

Министерство образования и науки 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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

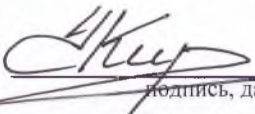
« 07 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)

Исполнитель

студент группы 642-ом

 06.06.18
подпись, дата

К.А. Черченко

Руководитель

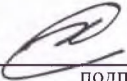
магистерской диссертации,
профессор, д.т.н.

 06.06.18
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель


научного содержания программы магистратуры,
профессор, д. т. н.

 07.06.18
подпись, дата

Н.В. Савина


Нормоконтроль

доцент, кандидат технических наук

 06.06.18
подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

 09.06.18
подпись, дата

У.В. Перова

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«21» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Черченко Кирилла Анатольевича

1. Тема магистерской диссертации: Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)

(утверждено приказом от 27.10.2017 № 2651 уз)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 04.06.2018

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика современного состояния электрических сетей города Белогорск. Анализ режимно-резервной ситуации. Подготовку схем к интеллектуализации. Реализование выбора м. сети. Оценка экономической целесообразности схем электро снабжения города к интеллектуализации

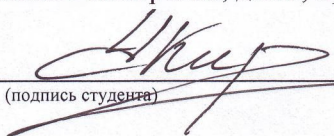
5. Перечень материалов приложения: Приложение А - расчет режимов в ПК MathCad, Приложение Б - расчет надежности в ПК MathCad

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 98 с, 16 рисунков, 18 таблиц, 107 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ, РЕКОНФИГУРАЦИЯ, SMART GRID, ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ, РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ.

В магистерской диссертации проведена интеллектуализация системы электроснабжения города Белогорск.

Целью магистерской диссертации является реализация интеллектуальной системы электроснабжения Smart Grid, отличающейся высокой надежностью электроснабжения, безотказностью работы энергосистемы, повышенной энергетической эффективностью, сохранением требуемых параметров качества электрической энергии, применительно к системе электроснабжения 10 кВ города Белогорск.

Ожидаемым результатом от написания магистерской диссертации является разработка конкурентоспособного варианта интеллектуальной электроэнергетической системы, а также приобретение навыков проектирования сетей такого рода.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Анализ систем электроснабжения городов и тенденции их развития	100
1.1 Анализ существующих городских систем электроснабжения и предпосылки интеллектуализации	100
1.1.1 Основные положения Энергетической стратегии – 2030	100
1.1.2 Характеристика систем электроснабжения городов	18
1.1.3 Схемные решения интеллектуальных систем электроснабжения городов	21
1.2 Анализ системы электроснабжения города Белогорск	25
1.2.1 Структурный анализ системы электроснабжения 10 кВ города Белогорск	25
1.2.2 Анализ режимной ситуации электроэнергетической системы 10 кВ города Белогорск	31
1.2.4 Анализ характеристики потребителей электрической энергии выбранного	35
2 Реконфигурация электрической сети города белогорск	37
2.1 Реконфигурация фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш	37
2.2 Способы реконфигурации сети 10 кВ Ф №3 ПС Амурсельмаш	42
2.3 Оптимизация трансформаторных мощностей в сети 10 кВ	43
2.4. Выбор трансформаторов для предложенного варианта реконфигурации Ф №3.	46
3 Расчёт и анализ установившихся режимов новой сети	48
3.1 Расчет режимов электрической сети 10 кВ реконструируемого ф №3	48
4 Выбор оборудования	50

4.1 Выбор конструктивного исполнения ТП 10/0,4 для предложенного варианта реконфигурации Ф №3	50
4.2 Расчет токов КЗ для реконструируемого Ф №3 ПС Амурсельмаш	52
4.3. Выбор и проверка выключателей	55
4.4 Выбор трансформаторов тока для реконструируемой сети 10 кВ	61
4.5 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ	67
4.6 Выбор конструктивного исполнения РП-10 для инновационного варианта конфигурации сети	69
4.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд	69
4.8 Выбор провода для предложенного варианта сети 10 кВ	70
4.9 Выбор опор для ВЛЗ 10 кВ	72
5 Заземление и молниезащита	74
5.1 Выбор и проверка заземления РП	74
Рассчитываем контура сетки заземлителя:	74
5.2 Выбор проверка молниезащиты РП	79
6 Оценка экономической целесообразности	80
6.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 10 кВ	80
6.1.1 Капиталовложения на сооружение ВЛЗ 10 кВ реконструируемого участка сети	80
6.1.2 Капиталовложения на сооружение БМКТП 10/04 реконструируемого участка сети	81
6.1.3 Капиталовложения на сооружение РП реконструируемого участка сети	83
6.1.4 Капиталовложения на сооружение СЭС реконструируемого участка сети	83
6.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	83

6.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	83
6.2.2. Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	85
6.2.3 Расчет прочих затрат	88
6.3 Расчет себестоимости электрической энергии	88
6.4. Расчет надежности реконструируемого участка сети 10 кВ.	90
6.5 Оценка экономической эффективности проекта	94
Заключение	99
Библиографический список	100

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

А – ампер;

В – вольт;

Вт – ватт;

Ф №3 – фидер №3;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

БМКТП – блочно-модульная КТП;

БМКРП – блочно-модульная комплектная РП;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция сетевая;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ВВЕДЕНИЕ

В условиях современной стремительно развивающейся энергетики особенно важным становится уделение внимания именно интеллектуализации системы электроснабжения. Сегодня энергетика – это не только надежная бесперебойная работа энергетической системы, но и оптимизация процессов, автоматический сбор данных, и дистанционное поместное решение проблем, возникающих в условиях текущей эксплуатации. Все это реализует интенсивно развивающееся в последнее десятилетие во всем мире направление преобразования электроэнергетики, получившее название Smart Grid (умная сеть). В целом речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Темой магистерской диссертации является интеллектуализация сетей 10 кВ города Белогорск. Требуется применение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте электрической энергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей.

Целью магистерской диссертации является реализация интеллектуальной системы электроснабжения Smart Grid, отличающейся высокой надежностью электроснабжения, безотказностью работы энергосистемы, повышенной энергетической эффективностью, сохранением требуемых параметров качества электрической энергии, применительно к системе электроснабжения 10 кВ города Белогорск. При написании магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

- Провести анализ схемно-режимной ситуации системы электроснабжения города;
- Разработать методические подходы к интеллектуализации городских систем электроснабжения;
- Разработать современную систему электроснабжения города Белогорск опирающуюся на новейшее оборудование;
- Обеспечить надежность электроснабжения, экономичность функционирования системы.

Ожидаемым результатом от написания магистерской диссертации является разработка конкурентоспособного варианта интеллектуальной электроэнергетической системы, а также приобретение навыков проектирования сетей такого рода.

1 АНАЛИЗ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ТЕНДЕНЦИИ ИХ РАЗВИТИЯ

1.1 Анализ существующих городских систем электроснабжения и предпосылки интеллектуализации

1.1.1 Основные положения Энергетической стратегии – 2030

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г. [81] и Стратегией развития электросетевого комплекса РФ [74] намечено обновление отрасли на основе интеллектуализации с целью повышения ее энергетической, экономической и экологической эффективности.

Рассмотрим основные положения Энергетической стратегии-2030, направленные на развитие электрических сетей и распределенной генерации, на основе которых будет строиться концептуальная модель интеллектуальной системы городского электроснабжения.

В качестве основных ориентиров развития сетевой инфраструктуры выбраны высокая управляемость и эффективность, что обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей с текущего уровня 0,9960 до 0,9990–0,9997.

В Энергетической стратегии-2030 декларируется выбор в пользу инновационного направления развития электроэнергетики России на основе ее интеллектуализации. Для этого имеются технологические предпосылки: разработано и освоено промышленное изготовление целого ряда технических средств, являющихся элементами концепции Smart Grid.

Для реализации задач, предусмотренных в [82], в Стратегии развития электросетевого комплекса РФ, утвержденной в 2013 г. (далее – Стратегии) [74], определены приоритеты на долгосрочный период:

- обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;
- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития

промышленности;

рост научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей; привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

В течение ближайших 10-15 лет России предстоит внедрять технологии «умных» электрических сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность электроснабжения, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя.

В настоящее время целевые значения показателей надежности и качества электроснабжения потребителей учитывают среднее время прекращения подачи электрической энергии по всем точкам поставки в регионах. В то же время в соответствии с международными стандартами оценка надежности сетевых организаций осуществляется по эффективности их деятельности для конечных потребителей. Поэтому для распределительных сетевых организаций будет использован показатель среднего индекса частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе и среднего индекса длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе. Для оценки качества предоставляемых услуг будет использован интегральный показатель, отражающий качество не только услуг по передаче электрической энергии, но и обслуживания потребителей, в том числе при осуществлении технологического присоединения.

Для электросетевых организаций, регулирующих органов и потребителей указанные показатели будут основными при определении оптимального баланса между уровнем тарифа и уровнем надежности.

Одной из ключевых задач является повышение прозрачности информации, связанной с показателями качества энергоснабжения. Для этого планируется создать Центр сбора данных, расчета, оценки достоверности и

предоставления информации, аудита выполнения показателей надежности и качества. Кроме того, будет усилена финансовая ответственность электросетевых организаций за качество и надежность энергоснабжения – установлены скидки на тарифы для конкретных потребителей при несоблюдении требований качества и надежности электроснабжения. В долгосрочной перспективе это позволит потребителю выбирать соответствующий уровень надежности, исходя из приемлемой для него цены.

В настоящее время для электрических сетей характерен высокий физический и моральный износ. По техническому оснащению подстанций российские распределительные сети отстали от развитых стран мира на 25-30 лет. В большинстве территориальных сетевых организаций у 90% потребителей не обеспечен резерв по среднему напряжению. Отключения нерезервированных радиальных участков сетей высокого и среднего напряжения приводят к массовым перерывам в электроснабжении потребителей. Характерной особенностью наших электрических сетей является большее, чем в зарубежных странах, число отходящих от секции шин линий.

В среднесрочной перспективе уровень износа распределительных электрических сетей должен быть снижен до 50%, магистральных электрических сетей – до 45%. Для этого [63,743] предусмотрено применение инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и строительстве электрических сетей, создание системы управления их техническим состоянием, внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем. Планируется повысить пропускную способность электрических сетей и снизить потери в них электрической энергии. Всё это задачи, эффективное решение которых возможно на базе Smart Grid, но с учетом особенностей отечественной электроэнергетики.

Для сетевых организаций предусматривается стимулирование к повышению общей загрузки их элементов. Ключевым рычагом является вывод избыточных мощностей или перемещение трансформаторов с незагруженных площадок на новые, что планируется обеспечить путем реализации следующих мер [74]:

- усовершенствованием правового механизма перераспределения свободной мощности;

- созданием информационной площадки, на которой потребители смогут распространять информацию о наличии свободной мощности и выставлять заявки на нее;

- постепенным введением системы оплаты сетевых мощностей, исходя из степени их загрузки;

- созданием условий для активного управления пиковыми нагрузками там, где это экономически целесообразно;

- использованием распределенной генерации, что в ряде случаев позволит обеспечить соблюдение стандартов надежности для географически отдаленного потребителя, технологическое присоединение новых потребителей, а также станет решением, более эффективным по сравнению со строительством протяженных линий электропередачи и прочей инфраструктуры;

- созданием стимулов для развития распределенной генерации в случаях ее экономической целесообразности (если это не приводит к росту совокупной стоимости электрической энергии – стоимости технологического присоединения и оплаты электрической энергии) и проработкой нормативно-технической базы интеграции таких объектов в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть;

- введением финансовой ответственности потребителей за величину заявленной мощности (или введением платы за резерв мощности);

-разрешением и стимулированием физического высвобождения неиспользованной мощности, включая демонтаж незагруженных сетей и использование оборудования заново на более загруженных участках.

Кроме того, будет расширен набор показателей оценки качества обслуживания потребителей (увеличение доли потребителей, имеющих доступ к центру информации, снижение среднего количества минут ожидания ответа).

Как указано в [74], должна быть создана интеллектуальная энергетическая система с активно-адаптивной электрической сетью (ИЭС ААС) – энергосистема нового поколения, ориентированная на клиента и основанная на мультиагентном принципе управления ее функционированием и развитием на основе массового сбалансированного внедрения в электросетевой комплекс современных технологических средств и решений.

Основные новые качества такой системы определяются следующими аспектами:

-обеспечение равного доступа любых производителей и потребителей электрической энергии к услугам инфраструктуры. Создание специальных интерфейсов для унифицированного и надежного подключения к сетям возобновляемых и нетрадиционных источников энергии на условиях параллельной работы в составе энергосистемы. Участие в управлении режимом работы ЭЭС генерации, управляемых элементов сетевой инфраструктуры, потребителей электроэнергии;

-обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета с возможностью ситуативного управления спросом. Обеспечение за счет применения этих систем рационального использования энергии в нормальных режимах и управления потреблением электроэнергии с целью поддержать требуемые параметры функционирования ЭЭС;

-наличие достаточных объемов информации о текущем состоянии системы и ее элементов (включая векторные измерения), о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), а также современной системы управления, позволяющей в реальном времени обрабатывать указанную информацию;

-обеспечение максимальной самодиагностики элементов системы, использование ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления;

-наличие распределенных и иерархических централизованных систем режимного и противоаварийного управления, основанных на адаптивных алгоритмах реального времени;

-применение быстродействующих программ и вычислительных ресурсов, обеспечивающих как выработку автоматических управляющих воздействий, так и предоставление рекомендаций (с помощью экспертных и других систем) диспетчерскому, оперативно-технологическому и ремонтному персоналу для реализации управляющих воздействий и проведения необходимых работ.

В ИЭС ААС основным технологическим ядром является активно-адаптивная электрическая сеть, наделяющая интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно-адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих [74]:

-линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, защиты от разрядов и перенапряжений и др.);

-устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по

модулю и по фазе, мощности активной и реактивной, преобразования рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумуляирования энергии;

-коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

-исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

-датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;

-современные цифровые устройства защиты и автоматики;

-информационно-технологические и управляющие системы, в том числе программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

-быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов, с различными временными циклами для разных уровней управления.

Отсюда концепцию интеллектуальной активно-адаптивной сети можно описать следующими признаками [40, 61]:

-насыщенность сети активными элементами, позволяющими ситуационно изменять топологические параметры сети;

-наличие системы сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средств управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;

-наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;

-использование низкотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей электрической энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;

-широкое развитие распределенной генерации;

-развитие силовой электроники и устройств на ее основе прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS);

-создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений;

-создание высоконадежных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;

-создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России;

-создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;

-создание водородных систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки.

В настоящее время на перевод электрических сетей на платформу активно-адаптивных сетей в инвестиционных планах сетевых компаний отводится 2-3% от всех вложений, в то время как пять лет назад речь шла только о пилотных проектах.

Принимая во внимание тот факт, что городская система электроснабжения является подсистемой электроэнергетической системы, при ее проектировании и развитии необходимо учитывать рассмотренные тенденции и особенности построения активно-адаптивных электрических сетей.

1.1.2 Характеристика систем электроснабжения городов

Структурно система электроснабжения города представляет собой совокупность источников питания, электроснабжающей, питающей и распределительной сетей. Электроснабжающие, питающие и распределительные сети разделяются по классам номинального напряжения. На одном номинальном напряжении в городах могут реализовываться и питающие, и распределительные сети. Это сети напряжением 6-10 кВ.

Распределительная сеть 6-10 кВ, как правило, выполняется петлевыми схемами, разомкнутыми в нормальном режиме. Схема построения распределительной сети 0,4 кВ зависит от характера потребителей. Для питания промышленных предприятий, коммунально-бытовых потребителей могут предусматриваться самостоятельные трансформаторные подстанции, не связанные с сетью общего пользования. В зависимости от ответственности потребителя ТП могут быть автоматизированы, т. е. снабжены устройствами для автоматического переключения питания потребителя на резервную линию при внезапном выходе из работы основной линии.

Сети напряжением 6-10 кВ подразделяются на питающие и распределительные. Питающая сеть включает распределительные пункты (РП) с проходной мощностью 3-10 МВА и распределительные трансформаторные подстанции (РТП), от которых питаются крупные коммунальные и промышленные предприятия. Распределительные сети строятся по схеме, обеспечивающей большую надежность электроснабжения потребителей, и имеют необходимое число автоматических устройств для резервирования их питания.

Применение глубоких вводов вызвано ограниченностью радиуса действия распределительной сети 10-35 кВ при большой плотности нагрузки потребителей. Схемы глубоких вводов при максимальной простоте и дешевизне не уступают по надежности схемам централизованного электроснабжения. Они применимы для потребителей любых категорий.

В ряде городов электроснабжение центральных районов осуществляется за счет сетей промежуточного напряжения 35 кВ и городских подстанций 35/10 кВ, распределительные устройства высокого напряжения которых выполняются не только мостиковыми схемами, но и односекционированной системой шин. Сеть 35 кВ выполняется, как правило, резервируемой. Мощность подстанции 35/6-10 кВ может достигать до 30-40 МВА в зависимости от размеров города. Распределительная сеть 6-10 кВ характеризуется большой степенью автоматизации.

Анализ состояния городских электрических сетей позволяет выявить следующие проблемы, которые необходимо учитывать при разработке принципов построения интеллектуальных систем электроснабжения:

- высокая степень износа линий электропередачи напряжением 0,4 – 10 кВ.

Ее величина в ряде городов, в том числе в мегаполисах, достигает 70-75 %. При этом некоторые линии полностью изношены и их приходится восстанавливать по несколько раз в год;

- перегрузка кабельных линий в послеаварийных и нормальных режимах;

- старение изоляции, коррозия металлической оболочки кабельных линий;

- высокий процент городских подстанций (до 80%), закрытых для присоединения потребителей из-за износа оборудования и загрузки трансформаторов;

-объективные трудности с выделением земельных участков под энергетические объекты;

-работа в оптимальном режиме в ограниченный промежуток времени из-за непрерывного роста нагрузки.

К основным принципам формирования интеллектуальной системы электроснабжения города можно отнести:

-принцип развития схем электрических сетей по пути повышения их связности с переходом на сложнзамкнутую (ячеистую) структуру;

-прирост генерирующих мощностей за счет распределенной генерации, сооружения новых электростанций, расширения существующих электростанций;

-принцип разукрупнения подстанций;

-принцип сокращения числа трансформаций;

-принцип максимального приближения источника питания к потребителю;

-возможность беспрепятственно подключать к электрическим сетям новых потребителей;

-малые габариты подстанций.

Исходя из вышесказанного, основными решениями при переводе городской системы электроснабжения на интеллектуальную являются следующие:

-максимальное приближение трансформаторных и распределительных подстанций к электроустановкам потребителей электроэнергии;

-сокращение числа ступеней трансформации за счет внедрения глубоких

вводов, применения повышенных напряжений электрических сетей;

-строительство подстанций только в закрытом исполнении, с применением

-современного элегазового оборудования;

- строительство подземных и полуподземных подстанций;
- перевод сетей 6 кВ на 10 кВ, в том числе с использованием установленного оборудования и кабельных линий 6 кВ, в ряде случаев в мегаполисах – на 20 кВ;
- применение оборудования подстанций, отвечающего уровню надежности, определенному в [81];
- применение цифровых подстанций;
- упрощение распределительных сетей.

1.1.3 Схемные решения интеллектуальных систем электроснабжения городов

Рассмотрим реализацию предложенных принципов и решений в построении интеллектуальных систем электроснабжения.

В соответствии с концептуальной моделью интеллектуальной системы электроснабжения существующий способ включения в городскую систему электроснабжения электростанций классического типа сохранится. Количество городских электростанций определяется суммарной электрической нагрузкой города. В основном это теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), но могут быть и электростанции другого типа, – например, ГЭС или ГРЭС. Для крупных и крупнейших городов нужно не менее трех ТЭЦ, мощность каждой из них составляет порядка 10—15% от максимума электрической нагрузки. В настоящее время к источникам энергоснабжения предъявляются повышенные требования: это низкие удельные выбросы загрязняющих веществ, компактность установки, увеличенный КПД.

Малую генерацию: возобновляемые и нетрадиционные источники энергии, мини- и микро-ТЭЦ, газотурбинные установки, составляющие распределенную генерацию, целесообразно включать в сети 0,4-10 (20) кВ. Узлы сети, к которым должна подключаться такая генерация, определяются решением оптимизационной задачи, критерием которой является минимум потерь электроэнергии.

Традиционно систему электроснабжения города делят на две части: электроснабжающие сети напряжением 35-500 кВ (первая часть); питающие сети 6-20 кВ и распределительные сети 0,4-20 кВ (вторая часть). При интеллектуализации системы электроснабжения такое деление сохраняется. Однако напряжения 6 кВ и 35 кВ исключаются по технико-экономическим соображениям, даже если существующая схема электроснабжения города выполнена этими напряжениями. Для существующих сетей указанных напряжений необходим перевод на более высокий класс номинального напряжения.

Электроснабжающая сеть города, предназначенная для распределения электроэнергии между его районами, по конфигурации должна быть замкнутой, в крупных городах и в мегаполисах – сложнозамкнутой, выполняться напряжением 110 – 500 кВ.

При этом количество трансформаций должно быть минимальным, а количество замкнутых контуров и число питающих подстанций в них определяется численностью населения. Так, для электроснабжения крупного города в одном контуре требуется не менее 3-4 питающих подстанций высокого напряжения, мощность каждой из них – порядка 20 – 25% от максимума нагрузки города. Они располагаются равномерно по периметру в пригородной зоне. Достоинства такой схемы – высокая надежность и гибкость.

Передача напряжения крупным городским потребителям и в районы города должна осуществляться глубокими вводами, выполненными кабельными линиями. Это позволяет исключать двухзвенный принцип построения городских сетей, т.е. убрать промежуточное звено – питающие сети того же напряжения, что и распределительные. Подстанции электроснабжающей сети необходимо выполнять закрытыми и постепенно переводить на цифровые.

Организация схемы электроснабжения потребителей общественно-коммунального характера, центральных водопроводных и канализационных станций, трамвайных подстанций и других промышленных предприятий зависит от их мощности.

Если по местным условиям прокладка высоковольтных кабелей невозможна, то питание осуществляется воздушными линиями, выполненными радиальными, магистральными или кольцевыми схемами. При этом в схему ПС вводятся выключатели, а конструктивно ПС – модульного или контейнерного типа.

Целесообразно для распределительной сети города напряжение 10 кВ. Применение напряжения 20 кВ экономически оправдано в следующих случаях:

при соотношении стоимостей кабельных линий, выключателей и трансформаторов напряжением 20 кВ к стоимости соответствующего оборудования 10 кВ, не превышающем 120 – 130%;

в новых районах, питающихся от городских электростанций с генераторным напряжением 20 кВ или от подстанций 220/20 кВ;

при плотностях нагрузки не менее 30-40 МВт/км²;

при комплексном электроснабжении некрупных городов и прилегающих обширных сельскохозяйственных районов от понижающих подстанций 110/220/20 кВ.

Отличительная особенность распределительных сетей – их сложнотранзитность, причем пропускная способность сетей должна обеспечивать требуемые перетоки мощности не только в нормальных, но и в послеаварийных режимах различной тяжести. В связи с этим нецелесообразны большие транзитные потоки мощности по сетям. Это регулируется напряжениями в узлах и автоматически меняющейся топологией схемы сети.

Структурная схема интеллектуальной системы электроснабжения малого города приведена на рисунке 1 [82]

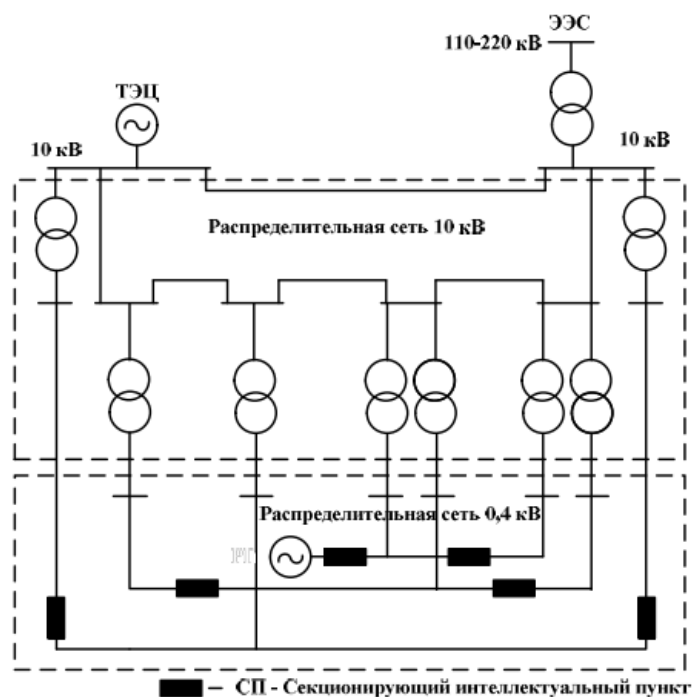


Рисунок 1 – Структурная схема интеллектуальной системы электроснабжения малого города (РГ – распределенная генерация)

Суть принципа интеллектуализации можно подразделить на 4 основных этапа:

- Схемные решения
- Новейшие технологии и оборудование
- Организация автоматики и возможности управления сетью, ее параметрами и структурой
- Организация умного учета.

Выполнение всех 4 ступеней интеллектуализации выбранного участка сети и есть цель магистерской диссертации, которые будут поэтапно выполняться в процессе работы.

1.2 Анализ системы электроснабжения города Белогорск

1.2.1 Структурный анализ системы электроснабжения 10 кВ города Белогорск

Так как темой магистерской диссертации выбрана интеллектуализация сетей 10 кВ города Белогорск, необходимо показать, что только на основе структурного анализа можно выявить узкие места в существующей сети электроснабжения города и определить конкретное место, которое будет являться пилотным проектом и примером для перевода всей сети 10 кВ на платформу Smart Grid.

Главной задачей структурного анализа системы электроснабжения города Белогорска является выявление слабых мест по структуре сети электроснабжения.

Иерархическая структура системы электроснабжения города Белогорск на класс напряжения 35-10 из за своих масштабов не читаема. Поэтому необходимо разделить ее на группы. Разделение будет основано на принципе одного источника питания. Полный вариант изображения иерархической структуры сети 10 кВ представлен на листе графической части.

Для выполнения структурного анализа ЭЭС 10 кВ города представим иерархическую структуру сети отдельно по каждой ПС 35/10. Связи 10 кВ между ПС 35/10 не изображены.

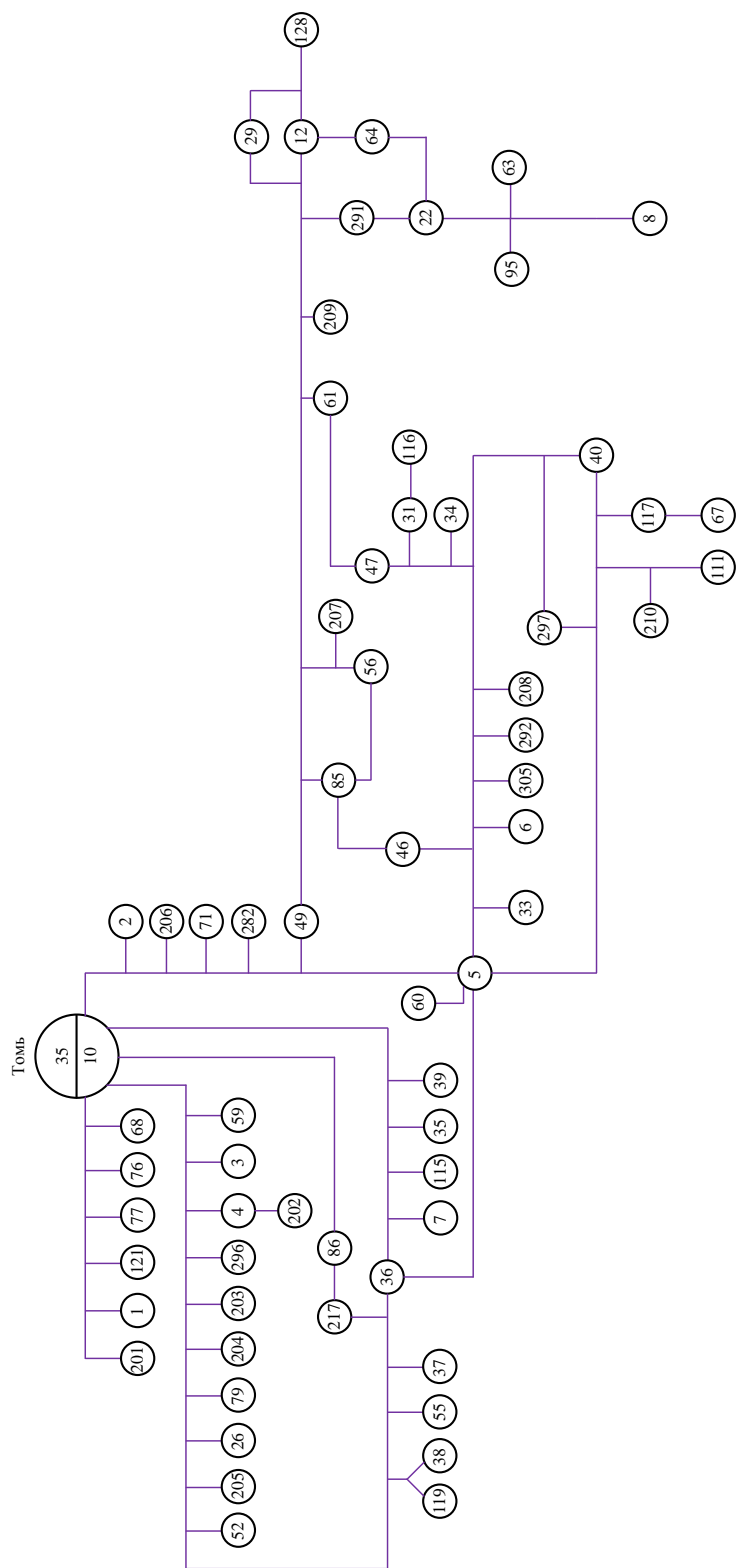


Рисунок 2 – Иерархическая структура сети ТП от ПС 35/10 Томь

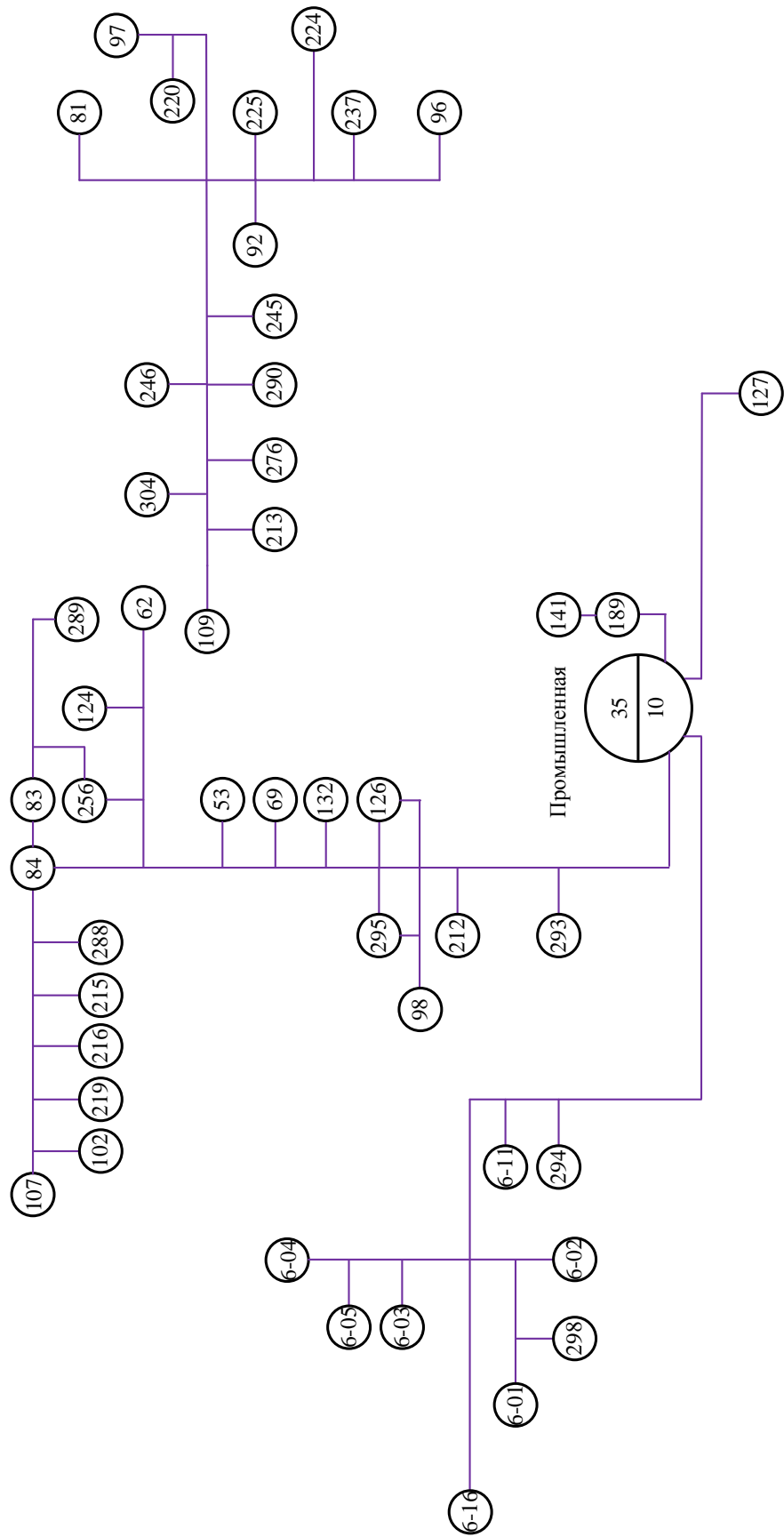


Рисунок 4 – Иерархическая структура сети ТП от ПС 35/10 Промышленная

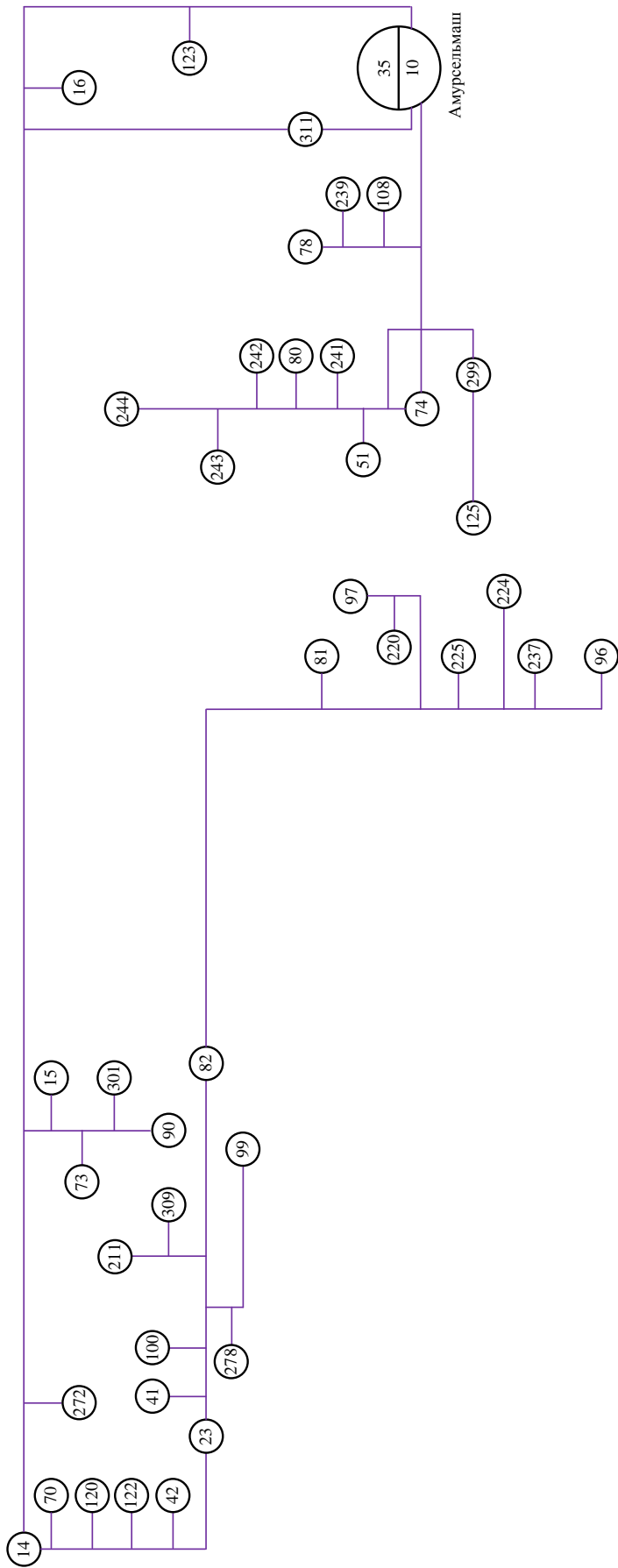


Рисунок 5 – Иерархическая структура сети ТП от ПС 35/10 Амурсельмаш

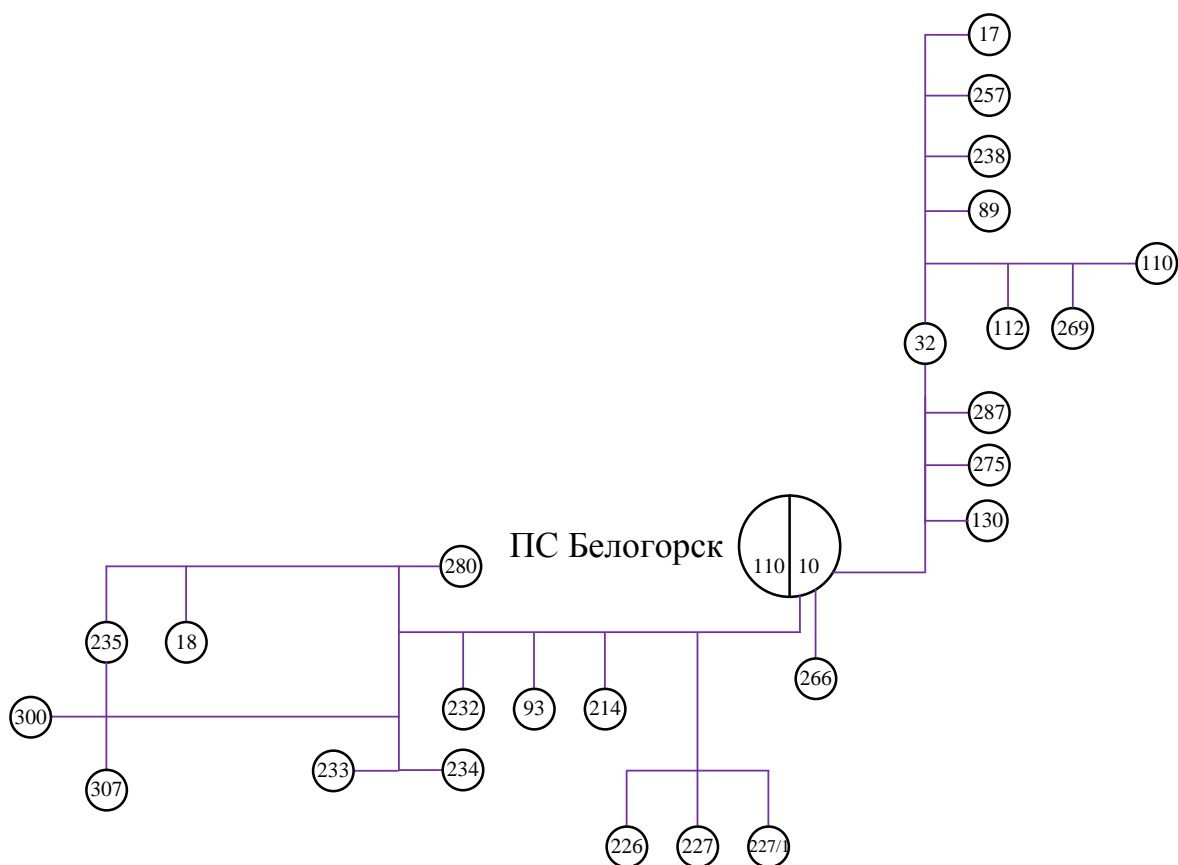


Рисунок 6 – Иерархическая структура сети ТП от ПС Белогорск

Из представленных выше иерархических схем сети 10 кВ города Белогорск видно, что сети имеют сложнзамкнутую структуру, выполненную в основном одноцепными линиями с применением провода АС. Большинство линий состоят из нескольких участков выполненных несколькими разными сечениями провода. Существующие кольцевые схемы питают до 20 ТП 10/0,4 кВ, подключенных в них, при рекомендуемом количестве не более 7. Большая длина линий приводит к большим потерям напряжения. Очень много трансформаторных подстанций – тупиковые, подключенные от 1 ВЛ, не имеющих резервного источника питания. Установленное на подстанциях оборудование морально и физически устарело и нуждается в срочной замене. Отсюда можно безошибочно сделать вывод, о низком показателе надежности электроснабжения города.

1.2.2 Анализ режимной ситуации электроэнергетической системы 10 кВ города Белогорск

Для перевода существующей системы электроснабжения на платформу Smart Grid, с применением новейшего оборудования необходимо выявить слабые места с точки зрения анализа режимной ситуации. Необходимо выбрать участок сети 10 кВ, который необходимо реконструировать в первую очередь, принимая работу по интеллектуализации выбранного фрагмента системы электроснабжения за пилотный проект при решении поставленных ранее задач. Остальные сети 10 кВ должны быть интеллектуализированы по аналогии.

Интеллектуализация нацелена на резкое снижение потерь поэтому необходимо проанализировать уровень потерь и их рост.

Для анализа режимной ситуации сети 10 кВ использовались:

- Схема нормального зимнего режима АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» 2017-2018 г.;
- Контрольные замеры на подстанциях в зимний период;
- Расчет технических потерь сети 10 кВ в ПВК «РТП-3» АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» 2017-2018 г.;

Из данных взятых из АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» приведу данные по всем фидерам 10 кВ 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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
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
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

Как видно из таблицы 1, в системе электроснабжения города есть фидера потери в которых недопустимо велики, и выделяются на фоне остальных линий. Необходимо выбрать 1 фидер 10 кВ для дальнейшей работы над ним. Остальные линии будут интеллектуализированы аналогично.

Ниже представлена таблица выбора фидера для примера интеллектуализации, считая его пилотным проектом 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	2	3	4	5	6	7
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

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
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

Потери являются индикатором состояния сетей. Из приведенной выше таблицы для дальнейшего расчёта и интеллектуализации выбираем ПС Амурсельмаш Ф №3, так как он обладает в совокупности худшими показателями.

По данным контрольных замеров по ТП 10/0,4 ПС Амурсельмаш Ф №3, взятых из АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» составлю таблицу с коэффициентами 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
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
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 в сети трансформаторы имеют, в основном, неоптимальный коэффициент загрузки, имеется четыре перегруженных и 10 недогруженных трансформаторных подстанций. Целесообразно рассмотреть возможность перестановки трансформаторов, либо заменить установленные трансформаторы на трансформаторы подходящие по мощности под оптимальный коэффициент загрузки.

Для анализа динамики изменения, представим уровень потерь на Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш за последние 5 лет на рисунке 7.

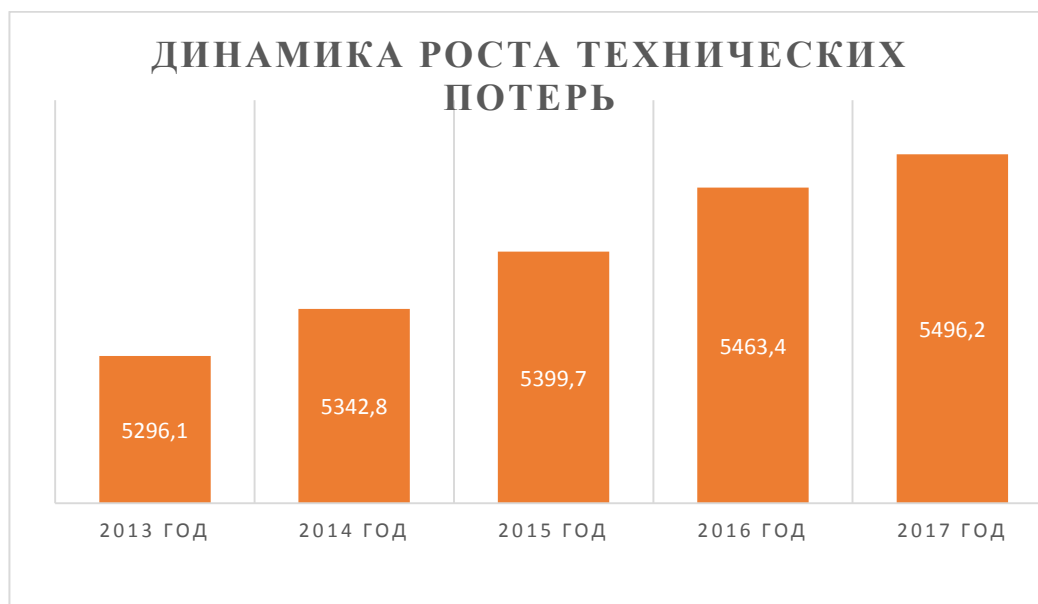


Рисунок 7 – Динамика изменений потерь по Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш

Проанализировав динамику изменения уровня потерь можно сравнить значения за последние 5 лет можно безошибочно сделать вывод о

неуклонном росте технических потерь в городе, в частности на выбранном присоединении, что обусловлено условиями эксплуатации, износом оборудования, конструктивным исполнением, а также увеличением длины линий, питающих эти нагрузки.

1.2.4 Анализ характеристики потребителей электрической энергии выбранного

Так как именно структура электропотребления определит структуру схемы электрической сети, то есть будет являться исходным материалом для выбора оптимальной конфигурации, необходимо определить характер потребителей электрической энергии города Белогорск.

Для возможности дальнейшего учета при изменении топологии схемы электрической сети и снижении потерь необходимо установить связь между относительными техническими потерями и характером потребителя электроэнергии.

Основными потребителями электроэнергии в системах электроснабжения города Белогорск являются: коммунально-бытовые потребители, промышленные предприятия, наружное освещение города.

Коммунально-бытовые потребители электроэнергии - это жилые здания, административные, культурно-массовые, учебные, лечебные, торговые организации и предприятия, комбинаты бытового обслуживания, предприятия общественного питания и торговли и т.п.

В городе Белогорск потребители электрической энергии сгруппированы в большей степени по характеру нагрузки. В центральной части города, питаемой от ПС 35/10 Коммунальная, большинство потребителей электроэнергии - коммунально-бытовые. В центре города нет производственных цехов и заводов. Большой процент нагрузок — это Торговые центры, магазины, школы, детские сады и жилые дома.

В микрорайоне Амурсельмаш, питаемом от ПС 35/10 кВ Амурсельмаш преобладающее количество потребителей электроэнергии также являются

коммунально-бытовыми. В основном это жилые дома, дома частного сектора, организации, школы, детские парки.

Напротив, от ПС 35/10 кВ Томь и ПС 35/10 кВ Промышленная» запитано большое количество промышленных и мелкомоторных предприятий, таких как: «МЭЗ «Амурский», Завод ЖБИ, шиноремонтный завод, кирпичный завод, ООО «Строительная Компания Мост-Восток» которая занимается не только строительством, но и разработкой месторождений песка, кирпичных глин и суглинков, мясокомбинат, макаронная и кондитерская фабрика, завод колбасных и молочных изделий и многие другие предприятия.

Подводя итог анализу связи характера потребителей электрической энергии и количеству технических потерь, присущих при питании определенного вида нагрузки, можно сделать вывод о взаимосвязи этих характеристик. Коммунально-бытовые нагрузки рассредоточены на большой площади города, как следствие этого большие длины линий, как правило, разных видов и сечений, большое количество коммутационных аппаратов, что в совокупности, естественно, ведёт к увеличению технических потерь. Промышленные потребители сосредоточены на ограниченной площади, сечения линий, питаемых эти нагрузки, завышены для возможности расширения производства, коммутационных аппаратов небольшое количество, к тому же линии не имеют большой длины – отсюда, соответственно, небольшие технические потери.

2 РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

2.1 Реконфигурация фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш

Реконфигурация - процедура изменения связей между устройствами системы, выполняемая вручную или автоматически. Главный принцип реконфигурации электрической сети это адаптивное изменение топологии ее схемы. Для того чтобы провести реконфигурацию сети 10 кВ, ее необходимо сначала к этому подготовить. Суть подготовки сети состоит в ее реконструкции, то есть заменой и установкой современных, инновационных компонентов интеллектуальной сети. Основное оборудование которое будет применено для реконфигурации электрической сети это вакуумные выключатели 10 кВ, с возможностью управления ими с автоматизированного рабочего места (АРМ), реклоузеры, возможность автоматического регулирования напряжения на трансформаторе а также установка умного учета.

Электрическая схема выбранного в качестве пилотного проекта для интеллектуализации фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш с изображением подстанций, представлена на рисунке 8:

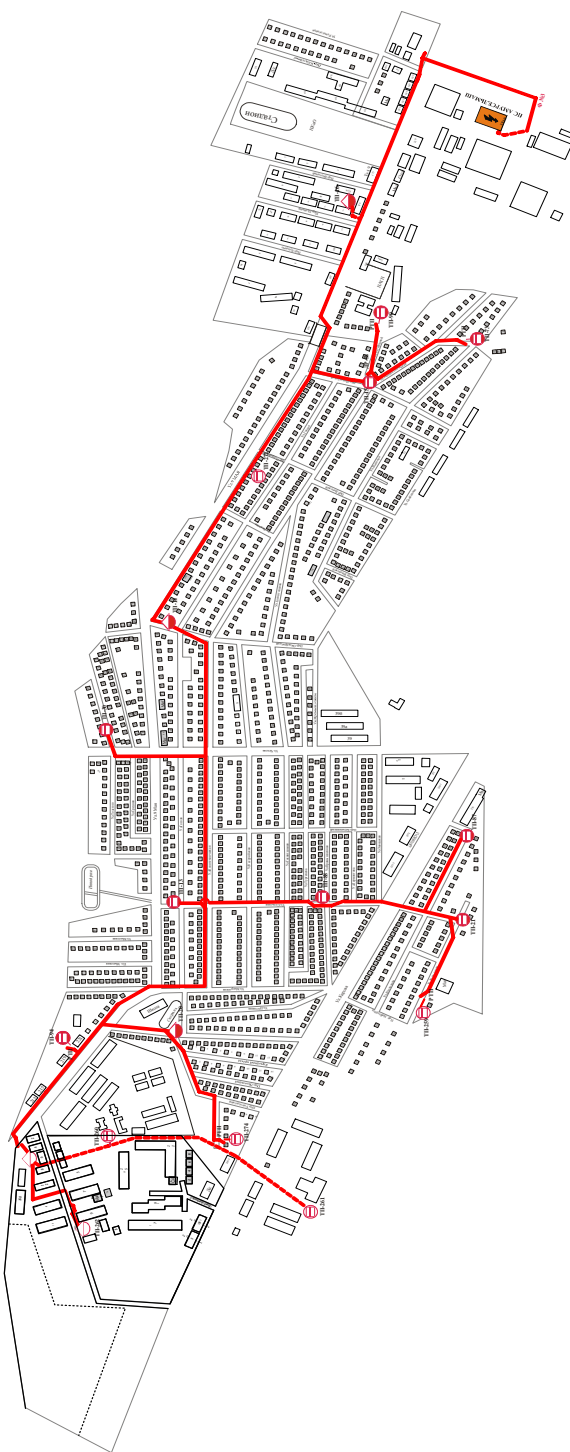


Рисунок 8 – Схема фидера-3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш

Как видно, данная схема не имеет определенной конфигурации и обладает низким уровнем надежности, вследствие чего необходимо предложить варианты реконфигурации фидера 10 кВ.

ТП 10/0.4 подключенные по Ф №3 ПС Амурсельмаш находятся от нее на большом расстоянии, поэтому необходимо рассмотреть и сравнить 2 варианта подключения нагрузки, один из которых с установкой РП-10кВ, второй вариант – без установки РП, т.е. подключения всех ТП от ПС Амурсельмаш.

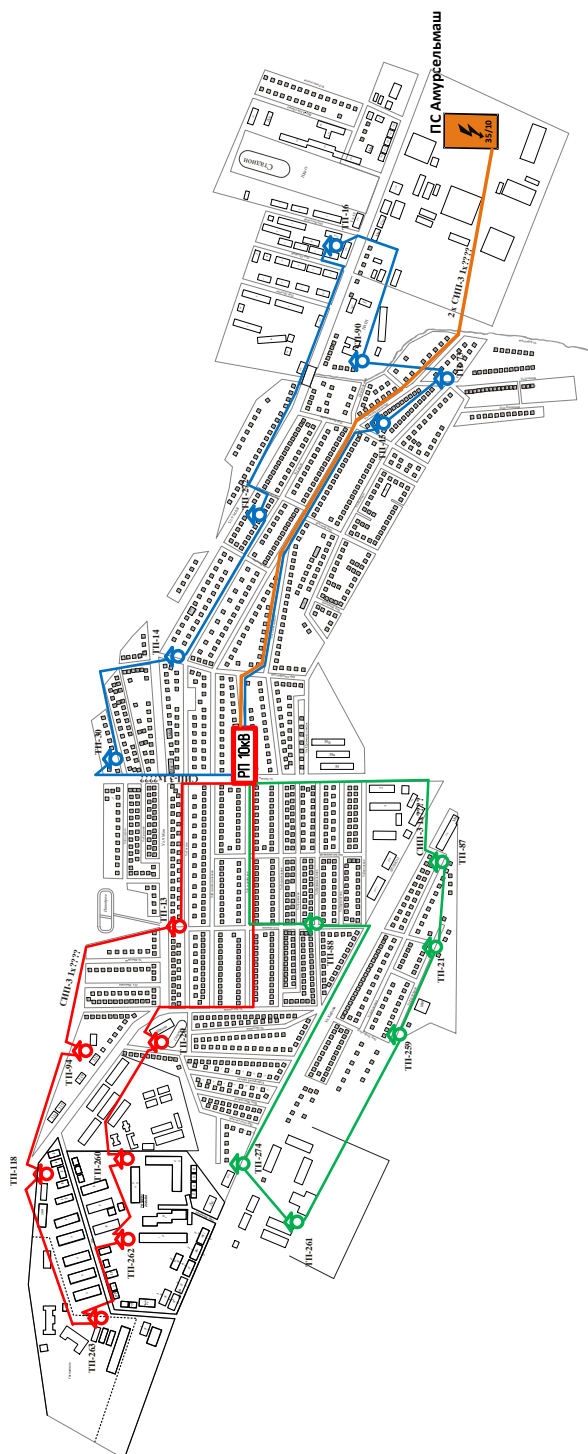


Рисунок – 9 вариант реконфигурации Ф №3 с установкой РП-10кВ.

Данный вариант подключения ТП имеет 3 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

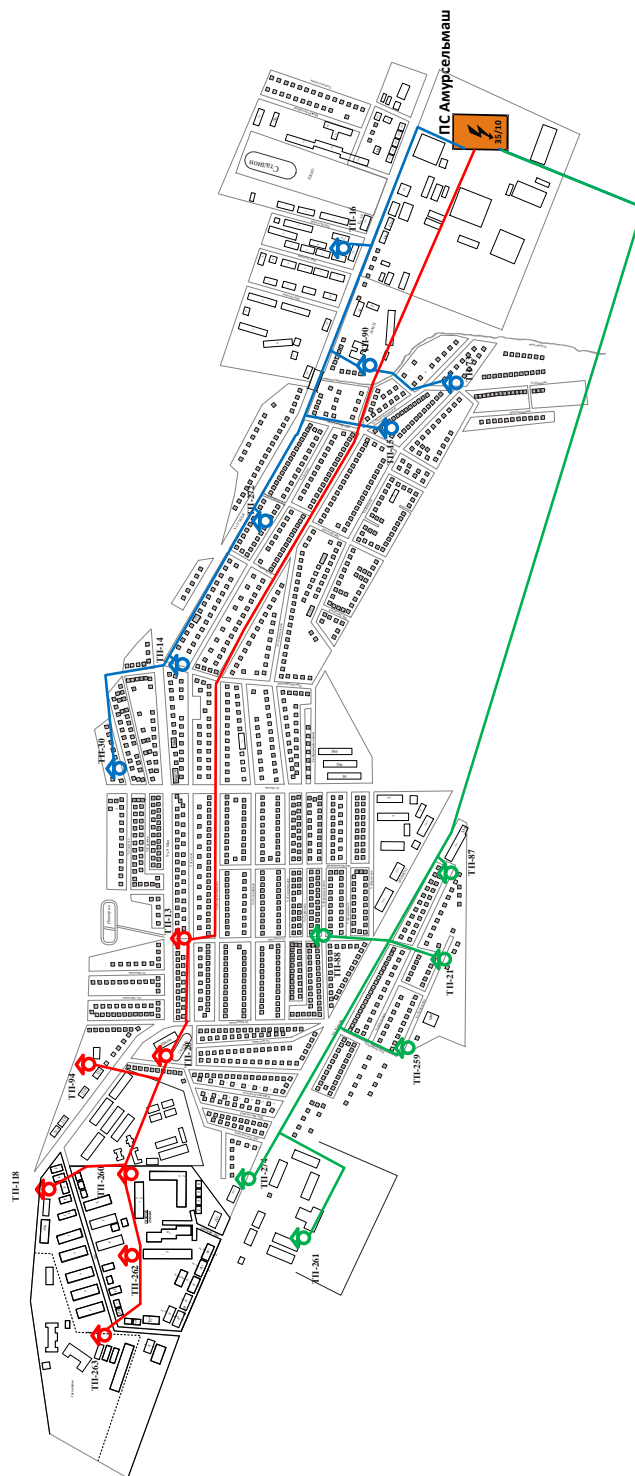


Рисунок – 10 вариант реконфигурации Ф №3 двухцепными магистралями.

Данный вариант подключения ТП имеет 3 магистральных двухцепных линии от РУ-10 ПС 35/10 Амурсельмаш. Так как, район «Амурсельмаш» в городе Белогорск состоит на 80 % из частного сектора, жилых домов не выше 3 этажей, то целесообразней для подключения всех ТП 10/0.4 применять самонесущий изолированный провод марки СИП-3. ВЛЗ 10 кВ в исполнении проводом СИП-3 по отношению к кабельной линии той же конфигурации, длины и сечения гораздо экономичнее, легче в эксплуатации и проще для монтажа. Необходимо сравнить два предложенных варианта конфигурации сети и выбрать из них 1, который будет применен для реконфигурации Ф №3, и будет считаться пилотным проектом для полной интеллектуализации города Белогорск.

Таблица 4 – Сопоставление 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

Сравнив 2 предложенных варианта реконфигурации сети 10 кВ, делаю вывод. Вариант с установкой РП-10 наиболее надежен, так как все ТП питаемые от него подключены по петлевым схемам, являющимися наиболее надежными и рекомендованными в сетях 6-10 кВ. Длина линий ВЛЗ-10 существенно меньше, что приведет к сниженным капиталовложениям а также потерям электроэнергии. Количество выключателей 10 кВ существенно не отличается.

Данный вариант самый надежный и самый выгодный, поэтому будем работать с ним в дальнейшем. Первая ступень интеллектуализации как говорилось в первой главе это схемное решение проблемы. Приняв данный вариант подключения ТП10/0,4, выполняется первый шаг интеллектуализации.

2.2 Способы реконфигурации сети 10 кВ Ф №3 ПС Амурсельмаш

Реконфигурация системы электроснабжения – это возможность изменять её топологию в зависимости от требований режима работы. В принимаемой схеме реконструкции фидера 10 кВ, существуют 3 петлевых схемы, содержащие в себе до 7 ТП. Максимальная длина линий петли составляет 5 км. Поэтому, учитывая малое количество ТП включенных в кольцо, а также минимальную длину линий, монтировать дополнительные ЛЭП для обеспечения поперечных связей - не целесообразно. Строительство поперечных линий связи 10 кВ приведет к большим капиталовложениям в проект, увеличению эксплуатационных издержек, сложности обслуживания.

Основной идеей интеллектуализации, перевода традиционной системы электроснабжения города является применения инновационного оборудования. Управление изменениями режима, конкретно реконфигурацией сети будет производиться с помощью вакуумных выключателей установленных на вводе в ТП 10/0,4, которые с помощью электромагнитного привода могут управляться как дистанционно с АРМ, так и с помощью автоматики встраиваемой и настраиваемой в блоке его управления. Участок ВЛЗ-10, который необходимо вывести в ремонт будет отключен с двух сторон с помощью вакуумного выключателя, с дистанционного пункта управления, или с помощью автоматических средств управления.

Принцип работы автоматики очень прост, при возникновении короткого замыкания на линии автоматикой будет отдана команда, и нужные выключатели отключат линию с двух ее сторон. С помощью АВР при отсутствии напряжения на вводе в отключаемую ТП, будет мгновенно скоммутирован выключатель второго ввода и подстанция не потеряет питания. Для планового отключения линии достаточно с пункта управления отключить необходимые выключатели и перезапитать схему по нужным для

местных условий линиям. Подробное описание автоматики будет приведено позже.

Организация автоматического включения и отключения вводных выключателей на ТП10/0,4, с помощью которых будет осуществляться автоматическое изменение режима работы сети, а также управление ими с дистанционного пункта управления, само по себе есть выполнение 1 ступени «Схемные решения», и частично 3 «Возможность управления сетью». перевода системы электроснабжения на платформу Smart Grid.

При работе сети в послеаварийном режиме, потери не будут превышать допустимых значений, так как самый тяжелый режим, при отключении загруженного головного участка, не приводит к протеканию в линиях токов превышающих их длительно допустимых значений. Отклонения напряжения не выходят за предельные значения, режим вполне работоспособный.

Данные по расчету режимов работы в нормальном и аварийном режиме приведены в разделе: Расчет режимов электрической сети 10 кВ реконструируемого ф №3. Подробное описание вакуумного выключателя приведено в главе: выбор и проверка выключателей.

2.3 Оптимизация трансформаторных мощностей в сети 10 кВ

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

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

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

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

Трансформатор, выбранный по условию (6), обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора (0,8.. .0,9) Снт.

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 [16].

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

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{прог} - t$ 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 5 - загрузка ТП-10 кВ Ф-3 ПС 35/10 Амурсельмаш

№ П/П	№ Петли	№ ТП	Мощность Трансформатора, кВА	S, кВт	Загрузка ТП, %
1	2	3	4	5	6
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

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
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 6:

Таблица 6 – Трансформаторы, подлежащие замене

№ П/П	№ ТП	Мощность тр-ра, кВт	S _{нагр}	K _з	Новый трансформатор	Новый K _з
1	2	3	4	5	6	7
1	15	400	136	0,34	ТСЗ-160/10	0,85
2	73	400	220	0,55	ТСЗ-250/10	0,88
3	90	400	216	0,54	ТСЗ-250/10	0,86
4	16	630	264,6	0,42	ТСЗ-400/10	0,66
5	272	250	235	0,94	ТСЗ-400/10	0,59
6	30	400	380	0,95	ТСЗ-630/10	0,6
7	88	400	212	0,53	ТСЗ-250/10	0,85
8	274	160	153,6	0,96	ТСЗ-250/10	0,61

1	2	3	4	5	6	7
9	21	400	368	0,92	ТСЗ-630/10	0,59
10	13	400	136	0,34	ТСЗ-160/10	0,85
11	94	400	200	0,5	ТСЗ-250/10	0,8
12	118	250	125	0,5	ТСЗ-160/10	0,78
13	263	250	57,5	0,23	ТМГ-100/10	0,59
14	260	400	216	0,54	ТСЗ-250/10	0,86

2.4. Выбор трансформаторов для предложенного варианта реконфигурации Ф №3.

Ранее, вплоть до последней трети прошлого века, в электросетях исключительно использовались силовые масляные трансформаторы. Однако за последние 40 лет вместо них все более широко стали применять сухие силовые трансформаторы, представляющие собой один из современных пожаро- и экологически безопасных типов трансформаторов, у которых магнитная система и обмотки не погружены в трансформаторное масло, кремнийорганическую жидкость (КОЖ) или какой-либо другой жидкий диэлектрик

В городе Белогорск неблагоприятные климатические условия эксплуатации трансформаторов. В осеннее а также весеннее время температура воздуха резко падает ночью и возрастает днем. Разность температур достигает 20 градусов в сутки. Маслонаполненное оборудование не лучший вариант для эксплуатации в данных условиях. Из-за резких перемен температур в оборудовании образуется конденсат. Масло теряет свои диэлектрические свойства, происходят микро пробой изоляции, что в итоге ведет к отказу оборудования, в данном случае трансформатора. Также масляные трансформаторы требуют постоянного обслуживания (слив конденсата, замена силикагеля, протяжка болтовых соединений, замена резиновых уплотнений).

В итоге для оптимизации коэффициента загрузок ТП необходимо установить 14 новых сухих трансформаторов ТСЗ-10. Трансформаторы серии ТСЗ – трехфазные двухобмоточные сухие с регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ). Трансформаторы предназначены для питания электроустановок потребителей и эксплуатации в составе понижающих электроподстанций. Они рассчитаны на безотказную, непрерывную работу в течение длительного времени, надежны и удобны в эксплуатации.. Сухие силовые трансформаторы по сравнению с масляными трансформаторами имеют целый ряд преимуществ:

- Высокий уровень надежности, достигнутый благодаря технологическому прогрессу изготовления.

- Высокая устойчивость к переменному и ударному напряжению

- Отсутствие частичных разрядов.

- Возможность работы с перегрузкой.

- Возможность существенного (до 50%) увеличения мощности трансформатора посредством установки вентиляторов охлаждения.

- Разнообразие вариантов техники подключения.

Обслуживание практически полностью исключается и сводится к периодическому проведению визуальных осмотров.\

Сухие трансформаторы имеют низкие потери ХХ и КЗ, характеризуются высокой стойкостью к КЗ и длительным тепловым перегрузкам.

3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ НОВОЙ СЕТИ

При решении задачи проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Эта оценка позволяет установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети заданных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Помимо этого, такие расчеты дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу, связано это прежде всего с большим количеством элементов. Поэтому расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически с помощью ЭВМ. В данном случае расчет был выполнен в ПК «MathCad 15». В качестве исходных данных использовались:

- Контрольные замеры на подстанциях в зимний период;
- Каталожные данные трансформаторов и ЛЭП.

Определение параметров рабочего установившегося режима электрической сети (напряжения, тока, потокораспределения, потерь мощности) составляет задачу расчёта режима сети.

Были произведены расчеты установившегося режима нормального, а также несколько послеаварийных с учетом отключения головных участков линий. Также при расчетах режима были определены точки нормального размыкания петлевых схем.

3.1 Расчет режимов электрической сети 10 кВ реконструируемого ф №3

Для выбранного варианта реконфигурации фидера 10 кВ в программе «MathCad 15» были рассчитаны 3 режима работы, условно называемых

первой, второй и третьей петлевой схемы. Расчет был произведен как для работы сети в нормальном режиме, так и в самом тяжелом аварийном режиме с отключением наиболее загруженного головного участка. Результат расчета режимов сведен в таблицу 7

Таблица 7 - : 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 %
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

В нормальном и в аварийном режиме уровни напряжений находятся в допустимых пределах согласно нормам качества электроэнергии.[20].

Расчет режимов сети 10 кВ производится в ПВК MathCad 15.0 и представлен в Приложении А.

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

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

При реконструкции ТП также необходимо изменить ее конструктивное исполнение, так как устаревшие мачтовые, столбовые, закрытые и комплектные трансформаторные подстанции установленные в 1960-х годах, уже морально и физически устарели. Необходимо заменить их на новейшие, современные типы подстанций. Выбранное исполнение подстанции должно иметь эстетический вид и отвечать требованиям градостроительного кодекса [36]. , а также позволять устанавливать в них вакуумные выключатели с возможностью дистанционного управления, для обеспечения наибольшей надежности, возможности реконфигурации сети, наименьших технологических потерь и низкие эксплуатационные издержки.

Предложено БМКТП-/10/0,4 – блочная модульная комплектная трансформаторная подстанция. [44]. БМКТП представляет собой трансформаторную подстанцию полной заводской готовности с одним силовым трансформатором. БМКТП предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в системах с изолированной нейтралью на стороне 6 (10) кВ и глухозаземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ. БМКТП применяется для энергоснабжения жилищно-коммунальных, общественных и промышленных объектов в любых схемах распределительных сетей. БМКТП представляет собой отдельно стоящий контейнер с установленным внутри электрооборудованием. Корпус БМКТП изготовлен из профилированного стального листа, толщиной 1.5 мм, загрунтованного и окрашенного (цвет по требованию заказчика), приваренного к поддерживающему каркасу. Утеплитель - негорючий материал «ISOVER» толщиной – 50 / 100мм. Внутренняя отделка – профилированный оцинкованный металл с

полимерным покрытием. Пол покрыт рифленным стальным листом. Отделка БМКТП выполнена таким образом, который исключает образование конденсата на стенах и потолке. БМКТП комплектуется в соответствии с заказом и имеет следующие составные части:

- распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), с воздушной изоляцией – К10-СЭ, КСО-200; с элегазовой изоляцией - RM6

- распределительное устройство низкого напряжения – модульный РУНН

- щит собственных нужд (ЩСН);

- щит учета (ЩУ);

- силовой трансформатор с сухой изоляцией;

- кабельные и шинные соединения, предусмотренные конструкцией;

- охранно-пожарная сигнализация;

- комплект светильников наружного освещения;

- щит управления уличным освещением (ЩУО);

Конструкция БМКТП обеспечивает возможность присоединения высоковольтных питающих и отходящих линий и низковольтных отходящих линий: - через шахту воздушного ввода Подключение РУВН с трансформатором могут выполняться шиной прямоугольного сечения либо кабелем. Подключение РУНН с трансформатором выполнены шинами или гибким одножильным проводом марки ППСРВМ соответствующего сечения. Шины, соединяющие РУВН с силовым трансформатором, прокладываются в шинопроводе. Кабели, соединяющие РУНН с силовым трансформатором, проходят через перегородку между отсеком РУ и отсеком трансформатора и укладываются на кабельные держатели. Провода вспомогательных цепей проложены в кабельных коробах, с обеспечением возможности замены.

Для питания собственных нужд в отсеке РУ установлен щит собственных нужд (ЩСН), который питается от РУНН. Отсеки БМКТ(Р)П оснащены светильниками с люминесцентными лампами напряжением 220 В,

50 Гц. На боковых стенках щита ЩСН установлены штепсельные розетки напряжением 24 В и 220 В 50 Гц для питания переносных низковольтных светильников и электроприборов. Для обеспечения нормальных условий работы оборудования в отсеках РУ устанавливаются обогреватели. Обогреватели оснащены термостатами и могут работать в ручном или автоматическом режимах. При наличии в БМКТ(Р)П устройств с элегазовой изоляцией, обогрев следует включать только во время пусконаладочных работ. Для БМКТ(Р)П в северном исполнении в отсеках РУ устанавливаются дополнительные обогреватели, мощность которых определяется тепловым расчетом.

Концевые опоры, для подключения БМКТ(Р)П с воздушными вводами ВН во избежание разрушения проходных изоляторов от суммарной нагрузки на провода ВЛ-6 (10) кВ, должны устанавливаться на расстоянии не более 6 м от БМКТП.

Для подключения ТП 10/0,4, как было сказано в главе 2 используются ВЛЗ-10 проводом марки СИП-3

4.2 Расчет токов КЗ для реконструируемого Ф №3 ПС Амурсельмаш

Токи короткого замыкания необходимы для выбора и проверки оборудования, в том числе и точки размыкания.

Для выбора оборудования на ПС 35/10 и ТП 10/0.4 необходимо произвести расчет токов короткого трехфазного короткого замыкания, так как он является наибольшим током КЗ и оказывает сильнейшее воздействие на оборудование.

Токи К.З. в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП № 16 петли № 1. ТП № 16 является точкой потокораздела данной петли. Поэтому при расчете ТКЗ будут учитываться сопротивления только одной цепи, по которой в нормальном режиме

осуществляется её питание. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Расчет выполняем в относительных величинах приближенным способом при принятой базисной мощности $S_б = 100$ МВА.

При расчетах токов К.З. не учитывается подпитка места К.З., так как нет высоковольтной нагрузки.

Составим схему замещения электрической сети.

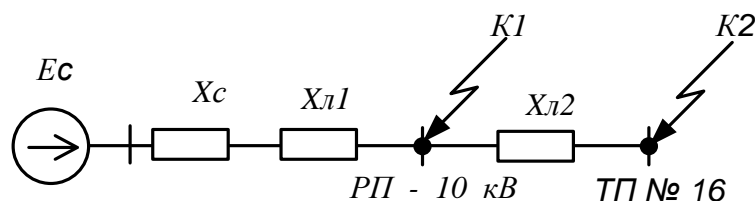


Рисунок 11 – Схема замещения для расчета токов К.З. на 10 кВ

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:

$$X_c = \frac{S_б}{S_{кз}} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{кз}}, \quad (3)$$

где $S_б$ - базисная мощность (МВА);

$I_{кз}$ - 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:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (4)$$

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):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-t/T_a} \quad (6)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{уд} \quad (7)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

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

$$X_1 = X_C + X_{Л1} = 0,63 + 1,38 = 2,01 \text{ о.е.}$$

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

$$I_{\text{П0}(K-1)}^{(3)} = I_1 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CP}}} = 0,5 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,88 \text{ кА.}$$

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

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

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 8

Таблица 8 – Результаты расчета токов К.З.

т. К.З.	$I_K^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{ат}}$, 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 и проверка выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования /6/:

-Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

-Быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

-Пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

-Легкость ревизии и осмотра контактов;

- Взрыво- и пожаробезопасность;
- Удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателя 10 кВ установленных на РП-10. Место установки выключателей на РП-10 кВ приведена на рисунке 12

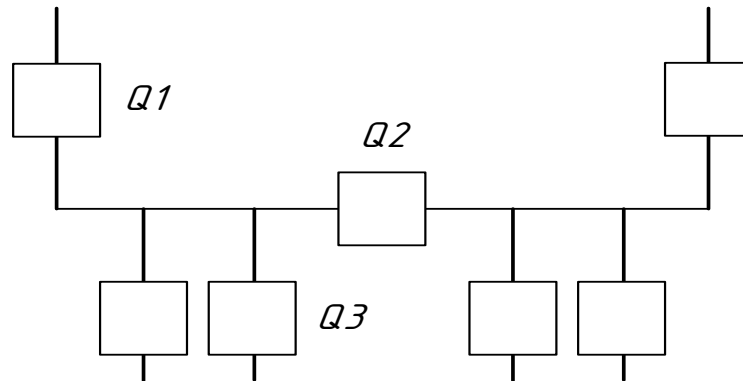


Рисунок 12 – Расположение выключателей

Выключатели Q_1 и Q_2 будут одинаковыми (см. рисунок 12). В качестве примера выбор произведем для выключателя 10 кВ, установленного на отходящем фидере 10 кВ №3 ПС 35/10 Амурсельмаш.

Допустимо производить выбор выключателей по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению
- по номинальному току
- по включающей и отключающей способности.

Проверка осуществляется по термической и динамической стойкости.

На стороне НН ПС Амурсельмаш выбираем к установке вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630У2 производства завода "Таврида электрик" с электромагнитным приводом, встроенным в блок управления марки БУ/TEL-12-03.. Устройство управление изготовлено в виде отдельного блока, устанавливаемого в релейном шкафу, на выкатных элементах РУ-10.

С помощью устройство управления выполняется следующие функции:

- местное и дистанционное управление, в том числе от низковольтного вспомогательного источника питания;
- блокировку от повторного включения;
- питание от токовых цепей при отсутствии напряжения питания;
- возможность отключения выключателя в течение 20 с после исчезновения напряжения оперативного питания;
- отключение выключателя от токовых цепей и от независимого источника питания;
- сигнализация аварийного отключения выключателя;
- самодиагностика;
- сигнализация и идентификация типа неисправности.
- полная взаимозаменяемость с устаревшими маломасляными выключателями по главным и вспомогательным цепям;
- возможность работы в любом пространственном положении;
- малые габариты и масса.

Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает возможность дистанционного управления выключателем с автоматизированного рабочего места (АРМ). С помощью данного выключателя будет выполняться реконфигурация сети в аварийных режимах. Автоматика, с помощью которой данный коммутационный аппарат будет включаться или отключаться, в зависимости от требований режима, позволяет устанавливать на выключатель АВР, АЧР, АПВ и принудительное дистанционное отключение.

Автоматические средства управления режимами будут рассмотрены в данной магистерской диссертации позднее.

Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает наиболее гибкое и удобное сопряжение с, вторичными цепями защиты и управления, выполненными как с применением традиционных электромеханических реле, так и с использованием современных микропроцессорных реле. БУ/TEL-12-03

применяется на переменном оперативном токе со всеми типами защит. Требуется проверка принятого выключателя.

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

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

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

$$(8) \quad I_{Пг} \leq I_{отк.ном}$$

где $I_{Пг}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ. Учитывает подпитку от генераторов. Для данного случая $I_{Пг} = I_{П0}$

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

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

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

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

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

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 ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$):

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

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

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

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

$t_{откл}$ - время отключения КЗ, равное:

$$t_{откл} = t_{откл.выкл} + \Delta t$$

где $t_{откл.выкл} = 0,07 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$\Delta t = 0,5 \text{ с}$ - ступень селективности.

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

Сопоставление расчетных и справочных данных приведено в таблице 0.

Таблица 9 – Сопоставление справочных и расчетных данных

Условия выбора	Справочные данные	Расчётные данные
$U_H \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{р.мах}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 260,9 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{по}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,88 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 4,6 \text{ кА}$
$B_{к.ном} \geq B_K$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 5,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном} \geq I_{по}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,88 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,55 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,88 \text{ кА}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ РП-10 не требуют подробного выбора, т.к. вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2 имеют наименьший номинальный ток 630 А. Вследствие малой загрузки отходящих линий, ток не превысит 630 А, поэтому в каждой ячейке 10 кВ будут установлены выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2. Так как выбранный выключатель прошел проверку с огромным запасом, а токи на вводе в РП-10 и всех отходящих линиях существенно меньше, чем рассчитанный, то для реконструируемого фидера № 3 10 кВ, на вводе в РП-10, на место секционного выключателя, а также на 6 отходящих линий 10 кВ питающих ТП 10/0.4 по 3 петлевым схемам будут установлены выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2.

4.4 Выбор трансформаторов тока для реконструируемой сети 10 кВ

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

-Трансформаторы тока выбираются /6/:

- по напряжению установки

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

- по току

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

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

- по конструкции и классу точности.

Проверка производится:

- 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:

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

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 :

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

Питающая подстанция является тупиковой, поэтому учет электроэнергии по высокой стороне не ведется. Вследствие этого выбор трансформаторов тока осуществляется только для подключения цепей релейной защиты. Поэтому выбор по вторичной нагрузке измерительной обмотки трансформаторов тока проводить не нужно.

Выбираем трансформатор тока ТПЛ-10, который предназначен для установки в БМКРП с первичным током 300 А.

Так как на стороне 10 кВ ведется учет электроэнергии, то в соответствии с пилотным проектом интеллектуализации необходимо применить цифровые Мультиметры DMTME компании ABB. /6/.

Измерительные приборы DMTME представляют собой цифровые мультиметры, позволяющие проводить измерения (в режиме TRMS) основных электрических параметров в сетях трёхфазного переменного тока напряжением 230/400В, включая определение макс./мин./средних значений основных электрических параметров, а также подсчёт активной и реактивной мощности. Различные измеряемые величины отображаются локально на четырёх красных 7-сегментных светодиодных дисплеях, обеспечивая удобное чтение и одновременное отображение множества измерений. Измерительные приборы DMTME также объединяют (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности, позволяя экономить значительные финансовые средства благодаря уменьшению требуемого для установки пространства, а также времени, необходимого для выполнения кабельной разводки. [12]

Модели DMTME-I-485, DMTME-I-485-96 и DMTME-I-485-72 дополнительно оборудованы двумя реле, настраиваемыми либо в качестве импульсных выходов для дистанционного измерения потребления энергии, либо в качестве выходов предупредительной сигнализации. Протокол Modbus позволяет осуществлять передачу следующих измеренных величин: линейного напряжения, линейного и трехфазного напряжения, линейного и трехфазного тока, линейных и трехфазных мощностей (активной, реактивной и полной), трехфазных и линейных $\cos \phi$ и коэффициентов мощности, частоты, максимальных линейных токов, максимальных мощностей (полной и активной), трехфазной активной и реактивной энергии, средней трехфазной активной мощности за 15 минут, коэффициентов трансформаторов тока и напряжения, частоты импульсов.

С помощью выбранного цифрового Мультиметра DMTME-I-485-72, и будет осуществлен умный учет, как 4 ступень интеллектуализации системы электроснабжения «Организация умного учета», перевода традиционной системы на платформу Smart Grid, о которой и говорилось в первой главе

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 $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

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

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

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

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

Вторичная нагрузка z_2 :

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

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

10

Таблица 10 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10

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

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

Аналогично выбираются трансформаторы тока установленные на вводе и всех отходящих линиях 10 кВ БМКРП–10. [21] На вводе в ТП 10/0.4 трансформаторы тока выбираются аналогично. Таблица выбранных к установке трансформаторов тока 10 кВ приведена ниже.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10

№ П\П	Место установки ТТ	I_{\max} , А	Выбранный ТТ
1	Ввод в РП - 10	261	ТПЛ-10 300/5
2	Отходящие ВЛ петли №1	105	ТПЛ-10 150/5
3	Отходящие ВЛ петли №1	86	ТПЛ-10 100/5
4	Отходящие ВЛ петли №1	70	ТПЛ-10 100/5
5	Ввод в ТП № 15 10/0.4	16	ТПЛ-10 20/5
6	Ввод в ТП № 73 10/0.4	25	ТПЛ-10 30/5
7	Ввод в ТП № 90 10/0.4	25	ТПЛ-10 30/5
8	Ввод в ТП № 16 10/0.4	40	ТПЛ-10 50/5
9	Ввод в ТП № 272 10/0.4	40	ТПЛ-10 50/5
10	Ввод в ТП № 30 10/0.4	63	ТПЛ-10 75/5
11	Ввод в ТП № 88 10/0.4	25	ТПЛ-10 30/5
12	Ввод в ТП № 274 10/0.4	25	ТПЛ-10 30/5
13	Ввод в ТП № 21 10/0.4	63	ТПЛ-10 75/5
14	Ввод в ТП № 13 10/0.4	16	ТПЛ-10 20/5
15	Ввод в ТП № 94 10/0.4	25	ТПЛ-10 30/5
16	Ввод в ТП № 118 10/0.4	16	ТПЛ-10 20/5
17	Ввод в ТП № 263 10/0.4	10	ТПЛ-10 15/5
18	Ввод в ТП № 260 10/0.4	25	ТПЛ-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».

4.5 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ

Для сети 10 кВ на российском рынке существуют два самых часто применяемых конкурентных варианта трансформатора напряжения (ТН) это НАМИ и ЗНОЛ. Сравнивая два этих типа трансформаторов можно сделать следующие выводы:

-НАМИ является более стойким к перемежающимся дуговым замыканиям, чем другие типы трансформаторов, что обусловлено применением не насыщающегося ТНП с большим реактивным сопротивлением (300–600 кОм).

-У ЗНОЛ в нормальном режиме индуктивное сопротивление ТН очень велико и падение напряжения на сопротивлении R_N незначительно. При насыщении индуктивность ТН резко снижается, токи в обмотках ТН значительно увеличиваются, но при этом увеличивается и падение напряжения на добавочном резисторе, приводя к демпфированию резонансных колебаний. Перемещающиеся дуговые замыкания могут привести к перегреву ТН этого типа. Наличие плавких предохранителей в обмотке ВН делает ЗНОЛП весьма чувствительными к броскам токов намагничивания при переходных процессах [2]

Исходя из всего вышеперечисленного к установке принимаем ТН НАМИ-10-95.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) принято решение использовать трансформатор НАМИ-10-95

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \tag{22}$$

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:

$$S_{мульти} = 100 \text{ В*А}.$$

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

Таблица 12 – 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.

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

Конструктивно РП-10 будет выполнено также как и БМКТН, то есть отдельно стоящий контейнер с установленным внутри электрооборудованием. Корпус БМКРП изготовлен из профилированного стального листа, толщиной 1.5 мм, загрунтованного и окрашенного (цвет по требованию заказчика), приваренного к поддерживающему каркасу. БМКРП может включать в себя от 1 до 7 ячеек 10 кВ. В нашем случае необходимо 14 ячеек (2 вводных, 6 линейных, 1 секционная, 2 ТСН, 2 ТН, 2 резерв). Конструктивно БМКРП будет состоять из 2 контейнеров, габаритные размеры которого 12х2,5. Собственные нужды в зимний максимум 1 блока БМКРП расходуемые на обогрев оборудования и освещение составляют 15 кВт. [31]

4.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Трансформаторы силовые типа ТСКС имеют высокую надежность, пожаробезопасны, так как обмотки и изоляционные детали активной части трансформаторов выполнены из материалов, не поддерживающих горения. Трансформаторы требуют минимальных затрат на обслуживание, экономичны и просты в эксплуатации.

Для выбора ТСН устанавливаемого на РП-10, необходимо знать суммарную нагрузку СН БМКРП -10кВ. Суммарная потребляемая мощность БМКРП в зимний максимум 30 кВт.

К установке принимаются два трансформатора марки ТСКС-40/10 по одному на каждую секцию шин.

Трансформаторы имеют следующие показатели надежности:

- установленная безотказная наработка - не менее 25000 ч;
- вероятность безотказной работы в течение 8800 ч - не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта - не менее 12 лет;
- срок службы - не менее 25 лет;

- гарантийный срок эксплуатации
- 3 года со дня ввода в эксплуатацию, но не более 4 лет с момента отгрузки.

Трансформатор трехфазный с естественным воздушным охлаждением. Магнитопровод изготовлен из электротехнической стали толщиной 0,35мм. Форма сечения стержня двухступенчатая, ярма - прямоугольная. Обмотки многослойные, изготовленные из медного провода с применением изоляционных материалов класса нагревостойкости «В» по ГОСТ 8865-93. Подъем трансформатора производить кранами, лебедками и другими механизмами с грузоподъемностью, соответствующей массе трансформатора. Угол отклонения стропов от вертикали должен быть не более 15°.

4.8 Выбор провода для предложенного варианта сети 10 кВ

Для предложенного варианта схемы ф-3 10 кВ ПС Амурсельмаш необходимо произвести выбор оптимальных сечений линий электропередачи.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Для расчета токов протекающих в каждой линии необходимо рассчитать режим для каждой петли подключенной от РП. Расчет режимов произведен в ПВК MathCad представлен в приложении 1. Результат расчета сведен в таблицу 13

Таблица 13 - данные режима новой сети 10 кВ

Линия 10 кВ	Точка потоко-раздела	Длина линии, км	Ток в 1 головном участке	Ток во 2 головном участке	Наибольший ток в аварийном режиме	Потеря 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

Из таблицы делаем вывод о том, что общая нагрузка РП – 10 кВ, равна 261 А. Общая длина линий 3 петель подключенных от вводимого РП равна 13,6 км. Линии всех трех петлевых схем будут выполнены в воздушном исполнении самонесущем изолированным проводом марки СИП-3 1х35, с длительно допустимым током 200 А. Двухцепная ВЛЗ 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш - РП-10 кВ выполнена двумя проводами СИП-3 1х70 с длительно допустимым током 310 А каждая. Одна из линий находится в резерве. Общая длина необходимого СИП-3 1х70 4,8 км.

Выбранные сечения провода в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения. Отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ в аварийном режиме.

Провод СИП-3 представляет собой проводник с одной алюминиевой жилой, предназначенный для прокладки высоковольтных линий, самонесущий, покрытый изоляционным слоем. В качестве материала для производства сердечника используется сплав алюминия, магния и кремния, а для изолятора – светостабилизированный полиэтилен. Изоляция не растрескивается под действием солнечного света и сохраняет первоначальные параметры во время всего периода работы. Кабель подходит для прокладки новых трасс, он соответствует всем современным нормам и требованиям по передаче и распределению тока. Часто проводник используется в районах с холодными зимами, когда температура воздуха может опускаться до -40 градусов. Провод подходит для прокладки новых

трасс, он соответствует всем современным нормам и требованиям по передаче и распределению тока. Часто проводник используется в районах с холодными зимами, когда температура воздуха может опускаться до -40 градусов.

СИП-3 характеризуется отсутствием нулевой жилы, при этом он может монтироваться без дополнительных поддерживающих конструкций, таких как трос, ванта, растяжка. К преимуществам провода относятся:

- высокая пожарная безопасность;
- не нужно использовать траверсы изоляторов;
- устойчивость к растягивающим напряжениям исключает обрыв линии в результате падения веток и прочих предметов;
- на одну опору можно монтировать СИП и неизолированный кабель;
- провода не свисают, что исключает КЗ;
- надежность изделия, бесперебойная работа потребителей;
- простота ухода и обслуживания;
- высокая скорость проведения ремонтных работ;
- сокращение потерь напряжения на трассах;
- отменные рабочие характеристики провода СИП-3;
- сокращение затрат при монтаже новой линии электропередач;
- монтируются на невысокие опоры ЛЭП;

4.9 Выбор опор для ВЛЗ 10 кВ

Для монтажа ВЛЗ 10 кВ будут использованы современные композитные опоры ПКО-10-2-3-У+1. Промежуточная опора для двухцепной ВЛЗ 6 - 10 кВ для подвески защищенного провода, со стальной траверсой (уголок) и с применением полимерных изоляторов, высота стойки 11,5 м (повышенная). Номер чертежа ФБСА611.00.000-11. [78]

В последние годы наметилась тенденция замены железобетонных стоек на более эффективные аналоги, особенно на труднодоступных участках линий и на участках, проходящих в сложных климатических условиях

проявляется интерес к новым типам опор – Композитным. Композитные опоры воздушных линий электропередач — сравнительно новый тип мачтовых конструкций, история которых насчитывает не более 15 лет. Опыт применения их в настоящее время еще небольшой, но характеристики современных композиционных материалов придают опорам этого типа ряд необычных для других типов опор свойств, представляющих определенный интерес с точки зрения снижения затрат на монтаж и повышения эксплуатационной надежности воздушных линий электропередач.

Преимущества композитных опор благодаря современным полимерным материалам композитные опоры:

- Просты в сборке и установке
- Компактны при складировании и транспортировке
- Легкие (имеют малый вес конструкции)
- Не подвержены коррозии
- Эстетичны и экологичны
- Вандалоустойчивы

Экономический эффект от внедрения композитных опор обусловлен:

- Снижением расходов на их хранение, транспортировку и монтаж.
- Отсутствием расходов на подвесную изоляцию
- Снижением расходов на землеотвод (просеки)
- Расходы на эксплуатацию снижаются при том, что срок службы опор увеличивается до 50-70 лет.

Таким образом, выбраны все необходимое оборудование для интеллектуализации системы электроснабжения Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш. Для интеллектуализации важным аспектом является современное, инновационное и надежное оборудование. Второй шаг к переходу на платформу Smart Grid «Новейшие технологии и оборудование» выполнен.

5 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

5.1 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 /13/ 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 $0,5 \text{ м}$.

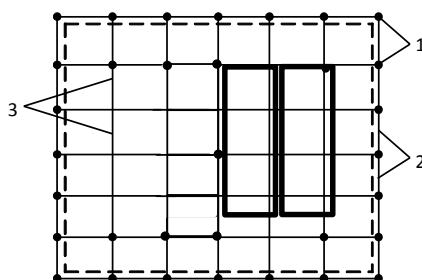


Рисунок 13 – Схема выполнения заземляющего контура подстанции.

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:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (23)$$

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 находится 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:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (24)$$

где R - радиус провода, принимается равным 6 мм2.

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

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (25)$$

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:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (26)$$

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

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (27)$$

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:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (28)$$

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

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

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (29)$$

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

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

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

$$L_T = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5). \quad (30)$$

где $l_{П-П}$ - 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 :

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

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

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

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

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (31)$$

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

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (32)$$

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

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (33)$$

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

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (34)$$

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:

$$R_{1s} = \rho_1 \cdot \left(\frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) \quad (35)$$

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

l_B - длина вертикального электрода

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

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

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экр}} + 45)(I_M + 320)}} \quad (36)$$

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

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \alpha_{II} \cdot R_S ; \quad (37)$$

$$R_{II1} = 0,205 \cdot 6,61 = 1,36 \text{ Ом}$$

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.

5.2 Выбор проверка молниезащиты РП

Согласно Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87 [5] молниезащита распределительного пункта с неметаллической кровлей должна быть выполнена молниезащитной сеткой или тросовыми молниеотводами, а также отдельно стоящими или установленными на защищаемом объекте стержневыми молниеотводами. На зданиях с металлической кровлей в качестве молниеприемника используется сама кровля.

В данном дипломном проекте молниезащиту проектируемой РП выполняем только посредством преднамеренного электрического соединения самого корпуса БМКРП и сетки заземления.

Места соединения конструкции БМКРП-10 и сетки заземления, выполняются как правило сваркой.

В качестве заземлителей защиты от прямых ударов молнии используем естественный заземлитель фундамент РП, а также искусственные заземлители.

6 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания подства с целью получения экономической выгоды. [101]

Целью данной магистерской диссертации является расчет эффективности инвестиций в интеллектуализируемую электрическую сеть 10 кВ Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш.

6.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 10 кВ

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛЗ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (38)$$

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

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

6.1.1 Капиталовложения на сооружение ВЛЗ 10 кВ реконструируемого участка сети

Капиталовложения на сооружение воздушных линий напряжением 10 кВ определяются по формуле:

$$K_{ВЛЗ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цен}, \text{ тыс. руб.}, \quad (39)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛЗ, тыс. руб./км [23];

L – длина трассы, км;

$K_{\text{район}}$ - коэффициент района (зональный) ($K_{\text{район}} = 1,2$) [23];

$n_{\text{цеп}}$ - количество цепей в линии.

Расчеты капиталовложений линий 10 кВ приведены в таблице 25.

Таблица 14 – Капиталовложения на сооружение ВЛЗ 10 кВ.

Наименование линии	Марка	Удельная стоимость, тыс. руб.	Длина, км	Капиталовложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Петля №1 10кВ	СИП-3 1x35	700	5	4200
Петля №2 10кВ	СИП-3 1x35	700	4,2	3528
Петля №3 10кВ	СИП-3 1x35	700	4,6	3864
Линия ПС Амурсельмаш – РП-10 кВ	СИП-3 1x70	950	4,8	5472
Итого				17064

Удельная стоимость строительства ВЛ 35 кВ взята из Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» СТО 56947007- 29.240.124-2012 [9] 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:

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

6.1.2 Капиталовложения на сооружение БМТП 10/04 реконструируемого участка сети

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

$$K_{\text{КТП-10}} = K_{\text{КТП}} \cdot K_{\text{район}} + S \cdot k_{\text{осв}}, \text{ тыс.руб.}, \quad (40)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость ТП с учётом строительно-монтажных [44];

S – площадь, отводимая под ТП, м² [44];

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216$ руб./м²) [44].

Результаты расчета ТП приведены в таблице 15

Таблица 15– Капиталовложения 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.
1	2	3	4	5
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

6.1.3 Капиталовложения на сооружение РП реконструируемого участка сети

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = C_{рп} + \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{вык} + C_{тсн}, \quad (41)$$

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

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

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

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

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

6.1.4 Капиталовложения на сооружение СЭС реконструируемого участка сети

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma ВЛ310} + K_{\Sigma РП} + K_{\Sigma ТП}, \quad (42)$$

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

6.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

6.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

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

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

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (43)$$

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

основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (44)$$

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 [23].

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

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (45)$$

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 ВЛ:

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

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:

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

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

Издержки на амортизацию:

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

Эксплуатационные издержки:

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

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амВЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{ТП}} + I_{\text{ам}}^{\text{РП}}, \quad (46)$$

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

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{ТП}} + I_{\text{экс}}^{\text{РП}}, \quad (47)$$

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

6.2.2. Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке ВЛЗ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (48)$$

где τ - время потерь, час;

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

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (49)$$

Произведем расчет для линии 10кВ по формуле:

$$\Delta P = \frac{4323,6^2 \cdot 17,4 + 864,7^2 \cdot 4,23}{10^2} = 3,3804 \text{ МВт};$$

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

r - активное сопротивление, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (50)$$

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

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

Потери энергии в ВЛ составляют:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}_10} = 3,3804 \cdot 1078 = 3644,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau. \quad (51)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ -потери холостого хода трансформатора, кВт;

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

β - коэффициент загрузки трансформатора.

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Потери энергии за год в трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta W_{тр}$, кВт·ч./год
15	160	2,7	0,7	8234,909
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
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:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ\Sigma} + \Delta W_{тр\Sigma ТП}, \quad (52)$$

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

До проведения интеллектуализации, по данным взятым в АО «ДРСК» филиал Амурские электрические сети СП Белогорский РЭС потери по выбранному фидеру 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш составляли 5496,3 МВт·ч.

Тем самым, заменив, устаревшее оборудование на современные элементы платформы Smart Grid, а также, изменив топологию системы электроснабжения, другими словами проведя интеллектуализацию, мы добились снижения технических потерь в рассматриваемой сети 10 кВ на 1609,4 МВт·ч. В процентном соотношении снижение технических потерь получилось на 29,3%. Снижение потерь дает экономию на ее приобретение, а в дальнейшем прибыль, которая необходима для расчета инвестиционной привлекательности.

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\text{д}} \cdot \Delta W, \quad (53)$$

где $T_{\text{д}}$ - тариф на потери в электрических сетях равен 2 руб./кВт·ч.

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

6.2.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек:

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (I_{\text{AM}} + I_{\text{эксп}} + I_{\Delta W}) + 0,03 \cdot K, \quad (54)$$

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

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

6.3 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (55)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (56)$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная мощность передаваемая по сети.

$$W_{\text{год}} = 4410 \cdot 8760 = 38631,6 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + I_{\text{ИР}}, \quad (57)$$

$$I_{\Sigma} = 2490,8 + 1431,6 + 7773,8 + 5126,1 = 16822,3 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}, \quad (165)$$

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = \frac{16822,3}{38631,6} = 0,43 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч,}$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{\text{год}}}, \quad (58)$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(16822,3 - 7773,8)}{38631,6} = 0,23 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 17.

Таблица 17 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5

1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	2490,8
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	1431,6
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{ДВ}$	тыс. руб.	7773,8
6	Прочие расходы	$I_{ПР}$	тыс. руб.	5126,13
7	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	16822,3
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб/кВт·ч	0,43
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/кВт·ч	0,23

6.4. Расчет надежности реконструируемого участка сети 10 кВ.

Для определения экономического эффекта необходимо рассчитать надежность и ущерб от перерыва в электроснабжении. Расчет надежности проведем для выбранной пилотным проектом интеллектуализации участка сети электроснабжения Ф №3 БМКРП-10.

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки [29;79]

Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Представим исходную схему БМКРП-10, обозначив элементы.

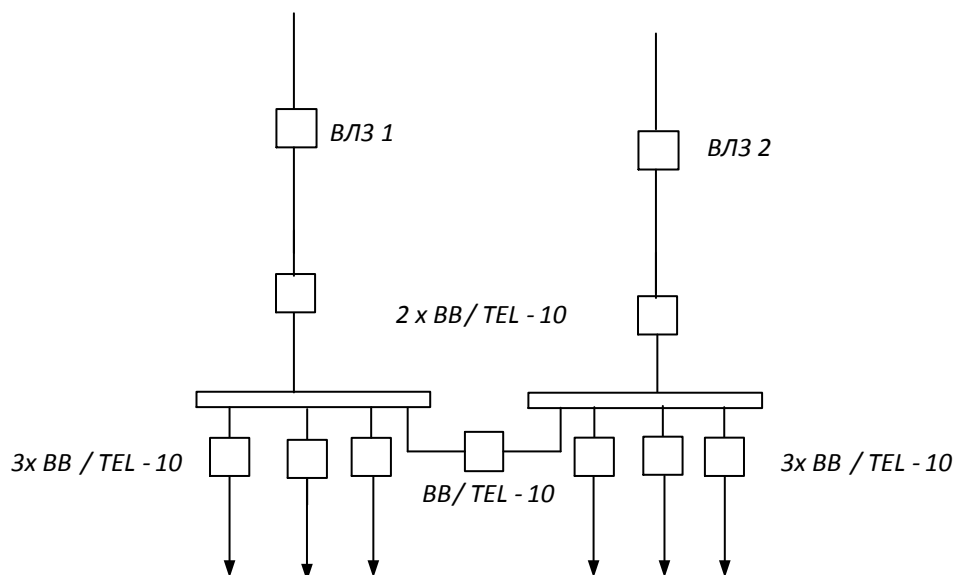


Рисунок 15 - Схема подключения БМКРП-10 реконфигурируемого фидера №3

Для каждого эквивалентного элемента рассчитываются следующие показатели:

- параметр потока отказов, ω_c ;
- коэффициент вынужденного простоя, $K_{П.С.}$;
- коэффициент готовности, $K_{Г.С.}$;
- время восстановления, $t_{В.С.}$.

Предварительный расчет (коэффициентов готовности для каждого элемента):

Коэффициент готовности для каждого элемента:

$$K_{Гi} = \frac{t_{pi}}{t_{pi} + T_{Bi}} \quad (59)$$

где t_{pi} время безотказной работы (для установившихся режимов):

$$t_{pi} = \frac{1}{\omega_i} \quad (60)$$

где ω_i - средний параметр потока отказа, 1/год

Параметр потока отказов для выключателя:

$$\omega_Q = \omega_{CT} + \omega_{ABT} \sum (1 + a_i K_{АПВi}) \omega_i + \omega_{ОП} N_{ОП} \quad (61)$$

ω_{CT} - параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии,
1/год

ω_{ABT} - параметр потока отказа выключателя при автоматическом отключении повреждения

a_i - относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента

$K_{АПВi}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ

$\omega_{ОП}$ - параметр потока отказа при оперативных переключениях

$N_{ОП}$ - число оперативных переключений

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных последовательно:

$$\omega_c = \sum \omega_i \quad (62)$$

$$K_{П.С.} = \sum \omega_i t_{Bi} \quad (63)$$

$$K_{Г.С.} = \prod_{i=1}^n K_{Gi} = \prod_{i=1}^n p_i \quad (64)$$

$$t_{B.C.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_c} \quad (65)$$

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных параллельно:

$$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{j=1}^n \omega_j t_{Bj} \quad (66)$$

$$K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{Bi} \quad (67)$$

$$K_{Г.С.} = 1 - K_{П.С.} \quad (68)$$

$$t_{B.C.} = \frac{K_{П.С.}}{\omega_C} \quad (69)$$

Составляем схему замещения БМКРП-10 для расчета надежности:

Элементы нерезервируемые соединяются последовательно

Элементы резервируемые соединяются параллельно

Рассчитывается случай работы двух параллельных цепочек.

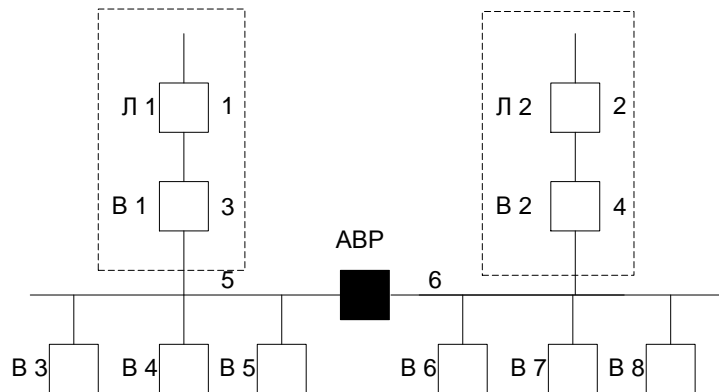


Рисунок 15 - Схема замещения

Эквивалентрируем полученную схему до одного элемента, для которого находятся показатели надежности. Отказ этого элемента и соответствует полному отказу схемы для рассматриваемого расчетного случая.

Подробный расчет показателей надежности представлен в Приложении Б.

Расчет ущерба от перерыва электроснабжения:

Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения состоит из внезапного и основного ущерба. Ущерб, связанный с фактом внезапности отключения (перерыва электроснабжения) $U_{вн}$, приводит к повреждению основного оборудования и инструментов, порче сырья и материалов, браку продукции, расстройству сложного технологического процесса. Основной ущерб U_0 определяется величиной недоданной потребителю электроэнергии, в результате чего наблюдается невыпуск продукции, простой рабочей силы.

Основной ущерб определяется по выражению:

$$Y_{осн} = Y_0 W_{\Sigma} \quad (70)$$

где Y_0 - средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт·ч, значения которого приведены в [8].

Ущерб внезапности $Y_{вн}$ рассчитывается по формуле:

$$Y_{вн} = Y_{0вн} P_{треб}, \quad (71)$$

где $Y_{0вн}$ - удельный ущерб внезапности при полном отключении схемы при расчетной продолжительности отключения равной $t_{неп} = q_{неп} T_{Г}$, [8];

$P_{треб}$ - максимальная мощность потребителя.

Суммарный ущерб равен:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (72)$$

Подробный расчет ущербов от перерыва электроснабжения представлен в Приложении Б.

Таблица 18 – Результаты расчета надежности

Параметр потока отказов, 10-5ω, 1/год	Коэффициент вынужденного простоя, 10-7 Кпс	Коэффициент готовности, Кгс	Время восстановления, 10-3 твс	Основной ущерб, Y_{Σ} , млн
1	2	3	4	5
5,43	1,5	1	4,3	2,32

6.5 Оценка экономической эффективности проекта

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

Выручка от реализации проекта:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (73)$$

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 ($P_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($P_{бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{чt} = P_{бt} - H_t = O_{pt} - I_t - H_t; \quad (74)$$

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:

$$P_{бt} = O_{pt} - I_t; \quad (75)$$

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

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{бt}); \quad (76)$$

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

Прибыль от реализации после вычета налога:

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

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) [6]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = P_{ч.t} + I_{м.t} - K_t, \quad (77)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (78)$$

где $d = 10\%$ – коэффициент дисконтирования

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 16.



Рисунок 16 – График ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (79)$$

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 проекта составляет 13,9%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации была проведена интеллектуализация системы электроснабжения города Белогорск. Предметом интеллектуализации были выбраны сети 10 кВ. На сегодняшний день данная система имеет массу недостатков и слабых мест, так как была создана более шестидесяти лет назад и нуждается в серьезной модернизации.

Только на основе, проведенного структурного анализа можно выявить узкие места в существующей сети электроснабжения города и определить конкретное место, которое будет являться пилотным проектом и примером для перевода всей сети 10 кВ на платформу Smart Grid. Для перевода существующей системы электроснабжения на платформу Smart Grid, с применением новейшего оборудования необходимо также выявить слабые места с точки зрения анализа режимной ситуации. В данной магистерской диссертации это был фидер № 3 10 кВ ПС 35/10 Амурсельмаш.

Цель интеллектуализации это резкое снижение потерь. Проведя ряд мероприятий по реконструкции ТП 10/0,4, ВЛ-10 кВ, реконфигурации сети, ввод РП-10 кВ, применения новейшего интеллектуального оборудования получилось добиться высоких результатов. Потери по выбранному объекту интеллектуализации были снижены на 29%. Суммарные капиталовложения требуемы для достижения результата составили 53 млн. руб. Проект начнет приносить прибыль уже через 12 лет! Это очень рентабельный и выгодный проект. Целесообразно принять его к исполнению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интеллектуализация систем электроснабжения городов. Монография / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 164 с.
2. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с.
3. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
4. Правила электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
5. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, 2007, 32 с.
6. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 169 с.
7. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
8. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
9. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

11. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

12. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

13.[https://library.e.abb.com/public/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/B_R_HV-PASS-FAMILY\(RU\)C_2GJA708398-04.2013.pdf](https://library.e.abb.com/public/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/B_R_HV-PASS-FAMILY(RU)C_2GJA708398-04.2013.pdf)

14. http://www.baltenergocom.ru/images/bec_mmmps35_2016.pdf

15.http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/03_System_pro_M_10.pdf.

16. <http://xn----7sb8ajafee4j.xn--plai/stalnie-mnogogrannie-opori-lep-6-10-kv-proekt-3-407-2-181-09-zao-vnpo-roslep/>

17. http://fenix88.com/documents/ol_doc/kompozitnie-opori-2016.pdf

18. <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/48/48044/>

19. <http://transformator.ooogost.ru/cena-silovoi-transformator/>

20.<https://www.asutpp.ru/avtomatizaciya-proizvodstva/elegazovye-vyklyuchateli.html>

21.<https://library.e.abb.com/public/cf89f96904144ca793e9a0d1c357e978/Buyers%20guide%20LTB%20Russian%20version.pdf>

22. 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.

23. Арион, В.Д. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределенности исходной информации / В.Д. Арион, В.С. Каратун, П.А. Пасинковский // Электричество. – 1991. – № 2. – С. 6-11.

24. Бендат, Дж. Прикладной анализ случайных данных: пер. с англ. / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М.: Мир, 1989. – 540 с.
25. Бендат, Дж. Применение корреляционного и спектрального анализа: пер. с англ. / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М.: Мир, 1983. – 312 с.
26. Богатырев, Л.Л. Математическое моделирование режимов ЭЭС в условиях неопределенности / Л. Л. Богатырев, В. З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор: Изд-во типографии МГТУ, 1999. – 348 с.
27. Бэнн, Д.Б. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д. Б. Бэнн, Е. Д. Фармер. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.
28. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей. – М.: Высшая школа, 1999. – 576 с.
29. Вентцель, Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М.: Высш. шк., 2000. – 383 с.
30. Вертешев, А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом // Академия энергетики. – 2011. – № 1(39). – С. 70-75.
31. 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.
32. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С. 9-14; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6.
33. 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.
34. Гамм, А.З. Адаптивное эквивалентирование электроэнергетических систем / А.З. Гамм, Е.В. Попова // Электричество. – 2000. – № 5. – С. 10-15.
35. Гамм, А.З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – М.: Наука, 1990. – 220 с.

36. Гамм, А.З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.
37. Глушко, С. Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего / С. Глушко, С. Пикин // Энергорынок. – 2009. – №11(71). – С. 68-72.
38. 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.
39. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С.22-28; ЭЭ-1.2.4
40. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28-34.
41. Дьяконов, В.П. Математические пакеты расширения MATLAB: специальный справочник / В.П. Дьяконов, В. Круглов. – СПб.: Питер, 2001. – 480 с.
42. Дьяконов, В.П. Вейвлеты. От теории к практике. – М.: СОЛОН-Р, 2002. – 448 с.
43. Егоров, В. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе / В. Егоров, В.С. Кужеков // Энергорынок. – 2010. – № 6.
44. Железко, Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 2006. – № 12. – С. 10-18.
45. Использование современных подходов и методов для прогнозирования электропотребления / Ю.А. Борцов, Н.Д. Поляков, И.А. Приходько, Е.С. Анушина // Электротехника. – 2006. – № 8. – С. 30-35.

46. Карташев, В.Г. Основы теории случайных процессов / В.Г. Карташев, Е.В. Шалимова. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 88 с.
47. Кожевников, Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 132 с.
48. Кобец, Б.Б. Smart Grid в электроэнергетике / Б.Б. Кобец, И.О.Волкова // Энергетическая политика. – 2009. – Вып. 6. – С. 54-56.
49. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом/ Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков// Энергоэксперт. – 2010. – № 2. –С.52-58; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2.
50. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid: моногр. / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2010. – 208 с.
51. Крянев, А.В. Математические методы обработки неопределенных данных / А.В. Крянев, Г.В. Лукин. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 216 с.
52. Леоненков, А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и FUZZY TECH. – СПб.: БХВ, 2003. – 736 с.
53. Лоскутов, А.Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А.Б. Лоскутов, О.И. Еремин // Промышленная энергетика. – 2006. – № 6.
54. Марпл-мл., С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1990. – 584 с.
55. Миллер, Б.М. Теория случайных процессов в примерах и задачах / Б.М. Миллер, А.Р. Панков. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. – 320 с.
56. Могиленко, А.В. Новые нормативы технологических потерь в сетях // Тарифное регулирование и экспертиза. – 2009. – № 4. – С. 55-59.
57. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп

энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.
– Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06. 2015. – № 380.

58. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений / А.Н. Борисов, А.В. Алексеев, Г.В. Меркурьева и др. – М.: Радио и связь, 1989. – 304 с.

59. 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

60. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.

61. 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.

62. 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.

63. 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.

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

65. Пугачев, В.С. Теория случайных функций и ее применение к задачам автоматического управления. – М.: Физматгиз, 1962. – 884 с.

66. 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.

67. 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.

68. 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.

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

70. Савина, Н.В. Современные аспекты проблемы определения потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. трудов II Всероссийской научно–технической конференции с международным участием. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2000. – С. 44–51.

71. Смоленцев, Н.К. Основы теории вейвлетов. Вейвлеты в MATLAB. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 304 с.

72. СНиП 2.07.01-89. Планировка и застройка городских и сельских поселений. – М.: Стройиздат, 1991.

73. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.

Государственный Комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. ФГУП «Центр проектной продукции в строительстве». – М., 2004, – 51 с.

74. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013. № 511-р – текст распоряжения опубликован в «Собрании законодательства Российской Федерации». – 08.04.2013. – № 14, ст. 1738.

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

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

77. Чистяков, Г.Н. Применение методов нечеткой логики при оптимизации реактивных нагрузок систем электроснабжения / Г.Н. Чистяков, Р.Ю. Беляев // Электрика. – 2006. – № 12. – С. 20-24.

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

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

80. Электротехнический справочник: В 4 т. // Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – Изд. 8-е, испр. и доп. – М.: МЭИ, 2002. – Т. 3. – 964 с.

81. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – 115 с.

82. Abbad, J.R. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation / J.R. Abbad, V.H.M. Quezada, T.G.S. Roman // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Lodz, 2006. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1626356. – 01.05.2006.

83. Amin, S.M., Wollenberg, B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine. – 2005. – Vol. 3, No. 5. – P. 34-41.

84. Analysis on the increased losses in supply systems due to voltage drop and voltage distortion / J. Desmet, D. Putman и др. // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Aalborg, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/EPE.2007.4417705. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4417705. – 04.01.2008.

85. Baldinger, F., Jansen, T., Riet, M., Volberda, F. Nobody knows the future of Smart Grid, therefore separate the essential in the secondary system. – Developments in Power System Protection, the 10th IET International Conference (DPSP 2010), 29 March – 1 April 2010. – Manchester, UK.

86. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. – July 2003. – 89 p.

87. European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. – European Commission, 2006. – 38 p.

88. A loss minimum re-configuration algorithm of distribution systems under three-phase unbalanced condition / T. Tanabe, T. Funabashi, K. Nara, Y. Mishima, R. Yokoyama // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2008.4596121. – URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=4584435>. – 12.08.2008.

89. Caicedo, N.G. Loss reduction in distribution networks using concurrent constraint programming / N.G. Caicedo, C.A. Lozano и др. // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Ames, 2005. – 17.01.2005.

90. Chuand, A., McGranaghan, M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.

91. <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (интернет-ресурс).

92. <http://city-smart.ru/>.

93. Khalil, T.M. Power Losses Minimization and Voltage Profile Enhancement for Distribution Feeders using PSO / T.M. Khalil, G.M. Omar, A.A. Sallam // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Montreal, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/LESCPE.2007.4437361. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4437361. – 22.01.2008.

94. Lezhniuk, P. Evaluation and forecast of electric energy losses in distribution networks applying fuzzy-logic / P. Lezhniuk, S. Bevz, A. Piskliarova // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2008.4596509. – URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=4584435>. – 12.08.2008.

95. Lin Yang Zhizhong Guo. Reconfiguration of electric distribution networks for energy losses reduction // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Nanjing, 2008. Digital Object Identifier: 10.1109/DRPT.2008.4523488. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4523488. – 16.05.2008.

96. McDonald, J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy. – 2008. – Vol. 36. – P. 4346-4351.

97. Mamo, X., Mallet, S., Coste, Th., Grenard, S. Distribution automation: The cornerstone for Smart Grid development strategy // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

98. Orillaza, J.R.C. Development of Models and Methodology for the Segregation of Distribution System Losses for Regulation / J.R.C. Orillaza, R. Del

Mundo, J.A.C. Miras // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Hong Kong, 2007. – Digital Object Identifier: 10.1109/TENCON.2006.343811. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4142486. – 10.04.2007.

99. Power flow estimation and line-loss-minimization control using UPFC in loop distribution system / R. Saino, T. Takeshita, N. Izuhara, F. Ueda // Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09: Proceedings of IEEE 6th International Conference. – Wuhan, 2009. – P. 2426-2431.

100. Quezada, V.H.M. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation / V.H.M. Quezada, J.R. Abbad, T.G. S.Roman // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Chongqing, 2007. – Digital Object Identifier: 10.1109/TPWRS.2006.873115. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1626356. – 01.05.2006.

101. Savina, N.V. Optimal compensation of reactive power in distribution nets as means of voltage regulation / N.V. Savina, Y.V. Krivohizha, Y.V. Myasoedov // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Lodz, 2009. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?reload=true&arnumber=5318828. – 06.11.2009.

102. Simard, G., Chartrand, D., Christophe, P. Distribution automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 5 p.

103. Shahidehpour, M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009, 7 p.

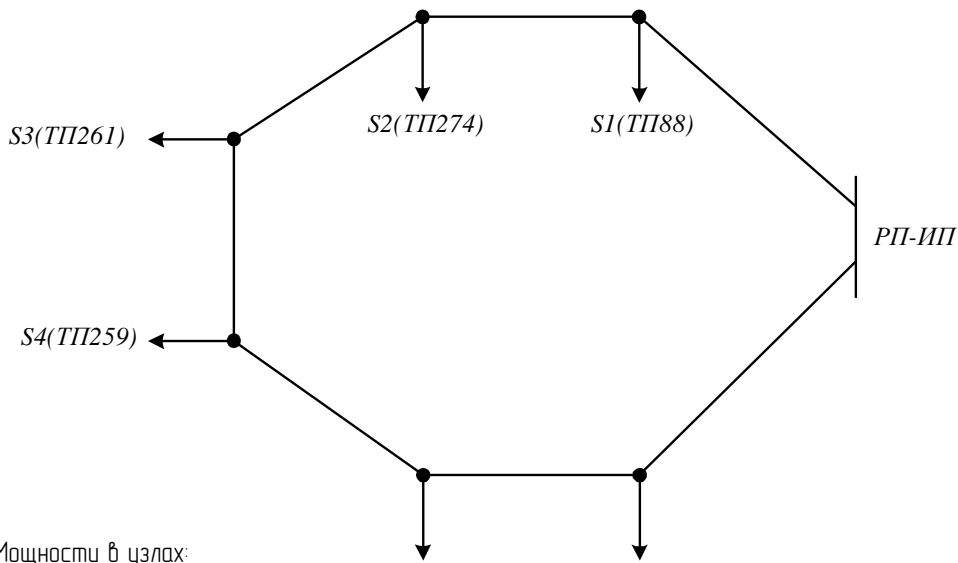
104. Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin e.a. A vision of Smart Transmission Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26-30, 2009, 10 p.

105. Venayagamoorthy, G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

106. Xue, Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.

107. Wehbe, A. Direct load control for reducing losses in the main and laterals of distribution systems / A. Wehbe, H. Salehfar // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Chicago, 2005. – Digital Object Identifier: 10.1109/PSS.2002.1043659. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1043659. – 26.09.20

Исходные данные для расчета:



Мощности в узлах:

$$i := \sqrt{-1} \quad U_{НОМ} := 10 \text{ кВ} \quad S5(ТП21) \quad S6(ТП87)$$

$$S_1 := 207.88 + i \cdot 41.58 \text{ кВА} \quad S_2 := 150.6 + i \cdot 30.11 \text{ кВА} \quad S_3 := 305.94 + i \cdot 61.19 \text{ кВА}$$

$$S_4 := 189.57 + i \cdot 39.71 \text{ кВА} \quad S_5 := 360.85 + i \cdot 72.17 \text{ кВА} \quad S_6 := 205.92 + i \cdot 41.18 \text{ кВА}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.65 \text{ км} \quad L_{12} := 1.11 \text{ км} \quad L_{23} := 0.24 \text{ км} \quad L_{34} := 0.73 \text{ км}$$

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

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

Определим приведенные мощности в узлах:

Для узла №1: $\tilde{S}_{НОМ}$

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

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \Delta P_X := 1 \quad \Delta Q_X := 8.75 \quad u_K := 5.5$$

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

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

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

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

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

Для узла №2:

$$S_{THOM} := 250 \quad \text{kVA} \quad \text{НООИЭ}$$

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{kВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{kВт} \quad \Delta Q_X := 8.75 \quad \text{kВАр} \quad u_K := 5.5$$

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

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

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

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

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

Для узла №3:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{kVA} \quad \text{НООИЭ}$$

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

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

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

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

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

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

Для узла №4:

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

$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 8.75 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5$$

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

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

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

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

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

Для узла №5:

$$S_{\text{THOM}} := 630 \quad \text{кВА} \quad \text{НООИЭ}$$

$$\Delta P_K := 7.5 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 2 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 9.45 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 5.5 \quad \%$$

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

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

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

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

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

Для узла №6:

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

$$S_{THOM} := 250 \quad \text{кВА}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Потоки мощности на головных участках:

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

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

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

$S_{0'6} = 813.478 + 219.273i$	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 потококораздела узел №3.

Выбор сечения кабельных линий.

Определим токи на участках и коэффициент мощности:

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

$$|I_{01}| = 37.222 \quad \sin \phi_{01} := \sin(\arccos(\cos \phi_{01})) = 0.264$$

$$|I_{12}| = 24.634 \quad \sin \phi_{12} := \sin(\arccos(\cos \phi_{12})) = 0.26$$

$$|I_{23}| = 15.416 \quad \sin \phi_{23} := \sin(\arccos(\cos \phi_{23})) = 0.237$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{45} = 13.897 + 4.013i \quad |I_{45}| = 14.465$$

$$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{56} = 34.962 + 9.272i$$

$$I_{06} := \frac{S_{0'6}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{06} = 46.966 + 12.66i$$

Для СИП-3:

$$R_0 := 1.2\epsilon \quad X_0 := 0.3\epsilon$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

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

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

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

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

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

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

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

$$Z_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.869 + 0.214i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 1.399 + 0.344i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.302 + 0.074i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.92 + 0.226i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{45} = 0.378 + 0.093i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{56} = 0.378 + 0.093i \quad 0\text{M}$$

$$Z_{06} := L_{06} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{06} = 1.021 + 0.251i \quad 0\text{M}$$

Нормальный режим.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Потоки мощности на головных участках:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{23K} := S_{np3}$$

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

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

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

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

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2}$$

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

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

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

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

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

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1}$$

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

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

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

$$S_{45K} := S_{\text{np4}}$$

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

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

$$S_{56K} := S_{45H} + S_{\text{np5}} \quad S_{56K} = 556.418 + 148.29i \quad \text{кВА}$$

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

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

$$S_{06K} := S_{56H} + S_{\text{np6}} \quad S_{06K} = 764.339 + 206.976i \quad \text{кВА}$$

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

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

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

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

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

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

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

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

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

$$U_6 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{06}) + \operatorname{Im}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{06})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{06}) - \operatorname{Im}(S_{06H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{06})}{\overline{U_0} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.917 + 1.931i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_6| = 9.917 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.894 + 2.361i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_5| = 9.894 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.886 + 2.745i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.886 \quad \text{кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 06).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{56K} := S_{np\epsilon}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 1.764 \times 10^{-4} + 4.341i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \quad S_{56H} = 207.92 + 58.685i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45K} := S_{56H} + S_{np\epsilon} \quad S_{45K} = 572.768 + 149.761i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45} \quad \Delta S_{45} = 1.325 \times 10^{-3} + 3.26i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45} \quad S_{45H} = 572.77 + 149.761i \quad \text{кВА}$$

$$S_{34K} := S_{45H} + S_{np4} \quad S_{34K} = 764.339 + 206.976i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 5.768 \times 10^{-3} + 1.419i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \quad S_{34H} = 764.345 + 206.977i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np2}$$

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

$$\Delta S_{23} = 3.722 \times 10^{-3} + 9.158i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23H} = 1.073 \times 10^3 + 282.575i \text{ кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2}$$

$$S_{12K} = 1.225 \times 10^3 + 330.197i \text{ кВА}$$

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

$$\Delta S_{12} = 0.023 + 5.543i \times 10^{-3} \text{ кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12H} = 1.226 \times 10^3 + 330.203i \text{ кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1}$$

$$S_{01K} = 1.435 \times 10^3 + 389.288i \text{ кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 0.019 + 4.731i \times 10^{-3} \text{ кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01H} = 1.435 \times 10^3 + 389.293i \text{ кВА}$$

$$S_{01H}$$

$$I_{01} := \frac{S_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}} = 82.873 + 22.476i$$

$$I_{01} = 82.873 + 22.476i \quad |I_{01}| = 85.867$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \text{ кВ}$$

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

$$U_1 = 9.867 + 3.142i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_1| = 9.867 \text{ кВ}$$

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

$$U_2 = 9.682 + 7.149i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_2| = 9.682 \text{ кВ}$$

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

$$U_3 = 9.646 + 7.704i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_3| = 9.646 \text{ кВ}$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.568 + 9.447i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_4| = 9.568 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.544 + 9.772i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.544 \text{ кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.535 + 0.01i \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.535 \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_6| - U_0}{|U_6|} \cdot 100 = -4.873$$

2 Петля (Красная)

Исходные данные для расчета:

Мощности в узлах:

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

$$S_1 := 133.36 + i \cdot 26.6 \text{ кВА} \quad S_2 := 196.12 + i \cdot 39.2 \text{ кВА} \quad S_3 := 122.57 + i \cdot 24.5 \text{ кВА}$$

$$S_4 := 56.38 + i \cdot 11.2 \text{ кВА} \quad S_5 := 201.02 + i \cdot 40.2 \text{ кВА} \quad S_6 := 211.81 + i \cdot 42.3 \text{ кВА}$$

$$S_7 := 235.34 + i \cdot 47.0 \text{ кВА}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.6 \text{ км} \quad L_{12} := 0.6 \text{ км} \quad L_{23} := 0.4 \text{ км} \quad L_{34} := 0.51 \text{ км}$$

$$L_{45} := 0.24 \text{ км} \quad L_{56} := 0.24 \text{ км} \quad L_{67} := 0.4 \text{ км} \quad L_{07} := 1.22 \text{ км}$$

$$\underline{L} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} = 4.384$$

Определим приведенные мощности в узлах:

Для узла №1:

$$S_{\text{THOM}} := 160 \text{ кВА} \quad \text{НОМ}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \text{ кВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \text{ кВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \text{ кВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2} \quad R_T = 10.547 \text{ Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3} \quad X_T = 34.375 \text{ Ом}$$

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

$$\Delta S_T = 1.4 + 12.803i \text{ кВА} \quad S_1 = 133.36 + 26.67i$$

$$S_{\text{нп1}} := S_1 + \Delta S_T \quad S_{\text{нп1}} = 134.76 + 39.473i \text{ кВА}$$

Для узла №2:

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

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

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

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

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

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \text{ кВА} \quad S_2 = 196.12 + 39.22i$$

$$S_{np2} := S_2 + \Delta S_T$$

$$S_{np2} = 198.119 + 56.725i \quad \text{kVA}$$

Для узла №3:

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{kVA} \quad \text{НООБ}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{kВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{kВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{kВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{kVA}$$

$$\Delta P_K := 3.7 \quad \text{kВт} \quad \Delta P_X := 1.0 \quad \text{kВт} \quad \Delta Q_X := 9.2 \quad \text{kВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 14.453 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 28.125 \quad \text{Ом}$$

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

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.402i \quad \text{kVA}$$

$$S_3 = 122.57 + 24.51i$$

$$S_{np3} := S_3 + \Delta S_T$$

$$S_{np3} = 124.67 + 42.912i \quad \text{kVA}$$

Для узла №4:

$$S_{THOM} := 100 \quad \text{kVA}$$

$$\Delta P_K := 1.97 \quad \text{kВт} \quad \Delta P_X := 0.31 \quad \text{kВт} \quad \Delta Q_X := 2.6 \quad \text{kВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 19.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 45 \quad \text{Ом}$$

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

$$\Delta S_T = 0.62 + 5.201i \quad \text{kBA}$$

$$S_4 = 56.38 + 11.28i$$

$$S_{np4} := S_4 + \Delta S_T$$

$$S_{np4} = 57 + 16.481i \quad \text{kBA}$$

Для узла №5:

$$S_{THOM} := 250 \quad \text{kBA} \quad \text{НООИЭ}$$

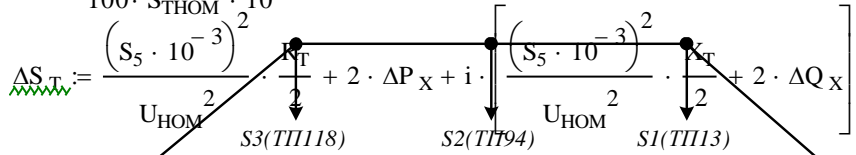
$$\Delta P_K := 3.8 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 1 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 8.7 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 6.08 \quad \Omega$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 22 \quad \Omega$$



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

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{kBA}$$

$$S_5 = 201.02 + 40.2i$$

$$S_{np5} := S_5 + \Delta S_T$$

$$S_{np5} = 203.019 + 57.705i \quad \text{kBA} \quad \text{PI-III}$$

Для узла №6:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{kBA} \quad \text{НООИЭ}$$

$$\Delta P_K := 5.4 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 1.3 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 7.2 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 5.5 \quad \%$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2}$$

$$R_T = 3.375 \quad \Omega$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3}$$

$$X_T = 13.75 \quad \Omega$$

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

$$\Delta S_T = 2.599 + 14.403i \quad \text{kBA}$$

$$S_6 = 211.81 + 42.36i$$

$$S_{np6} := S_6 + \Delta S_T$$

$$S_{np6} = 214.409 + 56.763i \quad \text{kBA}$$

- 1: 13 - 160
- 2: 94 - 250
- 3: 118 - 160
- 4: 263 - 100
- 5: 262 - 250
- 6: 260 - 250
- 7: 20 - 400

Для узла №7:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{kBA}$$

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 0.92 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 12 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 3.438 \quad \text{Om}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 11.25 \quad \text{Om}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_T = 1.84 + 24.003i \quad \text{kBA} \quad S_7 = 235.34 + 47.07i$$

$$S_{np7} := S_7 + \Delta S_T \quad S_{np7} = 237.18 + 71.073i \quad \text{kBA}$$

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

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

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67}$$

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{70'} := L_{07}$$

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

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01} := \frac{S_{np1} \cdot L_{10'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np6} \cdot L_{60'} + S_{np7} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{kBA}$$

$$S_{07} := \frac{S_{np7} \cdot L_{70'} + S_{np6} \cdot L_{60'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np1} \cdot L_{10'}}{L_{00'}}$$

$S_{0^*7} = 582.07 + 168.898i$	кВА		
$S_{12} := S_{0^*1} - S_{np1}$	$S_{12} = 452.328 + 132.761i$	кВА	
$S_{23} := S_{12} - S_{np2}$	$S_{23} = 254.209 + 76.037i$	кВА	
$S_{34} := S_{23} - S_{np3}$	$S_{34} = 129.539 + 33.124i$	кВА	
$S_{45} := S_{34} - S_{np4}$	$S_{45} = 72.538 + 16.644i$	кВА	
$S_{76} := S_{0^*7} - S_{np7}$	$S_{76} = 344.89 + 97.824i$	кВА	
$S_{65} := S_{76} - S_{np6}$	$S_{65} = 130.481 + 41.061i$	кВА	
$S_{54} := S_{65} - S_{np5}$	$S_{54} = -72.538 - 16.644i$	кВА	

Т.о. точка потокоораздела узел №4.

Выбор сечения кабельных линий.

Определим токи на участках и коэффициент мощности:

$I_{01} := \frac{S_{0^*1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{01} = 33.896 + 9.944i$	A	$\cos\phi_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0^*1})}{ S_{0^*1} }$	$\cos\phi_{01} = 0.96$
$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{12} = 26.115 + 7.665i$	A	$\cos\phi_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})}{ S_{12} }$	$\cos\phi_{12} = 0.96$
$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{23} = 14.677 + 4.39i$	A	$\cos\phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{ S_{23} }$	$\cos\phi_{23} = 0.958$
$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{34} = 7.479 + 1.912i$	A	$\cos\phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{ S_{34} }$	$\cos\phi_{34} = 0.969$
$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{45} = -4.188 - 0.961i$	A	$\cos\phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{54})}{ S_{54} }$	$\cos\phi_{45} = -0.975$
$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{56} = 7.533 + 2.371i$	A	$\cos\phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{ S_{65} }$	$\cos\phi_{56} = 0.954$
$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{67} = 19.912 + 5.648i$	A	$\cos\phi_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{76})}{ S_{76} }$	$\cos\phi_{67} = 0.962$
$I_{07} := \frac{S_{0^*7}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	$I_{07} = 33.606 + 9.751i$	A	$\cos\phi_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0^*7})}{ S_{0^*7} }$	$\cos\phi_{07} = 0.96$

$$\sqrt{1 - (\cos\phi_{01})^2} = 0.282$$

$$|I_{01}| = 35.324 \quad \sin\phi_{01} := \sin(\arccos(\cos\phi_{01})) = 0.282$$

$$|I_{12}| = 27.217 \quad \sin\phi_{12} := \sin(\arccos(\cos\phi_{12})) = 0.282$$

$$|I_{23}| = 15.319 \quad \sin\phi_{23} := \sin(\arccos(\cos\phi_{23})) = 0.287$$

$$|I_{34}| = 7.72 \quad \sin\phi_{34} := \sin(\arccos(\cos\phi_{34})) = 0.248$$

$$|I_{45}| = 4.297 \quad \sin\phi_{45} := \sin(\arccos(\cos\phi_{45})) = 0.224$$

$$|I_{56}| = 7.898 \quad \sin\phi_{56} := \sin(\arccos(\cos\phi_{56})) = 0.3$$

$$|I_{67}| = 20.698 \quad \sin\phi_{67} := \sin(\arccos(\cos\phi_{67})) = 0.273$$

$$|I_{07}| = 34.992 \quad \sin\phi_{07} := \sin(\arccos(\cos\phi_{07})) = 0.279$$

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

$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{01} = 33.896 + 9.944i$	A	$ I_{01} = 35.324$
$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{12} = 26.115 + 7.665i$	A	$ I_{12} = 27.217$
$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{23} = 14.677 + 4.39i$	A	$ I_{23} = 15.319$
$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{34} = 7.479 + 1.912i$	A	$ I_{34} = 7.72$
$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{45} = -4.188 - 0.961i$	A	$ I_{45} = 4.297$
$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{56} = 7.533 + 2.371i$	A	$ I_{56} = 7.898$
$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	$I_{67} = 19.912 + 5.648i$	A	$ I_{67} = 20.698$
	$I_{07} = 33.606 + 9.751i$		

$$I_{07} := \frac{S_{07}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad \text{A} \quad |I_{07}| = 34.992$$

Для СИП -3:

$$R_0 := 1.2 \quad X_0 := 0.31$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{01}) + X_0 \cdot \sin \phi_{01}] \cdot 100 = 0.539$$

$$\Delta U_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{12}) + X_0 \cdot \sin \phi_{12}] \cdot 100 = 0.409$$

$$\Delta U_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{23}) + X_0 \cdot \sin \phi_{23}] \cdot 100 = 0.138$$

$$\Delta U_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + X_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = 0.089$$

$$\Delta U_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + X_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = -0.021$$

$$\Delta U_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + X_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.043$$

$$\Delta U_{67} := \frac{|I_{67}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{67}) + X_0 \cdot \sin \phi_{67}] \cdot 100 = 0.571$$

$$\Delta U_{07} := \frac{|I_{07}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{07}) + X_0 \cdot \sin \phi_{07}] \cdot 100 = 0.966$$

$$Z_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.857 + 0.211i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 0.844 + 0.208i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.504 + 0.124i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.649 + 0.16i \quad \text{Ом}$$

$$Z_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{45} = 0.302 + 0.074i \quad 0M$$

$$Z_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{56} = 0.302 + 0.074i \quad 0M$$

$$Z_{67} := L_{67} \cdot (R_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{67} = 0.517 + 0.127i \quad 0M$$

$$Z_{07} := L_{07} \cdot (R_0 + i \cdot X_0)$$

$$Z_{07} = 1.549 + 0.381i \quad 0M$$

Нормальный режим.

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

$$Z_{00'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{10'} := Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

$$Z_{70'} := Z_{01} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67}$$

$$Z_{20'} := Z_{23} + Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

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

$$Z_{30'} := Z_{34} + Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

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

$$Z_{40'} := Z_{45} + Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

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

$$Z_{50'} := Z_{56} + Z_{67} + Z_{07}$$

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

$$Z_{60'} := Z_{67} + Z_{07}$$

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

$$Z_{70'} := Z_{07}$$

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

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01'} := \frac{S_{np1} \cdot Z_{10'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np7} \cdot Z_{70'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad кВА$$

$$S_{07'} := \frac{S_{np7} \cdot Z_{70'} + S_{np6} \cdot Z_{60'} + S_{np5} \cdot Z_{50'} + S_{np4} \cdot Z_{40'} + S_{np3} \cdot Z_{30'} + S_{np2} \cdot Z_{20'} + S_{np1} \cdot Z_{10'}}{Z_{00'}}$$

$$S_{07} = 582.07 + 168.898i \quad кВА$$

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

$$S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad кВА$$

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

$$S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad кВА$$

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

$$S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad кВА$$

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

$$S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad кВА$$

$$S_{76'} := S_{07} - S_{np7}$$

$$S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad кВА$$

$$S_{65'} := S_{76} - S_{np6}$$

$$S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad кВА$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5} \quad S_{54} = -72.538 - 16.644i \quad \text{кВА}$$

Т.о. подтверждаем, что точкой потокоораздела является узел №4.

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{34K} := S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34} \quad \Delta S_{34} = 2.285 \times 10^{-5} + 5.621i \times 10^{-6} \quad \text{кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34} \quad S_{34H} = 57 + 16.481i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3} \quad S_{23K} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \quad \Delta S_{23} = 1.841 \times 10^{-4} + 4.53i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \quad S_{23H} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2} \quad S_{12K} = 379.79 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \Delta S_{12} = 1.332 \times 10^{-3} + 3.276i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12} \quad S_{12H} = 379.791 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1} \quad S_{01K} = 514.551 + 155.591i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \Delta S_{01} = 2.476 \times 10^{-3} + 6.092i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01} \quad S_{01H} = 514.553 + 155.592i \quad \text{кВА}$$

$$S_{56K} := S_{np5}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56} \quad \Delta S_{56} = 1.347 \times 10^{-4} + 3.314i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56} \quad S_{56H} = 203.02 + 57.705i \quad \text{кВА}$$

$$S_{67K} := S_{56H} + S_{np\epsilon}$$

$$S_{67K} = 417.429 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 9.678 \times 10^{-4} + 2.381i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67}$$

$$S_{67H} = 417.43 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

$$S_{07K} := S_{67H} + S_{np\tau}$$

$$S_{07K} = 654.61 + 185.542i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07K})^2 + \operatorname{Im}(S_{07K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{07}$$

$$\Delta S_{07} = 7.169 \times 10^{-3} + 1.764i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\hat{a} := \Delta S_{34} + (\Delta S_{23}) + (\Delta S_{12}) + (\Delta S_{01}) + (\Delta S_{56}) + (\Delta S_{67}) + (\Delta S_{07}) = 0.012 + 3.023i \times 10^{-3}$$

$$S_{07H} := S_{07K} + \Delta S_{07}$$

$$S_{07H} = 654.617 + 185.543i \quad \text{кВА}$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_1 = 9.953 + 2.484i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.953 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_2 = 9.918 + 4.399i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.918 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_3 = 9.908 + 5.142i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.908 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\bar{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\bar{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.904 + 5.3i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.904 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07}) + \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07})}{\bar{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07}) - \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07})}{\bar{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.892 + 3.792i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_7| = 9.892 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_6 := U_7 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.868 + 4.398i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.868 \text{ кВ}$$

$$\underline{U}_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U}_6 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.862 + 4.632i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.862 \text{ кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 07).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$\underline{S}_{67K} := S_{np7}$$

$$\underline{\Delta S}_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 3.167 \times 10^{-4} + 7.792i \times 10^{-5} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67}$$

$$S_{67H} = 237.18 + 71.073i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56K} := S_{67H} + S_{np6}$$

$$S_{56K} = 451.589 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 6.661 \times 10^{-4} + 1.639i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56H} = 451.59 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45K} := S_{56H} + S_{np5}$$

$$S_{45K} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45}$$

$$\Delta S_{45} = 1.4 \times 10^{-3} + 3.444i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45}$$

$$S_{45H} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34K} := S_{45H} + S_{np4}$$

$$\underline{\Delta S}_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34}$$

$$\Delta S_{34} = 3.551 \times 10^{-3} + 8.736i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34}$$

$$S_{34H} = 711.615 + 202.024i \text{ кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np2} \quad S_{23K} = 836.285 + 244.936i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23K})^2 + \operatorname{Im}(S_{23K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{23} \quad \Delta S_{23} = 3.827 \times 10^{-3} + 9.416i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \quad S_{23H} = 836.289 + 244.937i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np1} \quad S_{12K} = 1.034 \times 10^3 + 301.662i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \Delta S_{12} = 9.801 \times 10^{-3} + 2.411i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12} \quad S_{12H} = 1.034 \times 10^3 + 301.664i \quad \text{кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1} \quad S_{01K} = 1.169 \times 10^3 + 341.137i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \Delta S_{01} = 0.013 + 3.127i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01} \quad S_{01H} = 1.169 \times 10^3 + 341.14i \quad \text{кВА}$$

$$I_{01} := \frac{S_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 67.503 + 19.696i \quad I_{01} = 67.503 + 19.696i \quad |I_{01}| = 70.318$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$U_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_1 = 9.893 + 4.582i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_1| = 9.893 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_2 = 9.798 + 8.563i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |U_2| = 9.798 \quad \text{кВ}$$

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

$$U_3 = 9.752 + 0.011i \quad \text{кВ} \quad |U_3| = 9.752 \quad \text{кВ}$$

$$U_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U_3} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.701 + 0.012i \quad \text{кВ} \quad |U_4| = 9.701 \quad \text{кВ}$$

$$U_5 := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.679 + 0.013i \quad \text{кВ} \quad |U_5| = 9.679 \quad \text{кВ}$$

$$U_6 := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.664 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_6| = 9.664 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.651 + 0.014i \quad \text{кВ} \quad |U_7| = 9.651 \quad \text{кВ}$$

$$\frac{|U_7| - U_0}{|U_7|} \cdot 100 = -3.619$$

3 ПЕТЛЯ (СИНЯЯ)

Исходные данные для расчета:

Мощности в узлах:

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

$$S_1 := 133.36 + i \cdot 26.6 \quad \text{кВА} \quad S_2 := 196.12 + i \cdot 39.2 \quad \text{кВА} \quad S_3 := 122.57 + i \cdot 24.5 \quad \text{кВА}$$

$$S_4 := 56.38 + i \cdot 11.2 \quad \text{кВА} \quad S_5 := 201.02 + i \cdot 40.2 \quad \text{кВА} \quad S_6 := 211.81 + i \cdot 42.3 \quad \text{кВА}$$

$$S_7 := 235.34 + i \cdot 47.0 \quad \text{kVA}$$

Длины линий:

$$L_{01} := 0.68 \quad \text{км} \quad L_{12} := 0.67 \quad \text{км} \quad L_{23} := 0.4 \quad \text{км} \quad L_{34} := 0.51 \quad \text{км}$$

$$L_{45} := 0.24 \quad \text{км} \quad L_{56} := 0.24 \quad \text{км} \quad L_{67} := 0.41 \quad \text{км} \quad L_{07} := 1.22 \quad \text{км}$$

$$L := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07} = 4.384$$

Определим приведенные мощности в узлах:

Для узла №1:

$$S_{\text{THOM}} := 160 \quad \text{kVA} \quad \text{НООИЕ}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{kВт} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{kВт} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{kВАр} \quad u_K := 5.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{THOM}}^2} \quad R_T = 10.547 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{\text{THOM}} \cdot 10^3} \quad X_T = 34.375 \quad \text{Ом}$$

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

$$\Delta S_T = 1.4 + 12.803i \quad \text{kVA} \quad S_1 = 133.36 + 26.67i$$

$$S_{\text{нр1}} := S_1 + \Delta S_T \quad S_{\text{нр1}} = 134.76 + 39.473i \quad \text{kVA}$$

Для узла №2:

$$S_{\text{THOM}} := 250 \quad \text{kVA} \quad \text{НООИЕ}$$

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

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

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

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

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{kBA}$$

$$S_2 = 196.12 + 39.22i$$

$$S_{np2} := S_2 + \Delta S_T$$

$$S_{np2} = 198.119 + 56.725i \quad \text{kBA}$$

Для узла №3:

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{kBA} \quad \tilde{N} \tilde{O} \tilde{O} \tilde{I} \tilde{E}$$

$$\Delta P_K := 2.7 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 0.7 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 6.4 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 5.5$$

$$S_{THOM} := 160 \quad \text{kBA}$$

$$\Delta P_K := 3.7 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 1.05 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 9.2 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 14.453 \quad \Omega$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 28.125 \quad \Omega$$

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

$$\Delta S_T = 2.1 + 18.402i \quad \text{kBA}$$

$$S_3 = 122.57 + 24.51i$$

$$S_{np3} := S_3 + \Delta S_T$$

$$S_{np3} = 124.67 + 42.912i \quad \text{kBA}$$

Для узла №4:

$$S_{THOM} := 100 \quad \text{kBA}$$

$$\Delta P_K := 1.97 \quad \text{kBm} \quad \Delta P_X := 0.31 \quad \text{kBm} \quad \Delta Q_X := 2.6 \quad \text{kBAr} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 19.7 \quad \Omega$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 45 \quad \Omega$$

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

$$\Delta S_T = 0.62 + 5.201i \quad \text{кВА} \quad S_4 = 56.38 + 11.28i$$

$$S_{np4} := S_4 + \Delta S_T \quad S_{np4} = 57 + 16.481i \quad \text{кВА}$$

Для узла №5:

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

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

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

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

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

$$\Delta S_T = 1.999 + 17.505i \quad \text{кВА} \quad S_5 = 201.02 + 40.2i$$

$$S_{np5} := S_5 + \Delta S_T \quad S_{np5} = 203.019 + 57.705i \quad \text{кВА}$$

Для узла №6:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{кВА} \quad \text{НООИЭ}$$

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

- 1: 13 - 160
- 2: 94 - 250
- 3: 118 - 160
- 4: 263 - 100
- 5: 262 - 250
- 6: 260 - 250
- 7: 20 - 400

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

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

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

$$\Delta S_T = 2.599 + 14.403i \quad \text{кВА} \quad S_6 = 211.81 + 42.36i$$

$$S_{np6} := S_6 + \Delta S_T \quad S_{np6} = 214.409 + 56.763i \quad \text{кВА}$$

Для узла №7:

$$S_{THOM} := 400 \quad \text{кВА}$$

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{кВт} \quad \Delta P_X := 0.92 \quad \text{кВт} \quad \Delta Q_X := 12 \quad \text{кВАр} \quad u_K := 4.5$$

$$R_T := \frac{\Delta P_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^3}{S_{THOM}^2} \quad R_T = 3.438 \quad \text{Ом}$$

$$X_T := \frac{u_K \cdot U_{HOM}^2 \cdot 10^6}{100 \cdot S_{THOM} \cdot 10^3} \quad X_T = 11.25 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_T := \frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{R_T}{2} + 2 \cdot \Delta P_X + i \cdot \left[\frac{(S_7 \cdot 10^{-3})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \frac{X_T}{2} + 2 \cdot \Delta Q_X \right]$$

$$\Delta S_{T1} := 2.101 + 2.842 + 1.841 + 2.841 + 1.842 + 2.101 + 4.204 = 17.772$$

$$\Delta S_T = 1.84 + 24.003i \quad \text{кВА} \quad S_7 = 235.34 + 47.07i$$

$$S_{np7} := S_7 + \Delta S_T \quad S_{np7} = 237.18 + 71.073i \quad \text{кВА}$$

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

$$L_{00'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

$$L_{70'} := L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67}$$

$$L_{10'} := L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{20'} := L_{23} + L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{30'} := L_{34} + L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{40'} := L_{45} + L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{50'} := L_{56} + L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{60'} := L_{67} + L_{07}$$

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

$$L_{70'} := L_{07}$$

Потоки мощности на головных участках:

$$S_{01'} := \frac{S_{np1} \cdot L_{10'} + S_{np2} \cdot L_{20'} + S_{np3} \cdot L_{30'} + S_{np4} \cdot L_{40'} + S_{np5} \cdot L_{50'} + S_{np6} \cdot L_{60'} + S_{np7} \cdot L_{70'}}{L_{00'}}$$

$$S_{01'} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

$$S_{0^*7} := \frac{S_{np7} \cdot L_{70} + S_{np6} \cdot L_{60} + S_{np5} \cdot L_{50} + S_{np4} \cdot L_{40} + S_{np3} \cdot L_{30} + S_{np2} \cdot L_{20} + S_{np1} \cdot L_{10}}{L_{00}}$$

$$S_{0^*7} = 582.07 + 168.898i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12} := S_{01} - S_{np1} \quad S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23} := S_{12} - S_{np2} \quad S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad \text{кВА}$$

$$S_{34} := S_{23} - S_{np3} \quad S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad \text{кВА}$$

$$S_{45} := S_{34} - S_{np4} \quad S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad \text{кВА}$$

$$S_{76} := S_{0^*7} - S_{np7} \quad S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad \text{кВА}$$

$$S_{65} := S_{76} - S_{np6} \quad S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad \text{кВА}$$

$$S_{54} := S_{65} - S_{np5} \quad S_{54} = -72.538 - 16.644i \quad \text{кВА}$$

Т.о. точка потокоораздела узел №4.

Выбор сечения в о з д у ш н ы х лини́й.

$$\sqrt{1 - (\cos \phi_{01})^2} = 0.282$$

Определим токи на участках и коэффициент мощности:

$$I_{01} := \frac{S_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{01} = 33.896 + 9.944i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01})}{|S_{01}|} \quad \cos \phi_{01} = 0.96$$

$$I_{12} := \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{12} = 26.115 + 7.665i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12})}{|S_{12}|} \quad \cos \phi_{12} = 0.96$$

$$I_{23} := \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{23} = 14.677 + 4.39i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{23} := \frac{\operatorname{Re}(S_{23})}{|S_{23}|} \quad \cos \phi_{23} = 0.958$$

$$I_{34} := \frac{S_{34}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{34} = 7.479 + 1.912i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34})}{|S_{34}|} \quad \cos \phi_{34} = 0.969$$

$$I_{45} := \frac{S_{54}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{45} = -4.188 - 0.961i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{54})}{|S_{54}|} \quad \cos \phi_{45} = -0.975$$

$$I_{56} := \frac{S_{65}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{56} = 7.533 + 2.371i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{65})}{|S_{65}|} \quad \cos \phi_{56} = 0.954$$

$$I_{67} := \frac{S_{76}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{67} = 19.912 + 5.648i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{76})}{|S_{76}|} \quad \cos \phi_{67} = 0.962$$

$$I_{07} := \frac{S_{0^*7}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad I_{07} = 33.606 + 9.751i \quad \text{А} \quad \cos \phi_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{0^*7})}{|S_{0^*7}|} \quad \cos \phi_{07} = 0.96$$

$$|I_{01}| = 35.324 \quad \sin \phi_{01} := \sin(\arccos(\cos \phi_{01})) = 0.282$$

Для СИП-3:

$$\underline{R}_0 := 1.2\epsilon \quad \underline{X}_0 := 0.31$$

Проверка по допустимой потере напряжения:

$$\underline{\Delta U}_{01} := \frac{|I_{01}| \cdot L_{01} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{01}) + X_0 \cdot \sin \phi_{01}] \cdot 100 = 0.539$$

$$\underline{\Delta U}_{12} := \frac{|I_{12}| \cdot L_{12} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{12}) + X_0 \cdot \sin \phi_{12}] \cdot 100 = 0.409$$

$$\underline{\Delta U}_{23} := \frac{|I_{23}| \cdot L_{23} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{23}) + X_0 \cdot \sin \phi_{23}] \cdot 100 = 0.138$$

$$\underline{\Delta U}_{34} := \frac{|I_{34}| \cdot L_{34} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{34}) + X_0 \cdot \sin \phi_{34}] \cdot 100 = 0.089$$

$$\underline{\Delta U}_{45} := \frac{|I_{45}| \cdot L_{45} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{45}) + X_0 \cdot \sin \phi_{45}] \cdot 100 = -0.021$$

$$\underline{\Delta U}_{56} := \frac{|I_{56}| \cdot L_{56} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{56}) + X_0 \cdot \sin \phi_{56}] \cdot 100 = 0.043$$

$$\underline{\Delta U}_{67} := \frac{|I_{67}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{67}) + X_0 \cdot \sin \phi_{67}] \cdot 100 = 0.571$$

$$\underline{\Delta U}_{07} := \frac{|I_{07}| \cdot L_{07} \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3} \cdot [R_0 \cdot (\cos \phi_{07}) + X_0 \cdot \sin \phi_{07}] \cdot 100 = 0.966$$

$$\underline{Z}_{01} := L_{01} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{01} = 0.857 + 0.211i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{12} := L_{12} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{12} = 0.844 + 0.208i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{23} := L_{23} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{23} = 0.504 + 0.124i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{34} := L_{34} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{34} = 0.649 + 0.16i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{45} := L_{45} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad Z_{45} = 0.302 + 0.074i \quad \text{Ом}$$

$$\underline{Z}_{56} := L_{56} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad \underline{Z}_{56} = 0.302 + 0.074i \quad 0\text{M}$$

$$\underline{Z}_{67} := L_{67} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad \underline{Z}_{67} = 0.517 + 0.127i \quad 0\text{M}$$

$$\underline{Z}_{07} := L_{07} \cdot (R_0 + i \cdot X_0) \quad \underline{Z}_{07} = 1.549 + 0.381i \quad 0\text{M}$$

Нормальный режим.

Определим точку потокоараздела 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:

$$\underline{S}_{01} := \frac{S_{np1} \cdot Z_{10} + S_{np2} \cdot Z_{20} + S_{np3} \cdot Z_{30} + S_{np4} \cdot Z_{40} + S_{np5} \cdot Z_{50} + S_{np6} \cdot Z_{60} + S_{np7} \cdot Z_{70}}{Z_{00}}$$

$$S_{01} = 587.088 + 172.235i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{07} := \frac{S_{np7} \cdot Z_{70} + S_{np6} \cdot Z_{60} + S_{np5} \cdot Z_{50} + S_{np4} \cdot Z_{40} + S_{np3} \cdot Z_{30} + S_{np2} \cdot Z_{20} + S_{np1} \cdot Z_{10}}{Z_{00}}$$

$$S_{07} = 582.07 + 168.898i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12} := S_{01} - S_{np1} \quad S_{12} = 452.328 + 132.761i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{23} := S_{12} - S_{np2} \quad S_{23} = 254.209 + 76.037i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{34} := S_{23} - S_{np3} \quad S_{34} = 129.539 + 33.124i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{45} := S_{34} - S_{np4} \quad S_{45} = 72.538 + 16.644i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{76} := S_{07} - S_{np7} \quad S_{76} = 344.89 + 97.824i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{65} := S_{76} - S_{np6} \quad S_{65} = 130.481 + 41.061i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{54} := S_{65} - S_{np5} \quad S_{54} = -72.538 - 16.644i \quad \text{кВА}$$

Т.о. подтверждаем, что точкой потокоораздела является узел №4.

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{34K} := S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34}$$

$$\Delta S_{34} = 2.285 \times 10^{-5} + 5.621i \times 10^{-6} \quad \text{кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34}$$

$$S_{34H} = 57 + 16.481i \quad \text{кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3}$$

$$S_{23K} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

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

$$\Delta S_{23} = 1.841 \times 10^{-4} + 4.53i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23}$$

$$S_{23H} = 181.67 + 59.393i \quad \text{кВА}$$

$$S_{12K} := S_{23H} + S_{np2}$$

$$S_{12K} = 379.79 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

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

$$\Delta S_{12} = 1.332 \times 10^{-3} + 3.276i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{12H} := S_{12K} + \Delta S_{12}$$

$$S_{12H} = 379.791 + 116.118i \quad \text{кВА}$$

$$S_{01K} := S_{12H} + S_{np1}$$

$$S_{01K} = 514.551 + 155.591i \quad \text{кВА}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01}$$

$$\Delta S_{01} = 2.476 \times 10^{-3} + 6.092i \times 10^{-4} \quad \text{кВА}$$

$$S_{01H} := S_{01K} + \Delta S_{01}$$

$$S_{01H} = 514.553 + 155.592i \quad \text{кВА}$$

$$S_{56K} := S_{np5}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 1.347 \times 10^{-4} + 3.314i \times 10^{-5} \quad \text{кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56H} = 203.02 + 57.705i \quad \text{кВА}$$

$$S_{67K} := S_{56H} + S_{np6}$$

$$S_{67K} = 417.429 + 114.468i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67} \quad \Delta S_{67} = 9.678 \times 10^{-4} + 2.381i \times 10^{-4} \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67} \quad S_{67H} = 417.43 + 114.468i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{07K} := S_{67H} + S_{\text{np7}} \quad S_{07K} = 654.61 + 185.542i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{\Delta S}_{07} := \frac{\operatorname{Re}(S_{07K})^2 + \operatorname{Im}(S_{07K})^2}{(U_{\text{HOM}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{07} \quad \Delta S_{07} = 7.169 \times 10^{-3} + 1.764i \times 10^{-3} \quad \text{kBA}$$

$$\underline{S}_{07H} := S_{07K} + \Delta S_{07} \quad S_{07H} = 654.617 + 185.543i \quad \text{kBA}$$

$$\underline{U}_0 := 10 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_1 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_1 = 9.953 + 2.484i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_1| = 9.953 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_2 := U_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_2 = 9.918 + 4.399i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_2| = 9.918 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_3 := U_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_3 = 9.908 + 5.142i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_3| = 9.908 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_4 := U_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_4 = 9.904 + 5.3i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_4| = 9.904 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_7 := U_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07}) + \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{07}) - \operatorname{Im}(S_{07H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{07})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.892 + 3.792i \times 10^{-3} \quad \text{kB} \quad |U_7| = 9.892 \quad \text{kB}$$

$$\underline{U}_6 := U_7 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U}_7 \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.868 + 4.398i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_6| = 9.868 \text{ кВ}$$

$$U_5 := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.862 + 4.632i \times 10^{-3} \text{ кВ} \quad |U_5| = 9.862 \text{ кВ}$$

Послеаварийный режим (отключен участок 07).

Находим потоки мощности на каждом участке сети с учетом потерь:

$$S_{67K} := S_{np7}$$

$$\Delta S_{67} := \frac{\operatorname{Re}(S_{67K})^2 + \operatorname{Im}(S_{67K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{67}$$

$$\Delta S_{67} = 3.167 \times 10^{-4} + 7.792i \times 10^{-5} \text{ кВА}$$

$$S_{67H} := S_{67K} + \Delta S_{67}$$

$$S_{67H} = 237.18 + 71.073i \text{ кВА}$$

$$S_{56K} := S_{67H} + S_{np6}$$

$$S_{56K} = 451.589 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$\Delta S_{56} := \frac{\operatorname{Re}(S_{56K})^2 + \operatorname{Im}(S_{56K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{56}$$

$$\Delta S_{56} = 6.661 \times 10^{-4} + 1.639i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$S_{56H} := S_{56K} + \Delta S_{56}$$

$$S_{56H} = 451.59 + 127.837i \text{ кВА}$$

$$S_{45K} := S_{56H} + S_{np5}$$

$$S_{45K} = 654.61 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$\Delta S_{45} := \frac{\operatorname{Re}(S_{45K})^2 + \operatorname{Im}(S_{45K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{45}$$

$$\Delta S_{45} = 1.4 \times 10^{-3} + 3.444i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$S_{45H} := S_{45K} + \Delta S_{45}$$

$$S_{45H} = 654.611 + 185.542i \text{ кВА}$$

$$S_{34K} := S_{45H} + S_{np4}$$

$$\Delta S_{34} := \frac{\operatorname{Re}(S_{34K})^2 + \operatorname{Im}(S_{34K})^2}{(U_{HOM} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{34}$$

$$\Delta S_{34} = 3.551 \times 10^{-3} + 8.736i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$S_{34H} := S_{34K} + \Delta S_{34}$$

$$S_{34H} = 711.615 + 202.024i \text{ кВА}$$

$$S_{23K} := S_{34H} + S_{np3}$$

$$S_{23K} = 836.285 + 244.936i \text{ кВА}$$

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

$$\Delta S_{23} = 3.827 \times 10^{-3} + 9.416i \times 10^{-4} \text{ кВА}$$

$$\underline{S}_{23H} := S_{23K} + \Delta S_{23} \quad \underline{S}_{23H} = 836.289 + 244.937i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12K} := S_{23H} + S_{np2} \quad \underline{S}_{12K} = 1.034 \times 10^3 + 301.662i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{12} := \frac{\operatorname{Re}(S_{12K})^2 + \operatorname{Im}(S_{12K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{12} \quad \underline{\Delta S}_{12} = 9.801 \times 10^{-3} + 2.411i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{12H} := S_{12K} + \underline{\Delta S}_{12} \quad \underline{S}_{12H} = 1.034 \times 10^3 + 301.664i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01K} := S_{12H} + S_{np1} \quad \underline{S}_{01K} = 1.169 \times 10^3 + 341.137i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{01} := \frac{\operatorname{Re}(S_{01K})^2 + \operatorname{Im}(S_{01K})^2}{(U_{\text{НОМ}} \cdot 10^3)^2} \cdot Z_{01} \quad \underline{\Delta S}_{01} = 0.013 + 3.127i \times 10^{-3} \quad \text{кВА}$$

$$\underline{S}_{01H} := S_{01K} + \underline{\Delta S}_{01} \quad \underline{S}_{01H} = 1.169 \times 10^3 + 341.14i \quad \text{кВА}$$

$$\underline{I}_{01} := \frac{S_{01H}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 67.503 + 19.696i \quad \underline{I}_{01} = 67.503 + 19.696i \quad |\underline{I}_{01}| = 70.318$$

Находим напряжения в каждом узле сети:

$$\underline{U}_0 := 10 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_1 := \underline{U}_0 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01}) + \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{01}) - \operatorname{Im}(S_{01H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{01})}{\overline{U}_0 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_1 = 9.893 + 4.582i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |\underline{U}_1| = 9.893 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_2 := \underline{U}_1 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12}) + \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{12}) - \operatorname{Im}(S_{12H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{12})}{\overline{U}_1 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_2 = 9.798 + 8.563i \times 10^{-3} \quad \text{кВ} \quad |\underline{U}_2| = 9.798 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_3 := \underline{U}_2 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23}) + \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{23}) - \operatorname{Im}(S_{23H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{23})}{\overline{U}_2 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_3 = 9.752 + 0.011i \quad \text{кВ} \quad |\underline{U}_3| = 9.752 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U}_4 := \underline{U}_3 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34}) + \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{34}) - \operatorname{Im}(S_{34H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{34})}{\overline{U}_3 \cdot 10^3} \right)$$

$$\underline{U}_4 = 9.701 + 0.012i \quad \text{кВ} \quad |\underline{U}_4| = 9.701 \quad \text{кВ}$$

$$\underline{U_5} := U_4 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45}) + \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{45}) - \operatorname{Im}(S_{45H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{45})}{\overline{U_4} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_5 = 9.679 + 0.013i \quad \kappa B \quad |U_5| = 9.679 \quad \kappa B$$

$$\underline{U_6} := U_5 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56}) + \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{56}) - \operatorname{Im}(S_{56H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{56})}{\overline{U_5} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_6 = 9.664 + 0.014i \quad \kappa B \quad |U_6| = 9.664 \quad \kappa B$$

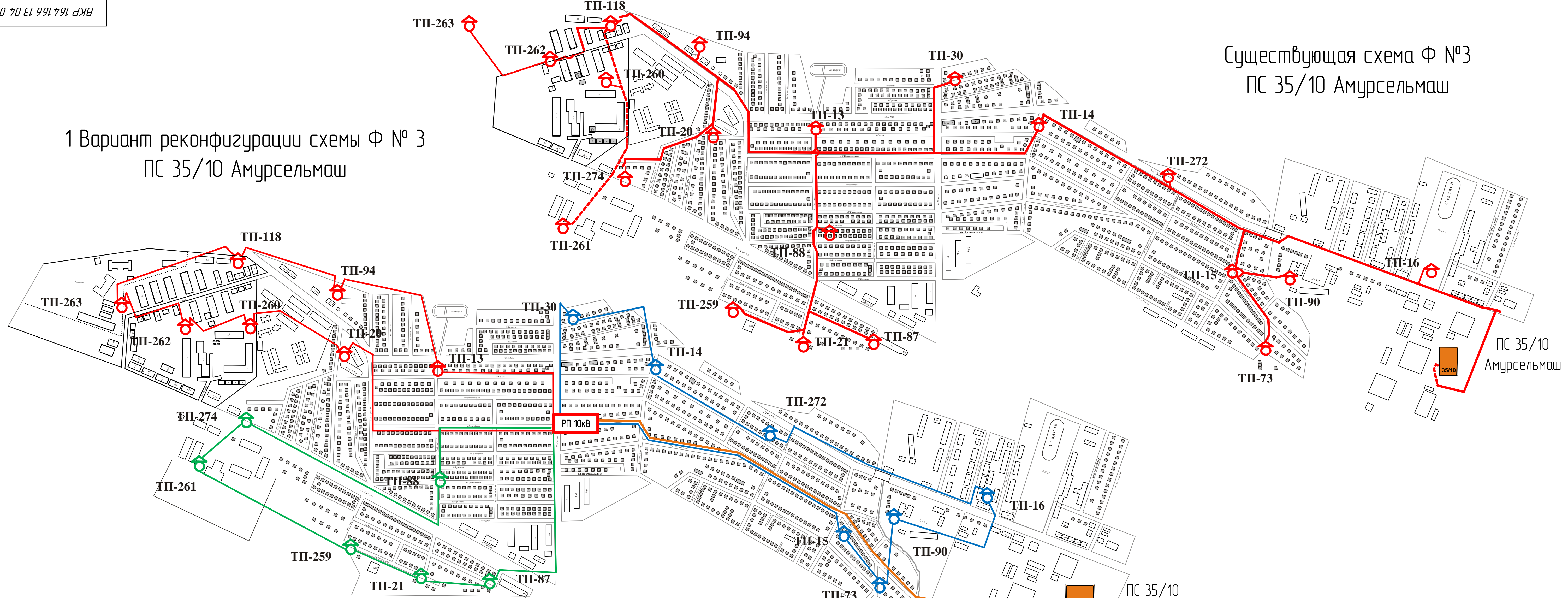
$$\underline{U_7} := U_6 - \left(\frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67}) + \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} + i \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{67}) - \operatorname{Im}(S_{67H}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{67})}{\overline{U_6} \cdot 10^3} \right)$$

$$U_7 = 9.651 + 0.014i \quad \kappa B \quad |U_7| = 9.651 \quad \kappa B$$

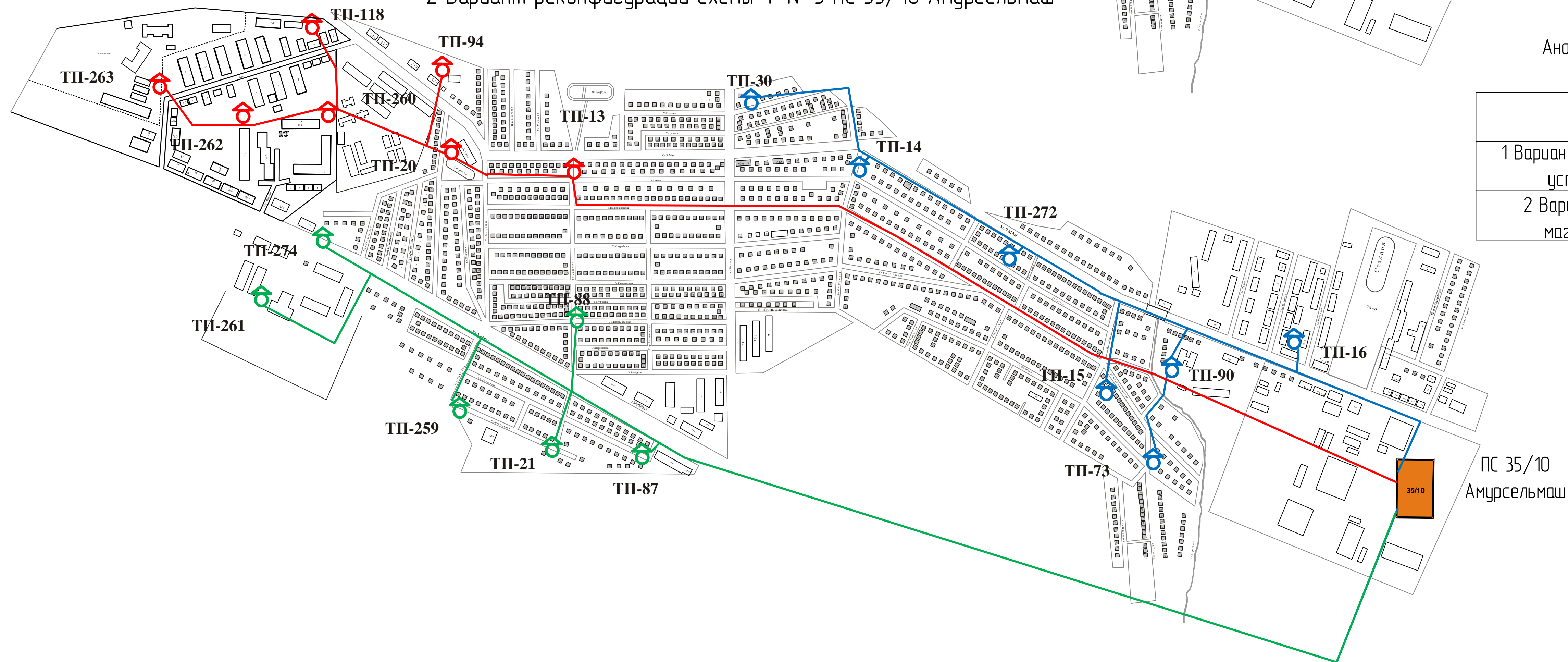
$$\frac{|U_7| - U_0}{|U_7|} \cdot 100 = -3.619$$

Существующая схема Ф №3
ПС 35/10 Амурсельмаш

1 Вариант реконфигурации схемы Ф №3
ПС 35/10 Амурсельмаш



2 Вариант реконфигурации схемы Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш



Анализ технического сравнения вариантов реконфигурации

Вариант	Длина линии, км	Количество выключателей
1 Вариант — 3 петлевых схемы с установкой РП-10 кВ	18,6	50
2 Вариант — 3 двухцепных магистральных линии	25,4	51

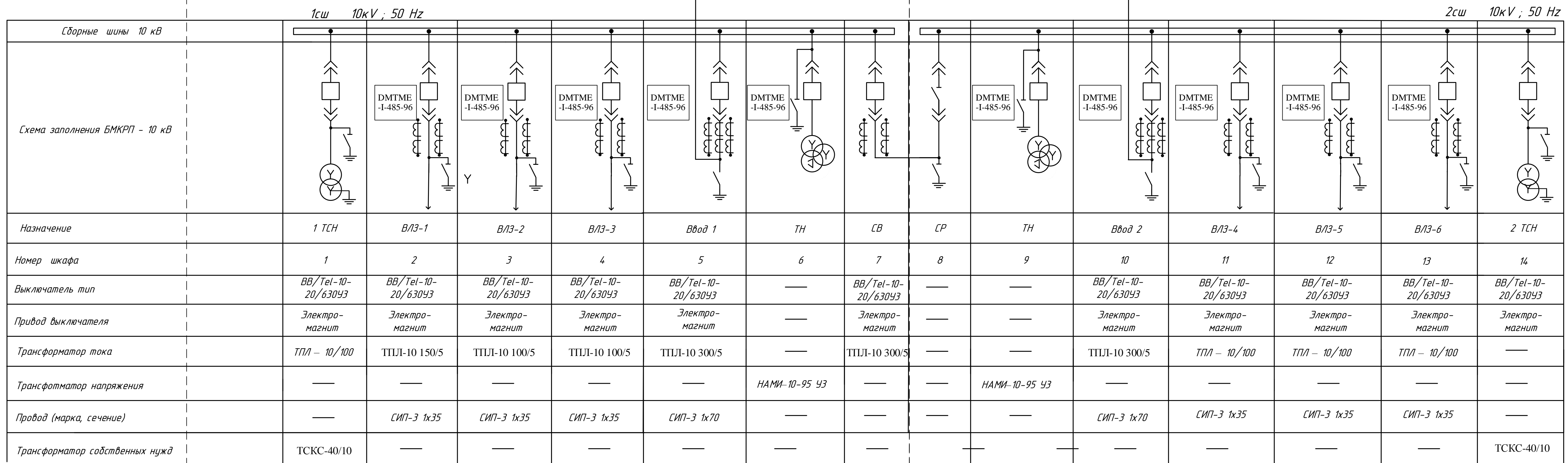
				ВКР.164.166.13.04.02.Пл				
Имя	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш с привязкой к местности до и после реконфигурации	Литера	Масса	Масштаб
Разработчик	Черненко К.А.				у			
Проверен	Савина Н.В.				Лист 1	Листов 3		
Титул					АМГУ			
Рецензент					Кафедра энергетики			
Исполнитель	Козлов А.Н.				Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурская область (комплексная ВКР)			
Утвердил	Савина Н.В.							

От ПС 35/10
Амурсельмаш
Ф №3 10 кВ

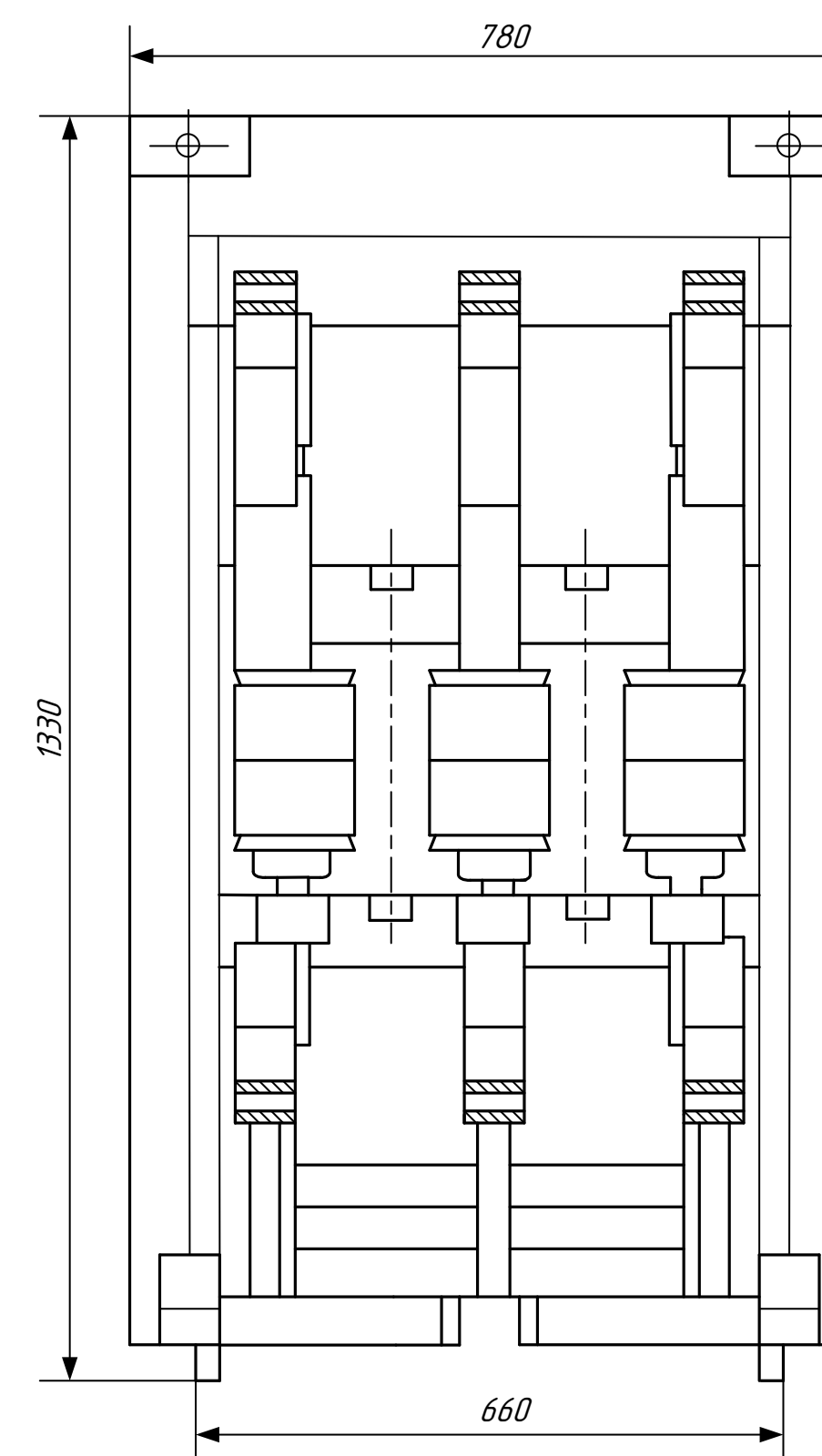
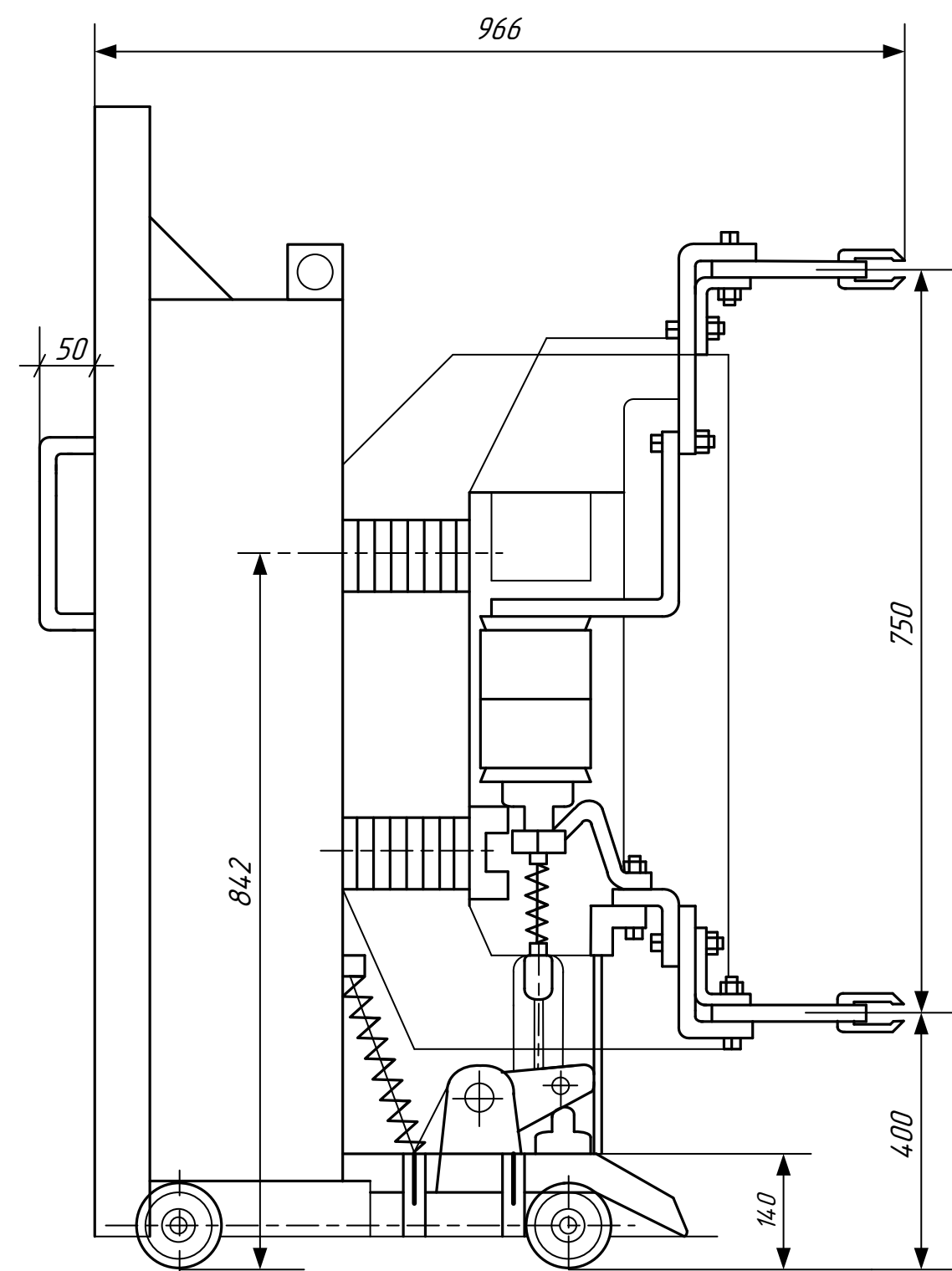
От ПС 35/10
Амурсельмаш
Ф №3 10 кВ

1 Блок БМКРП-10

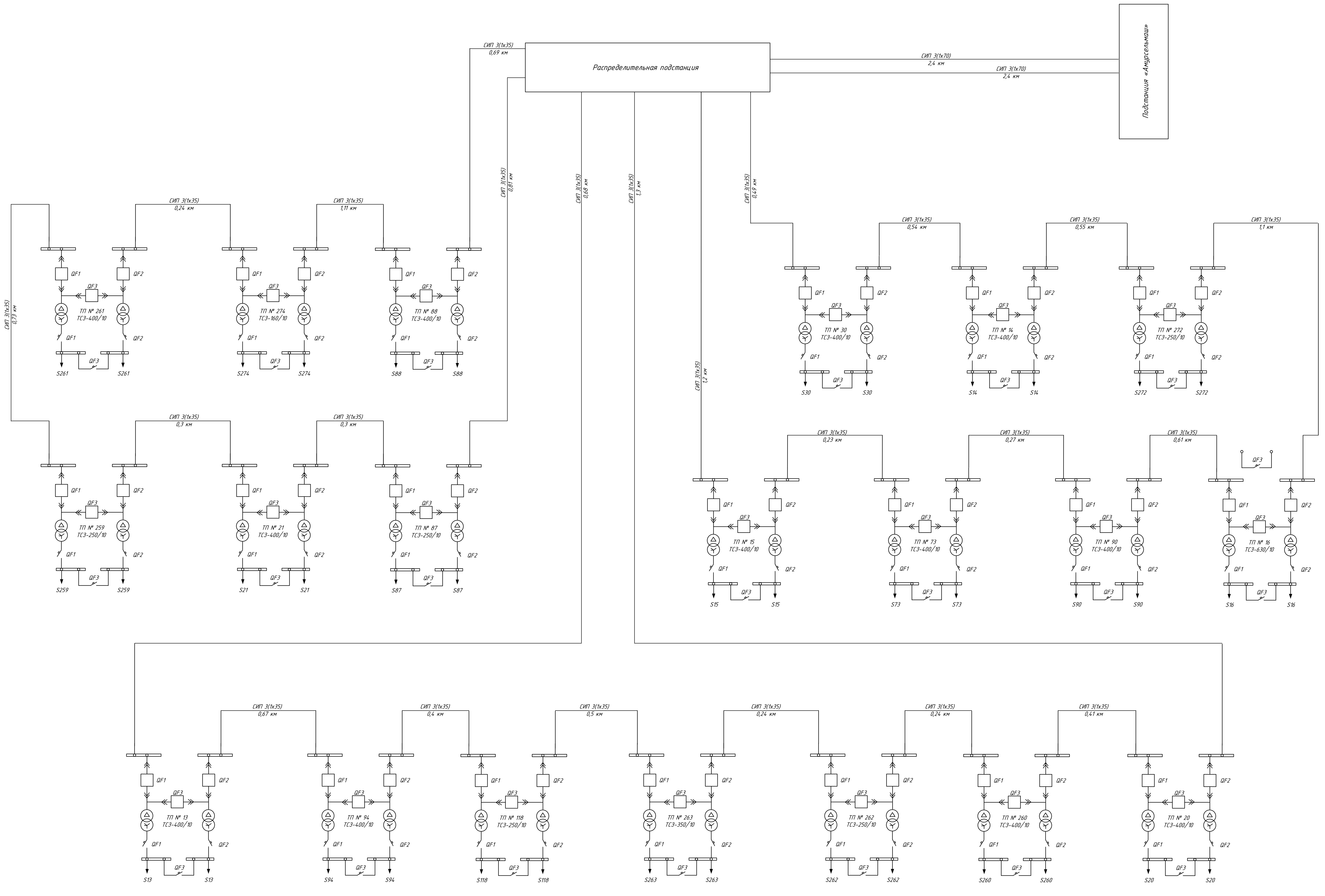
2 Блок БМКРП-10



Габаритный чертеж выключателя ВВ/Tel - 10 на выкатом элементе для КРУ К - 37



ВКР.164.166.13.04.02.Пл					Литера	Масса	Масштаб
Изм	Лист	ИР. Докум.	Подпись	Дата	у		
Разраб	Черченко К.А.						
Проектант	Савица Н.В.						
Техник					Лист 2	Листов 3	
Рецензент					АМГУ		
Инженер	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики		
Эксп.	Савица Н.В.				Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурская область (комплексная ВКР)		



Распределительная подстанция

ВКР 164.166.13.04.02.Пл			
Имя	№ документа	Подпись	Дата
Проектировщик	Составил		
Проверил	Составил		
Рецензент	Составил		
И. Кочетков	Кочетков А.И.		
И. Кочетков	Савина Н.В.		
Однoliniейная схема электроснабжения г. Белогорск после реконфигурации			Лист 3
Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)			Листов 3
			Лист 3

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

Магистерская диссертация на тему:
«Интеллектуализация системы электроснабжения г.
Белогорск Амурской области»

Исполнитель

Студент группы 642-ом:

Руководитель

Профессор, д.т.н.

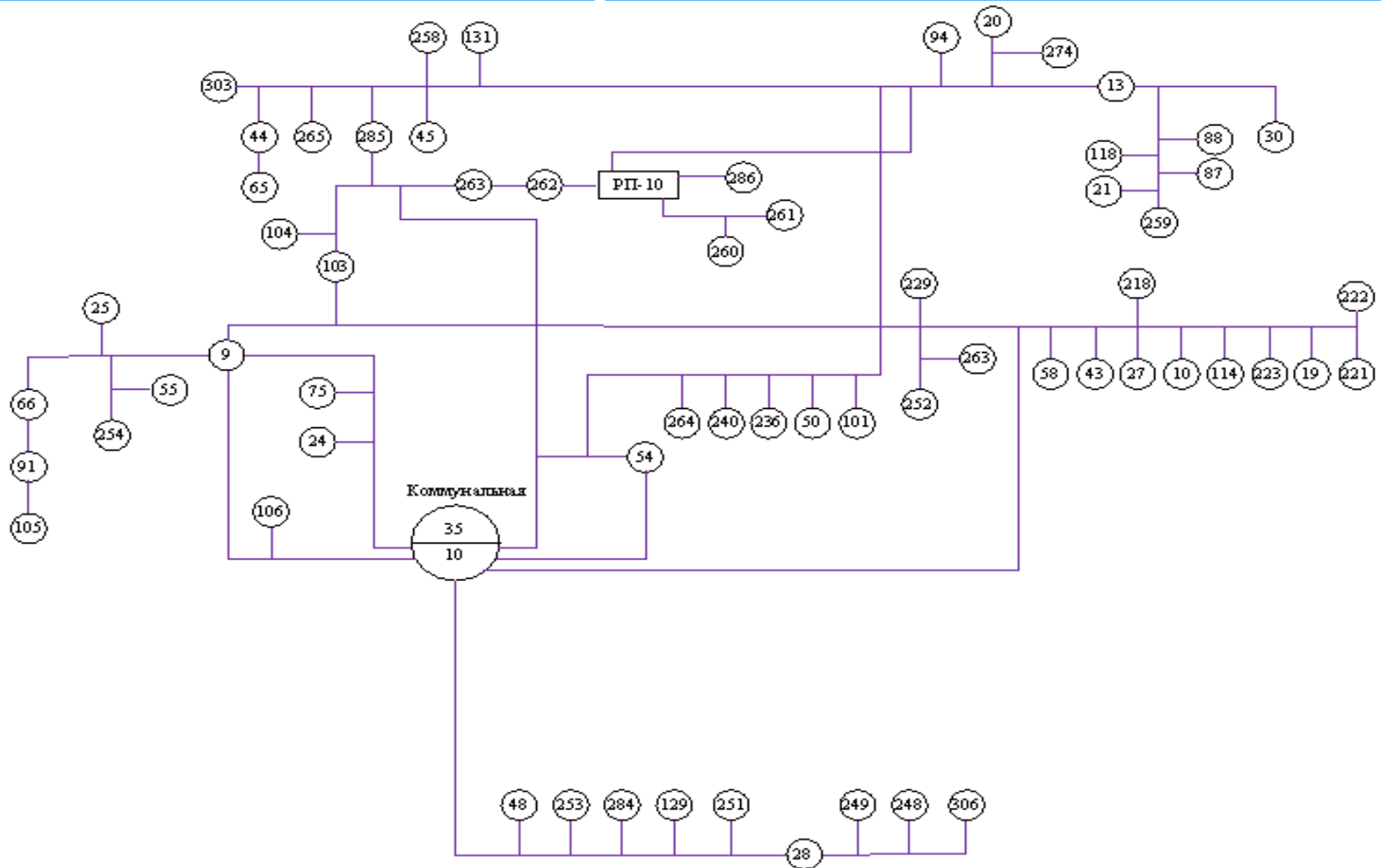
К.А. Черченко

Н.В. Савина

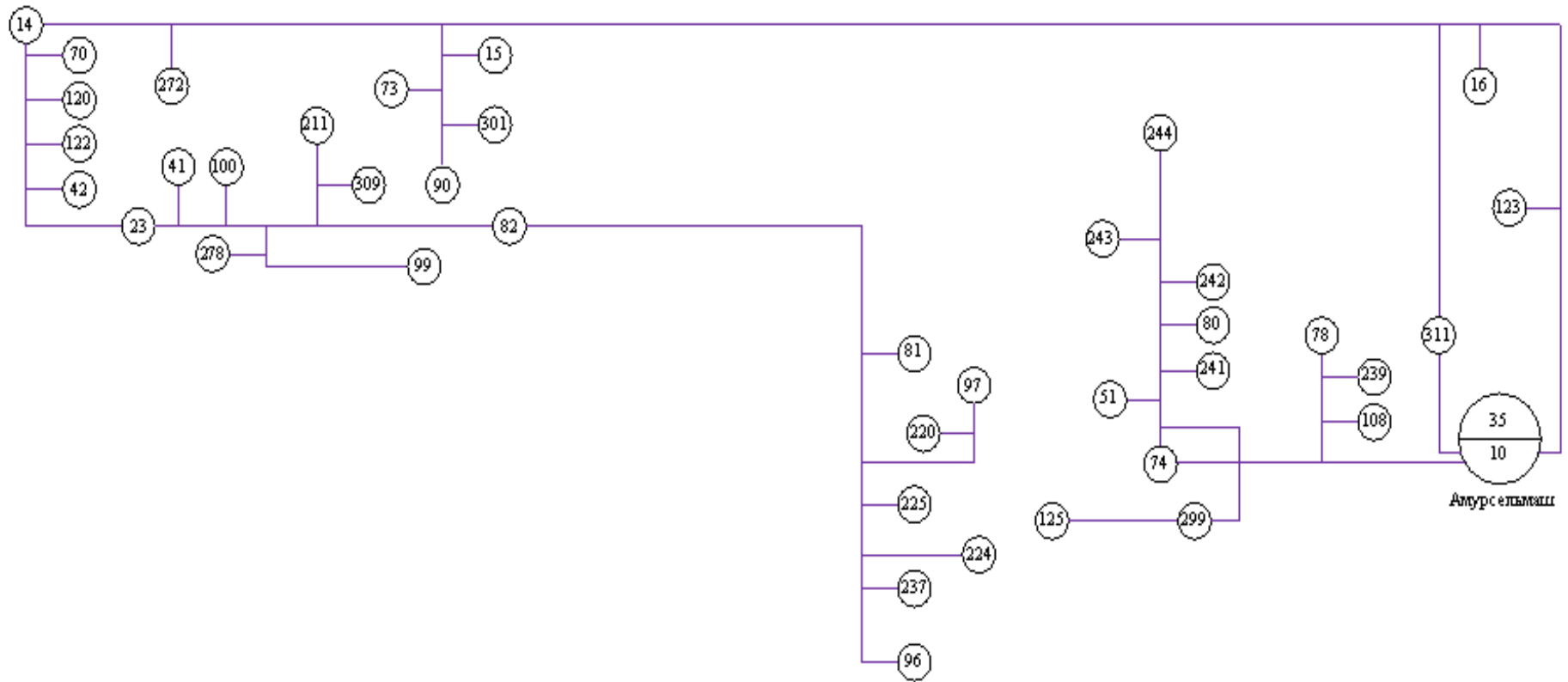
Технические потери по городу Белогорск

№ П/П	Наименование ПС	Потери, МВт*ч	Технические потери, %
1	ПС "Амурсельмаш"	17 192,726	13,72%
2	ПС "Коммунальная"	14 697,535	18,45%
3	ПС "Нагорная"	-447,720	0,28%
4	ПС "Промышленная"	9 531,516	6,66%
5	ПС "Томь"	14 674,480	6,97%
6	Суммарные потери по городу Белогорск	121394,213	13,11%

Иерархическая схема ПС 35/10 Коммунальная



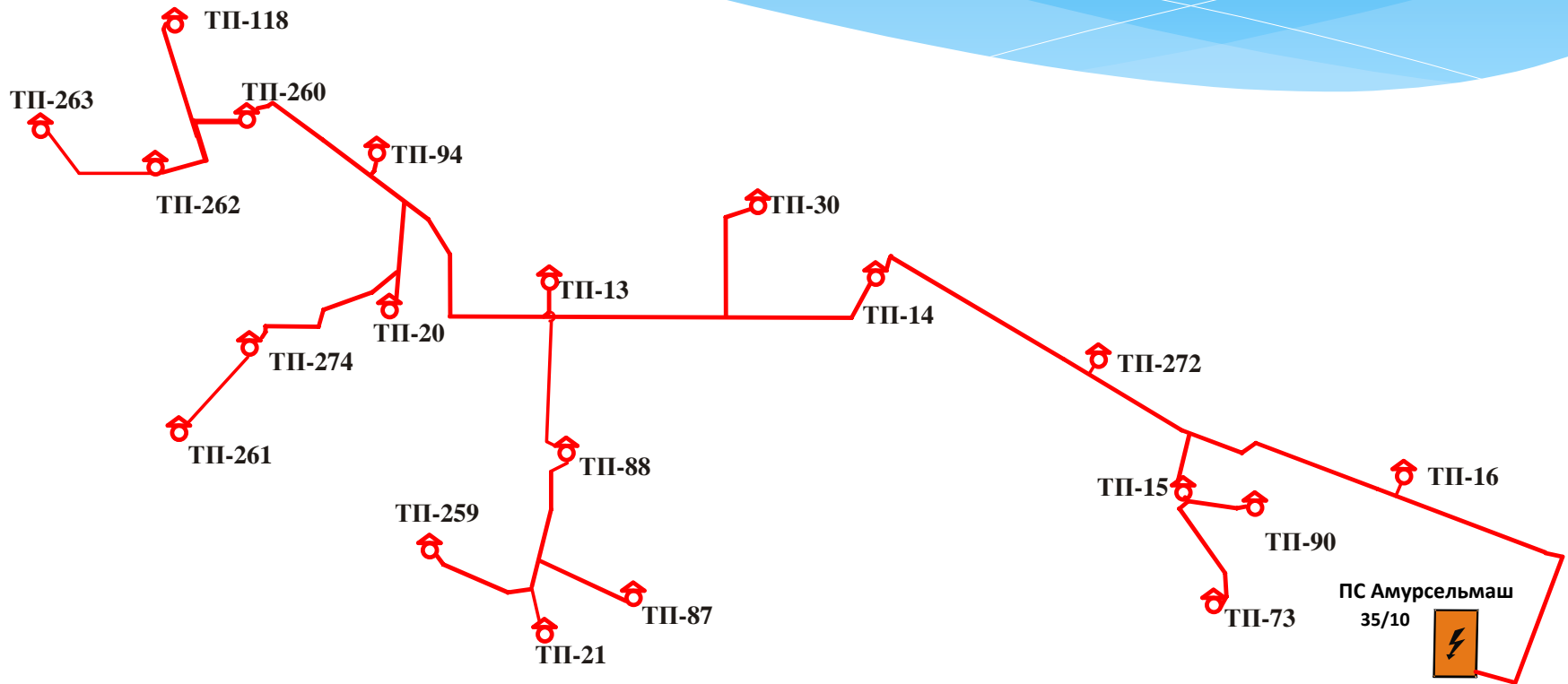
Иерархическая схема ПС 35/10 Амурсельмаш



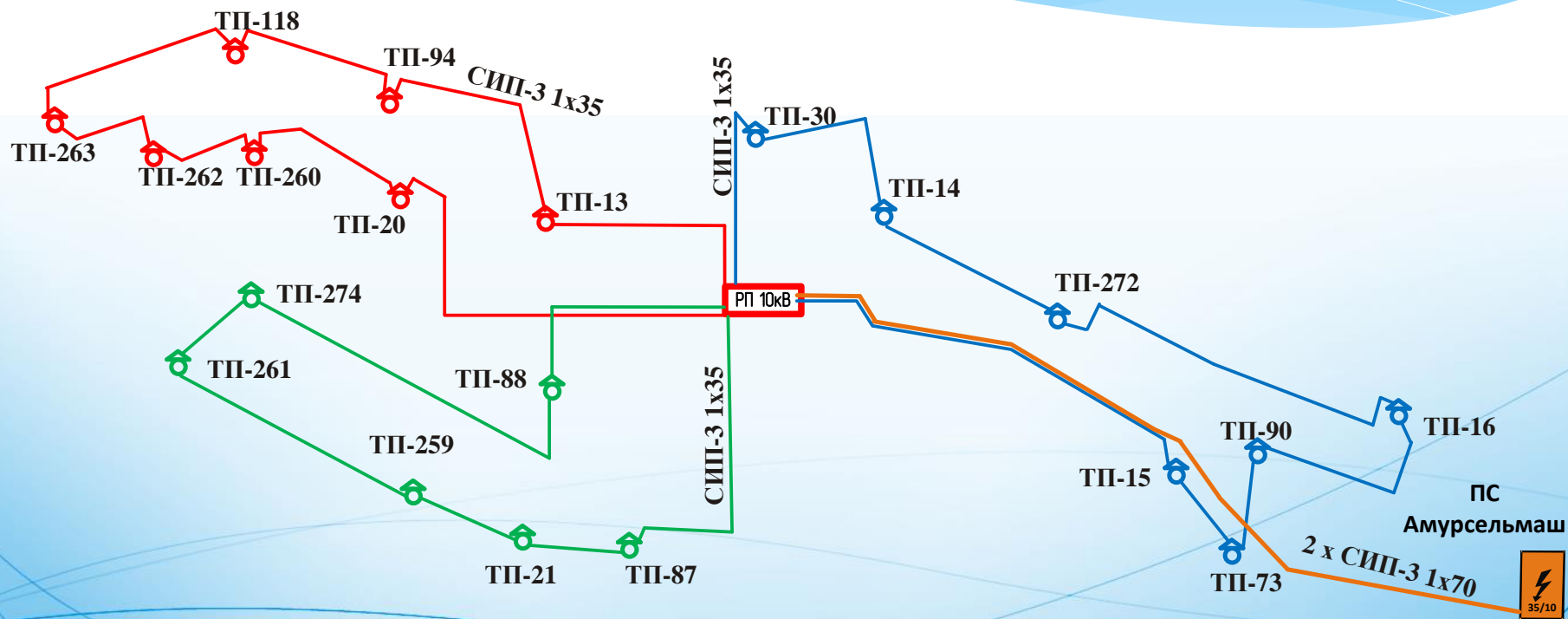
Сравнение 5 фидеров с наибольшими относительными потерями

№ П/П	Наименование ПС	№ Фидера 10кВ	Длина линии, км	Количество ТП, шт	Потери кВт/год	Структура сети
1	2	3	4	5	6	7
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

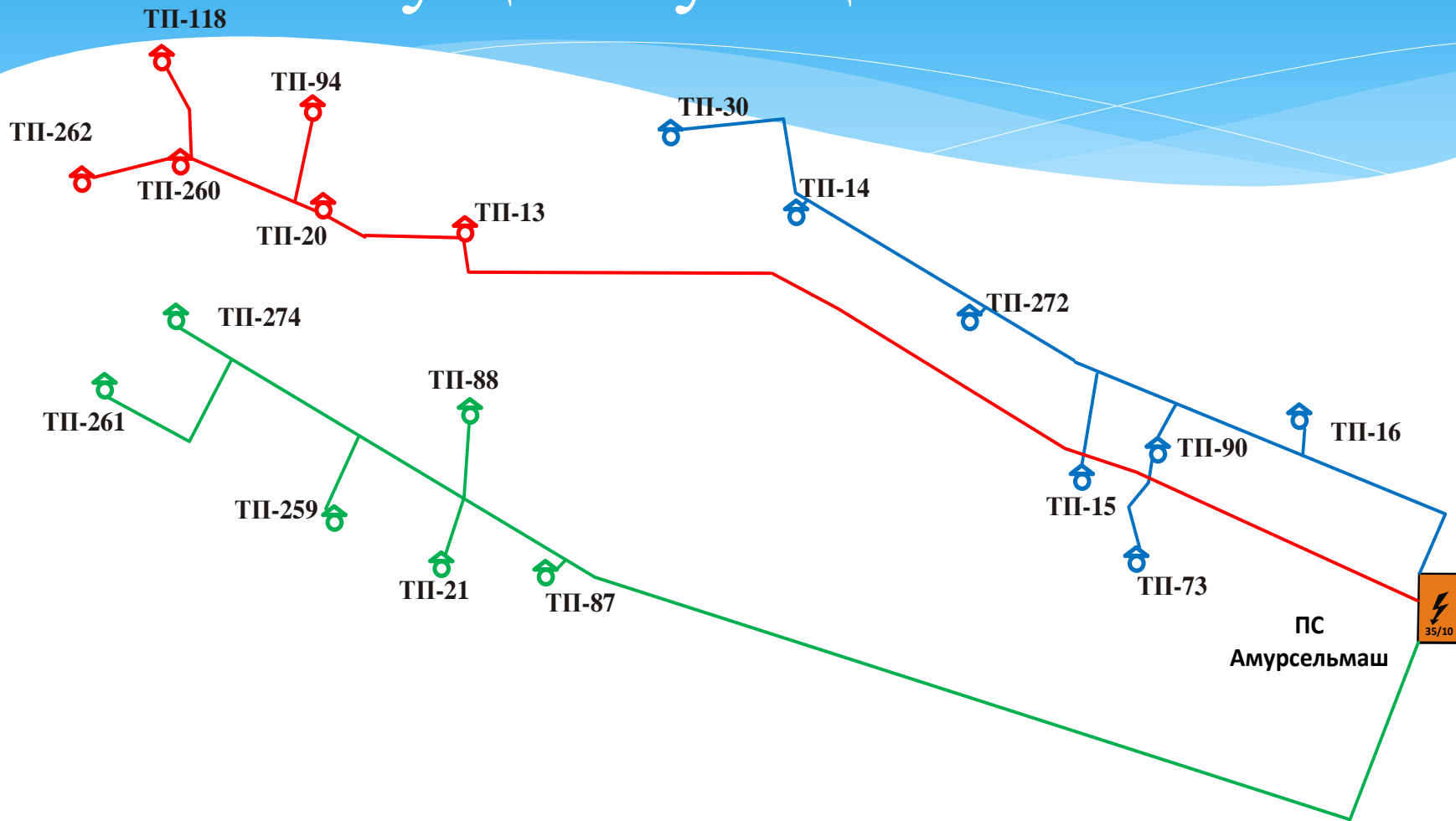
Существующая схема Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш



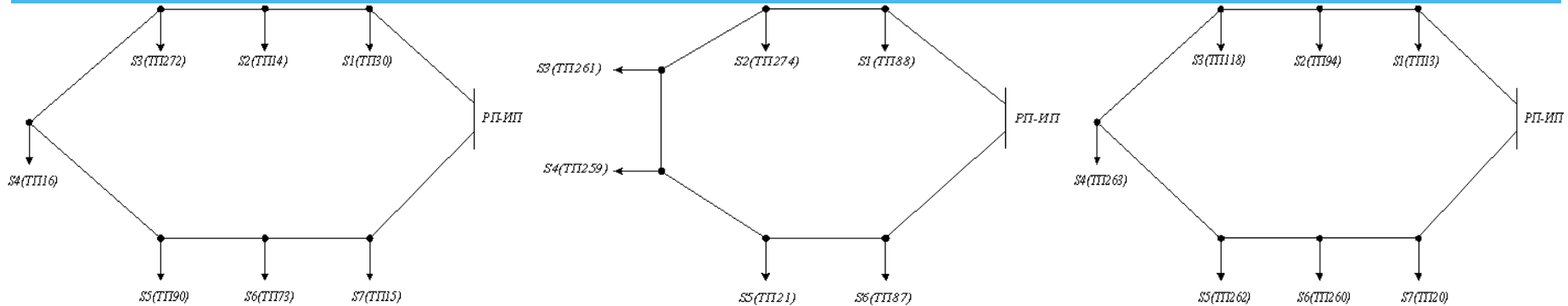
1 Вариант реконфигурации существующей сети



2 Вариант реконфигурации существующей сети



Расчет режима электрической сети 10 кВ.

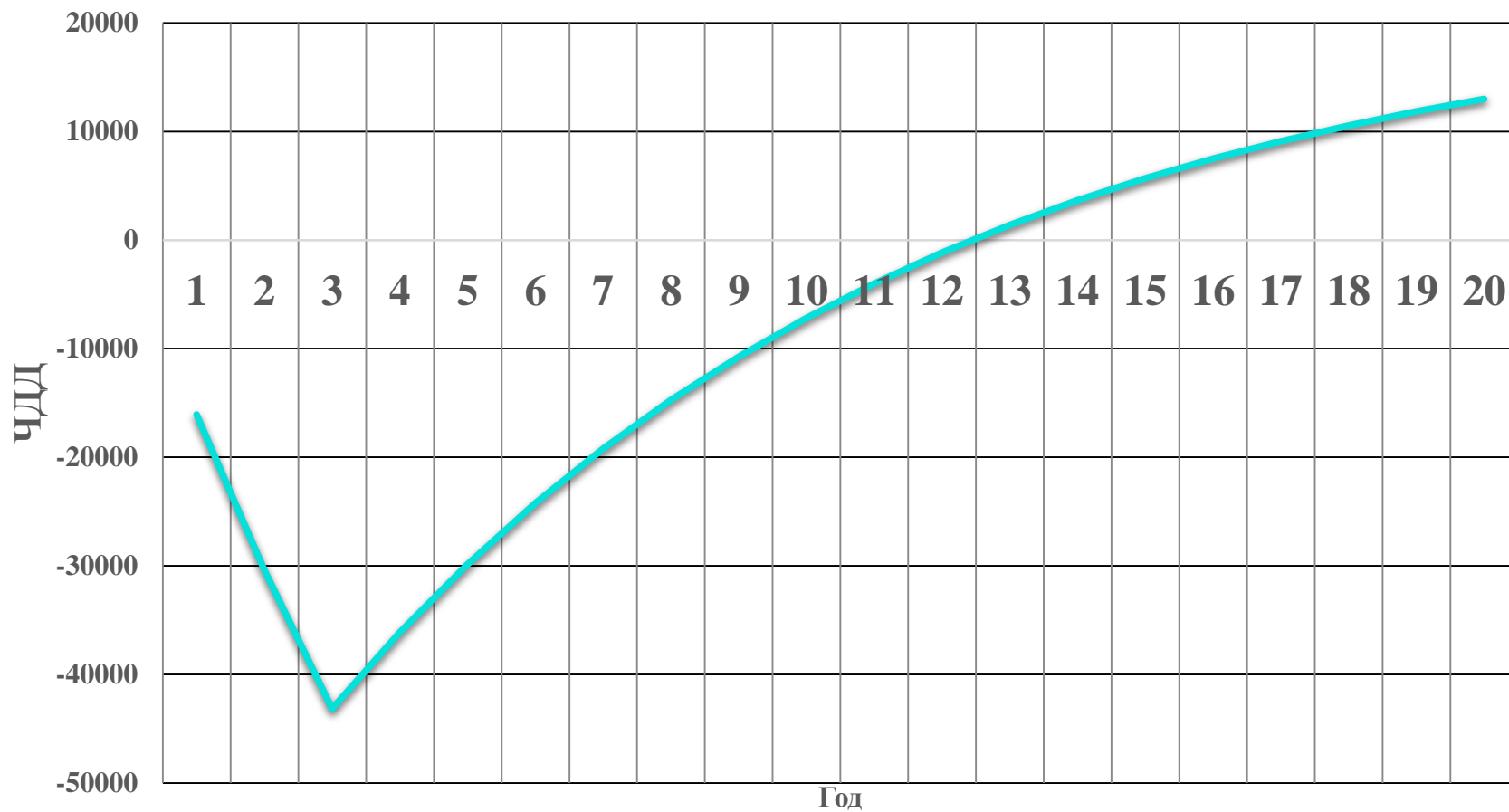


Линия 10 кВ	Точка потокораздела	Длина линии, км	Ток в 1 головном участке, А	Ток во 2 головном участке, А	Наибольший ток в аварийном режиме, А	Потеря напряжения в аварийном режиме %
Петля 1	ТП -16	5	61,9	42,8	104,7	-5,15
Петля 2	ТП -261	4,2	37,2	48,6	85,9	-4,87
Петля 3	ТП -263	4,4	34,9	35,3	70,32	-3,62

Оценка экономической целесообразности

Капиталовложения, тыс. руб.	53909
Издержки, тыс. руб.	16822
Срок окупаемости, лет	12
Рентабельность, %	14
Снижение потерь, МВт·ч	1609,5

ЧДД с учетом нарастания





Благодарю за внимание