отвечающее строгим техническим требованиям. Наиболее совершенным решением в этой области являются вакуумные реклоузеры. Эти устройства сочетают в себе три ключевых компонента: вакуумный выключатель для коммутации цепей, встроенные измерительные системы для контроля токов и напряжений, а также микропроцессорный блок управления, обеспечивающий интеллектуальные алгоритмы защиты и автоматики. Такая конструкция позволяет эффективно

решать задачи автоматического управления сетями без участия оперативного персонала.

Реклоузер выполняет: оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация); автоматическое отключение поврежденного участка; автоматическое повторное включение линии (АПВ); автоматическое выделение поврежденного участка; автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети (АВР); автоматический сбор, обработку и передачу информации о параметрах режимов работы сети и состоянии собственных элементов. На протяжении всего срока службы реклоузер не обслуживается [12].

Развитие микропроцессорных технологий и систем автоматизации позволило создать компактные и надежные реклоузеры, способные работать в различных климатических условиях. Современные модели сочетают вакуумные дугогасительные камеры с интеллектуальными системами управления, что обеспечивает их высокую коммутационную способность и точность срабатывания.

Применение реклоузеров в данной работе предназначено для секционирования сети, это позволяет не только снизить аварийность, но и повысить устойчивость энергосистемы в целом, что особенно актуально в условиях возрастающих нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения.

2.4 Цифровые измерительные приборы

Современные энергосистемы все активнее переходят на цифровые технологии, где ключевую роль играют интеллектуальные измерительные приборы DMTME. Эти устройства обеспечивают высокоточный мониторинг, учет электроэнергии и интеграцию в системы управления, что делает их незаменимыми компонентами Smart Grid.

Указанная модель цифрового мультиметра предназначена для измерений в сетях трёхфазного переменного тока с линейным напряжением 230/400 В.

Прибор работает в режиме действующих значений TRMS и обеспечивает получение обширного спектра параметров, включая текущее значение напряжения и тока, активной, реактивной и полной мощности, частоты, коэффициента мощности и $\cos \varphi$, а также предоставляет доступ к данным о средних и максимальных значениях этих величин.

Цифровые измерительные приборы нового поколения обладают рядом важных преимуществ по сравнению с традиционными аналогами. Прежде всего, они обеспечивают исключительную точность измерений, что особенно важно для коммерческого учета и систем защиты. Благодаря цифровым интерфейсам, эти устройства легко интегрируются в автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Еще одно важное достоинство — компактность и безопасность. В отличие от традиционных трансформаторов, которые могут содержать масло или элегаз, цифровые решения часто используют оптические или электронные технологии, что снижает риски утечек и повышает экологичность. Кроме того, такие приборы поддерживают встроенную диагностику, позволяя отслеживать состояние оборудования в режиме реального времени.

Цифровые трансформаторы тока и напряжения (DCT/DVT) — это основа цифровых подстанций. Среди них особенно выделяются оптические трансформаторы тока. Они обеспечивают высочайшую точность и не подвержены влиянию электромагнитных помех.

Обеспечивающая высокую точность, надежность и интеграцию в интеллектуальные сети. Их применение позволяет не только улучшить контроль за электроэнергией, но и повысить устойчивость всей энергосистемы. Цифровые технологии открывают новые возможности для развития Smart Grid.

Благодаря интеграции с искусственным интеллектом и системами прогнозной аналитики, цифровые измерительные приборы могут не только фиксировать текущее состояние сети, но и предсказывать возможные аномалии, помогая предотвращать аварии.

При подборе цифровых измерительных приборов важно учитывать несколько ключевых факторов:

- Класс точности (0,2S для коммерческого учета, 0,5 для технического);
- Совместимость со стандартами цифровых подстанций (IEC 61850-9-2);
- Функциональность (наличие встроенной диагностики, поддержка Smart Grid).
- Цифровые измерительные приборы (DMTME) — это неотъемлемая часть современных энергосистем

2.5 Интеллектуальные вакуумные выключатели

Современные энергосистемы переживают этап цифровой трансформации, где особое место занимают интеллектуальные вакуумные выключатели. Эти устройства кардинально отличаются от традиционных аппаратов благодаря уникальному сочетанию проверенной вакуумной технологии и передовых цифровых решений.

Интеллектуальные вакуумные выключатели представляют собой высокотехнологичные устройства, сочетающие традиционную надежность вакуумных технологий с передовыми цифровыми решениями. Эти аппараты стали неотъемлемой частью цифровых подстанций и интеллектуальных сетей Smart Grid.

Одно из главных преимуществ таких выключателей — способность к самодиагностике. Они могут предупреждать операторов о потенциальных проблемах задолго до возникновения аварийной ситуации. Например, анализируя динамику изменения сопротивления контактов, система может спрогнозировать момент, когда потребуется техническое обслуживание.

На фоне традиционных решений интеллектуальные вакуумные выключатели демонстрируют принципиально иной уровень эксплуатационных характеристик.

Вакуумная камера обеспечивает мгновенное гашение дуги (за 8-10 мс) при отключении, что в 2-3 раза быстрее, чем у масляных аналогов. В отличие от

элегазовых выключателей, здесь полностью исключены проблемы с утечкой газа или необходимостью его регенерации. Конструкция без горючих жидкостей и вредных веществ делает их безопасными для экологии.

Интеграция в цифровые энергосистемы происходит через поддержку современных стандартов связи, в частности IEC 61850. Это позволяет выключателям не просто получать команды от диспетчерского пункта, но и активно участвовать в управлении режимами работы сети, обмениваясь данными с другими интеллектуальными устройствами.

Эти устройства изначально рассчитаны на работу в цифровых сетях будущего. Их программное обеспечение поддерживает удаленное обновление, а архитектура позволяет добавлять новые функции без замены оборудования.

Эти качества в распределительных сетях среднего напряжения (6-35 кВ), где требования к надежности и быстродействию особенно высоки. На промышленных предприятиях интеллектуальные выключатели помогают минимизировать простои оборудования, а в сетях с возобновляемыми источниками энергии обеспечивать стабильность работы при колебаниях генерации.

Современные электрические сети активно развиваются в направлении интеллектуализации, что особенно ярко проявляется во внедрении технологий Smart Grid. Ключевыми элементами таких систем являются реклоузеры, цифровые измерительные приборы и интеллектуальные вакуумные выключатели, которые обеспечивают автоматизацию, повышение надежности и эффективности энергоснабжения.

Реклоузеры позволяют минимизировать время восстановления питания после аварий, снижая зависимость от человеческого фактора. Цифровые измерительные устройства (DMTME) обеспечивают высокоточный мониторинг и интеграцию в системы управления, а интеллектуальные вакуумные выключатели сочетают надежность коммутации с возможностями самодиагностики и удаленного управления.

Внедрение этих технологий способствует созданию адаптивных, устойчивых и экологичных энергосистем, отвечающих растущим требованиям современного общества. Дальнейшее развитие интеллектуальных сетей открывает новые перспективы для повышения качества и бесперебойности электроснабжения.

3 МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ БЕЛОГОРСКА

Из анализа фидеров в разделе 1 ПС видно, что самым проблемным является фидер №3 ПС Амурсельмаш. На данном фидере необходимо снижение потерь электроэнергии. Решение проблемы, имеющейся с фидером №3, представлены в подразделе 3.1.

Для решения данной проблемы произведем реконфигурацию с помощью реклоузеров.

3.1 Модернизация фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш

Процесс реконфигурации электрической сети представляет собой одну из ключевых стратегий повышения её функциональности и надёжности в условиях цифровизации. В рамках данной работы разработано гибкое техническое решение, направленное на поэтапную реконфигурацию фидера № 3, отходящего от подстанции 35/10 кВ Амурсельмаш. Этот участок выбран в качестве пилотного варианта, что обусловлено его характерной нагрузкой, текущими эксплуатационными проблемами и потенциалом для перехода к интеллектуальной модели управления.

Суть реконфигурации заключается в целенаправленном изменении схемных связей между отдельными элементами распределительной сети с целью оптимизации её режимов работы и адаптации к изменяющимся условиям эксплуатации. Процедура может выполняться как в ручном режиме, с участием диспетчерского персонала, так и автоматически, на основе алгоритмов цифрового управления. Ключевой концептуальный принцип реконфигурации заключается в динамическом преобразовании топологии сети, что обеспечивает повышение устойчивости, сокращение времени восстановления после отказов и снижение объёмов технических потерь.

Прежде чем приступить к непосредственному этапу реконфигурации, необходимо провести комплексную модернизацию инфраструктуры,

включающую внедрение инновационного интеллектуального оборудования. В частности, на фидере предусмотрено использование вакуумных выключателей напряжением 10 кВ, обладающих возможностью дистанционного управления через автоматизированное рабочее место (АРМ). Эти аппараты обеспечивают быстрое отключение и включение участков линии при авариях или плановых переключениях, а также интеграцию в систему цифрового управления.

Дополнительно предусмотрена установка современных реклоузеров — устройств, способных автоматически восстанавливать питание после кратковременных отключений, что критически важно для повышения надёжности электроснабжения. Также в составе технических мероприятий планируется внедрение автоматизированных устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах, позволяющих стабилизировать параметры напряжения в условиях переменной нагрузки. Завершает перечень внедряемых решений система интеллектуального учёта электроэнергии, обеспечивающая точный контроль за потреблением и возможностью оперативного анализа отклонений.

Таким образом, конфигурация фидера № 3 от подстанции «Амурсельмаш» преследует цели повышения надёжности электроснабжения, повышения уровня автоматизации процессов управления и улучшения качества поставляемой электроэнергии. Подготовленная электрическая схема модернизированного фидера с указанием ключевых подстанций, коммутационных аппаратов и точек внедрения интеллектуальных устройств представлена в графической части работы (рисунок 7), служа основой для дальнейшей реализации по цифровой трансформации сети 10 кВ города Белогорск.



Рисунок 7 – Схема фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш

Данная структура имеет не резервируемую разомкнутую сеть и обладает низким уровнем надежности, поэтому необходимо предложить варианты реконфигурации фидера 10 кВ.

ТП 10/0.4 подключенные по Ф №3 ПС Амурсельмаш находятся от нее на большом расстоянии, вследствие этого необходимо рассмотреть и сравнить два варианта подключения нагрузки, один из которых с установкой РП-10кВ, а второй – без установки РП, т.е. подключения всех ТП от ПС Амурсельмаш.

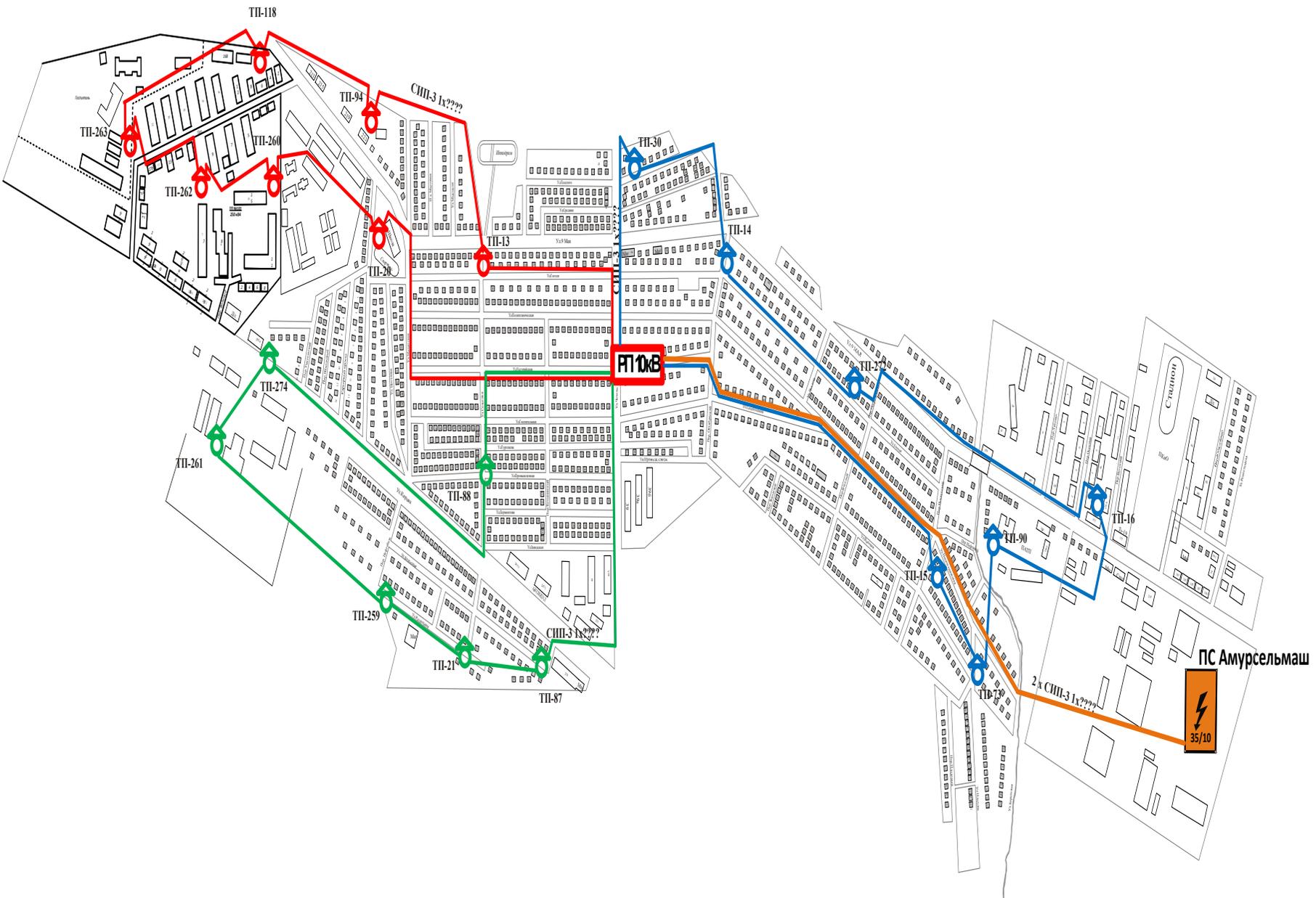


Рисунок 8 – Схема 1 варианта

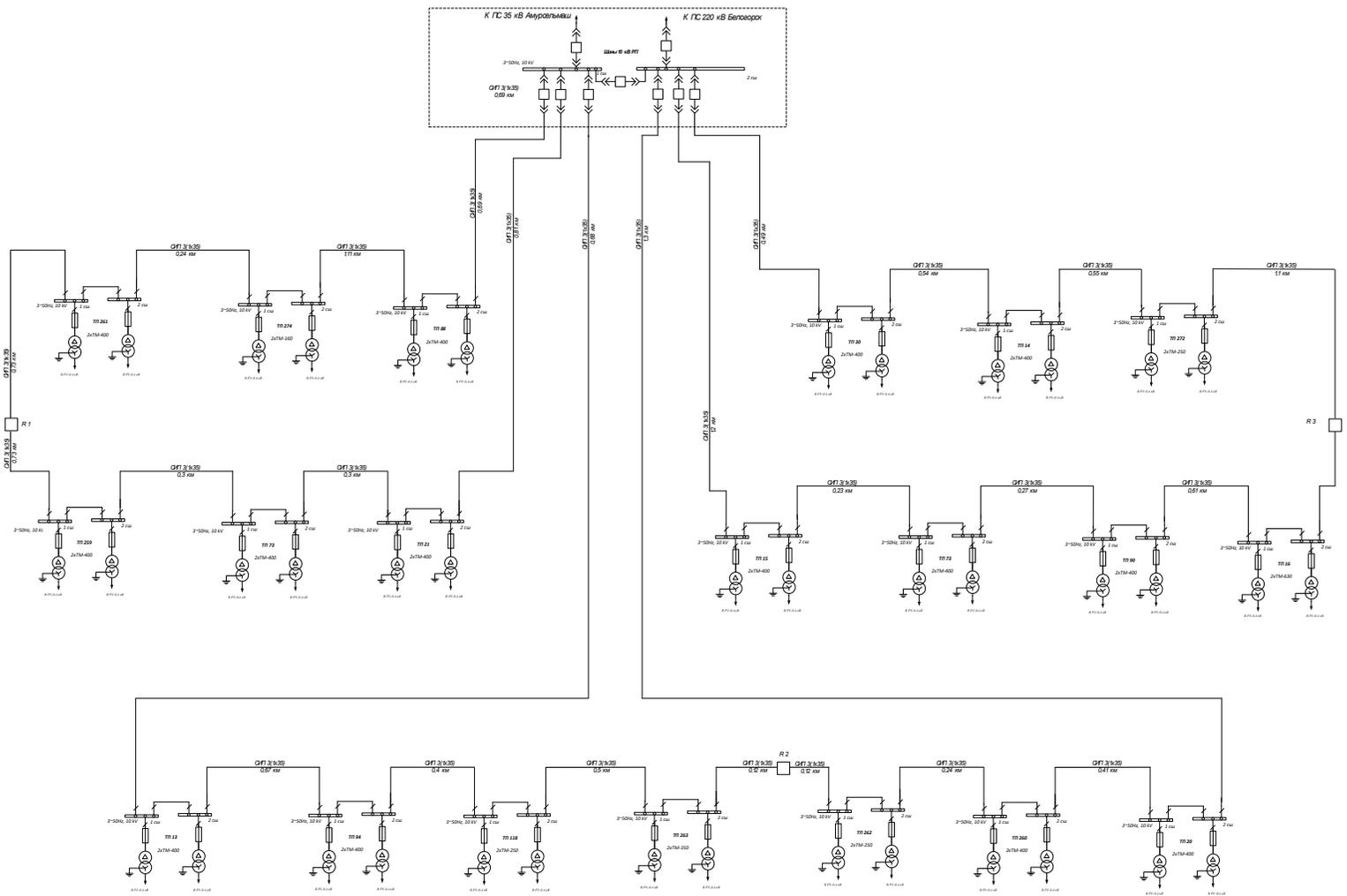


Рисунок 9 – Электрическая схема 1 варианта

Данный вариант подключения ТП имеет три петли подключенных от РП-10 кВ, с одинаковой длиной линий. РП-10 кВ подключен от ПС 35/10 Амурсельмаш двухцепной линией.

Второй вариант подключения ТП Ф №3 представлен на рисунке 10.

ТП 10/0.4 подключенные по Ф №3 ПС Амурсельмаш находятся от нее на большом расстоянии, вследствие этого необходимо рассмотреть и сравнить два варианта подключения нагрузки, один из которых с установкой РП-10кВ, а второй– без установки РП, т.е. подключения всех ТП от ПС Амурсельмаш.

Данный вариант подключения ТП имеет три петли подключенных от РП-10 кВ, с одинаковой длиной линий. РП-10 кВ подключен от ПС 35/10 Амурсельмаш двухцепной линией.

Второй вариант подключения ТП Ф №3 представлен на рисунке 10.

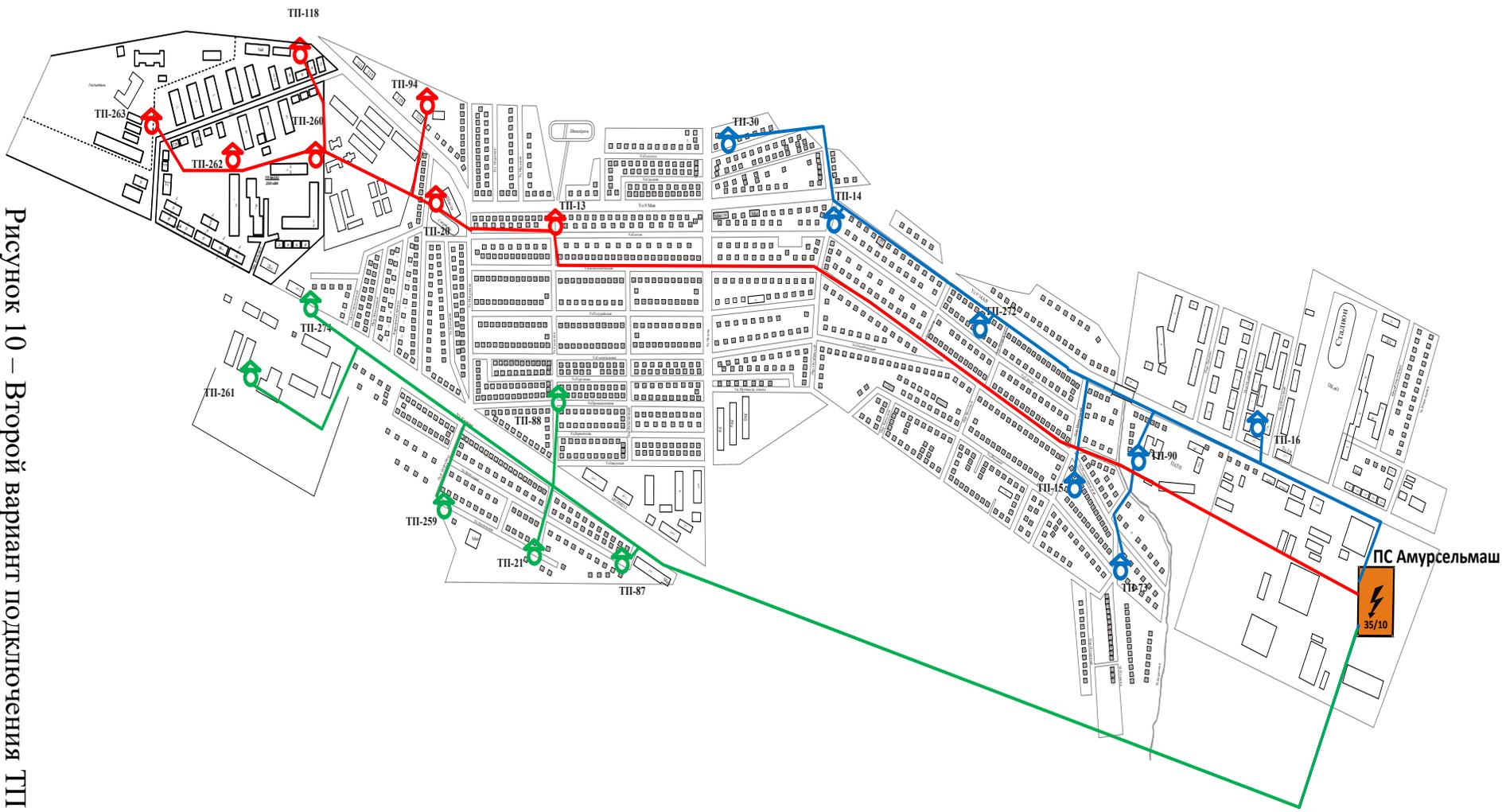


Рисунок 10 – Второй вариант подключения ТП Ф №3

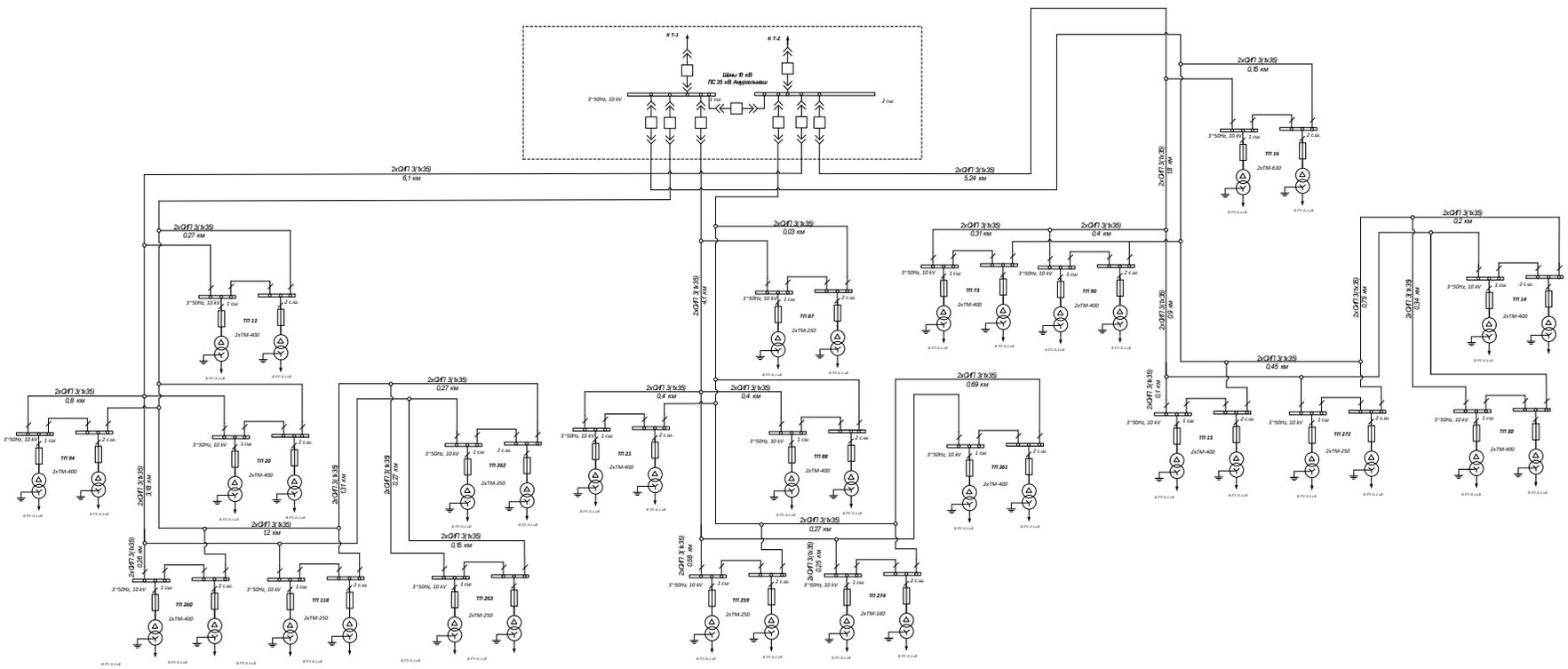


Рисунок 11 – Электрическая схема 2 варианта

Предложенная структура подключения трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ в районе Амурсельмаш города Белогорск предполагает использование трёх магистральных двухцепных воздушных линий напряжением 10 кВ, отходящих от распределительного устройства (РУ-10) подстанции 35/10 кВ «Амурсельмаш». С учётом того, что структура застройки в данной зоне представлена преимущественно малоэтажными жилыми домами частного сектора, доля которых составляет около 80 % от общего числа объектов, наиболее рациональным решением для организации электроснабжения является применение самонесущего изолированного провода типа СИП-3. Это обусловлено как его техническими характеристиками, так и экономическими преимуществами в условиях плотной жилой застройки.

Использование СИП-3 для воздушных линий напряжением 10 кВ обеспечивает ряд ключевых преимуществ по сравнению с кабельными системами аналогичного класса напряжения. Во-первых, воздушные линии на СИП-3 значительно более экономичны при строительстве: они не требуют проведения трудоёмких и дорогостоящих земляных работ, характеризуются меньшими сроками монтажа и упрощённой технологией обслуживания. Во-вторых, такие линии обладают повышенной надёжностью в условиях внешних воздействий и механических нагрузок, а также демонстрируют высокую устойчивость к атмосферным явлениям, что особенно важно при эксплуатации в условиях Дальнего Востока.

Для обоснованного выбора архитектуры электросети была проведена сравнительная оценка двух возможных вариантов реконфигурации фидера № 3. Анализ охватывал совокупность технических, экономических и эксплуатационных параметров, в том числе протяжённость линий, количество необходимых коммутационных аппаратов и схемную устойчивость.

Таблица 5 – Сравнение вариантов реконфигурации фидера 10 кВ.

Варианта	Суммарная длина линий	Количество выключателей
1 Вариант с установкой РП-10 кВ	18,6	50
2 Вариант 3 двухцепных магистрали	25,4	51

Сравнительные данные сведены в таблицу 4 и демонстрируют, что:

– Вариант 1, включающий в себя установку распределительного пункта (РП-10 кВ), характеризуется меньшей суммарной длиной воздушных линий — 18,6 км против 25,4 км во втором варианте, где предусматривается прокладка трёх двухцепных магистралей. Сокращение длины напрямую влияет на снижение капитальных вложений, затрат на обслуживание и величину технических потерь в распределительной системе.

– Количество выключателей в обоих случаях находится на сопоставимом уровне — 50 и 51 соответственно, что свидетельствует о сохранении необходимой степени управляемости и гибкости сети при любом из решений.

При этом в первом варианте реализуется кольцевая (петлевая) схема электроснабжения, обеспечивающая резервирование питания для каждой трансформаторной подстанции, что отвечает современным нормативным требованиям к надёжности распределительных сетей среднего напряжения.

Таким образом, вариант с установкой РП-10 кВ и реализацией петлевой схемы питания трансформаторных подстанций представляет собой технически обоснованное и экономически оправданное решение. Он позволяет достичь высокого уровня надёжности при оптимальных капитальных затратах и представляет собой логическую основу для внедрения дальнейших цифровых элементов в рамках программы модернизации городской сети. Реализация данного варианта станет первым этапом поэтапной интеллектуализации электросети Белогорска и может рассматриваться как образцовый, пригодный для тиражирования на другие районы города с аналогичными характеристиками нагрузки.

3.2 Стратегии преобразования сетевой структуры 10 кВ Ф-3 ПС Амурсельмаш

Реконфигурация электрической сети представляет собой процесс трансформации топологической структуры сети, направленный на адаптацию её параметров к текущим условиям эксплуатации с целью повышения общей устойчивости, технологической гибкости и отказоустойчивости. В контексте модернизации фидера 10 кВ Ф №3 ПС Амурсельмаш были проанализированы возможности изменения схемы электроснабжения на участке с кольцевой организацией, включающей три петлевых фрагмента. На каждом из указанных участков размещается до семи трансформаторных подстанций, при этом суммарная протяжённость каждого контура не превышает 5 километров.

Оценка эксплуатационно-технических и экономических характеристик рассматриваемой схемы позволила сделать вывод о нецелесообразности внедрения дополнительных поперечных воздушных линий электропередачи для расширения связей между участками. Данный вывод обусловлен рядом объективных факторов, среди которых следует особо отметить высокую стоимость строительства новых ЛЭП, значительное увеличение постоянных расходов на эксплуатацию и обслуживание, а также усложнение процедуры технического надзора за состоянием сети и проведения аварийно-восстановительных работ. Принимая во внимание ограниченное количество питаемых объектов и малую протяжённость линий в пределах кольца, принято решение отказаться от усиления топологии за счёт новых поперечных линий и сохранить существующую конфигурацию, которая, с одной стороны, соответствует нормативным требованиям к надёжности, а с другой — не приводит к неоправданному росту капитальных вложений и текущих затрат. Таким образом, действующая архитектура схемы реконфигурации сети является рациональной с точки зрения баланса между уровнем резервирования и экономической эффективностью.

Ключевым направлением модернизации электрической сети населённого пункта является интеграция интеллектуальных распределительных устройств

нового поколения — реклоузеров. Эти устройства предназначены для оперативного управления режимами работы сети и играют определяющую роль в процессе её реконфигурации. Применение реклоузеров позволяет не только повысить надёжность электроснабжения, но и реализовать принципы цифровизации управления электроэнергетическими объектами, характерные для концепции Smart Grid.

Реклоузеры, применяемые в составе системы, оснащаются электромагнитным приводом и встроенным блоком автоматического управления, который обеспечивает возможность дистанционного и автоматизированного переключения. Управление осуществляется как с автоматизированного рабочего места диспетчера, так и с использованием заранее настроенных алгоритмов, встроенных в программно-аппаратный комплекс. При необходимости проведения ремонтных или регламентных работ на отдельных участках воздушной линии напряжением 10 кВ обеспечивается изолированное отключение соответствующего фрагмента сети с обеих сторон посредством удалённого управления реклоузерами. Это исключает необходимость непосредственного вмешательства персонала на месте и позволяет минимизировать время технологических переключений.

Алгоритмы работы встроенной автоматики ориентированы на постоянный мониторинг параметров электрического тока и других характеристик сети. В случае обнаружения аномальных значений, указывающих на повреждение или неисправность, происходит мгновенное селективное отключение дефектного участка, что существенно снижает последствия аварий и обеспечивает устойчивость функционирования смежных элементов. Кроме того, в рамках плановых операций также реализуется возможность удалённого отключения линий и оборудования посредством диспетчерского центра или пульта управления. В результате достигается высокая степень автоматизации всех ключевых процессов, что способствует сокращению эксплуатационных расходов и облегчает обслуживание распределительных сетей.

Особое значение в рамках модернизации приобретает организация управления вводными выключателями на трансформаторных подстанциях типа ТП10/0,4. Эти устройства становятся функциональной частью интегрированной интеллектуальной инфраструктуры и обеспечивают выполнение задач в рамках двух базовых этапов перехода к цифровой сети: этапа формирования схемных решений, включающего автоматизацию переключений, и этапа создания механизмов дистанционного управления с центрального диспетчерского пункта. Автоматизация работы вводных выключателей даёт возможность в реальном времени изменять конфигурацию сети и оперативно реагировать на внештатные ситуации.

Анализ последствий функционирования автоматики в условиях аварийных отключений показал, что потери нагрузки в таких случаях не превышают нормативно допустимых величин. При этом отключение наиболее загруженного участка не сопровождается возникновением токов, превышающих предельные значения в соседних линиях, что свидетельствует о высокой селективности и корректности работы системы. Параметры напряжения сохраняются в пределах установленных стандартами норм, что обеспечивает стабильное электроснабжение потребителей даже в условиях частичной утраты элементов сети.

Результаты моделирования рабочих режимов в штатных и аварийных условиях представлены в разделе, посвящённом расчёту электрических режимов реконструируемой сети 10 кВ фидера №3. Технические параметры, а также обоснование выбора конкретных моделей выключателей и реклоузеров, содержатся в соответствующей главе, посвящённой выбору и проверке коммутационной аппаратуры.

В итоге, автоматизация вводных выключателей трансформаторных подстанций формирует фундамент надёжной, интеллектуально управляемой и энергетически устойчивой системы распределения электроэнергии, соответствующей требованиям современной парадигмы Smart Grid и

обеспечивающей высокую степень адаптивности к меняющимся условиям эксплуатации.

3.3 Оптимизация трансформаторных мощностей в сети 10 кВ

Так как в рассматриваемом участке города потребители 3 категории надежности, то оптимальный коэффициент загрузки однотрансформаторной ТП 10/0.4 должен лежать в пределах 0,8-0,9. При этих параметрах номинальная мощность каждого трансформатора определяется из условия:

$$S_{шт} \geq (0,8...0,9) \times S_{вн}, \quad (1)$$

где $S_{шт}$ - мощность трансформатора, кВА;

$S_{вн}$ - полная мощность на стороне ВН, кВА.

Трансформатор, выбранный по условию, обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора (0,8.. .0,9) $S_{шт}$.

Прежде чем начать выбирать трансформаторы и другие электроустановки необходимо спрогнозировать электрические нагрузки.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт:

$$P_{прог}^{max} = P_{max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (2)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0323 .

$t_{прог}$ – год на который определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Дальнейший расчет проводился с учетом прогноза.

Ниже приведем загрузки подстанций существующей сети города Белогорск.

В качестве исходных данных для выбора трансформатора используются заранее спрогнозированные показания, взятые из ведомости снятий контрольных показаний АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» СП Центральные ЭС Белогорский РЭС на 12.01.18.

Таблица 6 - загрузка ТП-10 кВ Ф-3 ПС 35/10 Амурсельмаш

№ П/П	№ Петли	№ ТП	Мощность Трансформатора, кВА	S, кВт	Загрузка ТП, %
1	1	15	400	136	0,34
2	1	73	400	220	0,55
3	1	90	400	216	0,54
4	1	16	630	264,6	0,42
5	1	272	250	235	0,94
6	1	14	400	320	0,8
7	1	30	400	380	0,95
8	2	88	400	212	0,53
9	2	274	160	153,6	0,96
10	2	261	400	312	0,78
11	2	259	250	202,5	0,81
12	2	21	400	368	0,92
13	2	87	250	210	0,84
14	3	13	400	136	0,34
15	3	94	400	200	0,5
16	3	118	250	125	0,5
17	3	263	250	57,5	0,23
18	3	262	250	205	0,82
19	3	260	400	216	0,54
20	3	20	400	240	0,6

Из результата анализа режимной ситуации трансформаторы на подстанциях необходимо заменить на трансформаторы с оптимальной загрузкой. Так как категория потребителей электрической энергии 3, то

коэффициент загрузке должен быть 0,8-0,9 Расчет будем производить по формуле (2).

Трансформаторы, подлежащие замене, представлены в таблице 7:

Таблица 7 – Трансформаторы, подлежащие замене

№ ТП	Мощность тр-ра, кВт	$S_{нагр}$	K_3	Новый трансформатор	Новый K_3
2	3	4	5	6	7
15	400	136	0,34	ТСЗ-160/10	0,85
73	400	220	0,55	ТСЗ-250/10	0,88
90	400	216	0,54	ТСЗ-250/10	0,86
16	630	264,6	0,42	ТСЗ-400/10	0,66
272	250	235	0,94	ТСЗ-400/10	0,59
30	400	380	0,95	ТСЗ-630/10	0,6
88	400	212	0,53	ТСЗ-250/10	0,85
274	160	153,6	0,96	ТСЗ-250/10	0,61
21	400	368	0,92	ТСЗ-630/10	0,59
13	400	136	0,34	ТСЗ-160/10	0,85
94	400	200	0,5	ТСЗ-250/10	0,8
118	250	125	0,5	ТСЗ-160/10	0,78
263	250	57,5	0,23	ТМГ-100/10	0,59
260	400	216	0,54	ТСЗ-250/10	0,86

3.4. Выбор типов ТП и их оптимальной мощности при модернизации электрической сети

В течение продолжительного времени, охватывающего значительный исторический период, в электрических сетях широкое распространение получили силовые трансформаторы с жидкостным (масляным) диэлектриком. Однако с развитием технологических решений в области электроэнергетического оборудования, начиная с последней трети XX века, приоритет в проектировании и эксплуатации распределительных подстанций всё

чаще отдаётся сухим трансформаторам. Эти устройства не содержат трансформаторного масла, кремнийорганических жидкостей (КОЖ) или других жидких изоляторов, что обуславливает их повышенную пожаробезопасность и экологическую чистоту, а также делает возможной их установку в непосредственной близости к объектам социальной, жилой и коммерческой инфраструктуры.

Особенности климатических условий в городе Белогорск определяют необходимость применения именно сухих трансформаторов. Резкие суточные перепады температуры, достигающие 20 °С и более, характерные для весеннего и осеннего периодов, создают условия, при которых в маслonaполненном оборудовании образуется конденсат. Это приводит к деградации диэлектрических характеристик масла, возникновению микропробоев изоляционных слоёв и, как следствие, преждевременному выходу из строя силовых трансформаторов. Масляные трансформаторы в подобных условиях требуют регулярного технического обслуживания, включающего слив конденсата, замену сорбентов (например, силикагеля), уплотнительных элементов и профилактическую протяжку соединений. Такая эксплуатационная обременённость делает их использование менее предпочтительным как с точки зрения надёжности, так и с позиций экономической эффективности.

В рамках предложенной схемы модернизации фидера №3, с учётом необходимости оптимизации загрузки трансформаторных подстанций, предполагается установка 14 сухих силовых трансформаторов марки ТСЗ-10. Эти трансформаторы представляют собой трёхфазные двухобмоточные устройства, оснащённые функцией регулирования напряжения без возбуждения (ПБВ), и предназначены для эксплуатации в составе понижающих подстанций, питающих разнообразные группы потребителей. Основные достоинства данной серии заключаются в высокой надёжности конструкции, способности к длительной непрерывной работе в штатных и форсированных режимах, а также в повышенном ресурсе эксплуатации при минимальной потребности в регламентных мероприятиях.

Сухие трансформаторы обладают целым спектром конструктивных и эксплуатационных преимуществ по сравнению с традиционными маслонаполненными аналогами. Во-первых, благодаря применению современных изоляционных материалов и технологий вакуумной пропитки, обеспечивается высокая стойкость к коммутационным и атмосферным перенапряжениям, включая ударные импульсы. Во-вторых, они демонстрируют устойчивость к кратковременным перегрузкам, а также возможность существенного увеличения номинальной мощности — до 50% — при установке системы вентиляторного охлаждения, что особенно актуально в условиях переменной нагрузки.

Кроме того, сухие трансформаторы характеризуются отсутствием частичных разрядов при стандартных режимах эксплуатации, что существенно снижает риск развития изоляционных повреждений и повышает надёжность оборудования. Их конструкция допускает широкий диапазон компоновочных решений и подключений, благодаря чему возможно их интегрирование в различные схемы электроснабжения с минимальными доработками. Ввиду отсутствия необходимости в системах контроля утечек и изоляционного масла, обслуживание оборудования фактически сводится к плановым визуальным осмотрам, что снижает эксплуатационные расходы и упрощает организацию технического надзора.

Существенным преимуществом трансформаторов серии ТСЗ является также высокая термическая стойкость обмоток, что обеспечивает надёжную работу при длительных тепловых перегрузках. Кроме того, данные трансформаторы отличаются низкими значениями потерь холостого хода и короткого замыкания, что положительно сказывается на общем энергетическом балансе системы. Высокая устойчивость к коротким замыканиям и стабильность эксплуатационных характеристик при переменных климатических и нагрузочных условиях делают их оптимальным выбором для применения в рамках модернизации распределительных сетей, особенно в сложных с точки зрения метеоусловий регионах, таких как Белогорск.

Таким образом, выбор сухих трансформаторов ТСЗ-10 в контексте предлагаемой реконфигурации фидера №3 обусловлен как технической целесообразностью, так и экономической эффективностью, обеспечивая соответствие современным требованиям надёжности, безопасности и энергоэффективности электроэнергетической инфраструктуры.

3.5 Расчёт параметров сети в установившемся режиме после реконфигурации

При выполнении работ, связанных с формированием схемы электрических сетей, первоочередное значение приобретает комплексная оценка условий эксплуатации как энергооборудования, так и конечных потребителей электрической энергии. Целью подобного анализа является определение допустимости предполагаемого режима работы при различных конфигурациях: передаче по сети заданных нагрузок, присоединении новых элементов или, наоборот, отключении функционирующих узлов. Проведение такого анализа позволяет не только обеспечить надлежащее качество поставляемой электроэнергии, но и определить параметры, необходимые для оптимизации технологических процессов генерации, транспортировки и распределения электрической энергии.

Расчет установившегося режима электросети представляет собой задачу значительной степени сложности, в первую очередь вследствие большого количества переменных и элементов, включённых в схему. По этой причине проведение вычислений осуществляется преимущественно с применением вычислительных комплексов и специализированных программных средств. В настоящем расчёты режимов были выполнены с использованием программного вычислительного комплекса «MathCad 15», что позволило обеспечить требуемую точность и корректность моделирования. В качестве исходных данных использовались результаты контрольных измерений, выполненных на ряде трансформаторных подстанций в условиях зимнего максимума нагрузки, а

также паспортные характеристики трансформаторов и воздушных линий электропередачи, включённых в состав реконструируемого фидера.

Целью проведения расчётов являлось определение основных параметров установившегося режима: токов нагрузки, уровней напряжений в характерных точках сети, потерь мощности, а также установление мест нормального размыкания в кольцевых схемах. Расчёты включали как анализ нормального режима, характеризующегося отсутствием отклонений в работе элементов сети, так и проверку устойчивости системы при возникновении послеаварийных состояний, включая отключение наиболее загруженных участков воздушных линий.

3.6 Расчет нагрузочных характеристик сети 10 кВ

Для предлагаемой схемы реконфигурации фидера 10 кВ были выполнены расчёты трёх режимов функционирования сети, соответствующих трём петлевым участкам. Каждый из вариантов был проанализирован в рамках нормального и тяжёлого послеаварийного режима. В расчётах особое внимание уделялось определению токов в головных участках, а также напряжениям и потерям мощности при различных сценариях отключений. Проведённый анализ позволяет определить надёжность схемы при возможных аварийных ситуациях и обоснованно установить точки нормального размыкания кольца для исключения перегрузок. Все вычисления выполнены в «MathCad 15» с применением действующих нормативов.

Результаты расчётов представлены в таблице 8

Таблица 8: результаты расчетов режима реконструируемого Ф №3

Линия 10 кВ	Точка потоко-раздела	Длина линии, км	Ток в 1 головном участке, А	Ток во 2 головном участке, А	Наибольший ток в аварийном режиме, А	Потеря напряжения в аварийном режиме %
1	2	3	4	5	6	7
Петля 1	ТП -16	5	61,9	42,8	104,7	5,15

1	2	3	4	5	6	7
Петля 2	ТП -261	4,2	37,2	48,6	85,9	4,87
Петля 3	ТП -263	4,4	34,9	35,3	70,32	3,62

В нормальном и в аварийном режиме уровни напряжений находятся в допустимых пределах согласно нормам качества электроэнергии.

Расчет режимов сети 10 кВ представлен в Приложении А

В результате технического анализа различных сценариев развития электрической сети был определен оптимальный вариант, обладающий наибольшей технологической и экономической целесообразностью. Это решение обеспечивает высокую надёжность, устойчивость работы сети и экономическую эффективность, что является ключевым требованием для стабильного функционирования энергосистемы. Проведённые расчёты подтвердили его преимущества с точки зрения бесперебойного энергоснабжения и снижения потенциальных эксплуатационных проблем.

На следующем этапе планируется подбор основного и резервного оборудования с учётом таких факторов, как инвестиционные затраты, сроки окупаемости и возможное влияние на качество электроснабжения конечных потребителей

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Выбор конструктивного исполнения ТП 10/0,4 для предложенного варианта реконфигурации Ф №3

При осуществлении мероприятий по реконструкции трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ в рамках модернизации схемы электроснабжения, обозначенной как вариант реконфигурации Ф №3, возникает необходимость принципиального изменения ее конструктивного исполнения. Объективная потребность в этом обусловлена моральным и техническим износом существующих подстанций мачтового, столбового, закрытого и комплектного типа, большая часть которых была введена в эксплуатацию ещё в 1960-х годах. Их дальнейшая эксплуатация не соответствует современным требованиям к надежности, энергоэффективности и безопасности, что делает их замену неизбежной. Конструкция вновь устанавливаемой подстанции должна обеспечивать не только высокую технологическую и эксплуатационную надежность, но и удовлетворять архитектурно-градостроительным регламентам. В приоритете — эстетическая адаптивность, способность к интеграции в существующую городскую среду, а также соответствие требованиям по дистанционному управлению коммутационным оборудованием, что необходимо для гибкой реконфигурации сети и снижения технологических потерь.

В качестве технически обоснованного решения предлагается применение блочно-модульной комплектной трансформаторной подстанции типа БМКТП-10/0,4. Данная подстанция является промышленно собранной конструкцией полной заводской готовности, содержащей в своем составе один силовой трансформатор. БМКТП предназначена для приема и трансформации электрической энергии переменного тока промышленной частоты 50 Гц, обеспечивая дальнейшее распределение по линиям напряжением 0,4 кВ. Ее конструкция ориентирована на использование в различных сегментах распределительных сетей, в том числе в жилищно-коммунальной

инфраструктуре, на объектах социальной значимости и в промышленности, независимо от сложности схемы внешнего подключения.

Техническое исполнение подстанции представляет собой стационарно размещаемый металлический модуль-контейнер, конструктивно включающий в себя все необходимые функциональные элементы. Корпус БМКТП изготавливается из оцинкованного стального профлиста толщиной 1,5 мм, с нанесением антикоррозионного покрытия, грунтовки и окраски в соответствии с индивидуальными требованиями заказчика. Жесткость корпуса обеспечивается посредством приваривания обшивки к каркасу. В качестве теплоизоляционного слоя применяется негорючий материал «ISOVER» с возможной толщиной 50 или 100 мм. Внутренняя облицовка выполнена из оцинкованного стального профиля с полимерным покрытием, а напольное покрытие реализуется с использованием рифленого металлического листа. Конструктивные особенности модуля исключают образование конденсата, что особенно важно для обеспечения надежной эксплуатации электротехнического оборудования в условиях перепадов температуры.

Функциональная комплектация БМКТП подбирается индивидуально и включает следующие компоненты: распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), выполненное либо на основе воздушной изоляции с применением ячеек типов К10-СЭ и КСО-200, либо на базе элегазовой технологии с использованием RM6; распределительное устройство низкого напряжения в модульном исполнении (РУНН); щит собственных нужд (ЩСН); щит учета (ЩУ); силовой трансформатор с сухой изоляцией; а также система шинных и кабельных соединений, интегрированных в заводскую конструкцию. Кроме того, в состав подстанции входят охранно-пожарная сигнализация, комплект наружного освещения, а также щит управления уличным освещением (ЩУО).

Технические решения, реализованные в БМКТП, предусматривают удобство и гибкость при подключении как высоковольтных, так и низковольтных линий. Присоединение высоковольтных питающих и отходящих

линий осуществляется через шахту воздушного ввода. Подключение между РУВН и трансформатором возможно как с использованием шин прямоугольного сечения, так и посредством кабеля. Для соединения РУНН с трансформатором применяются либо шины, либо гибкие одножильные провода марки ППСРВМ соответствующего сечения. Шины укладываются в защищенные шинопроводы, а кабельные линии – через изолированные технологические перегородки между отсеками, размещаются на специализированных держателях. Системы вспомогательных цепей смонтированы в кабельных каналах с возможностью их быстрой замены без нарушения структуры подстанции.

Для обеспечения электроснабжения собственных нужд в отсеке распределительного устройства предусмотрен монтаж соответствующего щита (ЩСН), питаемого от РУНН. Освещение внутренних помещений реализовано за счёт установки светильников с люминесцентными лампами на напряжение 220 В, 50 Гц. ЩСН также снабжен штепсельными розетками на 24 В и 220 В, что обеспечивает возможность подключения переносных осветительных и измерительных приборов. Для поддержания оптимального температурного режима в отсеках распределительных устройств применяются электрические обогреватели с термостатическим управлением, работающие в ручном или автоматическом режимах. Следует отметить, что при использовании оборудования с элегазовой изоляцией включение обогревателей производится только в период проведения пусконаладочных мероприятий. При эксплуатации в условиях низких температур, особенно в северных широтах, конструкцией предусмотрена установка дополнительных нагревательных элементов, мощность которых должна быть обоснована расчетами теплопотерь.

С целью предотвращения механической перегрузки на проходные изоляторы при подключении БМКТП воздушными линиями высокого напряжения, концевые опоры должны устанавливаться на расстоянии, не превышающем 6 метров от корпуса подстанции. Это требование обусловлено необходимостью минимизации деформационных нагрузок, создаваемых натяжением проводов ВЛ-6 (10) кВ. Как отмечалось ранее в техническом

разделе, в результате реконфигурации используется самонесущий изолированный провод марки СИП-3, что обеспечивает соответствие современным требованиям по надежности и безопасности при организации воздушных линий электропередачи. Место расположения РП смотреть рисунок №8

4.2 Расчет токов КЗ для реконструируемого Ф №3 ПС Амурсельмаш

Одним из ключевых этапов проектирования и подбора электрооборудования в системе распределения электроэнергии является анализ токов короткого замыкания. Расчёт этих токов, особенно трёхфазного КЗ, имеет принципиальное значение, поскольку именно этот вид аварийного режима оказывает наиболее значительное воздействие на прочностные, тепловые и коммутационные характеристики используемого оборудования. Результаты расчёта позволяют обоснованно выбирать как силовые элементы, так и устройства защиты, а также определять оптимальную точку размыкания сети для предотвращения каскадных отказов.

Для рассматриваемой схемы электроснабжения, включающей питающую подстанцию напряжением 35/10 кВ и трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, необходимо произвести расчёт токов трёхфазного короткого замыкания в характерных точках схемы. В частности, особое внимание должно быть уделено шинам распределительной подстанции, а также шинам ТП №16, являющейся наиболее удалённой в петле №1. Данная подстанция представляет собой узел разделения потоков нагрузки, и, следовательно, расчётное моделирование предполагает учёт параметров только одной ветви сети, по которой осуществляется питание этой точки в нормальном режиме. Таким образом, создаётся упрощённая, но адекватная расчётная модель, исключая параллельные пути, не участвующие в процессе электроснабжения в штатных условиях.

Расчётные операции выполняются в относительных единицах, что позволяет снизить объём вычислений и унифицировать представление

сопротивлений. Базисной величиной принимается мощность, равная 100 МВА. В рамках расчётной модели не учитывается возможная подпитка со стороны места короткого замыкания, поскольку предполагается отсутствие нагрузки на высоковольтной стороне. Это допущение соответствует реальным условиям при отсутствии параллельного питания или при открытом состоянии коммутационных аппаратов. Разработка схемы замещения, отражающей сопротивление элементов цепи, позволит точно определить величины токов короткого замыкания в различных участках системы. Полученные данные впоследствии будут использоваться при обосновании выбора аппаратуры, рассчитанной на воздействие аварийных токов, включая коммутационные аппараты, силовые трансформаторы, кабели, а также устройства релейной защиты и автоматики.

Составим схему замещения электрической сети.

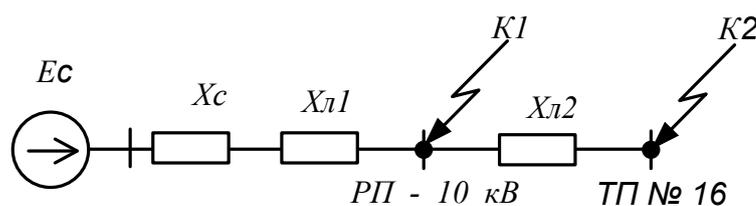


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета токов К.З. на 10 кВ

Далее приведен расчет параметров схемы замещения.

ЭДС системы принимается как систему бесконечной мощности ($E_c=1$). ЭДС нагрузки принято: $E_n=0,85$.

Сопротивление системы можно определить по формуле:

$$X_C = \frac{S_B}{S_{K3}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot I_{K3}}, \quad (3)$$

где S_B - базисная мощность (МВА);

I_{K3} - ток К.З. на шинах 10 кВ ПС Амурсельмаш (кА).

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4,2} = 1,38 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивления линий:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (4)$$

где $X_{уд}$ - удельное сопротивление линии (Ом/км);

l – длина линии (км);

U_{CP} - напряжение из среднего ряда (кВ).

$$X_{Л1} = 0,291 \cdot 2,4 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,63 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания трехфазного в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{П0} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (5)$$

где $E_{ЭКВ}$ - эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ - эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока К.З. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам (кА):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/T_a} \quad (6)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (7)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Ток трёхфазного КЗ. в точке К-1 (шины РП-10 кВ):

$$X_1 = X_C + X_{л1} = 0,63 + 1,38 = 2,01 \text{ о.е.}$$

$$I_1 = \frac{E_c}{X_1} = \frac{1}{2,01} = 0,5 \text{ о.е.}$$

$$I_{п0(К-1)}^{(3)} = I_1 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = 0,5 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,88 \text{ кА.}$$

$$i_{at(К-1)} = \sqrt{2} \cdot 2,88 \cdot e^{(-0,04/0,02)} = 0,55 \text{ кА.}$$

$$i_{уд(К-1)} = \sqrt{2} \cdot 2,88 \cdot (1 + e^{(-0,04/0,02)}) = 4,6 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ.

т. КЗ.	$I_k^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	I_{at} , кА
К1	2,88	4,6	0,55
К2	1,99	4,4	0,53

Таким образом, были получены значения токов короткого замыкания (периодическое значение в начальный момент времени, апериодическая составляющая в текущий момент времени, ударный ток К.З.) для двух точек сети. По этим значениям будет произведен выбор и проверка

При выборе электрооборудования на подстанции будут использованы каталожные данные.

4.3 Выбор конструктивного исполнения РП-10 для инновационного варианта конфигурации сети

С целью реализации инновационной архитектуры распределительной сети 10 кВ предусмотрено использование РП-10 в виде блочно-модульного конструктивного исполнения, аналогичного конструкции БМКТН. Такое исполнение предполагает размещение оборудования в изолированном, отдельно стоящем модуле-контейнере, в котором предусмотрен необходимый температурный режим и защищённость аппаратуры от внешних воздействий. Корпус БМКРП формируется из гофрированных стальных листов толщиной 1,5 мм, обработанных антикоррозионным покрытием, с последующей окраской по индивидуальному заказу. Обшивка жёстко крепится к несущему металлическому каркасу, обеспечивая механическую прочность и устойчивость конструкции. Конфигурация внутреннего наполнения блока может варьироваться от одного до семи отсеков на напряжение 10 кВ, в зависимости от проектной нагрузки. В рамках представленного решения предполагается установка четырнадцати ячеек: две – для ввода, шесть – линейные, одна – секционная, две – для подключения трансформаторов собственных нужд (ТСН), ещё две – для трансформаторов напряжения (ТН), и две резервные. С технической точки зрения конструкция предполагает интеграцию двух отдельных контейнерных модулей, каждый из которых имеет габаритные размеры 12 м по длине и 2,5 м по ширине. В условиях наиболее критических по энергообеспечению – в период зимнего пика нагрузки – суммарная мощность, потребляемая одним блоком БМКРП на цели обеспечения обогрева и освещения,

составляет 15 кВт, что требует учёта при формировании схемы электропитания собственных нужд объекта. Ниже представлена однолинейная схема РП 10кВ

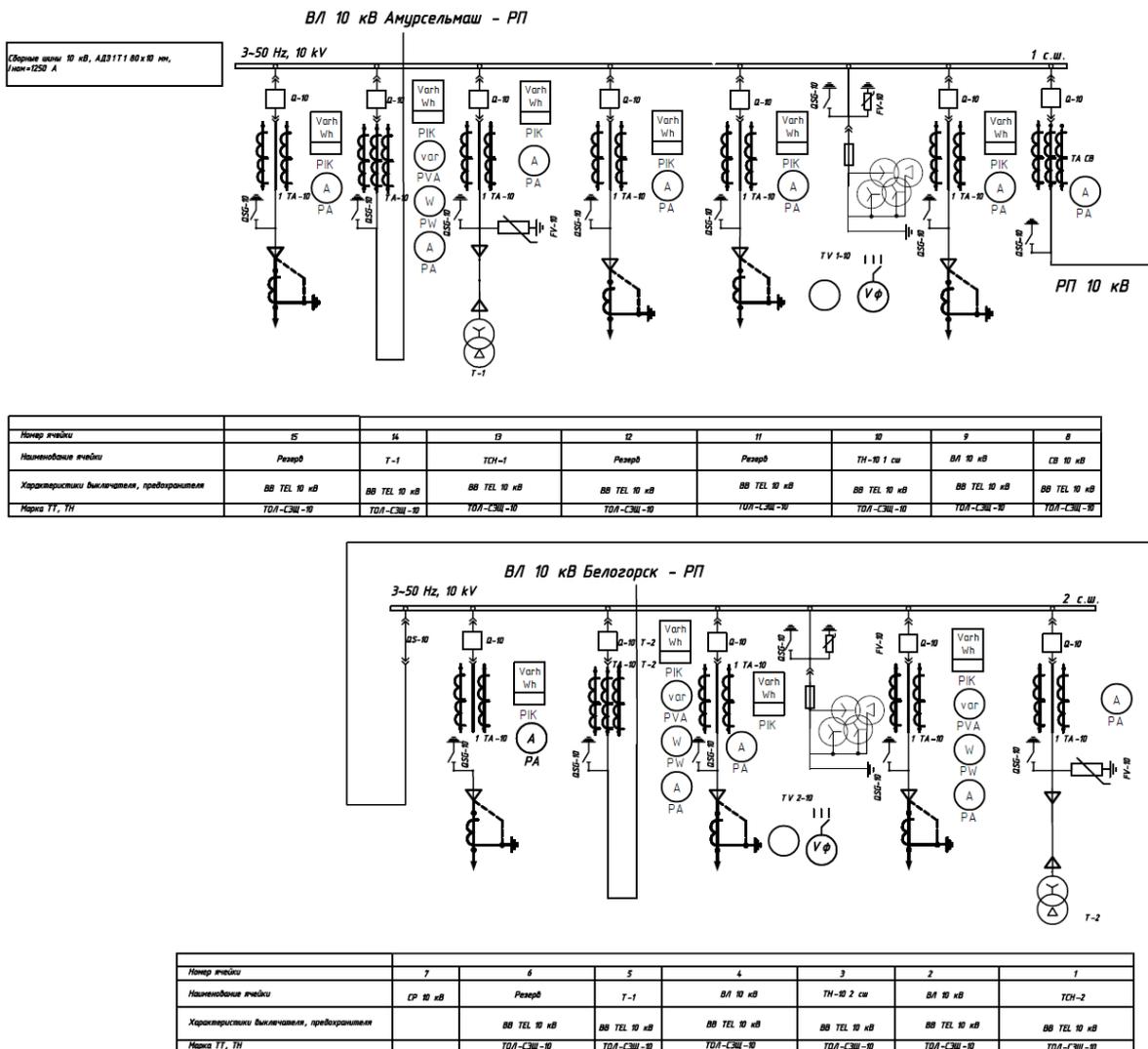


Рисунок 11 – Схема РП 10 кВ

4.4. Выбор и проверка выключателей на РП

Ключевым элементом в обеспечении надёжного функционирования распределительных электрических сетей является выключатель высокого напряжения, назначение которого заключается в оперативном и безопасном отключении токов в нормальных и аварийных режимах. В процессе выбора выключателя 10 кВ необходимо учитывать совокупность требований, предъявляемых к данному виду коммутационной аппаратуры. Выключатель должен быть способен отключать как токи небольшой величины, возникающие при отсутствии значительной нагрузки, так и токи, приближающиеся к

максимально допустимым значениям отключающей способности. При этом критически важным является минимизация времени отключения, так как именно этот параметр влияет на ограничение зоны аварии и снижение воздействия на смежные участки сети.

Одним из обязательных требований является пригодность выключателя к быстродействующему автоматическому повторному включению, что необходимо для восстановления нормальной схемы электроснабжения после кратковременных нарушений. Помимо этого, конструкция выключателя должна обеспечивать легкий доступ к контактным узлам, позволяя производить регламентные осмотры и профилактические ревизии без длительного вывода оборудования из эксплуатации. Современные требования также включают взрывобезопасность и пожаробезопасность конструкции, соответствие нормам по удобству транспортировки и простоте эксплуатации в различных условиях монтажа.

В рамках решения осуществляется выбор выключателя напряжением 10 кВ, устанавливаемого на отходящем фидере №3 распределительного устройства РП-10 подстанции 35/10 кВ «Амурсельмаш». Процедура выбора выполняется с учётом номинальных электрических параметров, включая рабочее напряжение, номинальный ток и характеристики отключающей и включающей способности. После выбора производится обязательная проверка аппарата на соответствие требованиям по термической устойчивости и динамической прочности, обусловленным токами короткого замыкания.

Для рассматриваемого объекта целесообразно использовать вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630У2, выпускаемый предприятием «Таврида Электрик». Данный аппарат укомплектован электромагнитным приводом, входящим в состав блока управления марки БУ/TEL-12-03. Устройство управления конструктивно реализовано в виде отдельного блока, размещаемого в релейном шкафу на выкатных элементах распределительного устройства 10 кВ. Комплекс функциональных возможностей, реализуемых через блок управления, охватывает весь спектр операций, необходимых для эффективного применения

выключателя в автоматизированных системах управления: предусмотрено как местное, так и дистанционное управление выключателем, в том числе от резервного источника оперативного питания, возможность принудительного отключения от токовых цепей при потере основного напряжения, реализация блокировок от повторного включения, а также функционирование с задержкой отключения в течение 20 секунд после потери питания.

В перечень функций БУ/TEL-12-03 также входят аварийная сигнализация отключения, встроенная система самодиагностики и индикация характера неисправности. Отдельное внимание следует обратить на механическую и электрическую совместимость устройства с ранее эксплуатируемыми маломасляными выключателями: полная взаимозаменяемость по главной и вспомогательной схеме позволяет минимизировать затраты на модернизацию распределительных устройств. Среди конструктивных преимуществ необходимо выделить возможность эксплуатации в произвольной пространственной ориентации, малые габариты и массу, что упрощает монтаж и техническое обслуживание. Также блок управления обеспечивает полноценную интеграцию с автоматизированными рабочими местами диспетчерского персонала, обеспечивая дистанционное управление выключателем и его включение/отключение в зависимости от текущего режима сети.

Одним из ключевых аспектов применения данного коммутационного аппарата является его способность участвовать в автоматизированных схемах управления. В частности, на выключатель могут быть наложены функции автоматического включения резерва (АВР), автоматического повторного включения (АПВ), автоматического частотного разгрузочного отключения (АЧР) и дистанционного аварийного отключения, инициируемого из централизованной системы управления. Данные функции позволяют оперативно реагировать на изменения режима сети, минимизируя временные потери и повышая надёжность электроснабжения. Подробный анализ алгоритмов функционирования этих автоматических устройств будет представлен в следующих разделах диссертационной работы.

С технической точки зрения БУ/TEL-12-03 демонстрирует высокую степень адаптивности к различным вариантам реализации вторичных цепей, обеспечивая надёжное сопряжение как с традиционными системами на базе электромеханических реле, так и с современными микропроцессорными устройствами защиты и автоматики. При этом устройство полностью совместимо с источниками оперативного тока переменного типа и способно функционировать в составе любых стандартных защитных схем. Завершающим этапом выбора является проведение проверки соответствия выбранного выключателя всем нормативным требованиям, в том числе по тепловой и электродинамической стойкости, что позволит подтвердить его пригодность к эксплуатации в заданных условиях.

Максимальный рабочий ток может определен при расчете режимов как суммарный ток трех петель. Смотреть приложение А

$$I_{P.MAX} = 260,9,$$

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П\tau} \leq I_{отк.ном} \tag{8}$$

где $I_{П\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

Учитывая подпитку от генераторов. Для данного случая $I_{П\tau} = I_{П0}$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t .

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \tag{9}$$

где $\beta_{НОМ}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе (32 %).

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ - номинальный ток отключения.

$$i_{А.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 20 = 9,05 \text{ кА.}$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл.}; I_{П0} \leq I_{вкл.}, \quad (10)$$

где i_y - ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{П0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл.}$ - номинальный ток включения выключения;

$i_{вкл.}$ - наибольший пик тока включения.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{П0} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин}, \quad (11)$$

где $i_{дин}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости);

$I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ (кА²*с):

$$B_K = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (12)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (0,02);

$I_{\text{тер}}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ - длительность протекания тока термической стойкости

$t_{\text{откл}}$ - время отключения КЗ $t_{\text{откл}} = t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t$.

$$B_K = 2,88^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление расчетных и справочных данных приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Сопоставление справочных и расчетных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
$U_H \geq U_{\text{УСТ}}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{\text{р.МАХ}}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{\text{р.МАХ}} = 260,9 \text{ А}$
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{ПО}}$	$I_{\text{ДИН}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$
$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$i_{\text{ДИН}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 4,6 \text{ кА}$
$B_{\text{К.НОМ}} \geq B_{\text{К}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$
$i_{\text{А.НОМ}} \geq i_{\text{Ат}}$	$i_{\text{А.НОМ}} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 0,55 \text{ кА}$
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{Пт}}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 2,88 \text{ кА}$

На основании анализа условий эксплуатации реконструируемого фидера № 3 10 кВ и результатов технического сопоставления оборудования

подтверждён выбор выключателя. Установлено, что для всех отходящих фидеров, запроектированных в распределительном пункте РП-10, не требуется проведение индивидуального выбора аппаратов защиты, поскольку предлагаемые к установке вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-20/630У2 обладают минимальным номинальным током отключения, равным 630 А. Этот параметр значительно превышает максимальные токи нагрузки, возникающие в условиях фактической эксплуатации отходящих линий, благодаря чему гарантируется надёжность коммутационной аппаратуры при любых допустимых режимах функционирования сети. Таким образом, указанные выключатели могут быть смонтированы во всех ячейках распределительного устройства 10 кВ без риска перегрузки или снижения ресурса.

С учетом приведённых расчётов и запаса по току, превышающего рабочие значения на всех отходящих линиях и вводах РП-10, вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2 предусмотрены для установки не только на фидере № 3 10 кВ, но и в качестве секционного аппарата, а также на шести отходящих линиях, питающих трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ по трём независимым кольцевым схемам. Это решение обеспечивает технологическое единообразие оборудования, упрощает процессы техобслуживания, снижает эксплуатационные издержки и способствует унификации проектных решений в рамках реконструкции сети.

4.5 Выбор трансформаторов тока для РП

При проектировании распределительных устройств и выборе оборудования первичной коммутации особое внимание следует уделять трансформаторам тока, поскольку от их параметров напрямую зависит точность измерений и надёжность функционирования защитных устройств. В условиях эксплуатации на напряжении 10 кВ трансформаторы тока должны соответствовать требованиям по изоляции, установленным для данного класса напряжения. В целях обеспечения надёжного раздельного функционирования измерительных и защитных цепей трансформаторы тока необходимо подбирать

в исполнении с двумя независимыми вторичными обмотками. Одна из них предназначена исключительно для подключения измерительных приборов, включая средства коммерческого и технического учёта электроэнергии, в то время как вторая используется для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

Выбор конкретного типа трансформатора тока осуществляется с учетом целого ряда параметров. Прежде всего, определяется номинальный ток первичной обмотки, который должен соответствовать максимальным ожидаемым токам нагрузки в контролируемом элементе сети. Затем подбираются параметры вторичной цепи — в стандартной практике используется вторичный ток 5 А, что обеспечивает совместимость с большинством применяемых измерительных и защитных устройств. Также учитывается класс точности вторичных обмоток: для обмотки, подключаемой к цепям учёта, необходимо обеспечивать класс точности не ниже 0,5, что позволяет гарантировать достоверность измеряемых значений и соответствие показаний нормативным требованиям.

Кроме того, при выборе трансформаторов тока необходимо провести проверку их характеристик по устойчивости к воздействию токов короткого замыкания. В данном контексте трансформаторы должны удовлетворять требованиям по электродинамической прочности — способности выдерживать кратковременные импульсные токи без нарушения целостности конструкции, а также по термической стойкости — способности противостоять тепловым воздействиям, возникающим при прохождении токов КЗ в течение установленного интервала времени. Соответствие этим параметрам подтверждается расчётным путём с учётом максимальных возможных токов короткого замыкания в точке установки трансформатора.

Для реализации вышеуказанных требований выбираются трансформаторы тока с двумя магнитопроводами (сердечниками), каждый из которых имеет свою вторичную обмотку. Такое конструктивное решение позволяет независимо формировать сигналы для различных целей — измерения и защиты — без

взаимного влияния, обеспечивая тем самым требуемую точность и надёжность работы автоматизированных систем управления, релейной защиты, автоматики и учёта электроэнергии.

-Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \cdot \quad (13)$$

- по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном} \cdot \quad (14)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Проверка производится:

По конструкции и классу точности.

По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}; i_y \leq i_{дин} \cdot \quad (15)$$

где i_y - ударный ток КЗ по расчету;

$\kappa_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \cdot \quad (16)$$

где B_k - тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ - время термической стойкости по каталогу.

По вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (17)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (18)$$

В условиях, когда питающая трансформаторная подстанция имеет тупиковое подключение, отсутствует необходимость ведения учёта потреблённой электрической энергии по стороне высокого напряжения, что обуславливает отказ от установки измерительных цепей на данном уровне. Следовательно, трансформаторы тока на стороне 10 кВ подбираются исключительно в расчёте на подключение релейной защиты, без учёта требований к точности и нагрузочной способности измерительной обмотки. В такой ситуации отсутствует необходимость в расчёте вторичной нагрузки измерительных приборов, так как данные цепи попросту не формируются.

Учитывая вышеперечисленные обстоятельства, обоснованным является выбор трансформатора тока типа ТОЛ-СЭЩ-10, адаптированного для размещения в составе блочно-модульного комплектного распределительного

пункта (БМКРП). Данный трансформатор имеет номинальный ток первичной обмотки 300 А и оптимально подходит для эксплуатации в сетях напряжением 10 кВ, обеспечивая требуемую точность функционирования релейной защиты при заданных условиях. Его конструктивные и электротехнические параметры соответствуют актуальным нормативам, предъявляемым к устройствам первичной коммутации на данном классе напряжения.

При этом необходимо отметить, что, несмотря на отсутствие коммерческого учёта на стороне 10 кВ, согласно положениям пилотного варианта внедрения интеллектуальных систем управления в распределительных сетях, реализация концепции цифровизации требует обязательного включения в систему измерительно-аналитических модулей. В этой связи рационально использование современных цифровых многофункциональных измерительных приборов DMTME производства компании АВВ. В частности, для целей реализации четвёртого уровня интеллектуализации электрической сети, определённого как «Организация умного учёта» в логике перехода к инфраструктуре Smart Grid, выбран прибор DMTME-I-485-72.

Указанная модель цифрового мультиметра предназначена для измерений в сетях трёхфазного переменного тока с линейным напряжением 230/400 В. Прибор работает в режиме действующих значений TRMS и обеспечивает получение обширного спектра параметров, включая текущее значение напряжения и тока, активной, реактивной и полной мощности, частоты, коэффициента мощности и $\cos \varphi$, а также предоставляет доступ к данным о средних и максимальных значениях этих величин. Все измеренные параметры отображаются на четырехразрядных красных светодиодных индикаторах, что обеспечивает оперативный визуальный контроль состояния сети. Устройство объединяет в себе функции вольтметра, амперметра, измерителя мощности, варметра, счётчика активной и реактивной энергии, частотомера и индикатора коэффициента мощности, позволяя сократить затраты на монтаж и конфигурацию оборудования, а также минимизировать занимаемый объём в щитах.

Дополнительным функциональным преимуществом модели DMTME-I-485-72 является наличие двух программируемых реле, которые могут быть использованы либо для импульсной индикации потребления энергии, либо в качестве элементов сигнальной автоматики. Реализованная поддержка протокола Modbus обеспечивает высокую степень интеграции прибора в существующие SCADA-системы и интеллектуальные платформы диспетчеризации. Через этот протокол передаются такие величины, как фазные и линейные напряжения и токи, активная и реактивная мощность по фазам и в целом, $\cos \varphi$, коэффициенты трансформации, частота, импульсная мощность и энергия, а также данные о среднесуточной нагрузке с интервалом 15 минут.

Таким образом, применение цифрового мультиметра DMTME-I-485-72 в составе автоматизированной системы управления электроснабжением на стороне 0,4 кВ позволяет не только удовлетворить технические требования интеллектуального учёта, но и обеспечить соответствие концепции перехода к цифровым платформам класса Smart Grid, повышая прозрачность процессов потребления и передачи электроэнергии. Интеграция подобного оборудования играет ключевую роль в формировании цифрового профиля энергопотребления объекта и обеспечивает основу для последующего внедрения энергоэффективных решений и прогнозной аналитики.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (19)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15 \text{ ВА}$

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (20)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1}{25} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} \quad (21)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0,1 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,070 + 0,04 + 0,1 = 0,11$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = 2,88^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_H \geq U_P$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{pmax}$	$I_H = 300 \text{ А}$	$I_{pmax} = 260,9 \text{ А}$
$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,11 \text{ Ом}$
$B_{KH} \geq B_{kp}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 40^2 \cdot 3 =$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,6 \text{ кА}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

Аналогично выбираются трансформаторы тока установленные на вводе и всех отходящих линиях 10 кВ БМКРП–10. На вводе в ТП 10/0.4 трансформаторы тока выбираются аналогично. Таблица выбранных к установке трансформаторов тока 10 кВ приведена ниже.

Таблица 13 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-СЭЦ-10

Место установки ТТ	$I_{max}, \text{ А}$	Выбранный ТТ
1	2	3
Ввод в РП – 10	261	ТОЛ-СЭЦ-10 300/5
Отходящие ВЛ петли №1	105	ТОЛ-СЭЦ-10 150/5
Отходящие ВЛ петли №1	86	ТОЛ-СЭЦ-10 100/5

1	2	3
Отходящие ВЛ петли №1	70	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5
Отходящее присоединение ТП № 15 10/0.4	16	ТОЛ-СЭЩ-10 20/5
Отходящее присоединение ТП № 73 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5
Отходящее присоединение ТП № 90 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5
Отходящее присоединение ТП № 16 10/0.4	40	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5
Отходящее присоединение ТП № 272 10/0.4	40	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5
Отходящее присоединение ТП № 30 10/0.4	63	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5
Отходящее присоединение ТП № 88 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5
Отходящее присоединение ТП № 274 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5
Отходящее присоединение ТП № 21 10/0.4	63	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5
Отходящее присоединение ТП № 13 10/0.4	16	ТОЛ-СЭЩ-10 20/5
Отходящее присоединение ТП № 94 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5
Отходящее присоединение ТП № 118 10/0.4	16	ТОЛ-СЭЩ-10 20/5
Отходящее присоединение ТП № 263 10/0.4	10	ТОЛ-СЭЩ-10 15/5
Отходящее присоединение ТП № 260 10/0.4	25	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5

На всех ТП 10/0,4 на вводе будут также установлены новейшие инновационные цифровые Мультиметры DMTME-I-485-72, для возможности снятия показаний и всех параметров режима работы подстанции. Это 4 ступень интеллектуализации: «Организация умного учета».

4.6 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ

В распределительных сетях класса напряжения 10 кВ в настоящее время на российском рынке наибольшее распространение получили два основных типа трансформаторов напряжения: НАМИ и ЗНОЛ. Каждый из этих типов обладает собственными конструктивными и эксплуатационными особенностями, определяющими их применимость в конкретных условиях эксплуатации. Сравнительный анализ технических характеристик и эксплуатационного поведения указанных трансформаторов позволяет сделать обоснованные выводы о предпочтительности их использования в зависимости от специфики сети и требований к устойчивости оборудования к аварийным режимам.

Трансформаторы напряжения серии НАМИ характеризуются повышенной устойчивостью к перемежающимся дуговым замыканиям, что объясняется их конструкцией, включающей не насыщающийся трансформатор напряжения нулевой последовательности (ТНП) с высоким реактивным сопротивлением, достигающим 300–600 кОм. Такая характеристика обеспечивает эффективное демпфирование резонансных колебаний в сети и предотвращает чрезмерные токи в случае возникновения переходных процессов, связанных с замыканиями на землю. Данная особенность делает трансформаторы НАМИ более надёжными в условиях, когда характер замыканий нестационарен и сопровождается непостоянной дугой.

С другой стороны, трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ в нормальном режиме обладают крайне высоким индуктивным сопротивлением, в связи с чем падение напряжения на добавочном сопротивлении R_N незначительно. Однако в момент насыщения магнитопровода индуктивность резко уменьшается, что приводит к кратному возрастанию токов в обмотках. Возросшее значение тока сопровождается усилением падения напряжения на R_N , что способствует подавлению резонансных колебаний. Вместе с тем, такая динамика увеличивает риск перегрева оборудования, особенно при многократных переходных процессах. Кроме того, наличие плавких предохранителей в обмотке высокого

напряжения делает трансформаторы ЗНОЛ уязвимыми к броскам токов намагничивания, возникающим в момент включения или при аварийных коммутациях, что снижает их долговечность и эксплуатационную устойчивость.

Учитывая изложенные аргументы и с учетом необходимости повышения надёжности в сетях с малыми токами замыкания на землю, к установке принимается трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95. Его характеристики позволяют обеспечить стабильность измерений, устойчивость к колебательным процессам и надёжную работу релейной защиты и автоматики в условиях нестабильных переходных режимов.

Трансформаторы напряжения данного типа монтируются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и используются для питания цепей измерительных приборов, релейной защиты, а также подстанционной автоматики. Они обеспечивают передачу информации о напряжении на вторичную сторону оборудования, где производится контроль значений, учет электроэнергии и формирование сигналов для устройств автоматики и сигнализации. Особенно актуально применение НАМИ-10-95 в сетях 6 и 10 кВ, где характер замыканий на землю требует высокой чувствительности и надёжности с стороны оборудования вторичной коммутации.

Выбор конкретной модели трансформатора напряжения осуществляется по следующим критериям: напряжение установки, которое должно соответствовать номинальному классу напряжения сети; конструктивное исполнение и схема соединения обмоток, обуславливающие возможность использования в нужной точке схемы; класс точности, определяющий допустимую погрешность при измерении напряжения; и, наконец, расчёт вторичной нагрузки, исходя из числа и характеристик подключаемых устройств. Указанные параметры должны быть согласованы между собой и обеспечивать устойчивую работу всех компонентов распределительной подстанции, в том числе в аварийных и переходных режимах.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (22)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

На стороне 10 кВ для учета электроэнергии подключены, установлены новейшие инновационные цифровые Мультиметры DMTME-I-485-72. Нагрузка трансформаторов напряжения равна нагрузке DMTME-I-485-72.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{мулт} = 100 \text{ В*А}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95 с классом точности 0,5.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_{расч} = 100 \text{ В*А}$	$S_{ном} = 150 \text{ В*А}$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

Трансформаторы напряжения на всех присоединениях 10 кВ устанавливаются одинаковые, т.к. набор приборов применяемых на подстанциях, а значит и их суммарное сопротивление идентично и подходит под выбранный ТН-10.

4.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

В рамках разработки решения по организации системы собственных нужд распределительного пункта 10 кВ (РП-10) целесообразным и технически обоснованным представляется применение силовых трансформаторов серии

ТСКС, прошедших проверку в различных эксплуатационных условиях и зарекомендовавших себя как надёжные, энергоэффективные и безопасные устройства, полностью соответствующие современным требованиям отраслевых стандартов и норм в сфере промышленной электроэнергетики. Особое внимание при выборе оборудования было уделено пожарной безопасности, что имеет первостепенное значение при размещении в ограниченном пространстве контейнерных модулей. В конструкции трансформаторов ТСКС предусмотрено использование негорючих материалов как в обмотках, так и в элементах внутренней изоляции, что полностью исключает возможность распространения огня при возникновении аварийных ситуаций.

Эти трансформаторы предназначены для бесперебойного питания оборудования собственных нужд, в том числе систем автоматики, сигнализации, освещения, вентиляции и других критически важных нагрузок. Одним из основных преимуществ трансформаторов ТСКС является их эксплуатационная надёжность в сочетании с минимальными требованиями к техническому обслуживанию, низким уровнем энергопотребления и удобством эксплуатации, что делает их оптимальными для использования в составе БМКРП в условиях ограниченного технического пространства и необходимости длительного ресурса функционирования без вмешательства персонала.

Мощность трансформаторов собственных нужд подбирается на основании расчётов пикового энергопотребления, приходящегося на наиболее нагруженный период года, а именно зимний максимум. Суммарная нагрузка всех внутренних систем БМКРП составляет 30 кВт. Для обеспечения надёжного резервирования и разделения нагрузки по секциям шин, предусмотрена установка одного трансформатора ТСКС-40/10 на каждую секцию. Такое распределение позволяет исключить перегрузки оборудования, повысить надёжность энергоснабжения и обеспечить полную электромеханическую изоляцию между секциями.

Выбранные трансформаторы обладают высокими показателями ресурсоёмкости. Так, их безотказная наработка заявлена не менее 25 000 часов,

вероятность функционирования без возникновения отказов в течение 8 800 часов составляет не менее 0,995, что соответствует высшей категории надёжности для оборудования данного класса. Межремонтный интервал составляет не менее 12 лет, а общий жизненный цикл трансформаторов достигает 25 лет. Гарантийные обязательства производителя предусматривают надёжную работу устройства в течение 3 лет с момента ввода в эксплуатацию, но не более 4 лет с даты отгрузки с производственного предприятия.

4.8 Выбор марки и сечения проводов предложенного варианта сети 10 кВ

Выбор сечения провода для воздушных линий электропередачи 10 кВ, входящих в модернизацию Ф-3 ПС Амурсельмаш, осуществляется на основании анализа максимальных токов в нагрузочных участках сети с последующим контролем соответствия уровня потерь напряжения допустимым нормативам. Процедура расчёта токовых нагрузок и отклонений напряжения по каждой из трёх петель, подключённых к распределительному пункту, была реализована в инженерной среде ПВК MathCad. Итоговые данные, представленные в таблице 14, демонстрируют значения тока в головных участках, аварийные токи и потери напряжения на линиях.

Таблица 15 - данные режима новой сети 10 кВ

Линия 10 кВ	Точка потокоораздела	Длина линии, км	Ток в 1 головном участке м	Ток во 2 головном участке м	Наибольший ток в аварийном режиме	Потери напряжения
Петля 1	ТП -16	5	61,9	42,8	104,7	5,15
Петля 2	ТП -261	4,2	37,2	48,6	85,9	4,87
Петля 3	ТП -263	4,4	34,9	35,3	70,32	3,62

Суммарный ток всех потребителей, подключённых к РП-10, составляет 261 А. Общая протяжённость линии, охватывающей все три петлевые схемы, равна 13,6 км. С учётом допустимых токов нагрузки и технологических требований,

было принято решение об использовании воздушных самонесущих изолированных проводов марки СИП-3 1x35 мм², длительно допустимый ток которых составляет 200 А. Основная питающая линия от ПС 35/10 Амурсельмаш до РП-10 кВ будет реализована в виде двухцепной ВЛ, выполненной с применением проводов СИП-3 1x70 мм², каждый из которых способен длительно проводить ток величиной до 310 А. Одна из цепей запроектирована как резервная. Общая протяжённость необходимого СИП-3 1x70 составляет 4,8 км.

Применение провода СИП-3 позволяет обеспечить минимальные потери напряжения в линии, в том числе в условиях возникновения аварийных режимов, при этом соблюдается требование по максимально допустимому отклонению напряжения — не более 10 %. Конструктивно СИП-3 представляет собой одножильный алюминиевый проводник, изолированный светостабилизированным полиэтиленом, устойчивым к ультрафиолетовому излучению и низким температурам. Материал жилы представляет собой сплав алюминия с магнием и кремнием, что улучшает его прочностные и электротехнические характеристики. Изоляционное покрытие не трескается под воздействием окружающей среды, обеспечивая надёжную работу на всём сроке эксплуатации. Провод СИП-3 предназначен для эксплуатации в регионах с суровым климатом, включая температуры до –40 °С. Он монтируется без вспомогательных несущих элементов, таких как тросы или вантовые конструкции, что значительно сокращает расходы на установку. Ключевыми преимуществами являются высокая пожаробезопасность, исключение коротких замыканий за счёт отсутствия схлёстывания, механическая устойчивость к внешним воздействиям, надёжность в эксплуатации, экономичность и удобство в техническом обслуживании. Также следует отметить ускоренное проведение аварийно-восстановительных работ и снижение стоимости ввода в эксплуатацию новых трасс благодаря упрощённой конструкции и возможности монтажа на опоры малой высоты.

4.9. Выбор реклоузеров

Дополнительно для модернизации заложено использование реклоузеров, что обусловлено их высокой эффективностью в обеспечении надёжности функционирования распределительной сети. Их внедрение существенно сокращает объёмы затрат на техническое обслуживание и снижает убытки, связанные с недоотпуском электроэнергии потребителям. Внедрение устройств данного типа позволяет организовать учёт потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности, обеспечивая техническую и экономическую прозрачность при взаимодействии с конечными пользователями.

Функциональные возможности современных реклоузеров включают реализацию целого комплекса защитных и автоматизированных функций: направленную и ненаправленную защиту от межфазных коротких замыканий и замыканий на землю, чувствительную направленную и ненаправленную защиту от однофазных замыканий на землю, а также автоматическое повторное включение (АПВ) и измерение параметров тока и напряжения. Кроме того, реклоузер ведёт журнал событий и журнал внешних запросов, что позволяет эффективно проводить анализ нештатных ситуаций. Управление устройством осуществляется посредством интегрированного терминала, обеспечивающего дистанционный контроль и передачу данных.

Встроенная микропроцессорная система обеспечивает молниеносное обнаружение сверхтоков, превышающих установленные уставки, с последующим мгновенным отключением защищаемой линии. Это позволяет своевременно локализовать аварийные режимы и предотвратить повреждение оборудования, подключённого к сети. Одной из ключевых функций, реализуемых реклоузером, является АПВ — автоматическое восстановление подачи напряжения после кратковременного отключения. Статистически большая часть нарушений в воздушных сетях носит временный характер (например, из-за ветровых воздействий или замыканий, вызванных погодными факторами), и устраняется самопроизвольно через короткий промежуток времени. Устройство выдерживает заданную паузу и повторно подаёт

напряжение на линию, осуществляя включение. При повторении аварии цикл отключения и включения производится вновь. Если по завершении трёх попыток восстановить подачу напряжения работоспособность линии не восстанавливается, реклоузер переходит в отключённое состояние до устранения причины неисправности персоналом.

Таким образом, решение о применении реклоузера наряду с вакуумным выключателем ВВ/TEL-10-20/630У2 является обоснованным с технической точки зрения. Эти устройства обладают высокой селективностью, адаптивностью к параметрам нагрузки и соответствуют актуальным требованиям, предъявляемым к современным системам автоматизации распределительных сетей.

Расчеты для реклоузера приведены ниже:

Максимальный рабочий ток может определен при расчете режимов как суммарный ток трех петель. Подробны расчет приведен в приложение А.

$$I_{P.MAX} = 260,9.$$

Выбираем ближайшее стандартное значение, превышающее $I_{p.max}$:

$$I_n = 400 \text{ А}$$

$$I_{откл.ном} \geq I_{п0} \text{ (Выбираем стандартное значение)} \quad I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$$

Далее необходимо рассчитать мгновенную токовую отсечку:

$$I = K_{отс} \times I_{p.max} \tag{23}$$

где $K_{отс}$ - Коэффициент отстройки.

$$I = 1,3 \times 260,9 = 339,2 \text{ А}$$

$$\text{Принимаем } I_{>>} = 340 \text{ А}$$

$$\text{Время срабатывания: } t_{>>} = 0,1 \text{ с}$$

Токовая защита с выдержкой времени ($I_{>}$):

$$I_{>} = K_H \times I_{p.\max} = 1,2 \times 260,9 = 313,1 \text{ А} \quad (24)$$

где K_H – коэффициент надёжности

$$I_{>} = 1,2 \times 260,9 = 313,1 \text{ А}$$

Принимаем $I_{>} = 315 \text{ А}$. Выдержка времени: $t_{>} = 0,5 \text{ с}$.

Защита от замыканий на землю ($I_{0>}$):

$$I_{0>} = 0,25 \times I_{At} = 0,25 \times 550 = 137,5 \text{ А} \quad (25)$$

Принимаем $I_{0>} = 140 \text{ А}$. Выдержка времени: $t_{0>} = 0,5 \text{ с}$

Проверка термической стойкости

Расчёт максимального допустимого времени отключения:

$$t_{\text{доп}} = V_k / I_{\text{по}}^2 \quad (26)$$

$$t_{\text{доп}} = 5,2 / (2,88)^2 = 0,63 \text{ с}$$

Расчетные и справочные данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление справочных и расчетных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
1	2	3
$U_H \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{p.\max}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 260,9 \text{ А}$

1	2	3
$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{ПО}}$	$I_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$
$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	$i_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 4,6 \text{ кА}$
$V_{\text{К.НОМ}} \geq V_{\text{К}}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 16^2 \cdot 3 = 768$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{К}} = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 2,88 \text{ кА}$
$i_{\text{А.НОМ}} \geq i_{\text{Ат}}$	$i_{\text{А.НОМ}} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 0,55 \text{ кА}$
$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{Пт}}$	$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} = 2,88 \text{ кА}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ РП-10 не требуют подробного выбора, т.к. реклоузер SMR-10 от компании “Таврида электрик” номинальный ток 400 А. Вследствие малой загрузки отходящих линий, ток не превысит 400 А. Так как выбранный выключатель прошел проверку с запасом, а токи на вводе в РП-10 и всех отходящих линиях существенно меньше, чем рассчитанный, то для реконструируемого фидера № 3 10 кВ, на 6 отходящих линий 10 кВ питающих ТП 10/0.4 по 3 петлевым схемам будут установлены реклоузеры типа SMR-10.

4.10 Выбор опор для ВЛЗ 10 кВ

Для построения воздушной линии защищённого исполнения 10 кВ проектом предусмотрена установка современных композитных опор типа ПКО-10-2-3-У+1. Это промежуточные двухцепные опоры, адаптированные для подвеса защищённого проводника на напряжение 6–10 кВ. Их конструкция включает металлическую траверсу (уголковую) и полимерные изоляторы. Высота стойки составляет 11,5 м, что обеспечивает требуемую габаритную высоту подвеса проводов. Композитные материалы, применённые в конструкции опор, обеспечивают высокую прочность и устойчивость к воздействию факторов

окружающей среды. Чертёжные параметры зафиксированы под номером ФБСА611.00.000-11.

Актуальные тенденции в области строительства ВЛЭП показывают устойчивое смещение предпочтений от традиционных железобетонных конструкций к композитным аналогам. Особенно значимо это в районах со сложным рельефом и суровыми климатическими условиями. История развития технологии производства композитных опор насчитывает около полутора десятков лет, однако их эксплуатационные характеристики уже позволяют говорить о существенных преимуществах. Среди них — простота транспортировки и сборки, минимальный вес, высокая стойкость к коррозии, экологичность, устойчивость к вандализму. Также такие опоры эстетически вписываются в ландшафт, что имеет значение при интеграции в городскую среду.

С экономической точки зрения композитные опоры обеспечивают значительное снижение совокупных затрат. Это достигается благодаря уменьшению расходов на логистику, хранение, земляные работы и монтаж. Отсутствие необходимости в подвесной изоляции и сокращение ширины просек при строительстве позволяют дополнительно оптимизировать бюджет. В совокупности эксплуатационные характеристики и увеличенный срок службы (до 50–70 лет) делают их предпочтительным решением в современных электроснабжения.

Итак, в рамках интеллектуализации электросетевой инфраструктуры фидера № 3 ПС 35/10 кВ Амурсельмаш произведён обоснованный выбор всех ключевых элементов системы: от конструктивного исполнения распределительного пункта и трансформаторов собственных нужд до сечения проводов и типа опор. Всё применяемое оборудование отвечает критериям инновационности, надёжности и соответствия концепции Smart Grid. Завершён второй этап внедрения современных технических решений, формирующих технологическую основу для перехода к интеллектуальным сетям нового поколения.

4.11 Выбор и проверка заземления РП

К искусственным заземлителям относятся горизонтальные и вертикальные заземлители. Заземлитель характеризуется стационарным сопротивлением, по которому стекает в землю ток промышленной частоты.

Заземление молниеотводов в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, образующих сетку на площади, занимаемой РП.

В соответствии с в грунтах с эквивалентным удельным сопротивлением меньше $500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ при площади здания более 250 м^2 выполняется контур из горизонтальных электродов, уложенных в земле на глубине не менее $0,5 \text{ м}$.

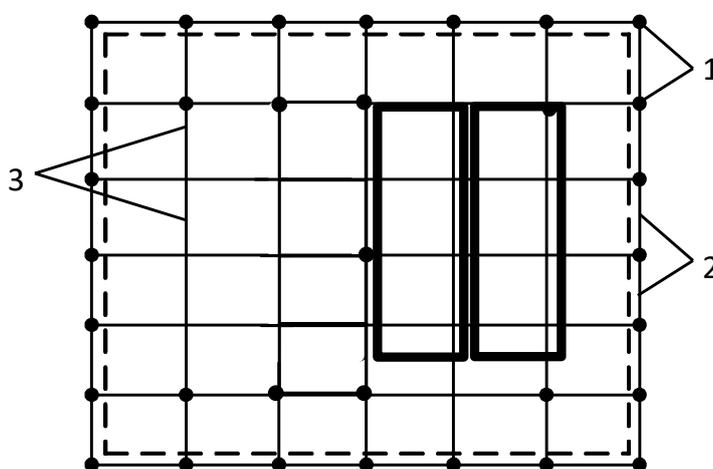


Рисунок 12 – Схема выполнения заземляющего контура подстанции.

Жирной линией показаны 2 модуля БМКРП.

1 – вертикальные электроды; 2 – горизонтальные полосы, соединяющие вертикальные электроды; 3 – соединительные полосы.

Расчет ведем для двухслойной модели грунта. Рассчитываем удельное сопротивление второго слоя грунта по двухслойной модели:

Рассчитываем контура сетки заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (27)$$

где A, B – размеры РП, м.

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м. Для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя.

РП имеет размеры $A = 12$ м, $B = 5$ м.

$$S = (12 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5 + 2 \cdot 1,5) = 120 \text{ м}^2$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (28)$$

где R - радиус провода, принимается равным 6 мм.

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (29)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{P.З}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{1126^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 4,78 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d_{ПР} + S_{СР}), \quad (30)$$

где $S_{СР}$ - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{СР} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (31)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (32)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 4,78 = 431,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (33)$$

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{431,5}{3,14}} = 11,7 \text{ мм}.$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (34)$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 1 м.

$$L_{\Gamma} = \frac{(12+2 \cdot 1,5)}{1} \cdot (5+2 \cdot 1,5) + \frac{(5+2 \cdot 1,5)}{1} \cdot (12+2 \cdot 1,5) = 240 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(12+2 \cdot 1,5)}{1} = 15.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(5+2 \cdot 1,5)}{1} = 8$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (35)$$

$$m = \frac{240}{2 \cdot \sqrt{120}} - 1 = 10 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (36)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{120}}{1} = 11 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (37)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{120} \cdot (10+1) = 241 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (38)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{120}}{2} = 21,91.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 22.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Место, где расположен БМКРП-10, грунты такие: песчано-глинистые и щербисто-древесные.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта:

$$R_{1s} = \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (39)$$

где A' - коэффициент, зависящий от длины вертикальных электродов l_B к \sqrt{S} ;

l_B - длина вертикального электрода

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} = \frac{80 + 270}{2} = 175$$

$$R_{\text{лс}} = 175 \cdot \left(\frac{0,25}{\sqrt{120}} + \frac{1}{241 + 22 \cdot 2,5} \right) = 6,61 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_{\text{л}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 45)(I_{\text{м}} + 320)}} \quad (40)$$

$$\alpha_{\text{л}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{120}}{(175 + 45)(45 + 320)}} = 0,205$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{л}} = \alpha_{\text{л}} \cdot R_{\text{с}} ; \quad (41)$$

$$R_{\text{л1}} = 0,205 \cdot 6,61 = 1,36 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 4 Ом. Полученные значения не выше допустимых значений, допустимое значение согласно требованиям ПУЭ принимаем.

4.12 Выбор молниезащиты РП

В соответствии с положениями «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» РД 34.21.122-87, система молниезащиты должна быть спроектирована с учётом конструктивных особенностей здания, категории молниезащиты, а также характера кровельного покрытия. В случае распределительного пункта, размещённого в блок-контейнерном исполнении

(БМКРП) и обладающего неметаллической кровлей. При наличии металлической кровли сама кровля при определённых условиях может выполнять функции молниеприемника без необходимости дополнительного оборудования.

Для целей настоящего дипломного молниезащита распределительного пункта 10 кВ реализуется упрощённым, но технически обоснованным способом. Принято решение отказаться от установки дополнительных молниеприёмных устройств (тросов, сеток и стержней), ограничившись реализацией системы молниезащиты путём прямого и преднамеренного электрического соединения металлического корпуса БМКРП с заземляющим контуром. Такой подход допустим в соответствии с требованиями действующей нормативной базы, если корпус конструкции изготовлен из токопроводящего материала и надёжно соединён с системой заземления, а габаритные размеры сооружения и условия эксплуатации не требуют применения внешних приёмников.

Соединения между металлической конструкцией БМКРП-10 и элементами сетки заземления выполняются, как правило, сварным способом, что обеспечивает надёжность контакта, минимальное переходное сопротивление и высокую стойкость к коррозионному разрушению. Технология сварки в данном случае предпочтительна по сравнению с болтовыми соединениями, особенно в условиях воздействия атмосферных факторов и токов молнии высокой кратности.

В качестве заземляющих устройств для защиты от прямого воздействия молнии применяются как естественные, так и искусственные заземлители. Основу системы заземления составляет фундамент распределительного пункта, если он выполнен из железобетона с надёжным контактом с грунтом — это позволяет использовать его в качестве естественного заземлителя. Дополнительно предусмотрены вертикальные или горизонтальные искусственные заземлители, выполненные в соответствии с требованиями к сопротивлению растеканию тока.

Таким образом, проектная реализация молниезащиты РП-10 обеспечивает необходимый уровень безопасности при прямом воздействии атмосферных разрядов, соответствует действующим нормам и не требует применения дорогостоящих или громоздких внешних молниеприемников, благодаря рациональному использованию конструкции корпуса и системы заземления объекта.

При разработке варианта по модернизации электросети 10 кВ в городе Белогорск, предусматривающего подключение нового распределительного пункта, был определен комплект необходимого оборудования. На основании проведенных расчетов подобраны ключевые технические устройства: современные вакуумные выключатели, реклоузеры, трансформаторы тока и напряжения, а также приборы учета электроэнергии. Такой комплект оборудования гарантирует стабильную и безопасную работу данного участка электрической сети.

Использование указанного оборудования позволяет достичь требуемых показателей надежности при эксплуатации энергообъекта. Особое внимание уделено внедрению современных технических решений, соответствующих актуальным требованиям к электрическим сетям распределительного класса напряжения.

5 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

В современных условиях рыночной экономики основным критерием устойчивого функционирования и развития энергетических объектов является эффективное использование капитальных ресурсов, направляемых на реализацию инвестиционных решений. Под инвестиционным понимается целостная программа организационно-технических мероприятий, направленных на создание, модернизацию или интеллектуализацию объектов электроэнергетики с целью достижения положительного экономического эффекта и повышения общей энергетической эффективности. Реализация подобных проектов требует всестороннего технико-экономического обоснования, включая анализ капитальных затрат, текущих эксплуатационных издержек, а также расчёт экономической эффективности и окупаемости вложений.

Настоящая магистерская диссертация посвящена расчёту эффективности инвестирования в реконструкцию и интеллектуализацию участка распределительной электрической сети 10 кВ фидера № 3 от подстанции 35/10 кВ Амурсельмаш. Проект ориентирован на внедрение технически прогрессивных решений, включая цифровизацию учёта, автоматизацию управления, повышение надёжности энергоснабжения, снижение потерь электроэнергии и эксплуатационных затрат.

5.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 10 кВ

Создание, развитие и реконструкция электрических сетей требуют значительных ресурсных затрат, охватывающих материальные, трудовые и финансовые компоненты. Совокупность этих затрат принято называть капитальными вложениями. Капиталовложения отражают объём необходимых средств, предназначенных для выполнения всех этапов реализации проекта:

проектирования, поставки оборудования, строительного-монтажных работ, наладки, ввода в эксплуатацию и сопутствующих мероприятий.

Для определения общей суммы капитальных вложений в реконструкцию фидера № 3 10 кВ применяется сводная методика, учитывающая затраты на оборудование, строительные и монтажные работы, пусконаладку, а также прочие расходы.

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛЗ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (42)$$

где $K_{ВЛЗ}$ – капиталовложения на сооружение ВЛЗ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{РП}$ – капиталовложения на сооружение ТП и РП, тыс. руб.

5.1.1 Расчет капитальных затрат на строительство ВЛ 10 кВ

Капитальные вложения на сооружение воздушных линий напряжением 10 кВ определяются по формуле:

$$K_{ВЛЗ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \text{ тыс. руб.}, \quad (43)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛЗ, тыс. руб./км

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$)

$n_{цеп}$ – количество цепей в линии.

Расчеты капитальных вложений линий 10 кВ приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения на сооружение ВЛЗ 10 кВ.

Наименование линии	Марка	Удельная стоимость, тыс. руб.	Длина, км	Капиталовложения, тыс. руб.
Петля №1 10кВ	СИП-3 1х35	700	5	4200
Петля №2 10кВ	СИП-3 1х35	700	4,2	3528
Петля №3 10кВ	СИП-3 1х35	700	4,6	3864
Линия ПС Амурсельмаш – РП-10 кВ	СИП-3 1х70	950	4,8	5472
Итого				17064

Укрупнённые стоимостные показатели для ВЛ 35 кВ взяты из Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» СТО 56947007- 29.240.124-2012 [69] и равна 1400 тысяч рублей за 1 км двухцепной линии по стальным и многогранным опорам. Удельная стоимость строительства одноцепной ВЛ 10 кВ 700 тыс. руб./ км. Таким образом:

$$K_{ВЛЗ} = 17064, \text{ тыс. руб.},$$

5.1.2 Расчет капитальных затрат на строительство БМКТП 10/04

Капиталовложения в однотрансформаторные ТП 10/0,4 рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП-10} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв}, \text{ тыс.руб.}, \quad (44)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость ТП с учётом строительно-монтажных ;

S – площадь, отводимая под ТП, м² ;

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216 \text{ руб./м}^2$).

Результаты расчета ТП приведены в таблице 16.

Таблица 17– Капитальные вложения на сооружение БМКТП-/10/0,4

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость БМКТП с учетом стоимости трансформатора, тыс. руб.	Площадь, отводимая под ТП, м2	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс. руб.
15	160	1565	50	1576
73	250	1670	50	1681
90	250	1670	50	1681
16	400	1700	50	1711
272	400	1700	50	1711
14	400	1700	50	1711
30	630	1800	50	1811
88	250	1670	50	1681
274	250	1670	50	1681
261	400	1700	50	1711
259	250	1670	50	1681
21	630	1800	50	1811
87	250	1670	50	1681
13	160	1565	50	1576
94	250	1670	50	1681
118	160	1565	50	1576
263	100	1400	50	1411
262	250	1670	50	1681
260	250	1670	50	1681
20	400	1700	50	1711
Итого				33445

5.1.3 Расчет капитальных затрат на строительство РП

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = C_{рп} + \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{вык} + C_{тсн}, \quad (45)$$

где $n_{вык.}$ - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{\text{ВЫК.}i}$ - цена одного выключателя (на 10 кВ – 190 тыс. руб.);

$C_{\text{рп}}$ - Цена БМКРП-10 – 1100 тыс.руб.

$C_{\text{тсч}}$ - Цена ТСКС-40/10/0.4 – 105 тыс.руб.

$$K_{\text{рп}} = 190 \cdot 11 + 1100 + 2 \cdot 105 = 3400 \text{ тыс.руб.}$$

5.1.4 Расчет капитальных затрат на строительство

Суммарные капитальные вложения определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma\text{ВЛ}310} + K_{\Sigma\text{рп}} + K_{\Sigma\text{ТП}}, \quad (46)$$

$$K_{\Sigma} = 3400 + 33445 + 17064 = 53909 \text{ тыс. руб.}$$

5.2 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек.

5.2.1 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$И_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (47)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \cdot 100\% \cdot K_{\text{ф}}, \quad (48)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для ВЛЗ $T_{сл} = 25$ лет; для подстанций $T_{сл} = 20$ лет, для распределительного пункта $T_{сл} = 25$ лет.

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (49)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для ВЛЗ $\alpha_{экс}^{кл} = 0,004$; для ТП $\alpha_{экс}^{ТП} = 0,037$; для РП $\alpha_{экс}^{РП} = 0,037$.

Капиталовложения в ВЛЗ:

$$K_{ВЛ\Sigma} = 17064 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амВЛЗ} = 17064 \cdot 0,04 = 682,56 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксВЛЗ} = 17064 \cdot 0,004 = 68,3 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП: $K_{ТП\Sigma} = 33445$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{ТП} = 33445 \cdot 0,05 = 1672,25 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{ТП} = 33445 \cdot 0,037 = 1237,5 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в РП: $K_{РП\Sigma} = 3400$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{РП} = 3400 \cdot 0,04 = 136 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{РП} = 3400 \cdot 0,037 = 125,8 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = I_{амВЛ} + I_{ам}^{ТП} + I_{ам}^{РП}, \quad (50)$$

$$I_{ам} = 682,56 + 1672,25 + 136 = 2490,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{экс} = I_{эксКЛ} + I_{экс}^{ТП} + I_{экс}^{РП}, \quad (51)$$

$$I_{экс} = 68,3 + 1237,5 + 125,8 = 1431,6 \text{ тыс. руб.}$$

5.2.2. Расчет капитальных затрат на потери электроэнергии

Энергия, теряемая на участке ВЛЗ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (52)$$

где τ - время потерь, час;

ΔP - потери мощности в сети 10 кВ, определяются следующим образом:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (53)$$

Произведем расчет для линии 10кВ по формуле:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R \cdot L \text{ [кВт]}$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, кВар;

r - активное сопротивление, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

L - длина линии

$$\Delta P = \frac{4323.6 + 864.7}{10^2} \cdot 17.4 \cdot 5 = \frac{5188.3}{100} \cdot 87 = 51.883 \cdot 87 \approx 4513.8 \text{ Вт} = 4.51 \text{ кВт}$$

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = 0.124 + \left(\frac{T_{\text{исп}}}{1000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (54)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097.77$ ч.

Потери энергии в ВЛ составляют:

$$\Delta W = 4.51 \text{ кВт} \cdot 1097.77 \text{ ч} \approx 4950 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau. \quad (55)$$

где ΔP_{xx} -потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ -потери в меди трансформатора, кВт;

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Потери энергии за год в трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta W_{тр}$, кВт·ч./Год
1	2	3	4	5
15	160	2,7	0,7	8234,909
1	2	3	4	5
73	250	3,8	1	11932,25
90	250	3,8	1	11817,95
16	400	5,4	1,3	13935,25
272	400	5,4	1,3	13397,22
14	400	5,4	1,3	15113,57
30	630	7,3	2	20383,04

1	2	3	4	5
88	250	3,8	1	11705,74
274	250	3,8	1	10306,34
261	400	5,4	1,3	14929,62
259	250	3,8	1	11447,65
21	630	7,3	2	20205,07
87	250	3,8	1	11650,42
13	160	2,7	0,7	8234,909
94	250	3,8	1	11381,7
118	160	2,7	0,7	7908,489
263	100	1,97	0,31	3417,735
262	250	3,8	1	11514,42
260	250	3,8	1	11817,95
20	400	5,4	1,3	13483,63
Итого:				242818

Суммарные потери энергии за год во всех ТП составляют 242,8 МВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}\Sigma} + \Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}}, \quad (57)$$

$$\Delta W = 3644,1 + 242,8 = 3886,9 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

До внедрения интеллектуальных решений в структуру рассматриваемой электрической сети 10 кВ, по данным, предоставленным АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (филиал «Амурские электрические сети», СП Белогорский РЭС), объём годовых технических потерь на фидере № 3 подстанции 35/10 кВ «Амурсельмаш» составлял 5496,3 МВт·ч. Такой уровень потерь свидетельствует о значительной доле неэффективных элементов в схеме электроснабжения, включая устаревшее оборудование, недостаточную автоматизацию и нерациональную топологию сети.

В результате выполнения комплекса мероприятий по интеллектуализации,

включая замену устаревших выключателей и трансформаторов на современные вакуумные и сухие, установку цифровых приборов учёта, реклоузеров, элементов удалённого управления, а также преобразование схемы сети в кольцевую с возможностью автоматической реконфигурации, удалось добиться существенного снижения объёма технических потерь. Так, после внедрения решений на базе платформы Smart Grid, объём годовых потерь сократился на 1609,4 МВт·ч, что в относительном выражении составляет 29,3% от исходного уровня.

Данный результат подтверждает высокую эффективность принятых проектных решений, как с технической, так и с экономической точки зрения. Снижение технических потерь напрямую приводит к уменьшению объёма покупной электроэнергии, необходимой для компенсации утечек в распределительной системе. Это, в свою очередь, трансформируется в прямую экономию финансовых средств энергоснабжающей организации, а также создаёт дополнительный источник прибыли, который учитывается при расчёте экономической эффективности и инвестиционной привлекательности.

Таким образом, достигнутое снижение потерь является одним из ключевых факторов, формирующих положительный экономический эффект от реализации интеллектуализации электрической сети. Полученные значения служат исходными данными для расчёта периода окупаемости капитальных вложений, чистой приведённой стоимости и других финансовых показателей, необходимых для принятия инвестиционных решений в условиях рыночной экономики.

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_d \cdot \Delta W, \quad (59)$$

где T_d - тариф на потери в электрических сетях равен 2 руб./кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot 3886,9 = 7773,8 \text{ тыс. руб.}$$

5.2.3 Расчет прочих капитальных затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек:

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (I_{\text{AM}} + I_{\text{эксп}} + I_{\Delta W}) + 0,03 \cdot K, \quad (60)$$

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (2490,8 + 1431,6 + 7773,8) + 0,03 \cdot 53909.$$

$$I_{\text{ПП}} = 5126,13 \text{ тыс.руб.}$$

5.3. Расчет надежности реконструируемого участка сети 10 кВ.

Надёжность электрических сетей — это совокупное свойство системы сохранять способность к выполнению своих функций по передаче и распределению электрической энергии в течение заданного периода времени и при установленных условиях эксплуатации, технического обслуживания и внешних воздействий. В широком смысле под надёжностью технической системы понимается способность сохранять работоспособность, не допуская отклонений от установленных параметров, критичных для конечных пользователей. В отношении объектов электроэнергетики, надёжность, прежде всего, означает гарантированное и бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией с сохранением её качества в пределах нормативных допусков, при одновременном исключении аварийных ситуаций, угрожающих жизни, имуществу и окружающей среде.

Для определения показателей надежности аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для варианта 1 представлена на рисунке 15, а для варианта 2 на рисунке 16.

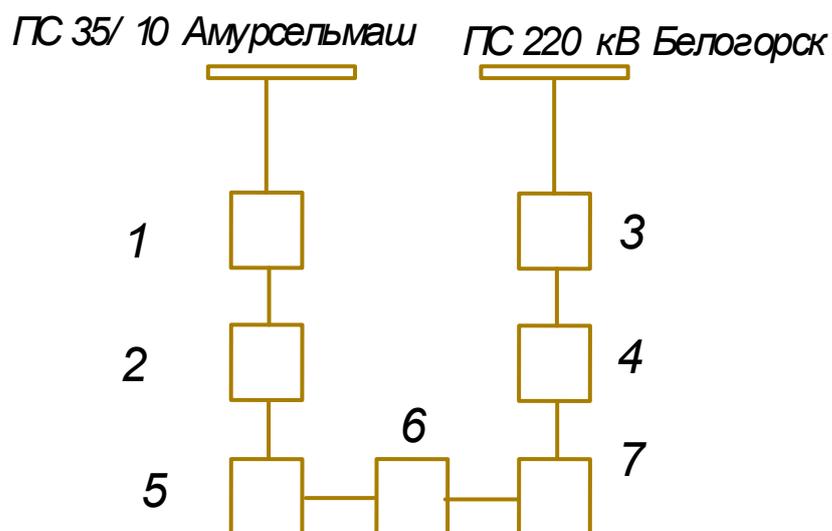


Рисунок 15 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 1

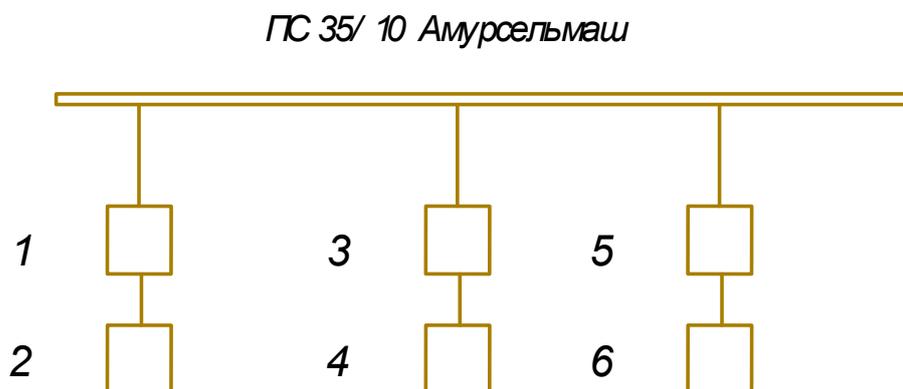


Рисунок 16 – Расчетная схема для определения надёжности Варианта 2

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надёжности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы $t_{без}$, лет;
- время восстановления t_B , час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле [16]:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (61)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [16];

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (62)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [16]:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (62)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 5,1 руб/кВт*ч [60].

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Б. Результаты расчета величины ущерба для ТП в таблице 52.

Таблица 52 – Расчет величины ущерба для ПП Магистральный

Вариант	ω , 1/год	t_B , час	$t_{без}$, лет	y , кВт	$T_{ср}$, ч	$У$, тыс.руб
1 вариант	0.0006	9,5	121,16	200	127,12	129,6
2 вариант	0.0007	9,6	123,51	200	127,15	129,7

По результатам расчета приведенных затрат с учетом ущерба можно сделать вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям является вариант №1, который принимается для дальнейшего расчета.

5.4 Оценка чистого дисконтированного дохода

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации.

Выручка от реализации:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (63)$$

где W_t – суммарное электропотребление, составляет 3863,2 МВт·ч;

N – Количество потребителей;

T_i –тариф для i -го потребителя, (3,8) тыс.руб/МВт·ч;

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 3863,2 \cdot 3,8 = 14680 \text{ тыс.руб./год}$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{Бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{чt} = \Pi_{Бt} - H_t = O_{Pt} - I_t - H_t; \quad (64)$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов без НДС;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год с учетом ущерба от перебоя электроснабжения, расчет которого представлен в приложении Б

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{bt} = O_{pt} - I_t; \quad (65)$$

$$П_{bt} = 14680 - 832,6 = 13848,4 \text{ тыс.руб./год}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{bt}); \quad (66)$$

$$H_t = 13848,4 \cdot 0,2 = 2769,7 \text{ тыс.руб./год}$$

Прибыль от реализации после вычета налога:

$$П_{ct} = 13848,4 - 2769,7 = 11078,7 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [1]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = П_{ч.м} + И_{м.т} - K_t, \quad (67)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (68)$$

где $d = 10\%$ – коэффициент дисконтирования

Инвестирование капитальных вложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 16.



Рисунок 13 – График ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (69)$$

где K - капитальные затраты;

\mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t - общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R_t = \frac{11078 - 832 - 2769,7}{204171} \cdot 100\% = 13,9\%.$$

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается за 12 лет, а также рентабельность составляет 13,9%.

Проведённые расчёты технико-экономического обоснования модернизации 10кВ распределительной сети выявили положительные финансовые показатели. Общая сумма необходимых капиталовложений оценивается в 53 миллиона рублей при сроке окупаемости 12 лет. Чистый дисконтированный доход демонстрирует устойчивую положительную динамику, что подтверждает экономическую целесообразность.

Рассчитанные параметры экономического ущерба и показатели доходности свидетельствуют о перспективности предложенного решения. Полученные результаты позволяют рассматривать не только как локальную инициативу, но и как базовую модель для последующего внедрения на других участках городской распределительной сети 10 кВ. Проект демонстрирует оптимальное сочетание инвестиционных затрат и долгосрочной экономической эффективности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполнения магистерской диссертации была реализована комплексная программа по модернизации электрической сети города Белогорск с переводом ее в цифровые сети, акцент в которой сделан на реконструкции и модернизации участков сети напряжением 10 кВ. Анализ существующего состояния данной системы показал, что её структура, сформированная более шести десятилетий назад, на сегодняшний день не соответствует современным требованиям надёжности, энергетической эффективности и управляемости. Многочисленные технические и эксплуатационные недостатки, накапливавшиеся на протяжении десятилетий, привели к возникновению значительных потерь и усложнению процесса эксплуатации сети.

Основой для разработки и обоснования предлагаемого инновационного подхода стал комплексный структурный анализ схемы электроснабжения, позволивший выявить наиболее проблемные участки действующей сети и определить конкретный объект, подлежащий приоритетной реконструкции. Таким объектом был выбран фидер № 3 напряжением 10 кВ подстанции 35/10 кВ Амурсельмаш. Его текущее техническое состояние, режимные характеристики и роль в общей системе снабжения электрической энергией позволили выделить его в качестве пилотного участка для внедрения принципов концепции Smart Grid.

Процесс интеллектуализации включал в себя ряд ключевых мероприятий, направленных на снижение потерь и повышение надёжности энергоснабжения. Были выполнены реконструкция трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, оптимизация и частичная реконфигурация воздушных линий 10 кВ, проектирование и ввод распределительного пункта нового поколения РП-10 кВ с применением интеллектуальных технических решений. Все проектные мероприятия сопровождалось тщательным расчётом режимных параметров, выбором современного оборудования с высокими эксплуатационными

характеристиками, а также обоснованием экономической эффективности внедрения.

Подготовлено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Результатом выполненной работы стало достижение значительного снижения потерь электроэнергии по выбранному объекту на 29 %, что представляет собой серьёзное достижение в условиях существующей инфраструктуры. Проведённая технико-экономическая оценка показала, что суммарный объём капитальных вложений, необходимых для реализации проекта, составляет 53 миллиона рублей. При этом расчётный срок выхода проекта на точку безубыточности — 12 лет с начала эксплуатации. Такие показатели свидетельствуют о высокой рентабельности и целесообразности реализации данного проекта не только как локального пилотного решения, но и как модели, подлежащей масштабированию в пределах всей городской сети 10 кВ.

Таким образом, выполненная магистерская диссертация подтверждает возможность эффективной модернизации устаревшей электросетевой инфраструктуры на базе интеллектуальных решений. Разработанный проект может служить практическим образцом перехода к цифровой платформе управления электроснабжением на уровне муниципального образования. Внедрение аналогичных проектов в другие сегменты сети города Белогорск обеспечит не только снижение технических потерь, но и сформирует надёжную основу для гибкой, адаптивной и устойчивой энергетической системы будущего.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интеллектуализация систем электроснабжения городов. Монография
2. / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 164 с.
3. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с.
4. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
5. Правила электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
6. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, 2007, 32 с.
7. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 169 с.
8. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
9. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
11. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей
13. Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

14. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010
15. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя
16. Ратникова Д.Д. Применение реклоузеров в сетях 6-10 КВІ всероссийская молодежная научно-практическая конференция «введение в энергетику» Кемерово, 17-19 декабря 2014 года
17. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В. Интеллектуализация систем электроснабжения городов Благовещенск 2017. -18с
18. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий Smart Grid в российской электроэнергетике: науч.-техн. исполн. Б.Б. Кобец [и др.]. – М.: ИНВЭЛ, 2010. – 122 с.: рис. – Библиогр.: с. 84 – 85 ; 3 2 ; А64.
20. Вентцель, Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М.: Высш. шк., 2000. – 383 с.
21. Вертешев, А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом //Академия энергетики. – 2011. – № 1(39). – С. 70-75.
22. Волкова, И.О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И.О. Волкова, Д.Г. Шувалова, Е.А. Сальникова //Академия энергетики. – 2011. – № 2(40). – С. 50-57.
23. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С. 9-14; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6.
24. Вуколов, В.Ю. Особенности расчета нормативов потерь электроэнергии для электросетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III Междунар. научно-практ. конф. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 187–190.
25. Глушко, С. Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего / С. Глушко, С. Пикин // Энергорынок. – 2009. –

27. №11(71). – С. 68-72.
28. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
29. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С.22-28; ЭЭ-1.2.4
30. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28-34.
31. Дьяконов, В.П. Математические пакеты расширения MATLAB: специальный справочник / В.П. Дьяконов, В. Круглов. – СПб.: Питер, 2001. – 480 с.
32. Егоров, В. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе / В. Егоров, В.С. Кужеков // Энергорынок. – 2010. – № 6.
33. Железко, Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 2006. – №12. – С. 10-18.
34. Кобец, Б.Б. Smart Grid в электроэнергетике / Б.Б. Кобец, И.О.Волкова // Энергетическая политика. – 2009. – Вып. 6. – С. 54-56.
35. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом/ Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Окороков// Энергоэксперт. – 2010. – № 2. –С.52-58; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2.
36. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid: моногр. / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2010. – 208 с.
37. Лоскутов, А.Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А.Б. Лоскутов, О.И. Еремин // Промышленная энергетика. – 2006. – № 6.
38. Миллер, Б.М. Теория случайных процессов в примерах и задачах /

Б.М. Миллер, А.Р. Панков. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. – 320 с.

39. Могиленко, А.В. Новые нормативы технологических потерь в сетях// Тарифное регулирование и экспертиза. – 2009. – № 4. – С. 55-59. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (группа энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06. 2015. – № 380.

40. Огороков, В.Р. Интеллектуальные энергетические системы: модель будущих систем электроснабжения / В.Р. Огороков, Р.В. Огороков// Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С.15-21; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6

41. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2050 г. – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2025 г.

42. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. Концепция рассмотрена и одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011 г. – М., 2012. – 51 с.

43. Оценка чувствительности целевой функции компенсации реактивной мощности к достоверности и полноте исходной информации / Н.В. Савина, А.А. Казакул, Я.В. Кривохижа, А.С. Сергеев // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008. – Вып. 41. – С. 58-64.

44. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. Приложение № 2 к протоколу Совета директоров ОАО «Ленэнерго» №19 от 30.12.2013. – М, 2013. – 196 с.

45. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.

46. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО «ЕЭС России» (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект

(Файбисович Д.Л.). Внесены изменения и дополнения, утвержденные Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213 (СО 153-34.20.185-94). – Изд. 6-е, перераб. И доп. – М.: ООО «Тексус», 2011. – 30 с.

47. Савина, Н.В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами / Н.В. Савина, Л.А. Гурина, Ю.В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление. Сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635-642.

48. Савина, Н.В. Математическое представление информационных потоков при управлении ЭЭС в условиях неопределенности / Н.В. Савина, Л.А.Гурина // Информационные и математические технологии в научных исследованиях. Сб. трудов XI Междунар. конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – Ч. I. – С. 27-35.

49. Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях. Монография. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

50. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013. № 511-р – текст распоряжения опубликован в

51. «Собрании законодательства Российской Федерации». – 08.04.2013. – № 14, ст. 1738.

52. Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России». – М.: Российское энергетическое агентство, 2012. – 53 с.

53. Цымбал, А. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике / А. Цымбал, А. Коптелов // Энергорынок. – 2010. – № 4. – С.57-59; ЭЭ-7.

54. Чуев, И.Н. Экономика предприятия / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева. – М.: Изд.-торг. корпорация «Дашков и Ко», 2007. – 416 с.

55. Шакарян, Ю.Г. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 42-49.

56. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf

57. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

58. Смирнов В.А. Автоматические выключатели с функцией повторного включения в Smart Grid // Энергоэксперт. – 2018. – № 3. – С. 22-28.

59. Беляев А.В., Козлов В.Н. Применение реклоузеров в распределительных сетях 6–35 кВ // Электротехника. – 2016. – № 5. – С. 34–40.

60. Гусев Д.А., Петров С.И. Современные технологии автоматического повторного включения в интеллектуальных сетях // Энергоэксперт. – 2019. – № 4. – С. 25–30

61. Иванов К.Л., Смирнов М.П. Повышение надежности распределительных сетей с помощью реклоузеров // Электрические станции. – 2020. – № 8. – С. 45–52

62. Россети Рекомендации по выбору и настройке реклоузеров в распределительных сетях 10 кВ. – М.: 2022. – 48 с

63. Энергосервисная компания "ТЭК-Энерго" Обзор рынка реклоузеров в России: 2020–2023 гг. – Екатеринбург, 2023.

64. Электротехнический портал "ЭнергоСовет" Реклоузеры: принцип работы и применение [Электронный ресурс] URL: <https://energsovet.ru> (Дата обращения: 10.06.2025) ;

65. Абрамов В.В., Козлов А.Н. «Современные вакуумные выключатели: преимущества и особенности эксплуатации» // «Электротехника», 2018, № 5, С. 34–40.

66. Гусев Д.А., Петров К.Л.
«Применение вакуумных выключателей в сетях 6–35 кВ» // «Энергоэксперт»,
2019, № 3, С. 22–28.

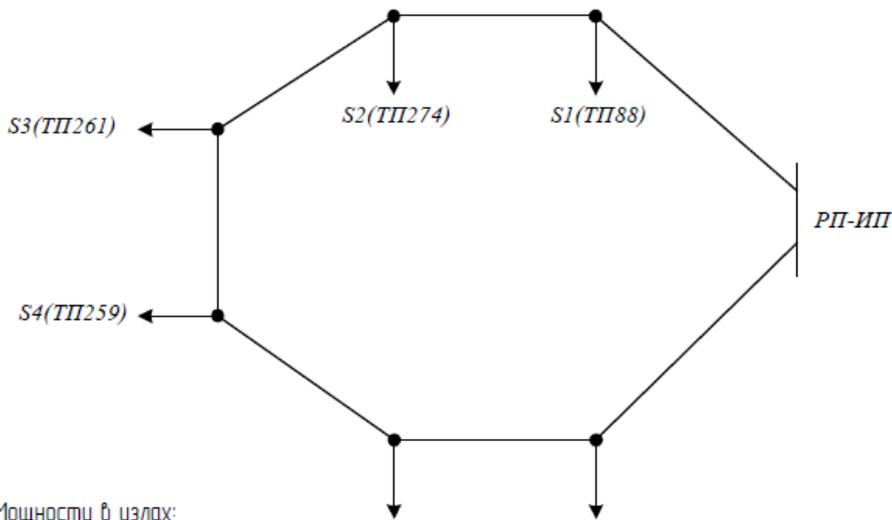
67. Кузнецов Р.А., Лапин В.Ю.
«Цифровые системы управления вакуумными выключателями» // «Новости
электротехники», 2022, № 1(79), С. 50–55.

68. Россети «Анализ отказов вакуумных выключателей в сетях 10 кВ за
2015–2022 гг.», М., 2023.

69. СТО 56947007-29.240.124-2012. Укрупнённые стоимостные
показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ
[Электронный ресурс] / АО «Институт «Энергосетьпроект».

Приложение А

Исходные данные для расчета:



Мощности в узлах:

$$i := \sqrt{-1} \quad U_{НОМ} := 10 \text{ кВ}$$

$$S_1 := 207.88 + i \cdot 41.5 \text{ кВА} \quad S_2 := 150.6 + i \cdot 30.1 \text{ кВА} \quad S_3 := 305.94 + i \cdot 61.1 \text{ кВА}$$

$$S_4 := 189.57 + i \cdot 39.7 \text{ кВА} \quad S_5 := 360.85 + i \cdot 72.1 \text{ кВА} \quad S_6 := 205.92 + i \cdot 41.1 \text{ кВА}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.6 \text{ км} \quad L_{12} := 1.11 \text{ км} \quad L_{23} := 0.2 \text{ км} \quad L_{34} := 0.7 \text{ км}$$

$$L_{45} := 0.3 \text{ км} \quad L_{56} := 0.3 \text{ км} \quad L_{06} := 0.81 \text{ км}$$

$$a := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06} = 4.18$$

Определим приведенные мощности в узлах:

Для узла №1:

НООИЕ

$$S_{ТНОМ} := 250 \text{ кВА} \quad \text{кВт} \quad \text{кВт} \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \Delta P_X := 1 \quad \Delta Q_X := 8.7 \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}{S_{ТНОМ}^2} \quad R_T = 6.08 \text{ Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{ТНОМ} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

Продолжение приложения А

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{кВА} \quad S_1 = 207.88 + 41.58i$$

$$S_{np1} := S_1 + \Delta S_T \quad S_{np1} = 209.879 + 59.085i \quad \text{кВА}$$

Для узла №2:

$$S_{THOM} := 250 \quad \text{кВА} \quad \tilde{N} \tilde{O} \tilde{O} \tilde{I} \tilde{E}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 8.7 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 6.08 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2 + 17.503i \quad \text{кВА} \quad S_2 = 150.6 + 30.12i$$

$$S_{np2} := S_2 + \Delta S_T \quad S_{np2} = 152.6 + 47.623i \quad \text{кВА}$$

Для узла №3:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{кВА} \quad \tilde{N} \tilde{O} \tilde{O} \tilde{I} \tilde{E}$$

$$\Delta P_K := 5.4 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1.3 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 7.2 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 3.375 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 13.75 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.599 + 14.407i \quad \text{кВА} \quad S_3 = 305.94 + 61.19i$$

$$S_{np3} := S_3 + \Delta S_T \quad S_{np3} = 308.539 + 75.597i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

Для узла №4:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 250 \quad \text{кВА} \quad \text{НООБЕ}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 8.7 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 6.08 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.504i \quad \text{кВА} \quad S_4 = 189.57 + 39.71i$$

$$S_{\text{np4}} := S_4 + \Delta S_T \quad S_{\text{np4}} = 191.569 + 57.214i \quad \text{кВА}$$

Для узла №5:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 630 \quad \text{кВА} \quad \text{НООБЕ}$$

$$\Delta P_K := 7.3 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 2 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 9.4 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5 \quad \%$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 1.839 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 8.73 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 3.999 + 18.906i \quad \text{кВА} \quad S_5 = 360.85 + 72.17i$$

$$S_{\text{np5}} := S_5 + \Delta S_T \quad S_{\text{np5}} = 364.849 + 91.076i \quad \text{кВА}$$

Для узла №6:

- 1 - 250
- 2 - 250
- 3 - 400
- 4 - 250
- 5 - 630
- 6 - 250

Продолжение приложения А

$$S_{\text{THOM}} := 250 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 8.7 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2} \quad R_T = 6.08 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{кВА} \quad S_6 = 205.92 + 41.18i$$

$$S_{\text{np6}} := S_6 + \Delta S_T \quad S_{\text{np6}} = 207.919 + 58.685i \quad \text{кВА}$$

Определим точку потокарздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$\Delta P_{\Sigma 1} := 2.101 + 2.842 + 1.841 + 2.841 + 1.842 + 2.101 + 4.204 = 17.772$$

$$\Delta P_{\Sigma 2} := 2.843 + 2.101 + 2.101 + 2.842 + 0.621 + 2.843 = 13.351$$

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{06}$$

$$L_{50'} := L_{56} + L_{06}$$

$$L_{60'} := L_{06}$$

$$L_{60} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{50} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$L_{40} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$L_{30} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$L_{20} := L_{01} + L_{12}$$

$$L_{10} := L_{01}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{\text{np1}} \cdot L_{10'} + S_{\text{np2}} \cdot L_{20'} + S_{\text{np3}} \cdot L_{30'} + S_{\text{np4}} \cdot L_{40'} + S_{\text{np5}} \cdot L_{50'} + S_{\text{np6}} \cdot L_{60'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01} = 621.878 + 170.007i \quad \text{кВА}$$

$$S_{06} := \frac{S_{\text{np6}} \cdot L_{60} + S_{\text{np5}} \cdot L_{50} + S_{\text{np4}} \cdot L_{40} + S_{\text{np3}} \cdot L_{30} + S_{\text{np2}} \cdot L_{20} + S_{\text{np1}} \cdot L_{10}}{L_{00'}}$$

Продолжение приложения А

$S_{0'6} = 813.478 + 219.273i$	кВА
$S_{12} := S_{01} - S_{np1}$	$S_{12} = 411.998 + 110.921i$ кВА
$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$	$S_{23} = 259.399 + 63.299i$ кВА
$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$	$S_{34} = -49.14 - 12.298i$ кВА
$S_{65} := S_{0'6} - S_{np6}$	$S_{65} = 605.558 + 160.588i$ кВА
$S_{54} := S_{65} - S_{np5}$	$S_{54} = 240.71 + 69.512i$ кВА
$S_{43} := S_{54} - S_{np4}$	$S_{43} = 49.14 + 12.298i$ кВА

Т.о. точка потокарздела узел №3.

Выбор сечения кабельных линий.

Определим токи на участках и коэффициент мощности:

$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{01} = 35.904 + 9.815i$	А	$\cos \phi_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01})}{ S_{01} }$	$\cos \phi_{01} = 0.965$
$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{12} = 23.787 + 6.404i$	А	$\cos \phi_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})}{ S_{12} }$	$\cos \phi_{12} = 0.966$
$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{23} = 14.976 + 3.655i$	А	$\cos \phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{ S_{23} }$	$\cos \phi_{23} = 0.971$
$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{34} = -2.837 - 0.71i$	А	$\cos \phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{ S_{34} }$	$\cos \phi_{34} = -0.97$
$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{45} = 13.897 + 4.013i$	А	$\cos \phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{54})}{ S_{54} }$	$\cos \phi_{45} = 0.961$
$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{56} = 34.962 + 9.272i$	А	$\cos \phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{ S_{65} }$	$\cos \phi_{56} = 0.967$
$I_{06} := \frac{S_{0'6}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{06} = 46.966 + 12.66i$	А	$\cos \phi_{06} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0'6})}{ S_{0'6} }$	$\cos \phi_{06} = 0.966$
$ I_{01} = 37.222$	$\sin \phi_{01} := \sin(\operatorname{acos}(\cos \phi_{01})) = 0.264$			
$ I_{12} = 24.634$	$\sin \phi_{12} := \sin(\operatorname{acos}(\cos \phi_{12})) = 0.26$			
$ I_{23} = 15.416$	$\sin \phi_{23} := \sin(\operatorname{acos}(\cos \phi_{23})) = 0.237$			

Продолжение приложения А

$$|I_{34}| = 2.925 \quad \sin\phi_{34} := \sin(\arccos(\cos\phi_{34})) = 0.243$$

$$|I_{45}| = 14.465 \quad \sin\phi_{45} := \sin(\arccos(\cos\phi_{45})) = 0.277$$

$$|I_{56}| = 36.17 \quad \sin\phi_{56} := \sin(\arccos(\cos\phi_{56})) = 0.256$$

$$|I_{06}| = 48.642 \quad \sin\phi_{06} := \sin(\arccos(\cos\phi_{06})) = 0.26$$

Выбираем СИП-335 с длительно-допустимым током
200 А
Послеаварийный режим:

$$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{01} = 35.904 + 9.815i \quad |I_{01}| = 37.222$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{12} = 23.787 + 6.404i \quad |I_{12}| = 24.634$$

$$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{23} = 14.976 + 3.655i \quad |I_{23}| = 15.416$$

$$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{34} = -2.837 - 0.71i \quad |I_{34}| = 2.925$$

$$I_{45} := \frac{S_{45}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{45} = 13.897 + 4.013i \quad |I_{45}| = 14.465$$

$$I_{56} := \frac{S_{56}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{56} = 34.962 + 9.272i$$

$$I_{06} := \frac{S_{06}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{06} = 46.966 + 12.66i$$

Для СИП-3:

$$R_0 := 1.2 \text{ } \quad X_0 := 0.31$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{НОМ} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{01}) + X_0 \cdot \sin\phi_{01}] \cdot 100 = 0.577$$

$$\Delta U_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{НОМ} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{12}) + X_0 \cdot \sin\phi_{12}] \cdot 100 = 0.614$$

$$\Delta U_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{НОМ} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{23}) + X_0 \cdot \sin\phi_{23}] \cdot 100 = 0.083$$

Продолжение приложения А

$$\Delta U_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + X_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = -0.042$$

$$\Delta U_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + X_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = 0.097$$

$$\Delta U_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + X_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.244$$

$$\Delta U_{06} := \frac{|I_{06}| \cdot L_{06} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{06}) + X_0 \cdot \sin \phi_{06}] \cdot 100 = 0.885$$

$$Z_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.869 + 0.214i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 1.399 + 0.344i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.92 + 0.226i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{45} = 0.378 + 0.093i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{56} = 0.378 + 0.093i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{06} := L_{06} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{06} = 1.021 + 0.251i \quad \text{Ом}$$

Нормальный режим.

Определим точку потокораздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$Z_{00'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{10'} := Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{20'} := Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{30'} := Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{40'} := Z_{45} + Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{60'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56}$$

$$Z_{50'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45}$$

$$Z_{40'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}$$

$$Z_{30'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23}$$

Продолжение приложения А

$$Z_{50'} := Z_{56} + Z_{06}$$

$$Z_{20'} := Z_{01} + Z_{12}$$

$$Z_{60'} := Z_{06}$$

$$Z_{10'} := Z_{01}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{np1} \cdot \overline{Z_{10'}} + S_{np2} \cdot \overline{Z_{20'}} + S_{np3} \cdot \overline{Z_{30'}} + S_{np4} \cdot \overline{Z_{40'}} + S_{np5} \cdot \overline{Z_{50'}} + S_{np6} \cdot \overline{Z_{60'}}}{\overline{Z_{00'}}$$

$$S_{01} = 621.878 + 170.007i \quad \text{кВА}$$

$$S_{06} := \frac{S_{np6} \cdot \overline{Z_{60'}} + S_{np5} \cdot \overline{Z_{50'}} + S_{np4} \cdot \overline{Z_{40'}} + S_{np3} \cdot \overline{Z_{30'}} + S_{np2} \cdot \overline{Z_{20'}} + S_{np1} \cdot \overline{Z_{10'}}}{\overline{Z_{00'}}$$

$$S_{06} = 813.478 + 219.273i \quad \text{кВА}$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5} = 240.71 + 69.512i$$

$$S_{12} := S_{01} - S_{np1}$$

$$S_{12} = 411.998 + 110.921i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$$

$$S_{23} = 259.399 + 63.299i \quad \text{кВА}$$

$$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$$

$$S_{34} = -49.14 - 12.298i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45} := S_{34} - S_{np4}$$

$$S_{45} = -240.71 - 69.512i \quad \text{кВА}$$

$$S_{65} := S_{06} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 605.558 + 160.588i \quad \text{кВА}$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5}$$

$$S_{54} = 240.71 + 69.512i \quad \text{кВА}$$

Т.о. подтверждаем, что точкой потокораздела является узел №3.

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{23К} := S_{np3}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23К})^2 + \operatorname{Im}(S_{23К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23}$$

$$\Delta S_{23} = 3.052 \times 10^{-4} + 7.508i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{23Н} := S_{23К} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23Н} = 308.539 + 75.597i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12К} := S_{23Н} + S_{np2}$$

$$S_{12К} = 461.139 + 123.22i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12К})^2 + \operatorname{Im}(S_{12К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 3.186 \times 10^{-3} + 7.84i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{12Н} := S_{12К} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12Н} = 461.142 + 123.22i \quad \text{кВА}$$

$$S_{01К} := S_{12Н} + S_{np1}$$

$$S_{01К} = 671.021 + 182.305i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01К})^2 + \operatorname{Im}(S_{01К})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \Delta S_{01} = 4.204 \times 10^{-3} + 1.034i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{01Н} := S_{01К} + \Delta S_{01} \quad S_{01Н} = 671.026 + 182.306i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45К} := S_{\text{нр4}}$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45К})^2 + \operatorname{Im}(S_{45К})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45} \quad \Delta S_{45} = 1.511 \times 10^{-4} + 3.717i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{45Н} := S_{45К} + \Delta S_{45} \quad S_{45Н} = 191.57 + 57.214i \quad \text{кВА}$$

$$S_{56К} := S_{45Н} + S_{\text{нр5}} \quad S_{56К} = 556.418 + 148.29i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56К})^2 + \operatorname{Im}(S_{56К})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 1.253 \times 10^{-3} + 3.084i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56Н} := S_{56К} + \Delta S_{56} \quad S_{56Н} = 556.42 + 148.291i \quad \text{кВА}$$

$$S_{06К} := S_{56Н} + S_{\text{нр6}} \quad S_{06К} = 764.339 + 206.976i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{06} := \frac{\operatorname{Re}(S_{06К})^2 + \operatorname{Im}(S_{06К})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{06} \quad \Delta S_{06} = 6.4 \times 10^{-3} + 1.575i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{06Н} := S_{06К} + \Delta S_{06} \quad S_{06Н} = 764.345 + 206.977i \quad \text{кВА}$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

$$U_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.938 + 1.496i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.938 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.869 + 2.86i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.869 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23Н}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23Н}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

Продолжение приложения А

$$U_3 = 9.859 + 2.848i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.859 \quad \text{кВ}$$

$$U_6 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{06}) + \operatorname{Im}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{06})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{06}) - \operatorname{Im}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{06})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.917 + 1.931i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_6| = 9.917 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.894 + 2.361i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_5| = 9.894 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.886 + 2.745i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.886 \quad \text{кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 06).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{56K} := S_{np6}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 1.764 \times 10^{-4} + 4.341i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \quad S_{56H} = 207.92 + 58.685i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45K} := S_{56H} + S_{np5} \quad S_{45K} = 572.768 + 149.761i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45} \quad \Delta S_{45} = 1.325 \times 10^{-3} + 3.26i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45} \quad S_{45H} = 572.77 + 149.761i \quad \text{кВА}$$

$$S_{34K} := S_{45H} + S_{np4} \quad S_{34K} = 764.339 + 206.976i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 5.768 \times 10^{-3} + 1.419i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \quad S_{34H} = 764.345 + 206.977i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$S_{23K} := S_{23H} + S_{np};$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23}$$

$$\Delta S_{23} = 3.722 \times 10^{-3} + 9.158i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23H} = 1.073 \times 10^3 + 282.575i \text{ кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np};$$

$$S_{12K} = 1.225 \times 10^3 + 330.197i \text{ кВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12}$$

$$\Delta S_{12} = 0.023 + 5.543i \times 10^{-3} \text{ кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12H} = 1.226 \times 10^3 + 330.203i \text{ кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1}$$

$$S_{01K} = 1.435 \times 10^3 + 389.288i \text{ кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 0.019 + 4.731i \times 10^{-3} \text{ кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01H} = 1.435 \times 10^3 + 389.293i \text{ кВА}$$

$$S_{01H}$$

$$I_{01} := \frac{S_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 82.873 + 22.476i$$

$$I_{01} = 82.873 + 22.476i \quad |I_{01}| = 85.867$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \text{ кВ}$$

$$U_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\bar{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\bar{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.867 + 3.142i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_1| = 9.867 \text{ кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\bar{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\bar{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.682 + 7.149i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_2| = 9.682 \text{ кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\bar{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\bar{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

Продолжение приложения А

$$U_3 = 9.646 + 7.704i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_3| = 9.646 \text{ кВ}$$

$$U_{3\text{фн}} := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{3\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{3\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{3\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{3\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.568 + 9.447i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_4| = 9.568 \text{ кВ}$$

$$U_{4\text{фн}} := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{4\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{4\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U}_4 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{4\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{4\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U}_4 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.544 + 9.772i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.544 \text{ кВ}$$

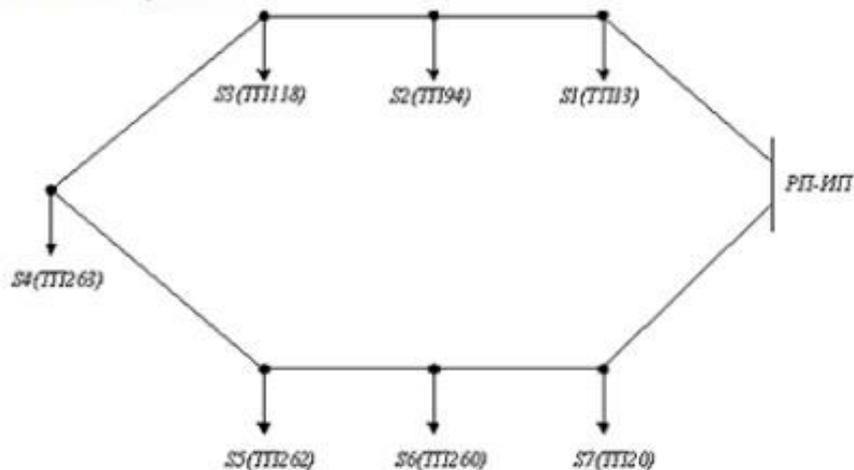
$$U_{5\text{фн}} := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{5\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{5\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U}_5 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{5\text{фн}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{5\text{фн}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U}_5 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.535 + 0.01i \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.535 \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_6| - U_0}{|U_6|} \cdot 100 = -4.873$$

2 Петля (Красная)

Исходные данные для расчета:



Мощности в узлах:

$$i_{\text{н}} := \sqrt{-1} \quad U_{\text{НОМ}} := 10 \text{ кВ}$$

$$S_{1\text{фн}} := 133.36 + i \cdot 26.6 \text{ кВА} \quad S_{2\text{фн}} := 196.12 + i \cdot 39.2 \text{ кВА} \quad S_{3\text{фн}} := 122.57 + i \cdot 24.5 \text{ кВА}$$

$$S_{4\text{фн}} := 56.38 + i \cdot 11.2 \text{ кВА} \quad S_{5\text{фн}} := 201.02 + i \cdot 40.2 \text{ кВА} \quad S_{6\text{фн}} := 211.81 + i \cdot 42.3 \text{ кВА}$$

$$S_7 := 235.34 + i \cdot 47.0 \text{ кВА}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.61 \text{ км} \quad L_{12} := 0.6 \text{ км} \quad L_{23} := 0.4 \text{ км} \quad L_{34} := 0.51 \text{ км}$$

Продолжение приложения А

$$S_{mp2} := S_2 + \Delta S_T \quad S_{mp2} = 198.119 + 56.725i \quad \text{кВА}$$

Для узла №3:

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{кВА} \quad \text{НОМ}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 3.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1.04 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 9.2 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 14.453 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 28.125 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.402i \quad \text{кВА} \quad S_3 = 122.57 + 24.51i$$

$$S_{mp3} := S_3 + \Delta S_T \quad S_{mp3} = 124.67 + 42.912i \quad \text{кВА}$$

Для узла №4:

$$S_{THOM} := 100 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 1.97 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.31 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 2.6 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 19.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{НОМ}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 45 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

Продолжение приложения А

Для узла №7:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 400 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.9\% \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 12 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 3.438 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 11.25 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.84 + 24.003i \quad \text{кВА} \quad S_7 = 235.34 + 47.07i$$

$$S_{\text{np7}} := S_7 + \Delta S_T \quad S_{\text{np7}} = 237.18 + 71.073i \quad \text{кВА}$$

Определим точку потоко раздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$\Delta P_{\Sigma l} := 2.101 + 2.842 + 1.841 + 2.841 + 1.842 + 2.101 + 4.204 = 17.772$$

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{60'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{50'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{40'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{20'} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07} \quad L_{20'} := L_{01} + L_{12}$$

$$L_{70'} := L_{07} \quad L_{10'} := L_{01}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{\text{np1}} \cdot L_{10'} + S_{\text{np2}} \cdot L_{20'} + S_{\text{np3}} \cdot L_{30'} + S_{\text{np4}} \cdot L_{40'} + S_{\text{np5}} \cdot L_{50'} + S_{\text{np6}} \cdot L_{60'} + S_{\text{np7}} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

$$S_{07} := \frac{S_{\text{np7}} \cdot L_{70'} + S_{\text{np6}} \cdot L_{60'} + S_{\text{np5}} \cdot L_{50'} + S_{\text{np4}} \cdot L_{40'} + S_{\text{np3}} \cdot L_{30'} + S_{\text{np2}} \cdot L_{20'} + S_{\text{np1}} \cdot L_{10'}}{L_{00'}}$$

Продолжение приложения А

$$S_{07} = 582.07 + 168.898i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12} := S_{07} - S_{np1}$$

$$S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$$

$$S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad \text{кВА}$$

$$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$$

$$S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45} := S_{34} - S_{np4}$$

$$S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad \text{кВА}$$

$$S_{76} := S_{07} - S_{np5}$$

$$S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad \text{кВА}$$

$$S_{65} := S_{76} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad \text{кВА}$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np7}$$

$$S_{54} = -72.538 - 16.644i \quad \text{кВА}$$

Т.о. точка потокоораздела узел №4.

Выбор сечения кабельных линий.

Определим токи на участках и коэффициент мощности:

$I_{01} := \frac{S_{07}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{01} = 33.896 + 9.944i$	А	$\cos \phi_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07})}{ S_{07} }$	$\cos \phi_{01} = 0.96$
$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{12} = 26.115 + 7.665i$	А	$\cos \phi_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})}{ S_{12} }$	$\cos \phi_{12} = 0.96$
$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{23} = 14.677 + 4.39i$	А	$\cos \phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{ S_{23} }$	$\cos \phi_{23} = 0.958$
$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{34} = 7.479 + 1.912i$	А	$\cos \phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{ S_{34} }$	$\cos \phi_{34} = 0.969$
$I_{45} := \frac{S_{45}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{45} = -4.188 - 0.961i$	А	$\cos \phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45})}{ S_{45} }$	$\cos \phi_{45} = -0.975$
$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{56} = 7.533 + 2.371i$	А	$\cos \phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{ S_{65} }$	$\cos \phi_{56} = 0.954$
$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{67} = 19.912 + 5.648i$	А	$\cos \phi_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{76})}{ S_{76} }$	$\cos \phi_{67} = 0.962$
$I_{07} := \frac{S_{07}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{07} = 33.606 + 9.751i$	А	$\cos \phi_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07})}{ S_{07} }$	$\cos \phi_{07} = 0.96$

$$\sqrt{1 - (\cos \phi_{01})^2} = 0.282$$

Продолжение приложения А

$ I_{01} = 35.324$	$\sin\phi_{01} := \sin(\arccos(\cos\phi_{01})) = 0.282$
$ I_{12} = 27.217$	$\sin\phi_{12} := \sin(\arccos(\cos\phi_{12})) = 0.282$
$ I_{23} = 15.319$	$\sin\phi_{23} := \sin(\arccos(\cos\phi_{23})) = 0.287$
$ I_{34} = 7.72$	$\sin\phi_{34} := \sin(\arccos(\cos\phi_{34})) = 0.248$
$ I_{45} = 4.297$	$\sin\phi_{45} := \sin(\arccos(\cos\phi_{45})) = 0.224$
$ I_{56} = 7.898$	$\sin\phi_{56} := \sin(\arccos(\cos\phi_{56})) = 0.3$
$ I_{67} = 20.698$	$\sin\phi_{67} := \sin(\arccos(\cos\phi_{67})) = 0.273$
$ I_{07} = 34.992$	$\sin\phi_{07} := \sin(\arccos(\cos\phi_{07})) = 0.279$

Выбираем СИП-335 с длительно-допустимым током 200 А
Послеаварийный режим:

$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{01} = 33.896 + 9.944i$	A	$ I_{01} = 35.324$
$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{12} = 26.115 + 7.665i$	A	$ I_{12} = 27.217$
$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{23} = 14.677 + 4.39i$	A	$ I_{23} = 15.319$
$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{34} = 7.479 + 1.912i$	A	$ I_{34} = 7.72$
$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{45} = -4.188 - 0.961i$	A	$ I_{45} = 4.297$
$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{56} = 7.533 + 2.371i$	A	$ I_{56} = 7.898$
$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{67} = 19.912 + 5.648i$	A	$ I_{67} = 20.698$
	$I_{07} = 33.606 + 9.751i$		

Продолжение приложения А

$$I_{07} := \frac{S_{07}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad \text{А} \quad |I_{07}| = 34.992$$

Для СИП-3:

$$R_0 := 1.2\epsilon \quad X_0 := 0.31$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{01}) + X_0 \cdot \sin \phi_{01}] \cdot 100 = 0.539$$

$$\Delta U_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{12}) + X_0 \cdot \sin \phi_{12}] \cdot 100 = 0.409$$

$$\Delta U_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{23}) + X_0 \cdot \sin \phi_{23}] \cdot 100 = 0.138$$

$$\Delta U_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + X_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = 0.089$$

$$\Delta U_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + X_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = -0.021$$

$$\Delta U_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + X_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.043$$

$$\Delta U_{67} := \frac{|I_{67}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{67}) + X_0 \cdot \sin \phi_{67}] \cdot 100 = 0.571$$

$$\Delta U_{07} := \frac{|I_{07}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{07}) + X_0 \cdot \sin \phi_{07}] \cdot 100 = 0.966$$

$$Z_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.857 + 0.211i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 0.844 + 0.208i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.504 + 0.124i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.649 + 0.16i \quad \text{Ом}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{Z}_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{45} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{56} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{67} := L_{67} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{67} = 0.517 + 0.127i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{07} := L_{07} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{07} = 1.549 + 0.381i \quad \text{Ом}$$

Нормальный режим.

Определим точку потокарздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$\underline{Z}_{00'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{10'} := Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{70} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67}$$

$$\underline{Z}_{20'} := Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{60'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56}$$

$$\underline{Z}_{30'} := Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{50'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45}$$

$$\underline{Z}_{40'} := Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{40'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}$$

$$\underline{Z}_{50'} := Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{30'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23}$$

$$\underline{Z}_{60'} := Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{20'} := Z_{01} + Z_{12}$$

$$Z_{70'} := Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{10'} := Z_{01}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$\underline{S}_{01} := \frac{S_{np1} \cdot Z_{10'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np7} \cdot Z_{70'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{07} := \frac{S_{np7} \cdot Z_{70} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np1} \cdot Z_{10'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{07} = 582.07 + 168.898i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12} := S_{01} - S_{np1} \quad S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{23} := S_{12} - S_{np2} \quad S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{34} := S_{23} - S_{np3} \quad S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{45} := S_{34} - S_{np4} \quad S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{76} := S_{07} - S_{np7} \quad S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{65} := S_{76} - S_{np6} \quad S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5} \qquad S_{54} = -72.538 - 16.644i \qquad \text{кВА}$$

Т.о. подтверждаем, что точкой потокоораздела является узел №4.

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{34K} := S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \qquad \Delta S_{34} = 2.285 \times 10^{-5} + 5.621i \times 10^{-6} \qquad \text{кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \qquad S_{34H} = 57 + 16.481i \qquad \text{кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3} \qquad S_{23K} = 181.67 + 59.393i \qquad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \qquad \Delta S_{23} = 1.841 \times 10^{-4} + 4.53i \times 10^{-5} \qquad \text{кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \qquad S_{23H} = 181.67 + 59.393i \qquad \text{кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2} \qquad S_{12K} = 379.79 + 116.118i \qquad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \qquad \Delta S_{12} = 1.332 \times 10^{-3} + 3.276i \times 10^{-4} \qquad \text{кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12} \qquad S_{12H} = 379.791 + 116.118i \qquad \text{кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1} \qquad S_{01K} = 514.551 + 155.591i \qquad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \qquad \Delta S_{01} = 2.476 \times 10^{-3} + 6.092i \times 10^{-4} \qquad \text{кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01} \qquad S_{01H} = 514.553 + 155.592i \qquad \text{кВА}$$

$$S_{56K} := S_{np5}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \qquad \Delta S_{56} = 1.347 \times 10^{-4} + 3.314i \times 10^{-5} \qquad \text{кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \qquad S_{56H} = 203.02 + 57.705i \qquad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$S_{6\text{К}} := S_{56\text{H}} + S_{\text{пр}\epsilon} \quad S_{6\text{К}} = 417.429 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{6\text{К}})^2 + \operatorname{Im}(S_{6\text{К}})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67} \quad \Delta S_{67} = 9.678 \times 10^{-4} + 2.381i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{6\text{H}} := S_{6\text{К}} + \Delta S_{67} \quad S_{6\text{H}} = 417.43 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

$$S_{0\text{К}} := S_{6\text{H}} + S_{\text{пр}i} \quad S_{0\text{К}} = 654.61 + 185.542i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0\text{К}})^2 + \operatorname{Im}(S_{0\text{К}})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{07} \quad \Delta S_{07} = 7.169 \times 10^{-3} + 1.764i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\hat{a} := \Delta S_{34} + (\Delta S_{23}) + (\Delta S_{12}) + (\Delta S_{01}) + (\Delta S_{56}) + (\Delta S_{67}) + (\Delta S_{07}) = 0.012 + 3.023i \times 10^{-3}$$

$$S_{0\text{H}} := S_{0\text{К}} + \Delta S_{07} \quad S_{0\text{H}} = 654.617 + 185.543i \quad \text{кВА}$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

$$U_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.953 + 2.484i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.953 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U_1} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.918 + 4.399i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.918 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U_2} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.908 + 5.142i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.908 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.904 + 5.3i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.904 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{07\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07}) + \operatorname{Im}(S_{07\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{07\text{H}}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07}) - \operatorname{Im}(S_{07\text{H}}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.892 + 3.792i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_7| = 9.892 \quad \text{кВ}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{U}_6 := U_7 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.868 + 4.398i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.868 \text{ кВ}$$

$$\underline{U}_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.862 + 4.632i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.862 \text{ кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 07).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$\underline{S}_{67K} := S_{mp7}$$

$$\underline{\Delta S}_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67} \quad \Delta S_{67} = 3.167 \times 10^{-4} + 7.792i \times 10^{-5} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67} \quad S_{67H} = 237.18 + 71.073i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56K} := S_{67H} + S_{mp6} \quad S_{56K} = 451.589 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 6.661 \times 10^{-4} + 1.639i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \quad S_{56H} = 451.59 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45K} := S_{56H} + S_{mp5} \quad S_{45K} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45} \quad \Delta S_{45} = 1.4 \times 10^{-3} + 3.444i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45} \quad S_{45H} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34K} := S_{45H} + S_{mp4}$$

$$\underline{\Delta S}_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 3.551 \times 10^{-3} + 8.736i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \quad S_{34H} = 711.615 + 202.024i \text{ кВА}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{S}_{23K} := S_{34H} + S_{np}; \quad S_{23K} = 836.285 + 244.936i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \quad \Delta S_{23} = 3.827 \times 10^{-3} + 9.416i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \quad S_{23H} = 836.289 + 244.937i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12K} := S_{23H} + S_{np}; \quad S_{12K} = 1.034 \times 10^3 + 301.662i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \Delta S_{12} = 9.801 \times 10^{-3} + 2.411i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12} \quad S_{12H} = 1.034 \times 10^3 + 301.664i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01K} := S_{12H} + S_{np1} \quad S_{01K} = 1.169 \times 10^3 + 341.137i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \Delta S_{01} = 0.013 + 3.127i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01} \quad S_{01H} = 1.169 \times 10^3 + 341.14i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{I}_{01} := \frac{S_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 67.503 + 19.696i \quad I_{01} = 67.503 + 19.696i \quad |I_{01}| = 70.318$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$\underline{U}_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.893 + 4.582i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.893 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.798 + 8.563i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.798 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.752 + 0.011i \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.752 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

Продолжение приложения А

$$U_4 = 9.701 + 0.012i \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.701 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_4 := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U}_4 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U}_4 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.679 + 0.013i \quad \text{кВ} \quad |U_5| = 9.679 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_5 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U}_5 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U}_5 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.664 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_6| = 9.664 \quad \text{кВ}$$

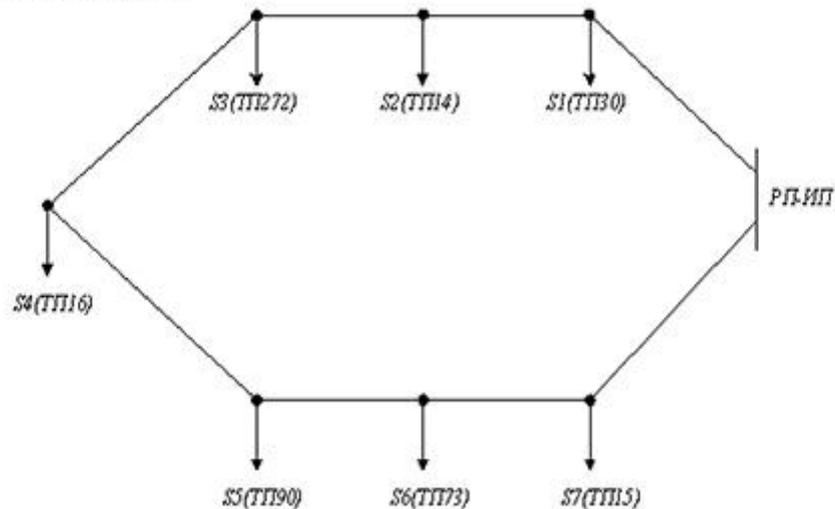
$$\underline{U}_6 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.651 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_7| = 9.651 \quad \text{кВ}$$

$$\frac{|U_7| - U_0}{|U_7|} \cdot 100 = -3.619$$

ЗПЕТЛЯ (СИНЯЯ)

Исходные данные для расчета:



Мощности в узлах:

$$\underline{i} := \sqrt{-1} \quad U_{НОМ} := 10 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{S}_1 := 133.36 + i \cdot 26.6 \quad \text{кВА} \quad \underline{S}_2 := 196.12 + i \cdot 39.2 \quad \text{кВА} \quad \underline{S}_3 := 122.57 + i \cdot 24.5 \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_4 := 56.38 + i \cdot 11.2 \quad \text{кВА} \quad \underline{S}_5 := 201.02 + i \cdot 40.2 \quad \text{кВА} \quad \underline{S}_6 := 211.81 + i \cdot 42.3 \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$S_7 := 235.34 + i \cdot 47.0 \quad \text{кВА}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.61 \quad \text{км} \quad L_{12} := 0.67 \quad \text{км} \quad L_{23} := 0.4 \quad \text{км} \quad L_{34} := 0.515 \quad \text{км}$$

$$L_{45} := 0.24 \quad \text{км} \quad L_{56} := 0.24 \quad \text{км} \quad L_{67} := 0.41 \quad \text{км} \quad L_{07} := 1.225 \quad \text{км}$$

$$l := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} = 4.384$$

Определим приведенные мощности в узлах:

Для узла №1:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 160 \quad \text{кВА} \quad \text{НОДП}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 10.547 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 34.375 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_1 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.4 + 12.803i \quad \text{кВА} \quad S_1 = 133.36 + 26.67i$$

$$S_{\text{сп1}} := S_1 + \Delta S_T \quad S_{\text{сп1}} = 134.76 + 39.473i \quad \text{кВА}$$

Для узла №2:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 250 \quad \text{кВА} \quad \text{НОДП}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 8.75 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 6.08 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_2 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

Продолжение приложения А

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{кВА} \quad S_2 = 196.12 + 39.22i$$

$$S_{\text{пр}2} := S_2 + \Delta S_T \quad S_{\text{пр}2} = 198.119 + 56.725i \quad \text{кВА}$$

Для узла №3:

$$S_{\text{THOM}} := 160 \quad \text{кВА} \quad \text{НООПЕ}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$S_{\text{THOM}} := 160 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 3.7 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1.04 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 9.2 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2} \quad R_T = 14.453 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3} \quad X_T = 28.125 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_3 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.402i \quad \text{кВА} \quad S_3 = 122.57 + 24.51i$$

$$S_{\text{пр}3} := S_3 + \Delta S_T \quad S_{\text{пр}3} = 124.67 + 42.912i \quad \text{кВА}$$

Для узла №4:

$$S_{\text{THOM}} := 100 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 1.97 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.31 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 2.6 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2} \quad R_T = 19.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3} \quad X_T = 45 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_4 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

Продолжение приложения А

$$\Delta S_T = 0.62 + 5.201i \quad \text{кВА} \quad S_4 = 56.38 + 11.28i$$

$$\underline{S_{mp4}} := S_4 + \Delta S_T \quad S_{mp4} = 57 + 16.481i \quad \text{кВА}$$

Для узла №5:

$$\underline{S_{THOM}} := 250 \quad \text{кВА} \quad \text{ÑÓÏĖ}$$

$$\underline{\Delta P_K} := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \underline{\Delta P_X} := 1 \quad \text{кВт} \quad \underline{\Delta Q_X} := 8.7 \quad \text{кВАр} \quad \underline{u_K} := 5.5$$

$$\underline{R_T} := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 6.08 \quad \text{Ом}$$

$$\underline{X_T} := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 22 \quad \text{Ом}$$

$$\underline{\Delta S_T} := \frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_5 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{кВА} \quad S_5 = 201.02 + 40.2i$$

$$\underline{S_{mp5}} := S_5 + \Delta S_T \quad S_{mp5} = 203.019 + 57.705i \quad \text{кВА}$$

Для узла №6:

ÑÓÏĖ

$$\underline{S_{THOM}} := 400 \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta P_K} := 5.4 \quad \text{кВт} \quad \underline{\Delta P_X} := 1.3 \quad \text{кВт} \quad \underline{\Delta Q_X} := 7.2 \quad \text{кВАр} \quad \underline{u_K} := 5.5 \quad \%$$

- 1: 13 - 160
- 2: 94 - 250
- 3: 118 - 160
- 4: 263 - 100
- 5: 262 - 250
- 6: 260 - 250
- 7: 20 - 400

$$\underline{R_T} := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 3.375 \quad \text{Ом}$$

$$\underline{X_T} := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 13.75 \quad \text{Ом}$$

$$\underline{\Delta S_T} := \frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_6 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 2.599 + 14.403i \quad \text{кВА} \quad S_6 = 211.81 + 42.36i$$

$$\underline{S_{mp6}} := S_6 + \Delta S_T \quad S_{mp6} = 214.409 + 56.763i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

Для узла №7:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 400 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.9\% \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 12 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 3.438 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 11.25 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta P_{\Sigma 1} := 2.101 + 2.842 + 1.841 + 2.841 + 1.842 + 2.101 + 4.204 = 17.772$$

$$\Delta S_T = 1.84 + 24.003i \quad \text{кВА} \quad S_7 = 235.34 + 47.07i$$

$$S_{\text{нп7}} := S_7 + \Delta S_T \quad S_{\text{нп7}} = 237.18 + 71.073i \quad \text{кВА}$$

Определим точку потокоораздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{60'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{50'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{40'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{30'} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{20'} := L_{01} + L_{12}$$

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07} \quad L_{10'} := L_{01}$$

$$L_{70'} := L_{07}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{\text{нп1}} \cdot L_{10'} + S_{\text{нп2}} \cdot L_{20'} + S_{\text{нп3}} \cdot L_{30'} + S_{\text{нп4}} \cdot L_{40'} + S_{\text{нп5}} \cdot L_{50'} + S_{\text{нп6}} \cdot L_{60'} + S_{\text{нп7}} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

Для узла №7:

$$S_{\text{ТНОМ}} := 400 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.9\% \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 1\% \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ТНОМ}}^2} \quad R_T = 3.438 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot 10^3} \quad X_T = 11.25 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta P_{\Sigma 1} := 2.101 + 2.842 + 1.841 + 2.841 + 1.842 + 2.101 + 4.204 = 17.772$$

$$\Delta S_T = 1.84 + 24.003i \quad \text{кВА} \quad S_7 = 235.34 + 47.07i$$

$$S_{\text{нп7}} := S_7 + \Delta S_T \quad S_{\text{нп7}} = 237.18 + 71.073i \quad \text{кВА}$$

Определим точку потокоораздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{07}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{60'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{50'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}$$

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{40'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}$$

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{30'} := L_{01} + L_{12} + L_{23}$$

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07} \quad L_{20'} := L_{01} + L_{12}$$

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07} \quad L_{10'} := L_{01}$$

$$L_{70'} := L_{07}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{\text{нп1}} \cdot L_{10'} + S_{\text{нп2}} \cdot L_{20'} + S_{\text{нп3}} \cdot L_{30'} + S_{\text{нп4}} \cdot L_{40'} + S_{\text{нп5}} \cdot L_{50'} + S_{\text{нп6}} \cdot L_{60'} + S_{\text{нп7}} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

Для СИП-3:

$$\underline{R}_0 := 1.2\epsilon \quad \underline{X}_0 := 0.31$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\underline{\Delta U}_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{01}) + X_0 \cdot \sin\phi_{01}] \cdot 100 = 0.539$$

$$\underline{\Delta U}_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{12}) + X_0 \cdot \sin\phi_{12}] \cdot 100 = 0.409$$

$$\underline{\Delta U}_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{23}) + X_0 \cdot \sin\phi_{23}] \cdot 100 = 0.138$$

$$\underline{\Delta U}_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{34}) + X_0 \cdot \sin\phi_{34}] \cdot 100 = 0.089$$

$$\underline{\Delta U}_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{45}) + X_0 \cdot \sin\phi_{45}] \cdot 100 = -0.021$$

$$\underline{\Delta U}_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{56}) + X_0 \cdot \sin\phi_{56}] \cdot 100 = 0.043$$

$$\underline{\Delta U}_{67} := \frac{|I_{67}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{67}) + X_0 \cdot \sin\phi_{67}] \cdot 100 = 0.571$$

$$\underline{\Delta U}_{07} := \frac{|I_{07}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos\phi_{07}) + X_0 \cdot \sin\phi_{07}] \cdot 100 = 0.966$$

$$\underline{Z}_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.857 + 0.211i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 0.844 + 0.208i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.504 + 0.124i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.649 + 0.16i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{45} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{Z}_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{56} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{67} := L_{67} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{67} = 0.517 + 0.127i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{07} := L_{07} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{07} = 1.549 + 0.381i \quad \text{Ом}$$

Нормальный режим.

Определим точку потокораздела по длинам линий. Она необходима для определения места размыкания петли:

$$\underline{Z}_{00'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{10'} := Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{70'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67}$$

$$\underline{Z}_{20'} := Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{60'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56}$$

$$\underline{Z}_{30'} := Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{50'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45}$$

$$\underline{Z}_{40'} := Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{40'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}$$

$$\underline{Z}_{50'} := Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{30'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23}$$

$$\underline{Z}_{60'} := Z_{67} + Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{20'} := Z_{01} + Z_{12}$$

$$\underline{Z}_{70'} := Z_{07}$$

$$\underline{Z}_{10'} := Z_{01}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$\underline{S}_{01} := \frac{S_{np1} \cdot Z_{10'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np7} \cdot Z_{70'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{07} := \frac{S_{np7} \cdot Z_{70'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np1} \cdot Z_{10'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{07} = 582.07 + 168.898i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12} := S_{01} - S_{np1} \quad S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{23} := S_{12} - S_{np2} \quad S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{34} := S_{23} - S_{np3} \quad S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{45} := S_{34} - S_{np4} \quad S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{76} := S_{07} - S_{np7} \quad S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{65} := S_{76} - S_{np6} \quad S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{54} := S_{65} - S_{np5} \quad S_{54} = -72.538 - 16.644i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

Т.о. подтверждаем, что точкой потокораздела является узел №4.

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{34К} = S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} = \frac{\operatorname{Re}(S_{34К})^2 + \operatorname{Im}(S_{34К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 2.285 \times 10^{-5} + 5.621i \times 10^{-6} \quad \text{кВА}$$

$$S_{34Н} = S_{34К} + \Delta S_{34} \quad S_{34Н} = 57 + 16.481i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23К} = S_{34Н} + S_{np3} \quad S_{23К} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{23} = \frac{\operatorname{Re}(S_{23К})^2 + \operatorname{Im}(S_{23К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \quad \Delta S_{23} = 1.841 \times 10^{-4} + 4.53i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{23Н} = S_{23К} + \Delta S_{23} \quad S_{23Н} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12К} = S_{23Н} + S_{np2} \quad S_{12К} = 379.79 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{12} = \frac{\operatorname{Re}(S_{12К})^2 + \operatorname{Im}(S_{12К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \Delta S_{12} = 1.332 \times 10^{-3} + 3.276i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{12Н} = S_{12К} + \Delta S_{12} \quad S_{12Н} = 379.791 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

$$S_{01К} = S_{12Н} + S_{np1} \quad S_{01К} = 514.551 + 155.591i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{01} = \frac{\operatorname{Re}(S_{01К})^2 + \operatorname{Im}(S_{01К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \Delta S_{01} = 2.476 \times 10^{-3} + 6.092i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{01Н} = S_{01К} + \Delta S_{01} \quad S_{01Н} = 514.553 + 155.592i \quad \text{кВА}$$

$$S_{56К} = S_{np5}$$

$$\Delta S_{56} = \frac{\operatorname{Re}(S_{56К})^2 + \operatorname{Im}(S_{56К})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 1.347 \times 10^{-4} + 3.314i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56Н} = S_{56К} + \Delta S_{56} \quad S_{56Н} = 203.02 + 57.705i \quad \text{кВА}$$

$$S_{67К} = S_{56Н} + S_{np6} \quad S_{67К} = 417.429 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{\Delta S}_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67} \quad \Delta S_{67} = 9.678 \times 10^{-4} + 2.381i \times 10^{-4} \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67} \quad S_{67H} = 417.43 + 114.468i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{07K} := S_{67H} + S_{\text{пр}}; \quad S_{07K} = 654.61 + 185.542i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{\Delta S}_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07K})^2 + \operatorname{Im}(S_{07K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{07} \quad \Delta S_{07} = 7.169 \times 10^{-3} + 1.764i \times 10^{-3} \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{07H} := S_{07K} + \Delta S_{07} \quad S_{07H} = 654.617 + 185.543i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{U}_0 := 10 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.953 + 2.484i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_1| = 9.953 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.918 + 4.399i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_2| = 9.918 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.908 + 5.142i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_3| = 9.908 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.904 + 5.3i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_4| = 9.904 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_7 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07}) + \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07}) - \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.892 + 3.792i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_7| = 9.892 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_6 := U_7 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} \right)$$

Продолжение приложения А

$$U_6 = 9.868 + 4.398i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.868 \text{ кВ}$$

$$\underline{U}_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.862 + 4.632i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.862 \text{ кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 07).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$\underline{S}_{67K} := S_{np7}$$

$$\underline{\Delta S}_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67} \quad \Delta S_{67} = 3.167 \times 10^{-4} + 7.792i \times 10^{-5} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67} \quad S_{67H} = 237.18 + 71.073i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56K} := S_{67H} + S_{np6} \quad S_{56K} = 451.589 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 6.661 \times 10^{-4} + 1.639i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \quad S_{56H} = 451.59 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45K} := S_{56H} + S_{np5} \quad S_{45K} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45} \quad \Delta S_{45} = 1.4 \times 10^{-3} + 3.444i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45} \quad S_{45H} = 654.611 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34K} := S_{45H} + S_{np4}$$

$$\underline{\Delta S}_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 3.551 \times 10^{-3} + 8.736i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \quad S_{34H} = 711.615 + 202.024i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{23K} := S_{34H} + S_{np3} \quad S_{23K} = 836.285 + 244.936i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{НОМ} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \quad \Delta S_{23} = 3.827 \times 10^{-3} + 9.416i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{S}_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \quad \underline{S}_{23H} = 836.289 + 244.937i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12K} := S_{23H} + S_{np2} \quad \underline{S}_{12K} = 1.034 \times 10^3 + 301.662i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{12} := \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{12K})^2 + \operatorname{Im}(\underline{S}_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \underline{\Delta S}_{12} = 9.801 \times 10^{-3} + 2.411i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12H} := \underline{S}_{12K} + \underline{\Delta S}_{12} \quad \underline{S}_{12H} = 1.034 \times 10^3 + 301.664i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01K} := \underline{S}_{12H} + S_{np1} \quad \underline{S}_{01K} = 1.169 \times 10^3 + 341.137i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{01} := \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{01K})^2 + \operatorname{Im}(\underline{S}_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \underline{\Delta S}_{01} = 0.013 + 3.127i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01H} := \underline{S}_{01K} + \underline{\Delta S}_{01} \quad \underline{S}_{01H} = 1.169 \times 10^3 + 341.14i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{I}_{01} := \frac{\underline{S}_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 67.503 + 19.696i \quad I_{01} = 67.503 + 19.696i \quad |I_{01}| = 70.318$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$\underline{U}_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_1 := \underline{U}_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(\underline{S}_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(\underline{S}_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_1 = 9.893 + 4.582i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.893 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_2 := \underline{U}_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(\underline{S}_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(\underline{S}_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_2 = 9.798 + 8.563i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.798 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_3 := \underline{U}_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(\underline{S}_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(\underline{S}_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_3 = 9.752 + 0.011i \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.752 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_4 := \underline{U}_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(\underline{S}_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(\underline{S}_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(\underline{S}_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_4 = 9.701 + 0.012i \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.701 \quad \text{кВ}$$

Продолжение приложения А

$$\underline{U}_5 := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\bar{U}_4 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\bar{U}_4 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.679 + 0.013i \quad \text{кВ} \quad |U_5| = 9.679 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_6 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\bar{U}_5 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\bar{U}_5 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.664 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_6| = 9.664 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_7 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\bar{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\bar{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.651 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_7| = 9.651 \quad \text{кВ}$$

$$\frac{|U_7| - U_0}{|U_7|} \cdot 100 = -3.619$$