

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 202__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» при подключении потребителей транспортно-логистического центра «Артём»

Исполнитель

студент группы 942 об2

(подпись, дата)

Л.В. Смолина

Руководитель

профессор, докт. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант по безопасности

и экологичности,

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Смолина Лолита Владимировна

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» при подключении потребителей транспортно-логистического центра «Артём»

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 08.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, нормальная схема электрических соединений Приморского края 220/110/35 кВ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции электрических сетей; Расчет и анализ электрических нагрузок с учётом прогноза; Разработка вариантов реконструкции электрической сети; Расчет токов короткого замыкания; Проектирование ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»; Релейная защита и автоматика; Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции сети, инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети; Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Карта-схема Приморского края; Конкурентоспособные варианты электрической сети; Однолинейная схема подстанции ТЛЦ «Артём» 110/10, План подстанции ТЛЦ «Артём» 110/10; Микропроцессорная защита двухобмоточного трансформатора типа «Сириус-Т» ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»; Максимальный и минимальный режимы электроэнергетической сети.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, Зав. кафедрой энергетики, доктор. техн. наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 150 с., 4 приложений, 14 рисунка, 57 таблиц, 33 источников.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ, АРТЕМОВСКИЙ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Актуальностью рассматриваемой темы выпускной квалификационной работы заключается в следующем: из-за стремительного роста электрической нагрузки при существующем электросетевом хозяйстве приводит к перегрузке оборудования, что в свою очередь ведёт к снижению показателей надежности питания потребителей электрической энергией.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в выборе оптимального варианта реконструкции электрической сети в связи с подключением нового потребителя, отвечающая требованиям надежности, экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности.

В выпускной квалификационной работе был подробно рассмотрен один из наиболее оптимального варианта реконструкции электрической сети Артёмовского городского округа в связи с подключением нового потребителя транспортно-логистического центра «Артём».

Новизна заключается в выборе оптимального варианта реконструкции электрической сети при подключении новых потребителей, основанная на типовых методах проектировании электрических сетей.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Определения, обозначения и сокращения	8
Введение	9
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	13
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	13
1.2 Выбор эквивалента электрической сети арёмовского городского округа	15
1.3 Характеристика электрических сетей арёмовского городского округа	17
1.4 Анализ существующих режимов	27
1.4.1 Выбор и характеристика пвк для расчета режимов	27
1.4.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети	27
1.4.3 Верификация математической модели	31
1.4.4 Анализ существующих режимов	32
1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей	42
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	44
2.1 Вероятностные характеристики электрической нагрузки	44
2.2 Расчет и электрических нагрузок с учётом прогноза	47
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	49
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	49
3.2 Выбор номинального напряжения	54
3.3 Компенсация реактивной мощности	54
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	57
3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети	58
4 Расчет токов короткого замыкания	61

5 Проектирование подстанции 110 кВ Артём	65
5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции	65
5.2 Выбор комплектных распределительных устройств	66
5.3 Выбор выключателей	67
5.4 Выбор разъединителей	72
5.5 Выбор трансформаторов тока	73
5.6 Выбор трансформаторов напряжения	79
5.7 Выбор сборных шин и изоляторов	82
5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	87
5.9 Выбор аккумуляторных батарей	88
5.10 Разработка заземления и молниезащиты	92
5.11 Выбор и проверка опн	97
6 Релейная защита и автоматика	101
6.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети	101
6.2 Релейная защита силового трансформатора	101
6.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита	101
6.2.2 Максимальная токовая защита	105
6.2.3 Защита от перегрузки	107
6.2.4 Газовая защита	107
6.3 Релейная защита линии электропередачи	108
6.4 Автоматика управлением выключателя	109
7 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети	111
7.1 Подготовка исходных данных для расчета	111
7.2 Расчет максимального режима и его анализ	112
7.3 Расчет минимального режима и его анализ	116
8 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети	122
8.1 Расчет капиталовложений	122

8.2 Расчет потерь электроэнергии	124
8.3 Расчет эксплуатационных издержек	125
8.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и чдд	126
9 Безопасность и экологичность	128
9.1 Безопасность	128
9.2 Экологичность	131
9.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	132
9.2.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова	133
9.2.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира	135
9.2.4 Источники шумового воздействия	136
9.3 Пожарная безопасность	139
9.3.1 Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта капитального строительства	139
9.3.2 Обоснование противопожарных расстояний	140
9.3.3 Описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники	141
9.3.4 Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности строительных конструкций	142
Заключение	146
Библиографический список	147
Приложение А – Математическая модель электроэнергетической сети	
Приложение Б – расчёт токов короткого замыкания	
Приложение В – Выбор оборудования	
Приложение Г – Расчёт режимов после реконструкции электрической сети	

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-68 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.105-96 ЕСКД Текстовые документы

ГОСТ 2.111-68 ЕСКД Нормоконтроль

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертёж

ГОСТ 2.316-68 ЕСКД Правила нанесения на чертёж надписей, технических требований и таблиц

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования

ГОСТ 2.701-84 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1103-83 ЕСКД Основные надписи

ГОСТ 3.1103-93 ЕСКД. Основные требования к формам и бланкам документов

ГОСТ 3.1105-84 ЕСКД Правила оформления документов общего назначения

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокая сторона;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИП – источник питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкая сторона;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- РПН – регулирование под напряжением;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЭДС – электродвижущая сила;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край является наиболее развитым федеральным округом на Дальнем Востоке. Его географическое положение является уникальным в части экономики. Близость к странам Восточной Азии, такие как Китай, Тайвань, Япония и Корея позволяет Приморью ставить восточными воротами Российской Федерации. Японское море создает мощные экономические связи между странами-соседями. Помимо географически выгодного положения, в Приморском крае представлено около 50 различных видов промышленности, начиная от самых ключевых – рыбная промышленность, заканчивая и одной из самых старейших – лесная и деревообрабатывающая промышленность.

Электроэнергетика в Приморском крае является базовой отраслью экономики, обеспечивающая электрической и тепловой энергией потребителей промышленных предприятий, народного хозяйства и населения края. Поэтому её развитие является основным приоритетом. Устойчивое развитие и надежное функционирование является основным направлением в перспективном росте отрасли, включающее в себя опережающее развитие энергетической инфраструктуры, преодоление дефицита энергетических мощностей, технологическое обновление энергетического комплекса на территории региона.

Актуальностью рассматриваемой темы выпускной квалификационной работы заключается в следующем: из-за стремительного роста электрической нагрузки при существующем электросетевом хозяйстве приводит к перегрузке оборудования, что в свою очередь ведёт к снижению показателей надежности питания потребителей электрической энергией.

Новизна заключается в выборе оптимального варианта реконструкции электрической сети при подключении новых потребителей, основанная на типовых методах проектировании электрических сетей.

В качестве объекта исследования выбрана электрическая распределительная сеть 110 кВ Артёмовского городского округа. Предмет исследования –

состояние электрической сети после реконструкции при подключении потребителей транспортно-логистического центра «Артём».

Транспортно-логистический центр «Артем» (ТЛЦ «Артём») – крупнейший сухой порт в Российской Федерации, представляет из себя многофункциональный логистический центр с развитой инфраструктурой: современная железнодорожная, терминальная, складская и таможенная составляющая. Рассматриваемый объект позволяет владельца грузов пользоваться всеми преимуществами морского порта на суше.

Электроснабжение потребителей в районе размещения ТЛЦ «Артём» в настоящее время осуществляется на напряжение 110 кВ.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в выборе оптимального варианта реконструкции электрической сети в связи с подключением нового потребителя, отвечающая требованиям надежности, экономической эффективности, безопасности в эксплуатации и экологичности [1].

Для реализации поставленной цели было необходимо реализовать ряд задач:

- дать характеристику района реконструкции электрических сетей;
- разработать варианты реконструкции электрической сети;
- произвести выбор оборудования на проектируемой подстанции;
- произвести расчет и выбор релейной защиты и автоматики;
- произвести расчет и анализ установившихся режимов после реконструкции электрической сети;
- оценить инвестиционную привлекательность принятого варианта реконструкции сети;
- оценить безопасность и экологичность проекта.

Основная часть выпускной квалификационной работы состоит из: следующих разделов:

- характеристика района реконструкции электрических сетей;
- расчет электрических нагрузок с учётом прогноза;

- расчет токов короткого замыкания;
- проектирование подстанции Артём
- релейная защита и автоматика
- расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети
- инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции сети
- безопасность и экологичность.

Характеристика района реконструкции электрической сети необходима для определения уязвимых мест сети, которые необходимо учитывать при разработке вариантов реконструкции сети. Расчёт электрических нагрузок с учётом прогноза позволяет подготовить исходные данные для дальнейшего проектирования и дать оценку роста мощности потребления электрической энергии. Расчёт токов короткого замыкания является ключевым мероприятием при проектировании новых объектов электроэнергетики. Проектирование подстанции Артём состоит из выбора основного первичного оборудования для надежного и качественного снабжения новых потребителей электрической энергией. Выбор релейной защиты и автоматики является важным мероприятием при проработке оптимального варианта электрической сети, проработка данного раздела позволяет определить количество и типы устройств защиты элементов электрической сети, без которых надежное и качественное функционирование невозможно. Расчет и анализ установившихся режимов после реконструкции электрической сети позволяет сделать выводы о эффективности функционирования сети оптимального варианта реконструкции. В разделе инвестиционной привлекательности представлена оценка экономической эффективности проекта реконструкции электрической сети. Описание экологичности и безопасности проекта показывает соблюдение проектом всех требований в области экологичности и безопасности эксплуатации электрических сетей .

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются, как лицензионные, так и находящиеся в свободном доступе программные

комплексы: Операционная система MS Windows 10 Education, RastWin3 Базовый комплект, Mathcad Education – University Edition, LibreOffice, Chrome.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена из 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

К задачам данного раздела относятся описание климатической характеристики и характеристики электрических сетей рассматриваемого района, где предполагается реконструкция, выполнение которых даст современное представление состояния электроэнергетической системы и условий её эксплуатации.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Приморский край, где расположен г. Артём, занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. Приморский край на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей, а на юге и востоке омывается Японским морем. В состав края входят многочисленные острова: Русский, Рикорда, Путятин, Аскольд, Попопа и другие.

Климат г. Артём умеренный муссонный, с чертами континентального. Обычно зимний период продолжительный, сухой и морозный, это связано с влиянием сибирским антициклоном, при этом большинство дней ясные. За этот период выпадает около 13 % осадков от общего числа. Температура в зимний период колеблется от минус 10 °С до минус 12 °С. Среднесуточная отрицательная температура держится 165 дней.

В начале летнего промежутка времени преобладает пасмурная погода с большим количеством осадков, приводящая к низкой температуре и высокой влажности воздуха. Во второй половине лета наблюдается жаркая солнечная погода.

Среднегодовая температура воздуха в округе 5,3 °С. Самым тёплым месяцем является август со средней температурой 25,5 °С, самым холодным - январь с температурой –13,6 °С.

Среднегодовое количество осадков в городе Артём составляет около 58 мм, при чем максимум приходится на июль – август, а минимум на январь - февраль.

На основе статистической информации и нормативных документов рассматриваются климатические и территориальные обязанности. [4]

Для выбора местоположение ПС, компоновки, выбора оборудования, необходимы климатические показатели основные, из которых сведены в таблицу 1.

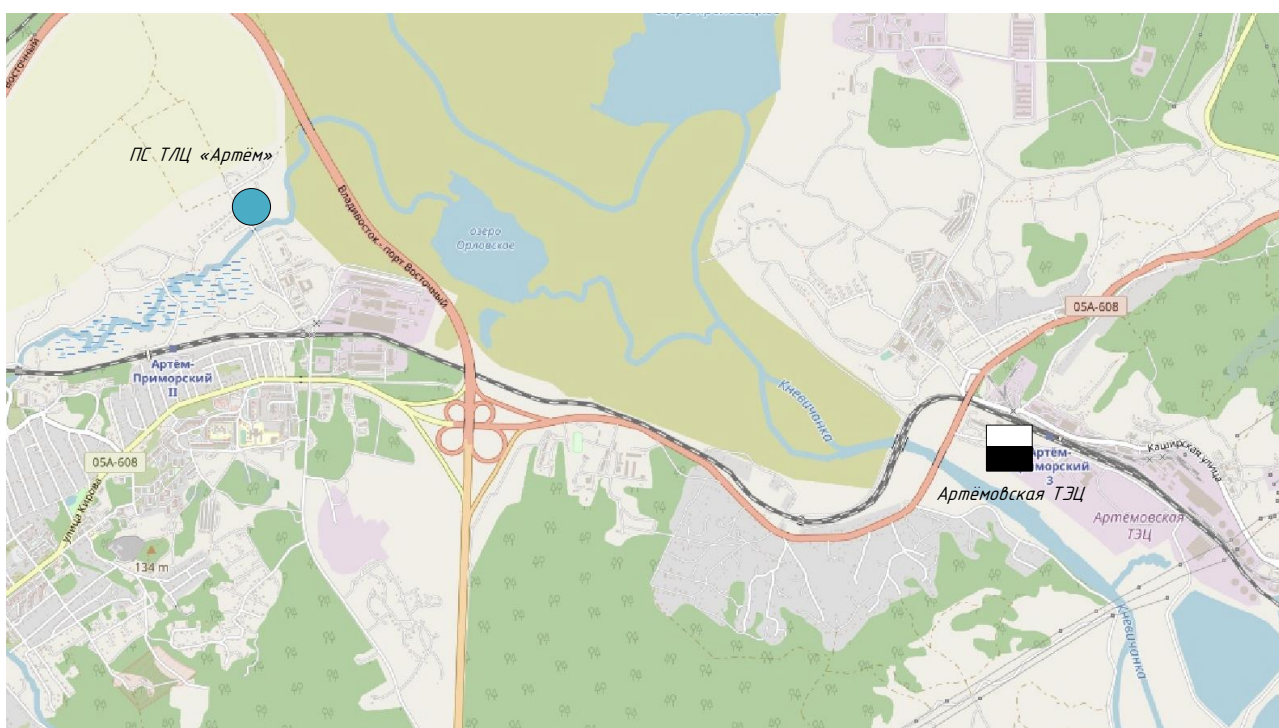


Рисунок 1 – Карта района проектируемой подстанции

Таблица 1 - Климатические характеристики района

Климатические условия	Расчетная величина
Низшая температура воздуха, °С	-48,8
Среднегодовая температура воздуха, °С	7
Высшая температура воздуха, °С	41
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	3-5
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по ветру	IV
Основные направления ветров	северный
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Число грозových часов в год	20-40
Район по пляске проводов	умеренный
Средняя годовая относительная влажность, %	75
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	III

1.2 Выбор эквивалента электрической сети Артёмовского городского округа

Для дальнейшего анализа существующей сети рассматриваемого района необходимо составить эквивалент. Данный процесс является ответственной задачей, так как неверно выбранный эквивалент может привести к серьёзным ошибкам при разработке вариантов развития рассматриваемой части системы. Граф эквивалента существующей рассматриваемого Уссурийского городского округа представлена на рисунке 2.

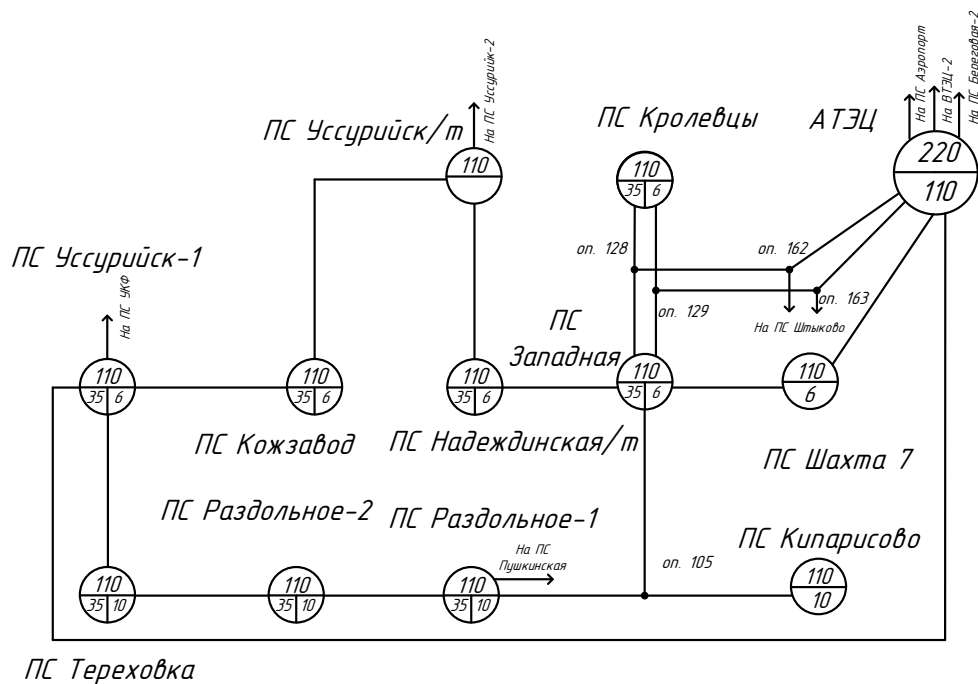


Рисунок 2 – Граф эквивалента электрических сетей рассматриваемого района

Анализ существующих режимов сети позволяет сделать вывод о режимной ситуации в сети, а также помогает определиться с необходимостью и мероприятиями в части оптимизации.

Первоначальной задачей в анализе электроэнергетического режима состоит в формировании математической модели сети, в виде связей множества узлов ветвями и решения нелинейного уравнения [7].

Для расчета участка сети простой конфигурации, например последовательно присоединенных нескольких подстанций с одним источником питания, достаточно ручного расчёта. Однако в данной работе рассматриваемая электрическая сеть имеет множество элементов, для расчета режима которой будет использован программно-вычислительный комплекс RastrWin 3.

Рассматриваемый ПВК предназначен для расчёта, оптимизации и анализа установившихся режимов электроэнергетических сети и систем. Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основной пользователь данного комплекса является Системный Оператор Единой

Энергетической Системы и его филиалы, а также Федеральная Сетевая Компания, распределительные сетевые компании, например, АО «ДРСК», проектные и научно-исследовательские институты. Интерфейс программно-вычислительного комплекса основан на табличном формате, в котором отображены параметры электрических сети и режима.

Расчетная модель представляет с собой узлы, соединённые между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением [12].

1.3 Характеристика электрических сетей Артёмовского городского округа

Энергосистема Приморского края работает в составе Объединенной энергосистемы Востока, которая работает изолированно от Единой энергосистемы России. В ее состав входят энергосистема Амурской области, Объединенный энергорайон энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон Якутской энергосистемы.

Рассматриваемый район реконструкции электрических сетей относится к Энергорайону №2 – Артёмовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ. К данному району относятся потребители электрической энергии Артёмовского и Уссурийского городских округов, Шкотовского, Хасанского и Надеждинского муниципальных округов.

Основными потребителями первой категории надежности электроснабжения является КГУП «Приморский водоканал». В основном преобладает коммунально-бытовая нагрузка и нагрузка мелкомоторных потребителей.

Основными источниками питания рассматриваемого района является Артёмовская ТЭЦ 220/110/35 кВ и ПС 220 кВ Уссурийск-1.

Структурная схема Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 3.

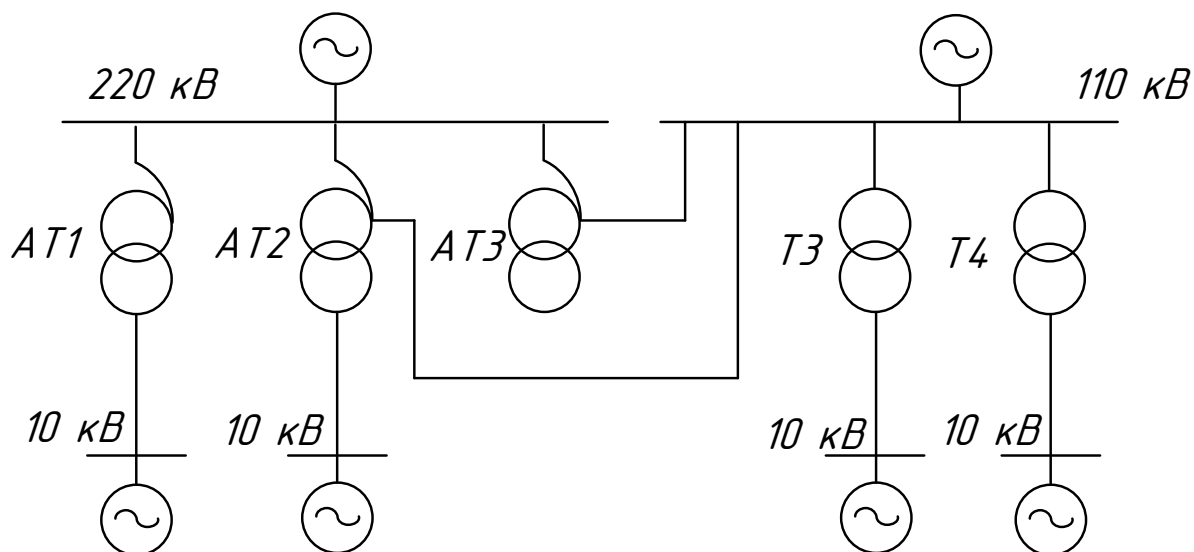


Рисунок 3 – Структурная схема Артёмовской ТЭЦ

Артёмовская ТЭЦ – тепловая электростанция, расположенная в Артёмовском городском округе в городе Артёме.

Выдача энергии данного источника питания осуществляется за счёт четырех генераторов ТВФ-100 суммарной мощностью 400 МВт. Топливом являются каменные и бурые угли, в основном месторождением Приморского края.

Электроэнергии от турбоагрегатов направляются на распределительные устройства классом номинального напряжения 220, 110 и 35 кВ. Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 4.

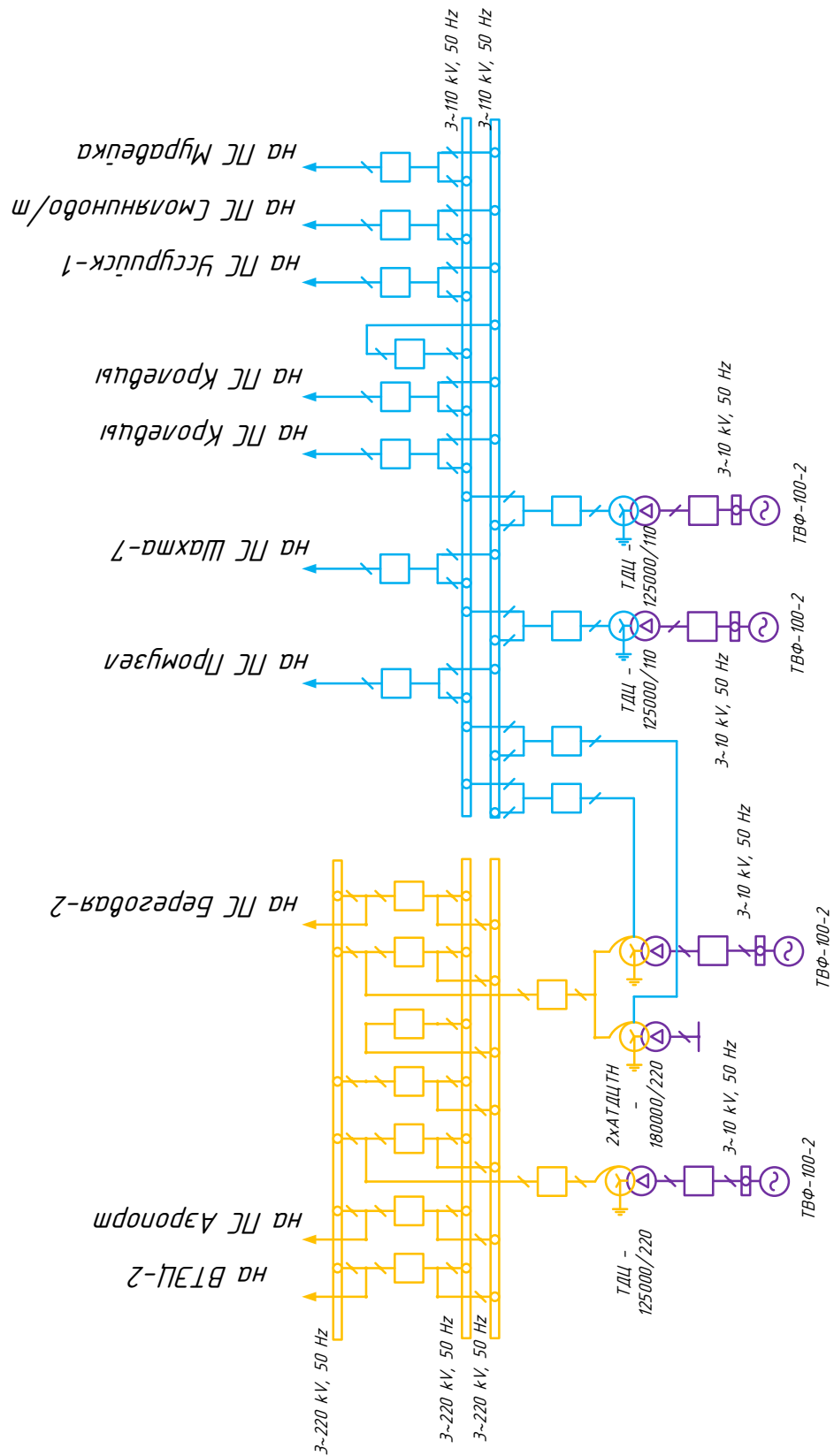


Рисунок 4 – Нормальная схема электрических соединений Артемовской ТЭС

Открытое распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин», состоящая из 2 трансформаторных ячеек и 4 линейных ячеек. Данное РУ применяется при 5 и более присоединений на напряжение класса 110-200 кВ при повышенных требованиях к надежности питания каждой воздушной линии и при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы [10].

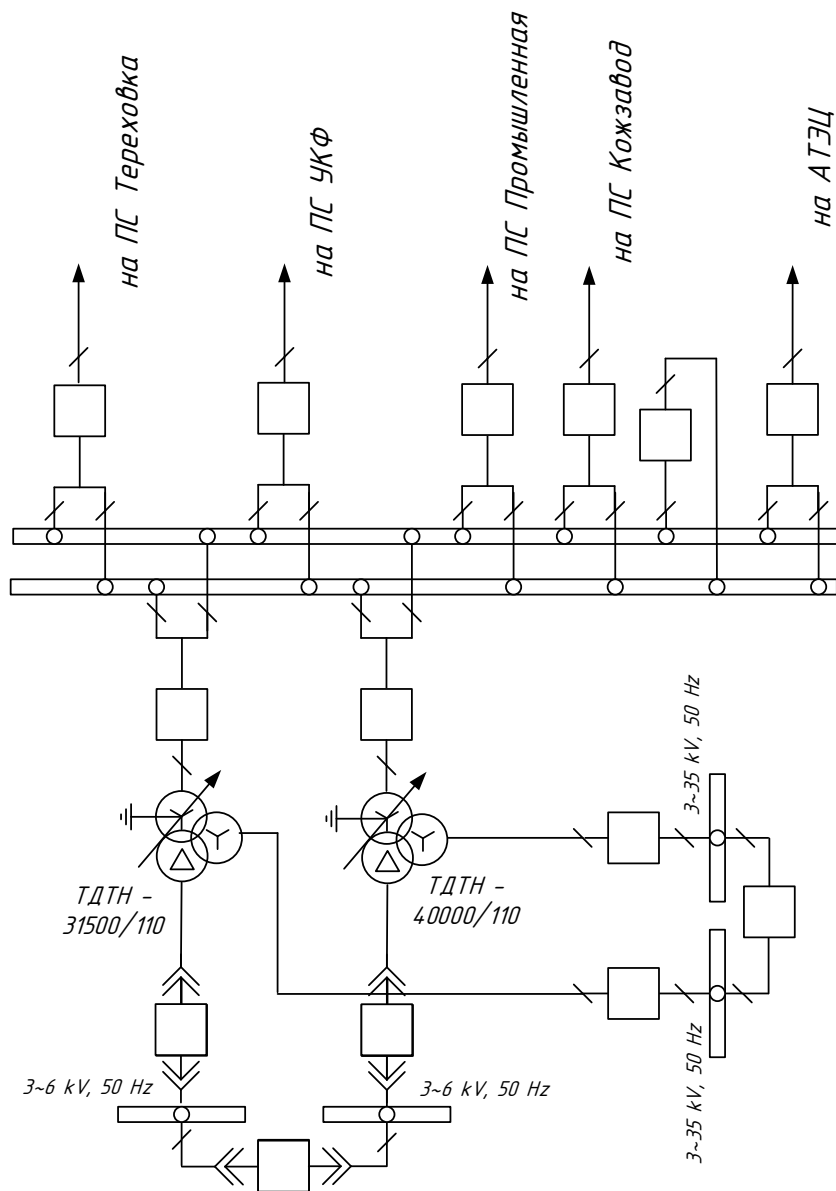
Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 – «Две рабочие системы шин», содержит 8 трансформаторных ячеек и 7 линейных ячеек. Схема применяется при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потреб напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую системы шин; при необходимости деления сети [24].

Распределительное устройство 35 кВ аналогично РУ 110 кВ по типовой схеме 13 – «Две рабочие системы шин», состоит из 3 трансформаторных ячеек и 5 линейных.

Распределительные устройства соединены силовыми трансформаторами:

- два автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

В качестве второго источника питания примем ПС 110 кВ Уссурйиск-1.



ПС 110 кВ Уссурийск-1

Рисунок 5 – Упрощенная схема открытого распределительного устройства – «Две рабочие системы шин»

Открытое распределительное устройства выполнена по схеме 13 – «Две рабочие системы шин». Данная схема применяется при пяти и более присоединениях, при повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения в зоне систем шин при оперативных переключениях [24].

Распределительное устройство 35 кВ, как и 10 кВ по типовой схеме 9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Электрическую связь между РУ выполняют два трехобмоточных трансформатора мощностью 31500 и 40000 КВА.

На территории рассматриваемого района реконструкции сети распространены распределительные электрические сети.

Распределительные электрические сети напряжением 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом «Приморские электрические сети».

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6-10 кВ.

Электросетевые объекты 6-10 кВ обслуживаются частично филиалом АО «ДРСК» — «Приморские электрические сети», а также муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

В данном эквиваленте были рассмотрены 11 подстанций, общая установленная мощность которых составляет 515,9 МВА. Количество подстанций 110 кВ – 11. Имеются 2 тяговые подстанции, которые отрицательно влияют на качество электрической энергии. В основном все подстанции по числу трансформаторов являются двухтрансформаторными, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергией. Большинство распределительных устройств на высокой стороне подстанций выполнены по схемам 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» и 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». По типу присоединения большинство подстанций проходные, что характеризует слабую связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по подстанциям представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика подстанций

Название ПС	№ СТ	Марка СТ	Схема РУ	Способ присоединения к электрической сети
1	2	3	5	6
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	ТДТН-40000	13	Узловая
	2	ТДТН-31500		
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	ТДТНЖ-40000	5Н	Проходная
	2	ТДТНЖ-40000		
ПС 110 кВ Кожзавод	1	ТДТН-40000	1	Проходная
	2	ТДНГ-31500		
ПС 110 кВ Западная	1	ТДТН-40000	13Н	Узловая
	2	ТДТН-40000		
ПС 110 кВ Кролевцы	1	ТДТН-25000	5Н	Отпаечная
	2	ТДТН-25000		
ПС 110 кВ Шахта-7	1	ТДН-16000	4Н	Проходная
	2	ТДН-16000		
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	ТДТНЖ-40000	5Н	Проходная
	2	ТДТНЖ-40000		
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	ТДТН-16000	нетип.	Узловая
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	ТДТН-16000	нетип.	Проходная
ПС 110 кВ Тереховка	1	ТМТН-6300	5АН	Проходная
	2	ТМТН-6300		
ПС 110 кВ Кипарисово	1	ТМН-6300	3Н	Отпаечная

В общем по Приморскому краю электросетевое хозяйство характеризуется достаточной протяженностью (суммарная длина 35-110 кВ – 6587 км.), удовлетворительным техническим состоянием и неэффективными конструктивными исполнениями (нетиповые схемы РУ, участки ВЛ с разными проводниками).

Общая протяженность ВЛ, рассматриваемой района реконструкции, составляет 306 км. Самой длинной линией является ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т. Преобладают сталеалюминевые проводники сечением 150 мм². Некоторые участки ВЛ состоят из проводников разных марок сечений, что приводит к высоким потерям электроэнергии и низкой надёжности её передачи.

По конфигурации распределительная электрическая сеть рассматриваемого района является сложноразветвленной, что говорит о высокой надежности, но сложной управляемости.

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 3.

По приведенной выше информацией можно сделать вывод:

- многие ЛЭП состоят из участков разных сечений, что приводит к увеличению потерь электрической энергии;
- конфигурация сети является сложноразветвленной, что говорит о высокой надежности функционирования электрической сети;
- в эквиваленте рассматриваемого района реконструкции присутствуют два независимых источника питания, что, опять же, говорит о надежности функционирования электрической сети;
- по способу прокладки все рассматриваемые ЛЭП являются воздушными, эксплуатация, ремонт и реконструкция таких сетей является более доступной, через кабельные линии.

Таблица 3 – Характеристика ЛЭП

Начало линии	Конец линии	Напряжение, кВ	Марка	Длина, км
1	2	3	5	7
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	110	М-70	14,48
оп. 162	АТЭЦ	110	АС-150/24	2,66
оп. 163	АТЭЦ	110	АС-150/24	2,67
оп. 128	оп. 162	110	АС-150/24	7,85
оп. 129	оп. 163	110	АС-150/24	7,68
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	110	АС-150/24	1,68
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	110	АС-150/24	1,69
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	110	АС-150/24	28,29
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	110	АС-150/24	28,43
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	110	М-70	6,21
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	АС-150/24	16,96
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	АС-150/24	47,60
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	110	АС-95/16	0,49
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	110	АС-95/16	1,10
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	АС-120/19	4,80
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	110	АС-120/19	22,00
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	110	АС-120/19	20,27
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	110	АС-120/19	0,80
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	110	АС -120/19	9,40

Продолжение таблицы 3

Начало линии	Конец линии	Напряжение, кВ	Марка	Длина, км
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	110	АС-120/19	0,03
оп.105	ПС 110 кВ Западная	110	АС-120/19	20,76
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	110	М-95	60,28

1.4 Анализ существующих режимов

1.4.1 Выбор и характеристика ПВК для расчета режимов

Для расчета режима электрической сети, в данном проекте, применим программный комплекс RastrWin 3.

ПВК RastrWin 3 является комплексом, способный выполнять задачи по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем и сетей.

Данный программный комплекс используется более в чем 150 организациях на территории России, Киргизии, Казахстана, Молдовы, Монголии, Сербии. Основными пользователями в России являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания, МРСК, а также во всех филиалах ОАО «ДРСК».

Данное программное обеспечение состоит из множества модулей, например, расчет электрического режима, расчет статической и динамической устойчивости, расчет токов короткого замыкания и т.д.

Расчетный модуль комплекса RastrWin:

– расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощностей во всех узлах и ветвях электрической сети).

– эквивалентирование электрических сетей.

– оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности и т.д.

1.4.2 Подготовка исходных данных существующей электрической сети

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам [30].

Под режимными характеристиками потребителя подразумеваются вероятностные характеристики электрических нагрузок, сформированные из результатов контрольных замеров, рассчитанные в разделе 2.

Для дальнейшего моделирования математической модели сети необходимо составить схему замещения, состоящая из полных сопротивлений и проводимостей линий электропередачи, а также полных сопротивлений и проводимостей силовых трансформаторов, учитывая коэффициент трансформации [31].

Для расчёта параметров схемы замещения ЛЭП, представленная в виде П-образного соединения, используют следующие формулы:

$$R_l = r_{y0} \cdot l, \quad (1)$$

$$X_l = x_{y0} \cdot l, \quad (2)$$

где r_{y0}, x_{y0} – удельное активное и реактивное сопротивление проводника, Ом/км;

l – длина ЛЭП, км.

$$B_l = b_{y0} \cdot l, \quad (3)$$

$$G_l = g_{y0} \cdot l, \quad (4)$$

где b_{y0}, g_{y0} – удельные ёмкостная и активная проводимости ЛЭП, мкСм/км.

Схема замещения силового трансформатора представляется в виде звезды, состоит из полных сопротивлений каждой обмотки, идеальных трансформаторов (для преобразования напряжения) и полной проводимости.

Активное и реактивное сопротивления трансформатора:

$$R_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (5)$$

$$X_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \quad (6)$$

где $P_{кз}$ и $u_{кз}$ – активное мощность и напряжения короткого замыкания, кВт и %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активное и ёмкостное проводимости трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2} \quad (7)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{ном}^2} \quad (8)$$

где ΔP_x и Q_x – потери активной и реактивной мощностей в режиме холостого хода, МВт и Мвар.

Коэффициенты трансформации:

$$K_{Твн} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}}, \quad (9)$$

$$K_{Тсн} = \frac{U_{сн}}{U_{вн}}. \quad (10)$$

В качестве примера рассмотрим расчет параметров ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта 7.

$$R_{АТЭЦ-Шахта7} = 0,28 \cdot 14,48 = 4,05 \text{ Ом};$$

$$X_{АТЭЦ-Шахта7} = 0,41 \cdot 14,48 = 5,94 \text{ Ом};$$

$$B_{АТЭЦ-Шахта7} = 2,76 \cdot 14,48 = 39,94 \text{ мкСм}.$$

Полученные результаты представлены в таблицах 4.

Таблица 4 – Параметры ЛЭП

Начало линии	Конец линии	r_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , мкСм	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	0,28	0,41	2,76	4,05	5,94	-39,94
оп. 162	АТЭЦ	0,20	0,42	2,70	0,53	1,12	-7,17
оп. 163	АТЭЦ	0,20	0,42	2,70	0,53	1,12	-7,20
оп. 128	оп. 162	0,20	0,42	2,70	1,55	3,30	-21,19
оп. 129	оп. 163	0,20	0,42	2,70	1,52	3,22	-20,73
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	0,20	0,42	2,70	0,33	0,71	-4,53
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	0,20	0,42	2,70	0,33	0,71	-4,55
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	0,20	0,42	2,70	5,60	11,88	-76,39
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	0,20	0,42	2,70	5,63	11,94	-76,76
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	0,28	0,41	2,76	1,74	2,55	-17,13
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/г	0,20	0,42	2,70	3,36	7,12	-45,79
ПС 110 кВ Надеждинская/г	ПС 110 кВ Уссурийск/г	0,20	0,42	2,70	9,42	19,99	-128,52
ПС 110 кВ Уссурийск/г	оп.13	0,31	0,42	2,61	0,15	0,21	-1,28
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	0,31	0,42	2,61	0,34	0,46	-2,87
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	0,25	0,43	2,66	1,20	2,05	-12,77
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	0,25	0,43	2,66	5,48	9,39	-58,52
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	0,25	0,43	2,66	5,05	8,66	-53,92
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	0,25	0,43	2,66	0,20	0,34	-2,13
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	0,25	0,43	2,66	2,34	4,01	-25,00
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	0,25	0,43	2,66	0,01	0,02	-0,10
оп.105	ПС 110 кВ Западная	0,25	0,43	2,66	5,17	8,87	-55,23
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	0,20	0,40	2,83	12,06	24,17	-170,6

Математическая модель электрической сети приведена в Приложении А.

1.4.3 Верификация математической модели

Для того, в дальнейшем использовать математическую модель для анализа существующего режима, необходимо сравнить напряжения в узлах с результатами контрольных замеров, отклонения между ними должны быть не более 10 %.

Сравнение значений напряжений в узлах представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение напряжений в узлах расчетной модели

Название	$U_{\text{расч}}$, кВ	$U_{\text{контр}}$, кВ	Погрешность, %
1	2	3	4
АТЭЦ 220 кВ	220,81	217,45	1,52
н-ль1	220,38	215,76	2,10
н-ль2	220,38	223,65	-1,48
110 кВ	115,89	112,56	2,88
Г5	10,20	10,20	0,00
Г6	10,20	10,20	0,00
Г7	10,40	10,40	0,00
Г8	9,80	9,80	0,00
ПС 110 кВ Шахта 7	113,77	112,45	1,16
ПС 110 кВ Западная	113,15	114,60	-1,28
ПС 110 кВ Кролевцы	114,91	116,40	-1,30
ПС 110 кВ Надежденская/т	112,28	115,40	-2,78
ПС 110 кВ Уссурийск/т	112,88	117,50	-4,09
ПС 110 кВ Кожзавод	114,70	116,40	-1,48
ПС 110 кВ Уссурийск-1	115,00	118,50	-3,04
оп. 128	114,95	114,40	0,48
оп. 129	114,96	114,40	0,48
оп. 162	115,66	114,55	0,96
оп. 163	115,65	116,63	-0,85
оп. 13	112,88	116,40	-3,12
ПС 110 кВ Тереховка	114,05	114,34	-0,25
ПС 110 кВ Раздольное-2	113,20	115,30	-1,85
ПС 110 кВ Раздольное 1	113,17	112,50	0,59
ПС 110 кВ Кипарисово	113,12	112,30	0,72
оп. 105	113,12	111,54	1,39

По полученным результатам сравнения рассчитанных значений сформированной математической модели и существующих значений контрольных замеров делаем вывод о том, что модель является действительной.

1.4.4 Анализ существующих режимов

Анализ существующих электрических режимов электроэнергетической сети проводится с целью выявления «узких» мест, определения необходимости оптимизации режима или реконструкции электрической сети.

Анализ режимов можно разделить на следующие составляющие:

- анализ напряжения в узлах центров питания;
- анализ проводников по длительно-допустимым, аварийно-допустимым токовым нагрузкам и плотности тока;
- анализ загрузки трансформаторов центра питания.

В соответствии с [21] «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» отклонения напряжения на шинах подстанции не должны превышать 10 %. Помимо качества от отклонения напряжения зависит статическая устойчивость электроэнергетической сети. В соответствии с [1] напряжения не должны приближаться к границе статической устойчивости, т.е. к $0,7 \cdot U_{ном}$. Также напряжение не должно превышать наибольшее рабочее значение, принятые.

Длительно допустимый ток характеризует нагрузку проводника до длительно допустимой температуры, согласно ПУЭ составляет 70 °С. Аварийно допустимый ток характеризует нагрузку проводника до аварийно допустимой температуры при заданных климатических условиях, значение которой равна наименьшей из двух условий: механическая прочность провода, материала провода (сталеалюминевые провода – 90 °С, медные провода – 80 °С), условие сохранения габаритов ВЛ до земли, препятствий и пересечений [4].

По загрузке силовых трансформаторов подстанций определяется эффективность работы трансформатора, возможность присоединения новых

потребителей, а также разработки мероприятий по оптимизации работы трансформаторов.

Относительные потери активной мощности определяются как отношение потери активной мощности электрической сети к общей нагрузке электрической сети.

Таблица 6 – Значения напряжений нормального режима в зимний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	111,02	0,93
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	115,00	4,55
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	114,70	4,27
ПС 110 кВ Западная	110,00	111,31	1,19
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	112,93	2,66
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	111,87	1,70
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	110,42	0,38
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	112,07	1,88
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	112,12	1,93
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	113,49	3,17
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	111,78	1,62

Таблица 7 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	107,59	-2,19
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	110,00	0,00
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	109,68	-0,29
ПС 110 кВ Западная	110,00	107,92	-1,89
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	111,37	1,25
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	107,63	-2,15
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	106,99	-2,74
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	108,02	-1,80
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	108,05	-1,77
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	108,98	-0,93
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	107,94	-1,87

Таблица 8 – Значения напряжений нормального режима в летний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	106,64	-3,05
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	112,00	1,82
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	111,80	1,64
ПС 110 кВ Западная	110,00	110,75	0,68
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	113,97	3,61
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	111,79	1,63
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	108,58	-1,29
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	110,40	0,36
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	110,41	0,37
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	111,08	0,98
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	110,42	0,38

Таблица 9 – Значения напряжений послеаварийного режима в летний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	100,70	-8,45
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	112,00	1,82
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	111,80	1,64
ПС 110 кВ Западная	110,00	105,12	-4,44
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	110,53	0,48
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	104,61	-4,90
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	102,79	-6,55
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	107,12	-2,62
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	100,26	-8,85
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	109,48	-0,47
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	106,46	-3,22

Таблица 10 – Токовая нагрузка нормального режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительно допустимого к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	474,2	578,3	327,99	69,17	56,72
оп. 162	АТЭЦ	696,5	849,8	208,58	29,95	24,54
оп. 163	АТЭЦ	696,5	849,8	211,20	30,32	24,85
оп. 128	оп. 162	696,5	849,8	208,75	29,97	24,56
оп. 129	оп. 163	696,5	849,8	211,36	30,35	24,87
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	696,5	849,8	46,81	6,72	5,51
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	696,5	849,8	49,96	7,17	5,88
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	696,5	849,8	163,34	23,45	19,22
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	696,5	849,8	162,77	23,37	19,15
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	474,2	578,3	260,05	54,84	44,97
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	696,5	849,8	158,13	22,70	18,61
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	696,5	849,8	122,64	17,61	14,43
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	527,6	640,2	0,08	0,02	0,01
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	527,6	640,2	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	605	737,3	94,76	15,66	12,85
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	605	737,3	53,83	8,90	7,30
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	605	737,3	57,68	9,53	7,82
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	605	737,3	59,36	9,81	8,05
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	605	737,3	99,83	16,50	13,54
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	605	737,3	13,29	2,20	1,80
оп.105	ПС 110 кВ Западная	605	737,3	112,51	18,60	15,26
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	607,8	741,5	209,95	34,54	28,32

Таблица 11 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	474,2	578,3	0,00	0,00	0,00
оп. 162	АТЭЦ	696,5	849,8	352,77	50,65	41,51
оп. 163	АТЭЦ	696,5	849,8	357,19	51,29	42,03
оп. 128	оп. 162	696,5	849,8	352,92	50,67	41,53
оп. 129	оп. 163	696,5	849,8	357,33	51,31	42,05
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	696,5	849,8	45,92	6,59	5,40
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	696,5	849,8	51,36	7,37	6,04
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	696,5	849,8	308,57	44,30	36,31
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	696,5	849,8	307,43	44,14	36,18
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	474,2	578,3	72,28	15,24	12,50
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	696,5	849,8	161,15	23,14	18,96
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	696,5	849,8	124,73	17,91	14,68
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	527,6	640,2	0,08	0,02	0,01
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	527,6	640,2	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	605	737,3	94,76	15,66	12,85
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	605	737,3	51,23	8,47	6,95
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	605	737,3	51,86	8,57	7,03
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	605	737,3	49,53	8,19	6,72
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	605	737,3	60,87	10,06	8,26
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	605	737,3	13,46	2,23	1,83
оп.105	ПС 110 кВ Западная	605	737,3	72,29	11,95	9,81
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	607,8	741,5	249,26	41,01	33,62

Таблица 12 – Токовая нагрузка нормального режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	337	411	390,03	115,74	94,90
оп. 162	АТЭЦ	495	604	223,51	45,15	37,01
оп. 163	АТЭЦ	495	604	226,31	45,72	37,47
оп. 128	оп. 162	495	604	223,87	45,23	37,06
оп. 129	оп. 163	495	604	226,66	45,79	37,53
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	495	604	28,64	5,79	4,74
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	495	604	32,16	6,50	5,32
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	495	604	197,21	39,84	32,65
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	495	604	196,49	39,69	32,53
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	337	411	281,63	83,57	68,52
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	495	604	226,16	45,69	37,44
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	495	604	223,19	45,09	36,95
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	375	455	0,08	0,02	0,02
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	375	455	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	430	524	58,45	13,59	11,15
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	430	524	258,66	60,15	49,36
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	430	524	263,09	61,18	50,21
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	430	524	266,26	61,92	50,81
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	430	524	282,03	65,59	53,82
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	430	524	10,52	2,45	2,01
оп.105	ПС 110 кВ Западная	430	524	289,68	67,37	55,28
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	432	527	468,52	108,45	88,90

Таблица 13 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ПС 110 кВ Шахта 7	337	411	0,00	0,00	0,00
оп. 162	АТЭЦ	495	604	0,00	0,00	0,00
оп. 163	АТЭЦ	495	604	769,84	155,52	127,46
оп. 128	оп. 162	495	604	1,35	0,27	0,22
оп. 129	оп. 163	495	604	770,24	155,60	127,52
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	495	604	333,10	67,29	55,15
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	495	604	395,43	79,89	65,47
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	495	604	334,87	67,65	55,44
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	495	604	376,40	76,04	62,32
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	337	411	117,27	34,80	28,53
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	495	604	240,75	48,64	39,86
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	495	604	235,64	47,60	39,01
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	375	455	0,07	0,02	0,02
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	375	455	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	430	524	58,45	13,59	11,15
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	430	524	236,63	55,03	45,16
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	430	524	240,49	55,93	45,90
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	430	524	240,10	55,84	45,82
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	430	524	244,42	56,84	46,65
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	430	524	10,91	2,54	2,08
оп.105	ПС 110 кВ Западная	430	524	289,68	67,37	55,28
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	432	527	468,52	108,45	88,90

Таблица 14 – Загрузка трансформаторов в зимний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
1	2	5	6	7
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	15,40	38,51	76,79
	2	15,31	48,61	97,51
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	22,03	55,08	95,26
	2	16,07	40,18	95,26
ПС 110 кВ Кожзавод	1	9,10	22,75	45,83
	2	9,23	29,30	58,19
ПС 110 кВ Западная	1	8,36	20,89	98,87
	2	31,19	77,98	98,87
ПС 110 кВ Кролевцы	1	12,21	48,83	76,65
	2	6,96	27,83	76,65
ПС 110 кВ Шахта-7	1	6,89	43,05	86,10
	2	6,89	43,05	86,10
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	8,22	20,55	40,76
	2	8,08	20,20	40,76
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	7,72	48,23	48,23
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	0,89	5,59	5,59
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,45	7,10	14,20
	2	0,45	7,10	14,20
ПС 110 кВ Кипарисово	1	2,57	40,81	40,81

Таблица 15 – Загрузка трансформаторов в летний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка трансформаторов	Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме
1	2	5	6	7
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	12,92	32,31	64,59
	2	12,91	40,98	82,01
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	19,29	48,22	96,91
	2	19,48	48,69	96,91
ПС 110 кВ Кожзавод	1	8,14	20,35	28,29
	2	3,18	10,08	35,93
ПС 110 кВ Западная	1	5,65	14,12	53,17
	2	15,62	39,05	53,17
ПС 110 кВ Кролевцы	1	9,68	38,71	48,01
	2	2,33	9,30	48,01
ПС 110 кВ Шахта-7	1	5,50	34,39	73,54
	2	6,26	39,15	73,54
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	10,81	27,02	54,04
	2	10,81	27,02	54,04
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	6,04	37,76	37,76
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	1,66	10,40	10,40
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,41	6,54	11,56
	2	0,32	5,02	11,56
ПС 110 кВ Кипарисово	1	2,01	31,94	31,94

Значения, выделенные полужирным начертанием, показывают элементы, которые являются наиболее загруженными.

В результате расчета нормального установившегося режима в зимний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 474,2 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 578,28 А, загрузка достигает 69,17 % и 56,72 % соответственно. Самым загруженным силовым трансформатором в рассматриваемом режиме является Т-1 ПС 110 кВ Уссурийск-1, в послеаварийном режиме работы загрузка равна 97,51 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят об неэффективной загрузке трансформаторов, в качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 6,97 МВт при общей нагрузке активной мощности 379 МВт, т.е. 1,84 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети.

В качестве послеаварийного установившегося режима в зимний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение самой загруженной ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 696,47 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 849,83 А, загрузка достигает 51,29 % и 42,03 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 9,15 МВт, это 2,41 % от общей нагрузки.

При расчете нормального установившегося режима в летний период нагрузки. Напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы, самое близкое значение к предельным является 106,64 кВ на ПС 110 кВ

Уссурийск/т. Самой загруженной линией является также ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 337 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 411 А, загрузка достигает 115,74 % и 94,90 % соответственно. Данные показатели говорят о том, что длительная загрузка данной ЛЭП может привести к нарушению электроснабжения. Потери активной мощности в нормальном режиме в летний период нагрузки составляют 19,31 МВт, это 5,97 % от общей нагрузки 323 МВт, режим работы электрической сети можно назвать эффективным.

В качестве послеаварийного установившегося режима в летний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение самой загруженной ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 и отключенное состояние ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная при плановой ремонте. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах, самое минимальное из них наблюдается на ПС 110 кВ Уссурийск/т – 100,70 кВ. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 604 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 769,84 А, загрузка достигает 155,52 % и 127,46 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 25,57 МВт, это 7,92 % от общей нагрузки.

В результате анализа электрических режимов наблюдаются «узкие места» электрической сети рассматриваемого района проектирования, которые нужно учесть при формировании оптимальных вариантов реконструкции сети.

1.5 Обоснование целесообразности реконструкции электрических сетей

Как видно из анализа режимной ситуации существующей электрической сети Артёмовского городского округа «узкими местами» являются ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 и ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная №1, №2. Перегрузка этих элементов длительное время может привести к плачевным

последствиям. В данном случае режимные мероприятия по ограничению загрузки вышеуказанных элементов электрической сети скорее всего будут неэффективны, что наводит на изменение параметров электрической сети, один из вариантов которых является замена проводника на всем участке рассматриваемых ЛЭП. При подключении новых потребителей значения максимальных токов будут стремиться к критическим значениям, что отрицательно повлияет на надежность и качество электроснабжения. Для решения данной проблемы необходимо разработать несколько вариантов реконструкции электрической сети с учётом технологического присоединения новых потребителей, а именно транспортно-логистический центр «Артём» с ориентировочной мощностью нагрузки 28 МВт, территориально расположенный вблизи Артёмовской ТЭЦ в Артёмовском городском округе.

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе необходимо рассчитать вероятностные характеристики электрических нагрузок с учётом прогноза на 5 лет из контрольных замеров, полученных в ходе прохождения преддипломной практики.

2.1 Вероятностные характеристики электрической нагрузки

К вероятностным характеристикам электрической нагрузки относятся средняя, среднеквадратичная (эффективная) и максимальная мощности. Средняя мощность необходима для выбора и расчета электропотребления. Среднеквадратичная мощность нагрузки используется для расчета потерь в сети. Максимальную мощность учитывают при выборе основного силового оборудования, кроме силовых трансформаторов и проводников линий электропередачи [9].

Средняя активная мощность:

$$P_{cp.з} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з} \cdot t_i, \quad (11)$$

где $P_{i.з}$ – ордината графика нагрузки на i -ый час суток, МВт;

t_i – час суток (в течение каждого часа), час;

T – период наблюдения (24 часа), час.

Эффективная (среднеквадратичная) активная мощность:

$$P_{эф.з} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_{i.з}^2 \cdot t_i}. \quad (12)$$

Максимальную мощность нагрузки определяют по наибольшему значению нагрузки за 24 часа контрольных замеров.

Реактивная составляющая нагрузки определяется аналогичным образом.

В качестве примера рассмотрим расчет нагрузок ПС 110 кВ Уссурийск Т1.

Средняя активная мощность:

$$P_{cp.3} = \frac{10,07 + 10,48 + 10,26 + 10,37 + 10,46 + 10,48 + 10,55 + 11,29 + 11,27 + 12,36 + 12,36 + 13,48 + 14,1 + 14 + 14 + 13,2 + 13,15 + 12,79 + 12,4 + 10,3 + 9,8 + 11,5 + 11,2 + 11,7}{24} = 11,73 \text{ МВт};$$

$$P_{cp.3} = \sqrt{\frac{10,07^2 + 10,48^2 + 10,26^2 + 10,37^2 + 10,46^2 + 10,48^2 + 10,55^2 + 11,29^2 + 11,27^2 + 12,36^2 + 12,36^2 + 13,48^2 + 14,1^2 + 14^2 + 14^2 + 13,2^2 + 13,15^2 + 12,79^2 + 12,4^2 + 10,3^2 + 9,8^2 + 11,5^2 + 11,2^2 + 11,7^2}{24}} = 11,82 \text{ МВт};$$

$$P_{max} = 14,1 \text{ МВт}.$$

Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети представлены на таблице 16.

Таблица 16 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок существующей сети

Название ПС	№ СТ	Период летних нагрузок						Период зимних нагрузок					
		Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар	Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	10,00	4,00	10,03	4,17	12,00	4,80	11,75	5,17	11,80	5,39	14,10	6,20
	2	10,08	3,75	10,52	3,91	12,10	4,50	11,67	5,17	12,17	5,39	14,00	6,20
ПС 110 кВ Уссурийск-г	1	10,00	12,58	10,43	13,13	12,00	15,10	17,67	5,00	18,43	5,22	21,20	6,00
	2	10,25	12,58	10,70	13,13	12,30	15,10	12,83	3,83	13,39	4,00	15,40	4,60
ПС 110 кВ Кожзавод	1	6,00	3,17	6,26	3,30	7,20	3,80	7,00	2,92	7,30	3,04	8,40	3,50
	2	2,33	1,25	2,43	1,30	2,80	1,50	7,08	3,00	7,39	3,13	8,50	3,60
ПС 110 кВ Западная	1	4,33	1,83	4,52	1,91	5,20	2,20	6,50	2,50	6,78	2,61	7,80	3,00
	2	12,33	4,17	12,87	4,35	14,80	5,00	25,25	6,17	26,35	6,43	30,30	7,40
ПС 110 кВ Кролевцы	1	7,42	3,17	7,74	3,30	8,90	3,80	9,67	3,17	10,09	3,30	11,60	3,80
	2	1,75	0,83	1,83	0,87	2,10	1,00	5,50	1,83	5,74	1,91	6,60	2,20
ПС 110 кВ Шахта-7	1	4,33	1,50	4,52	1,57	5,20	1,80	5,58	1,33	5,83	1,39	6,70	1,60
	2	5,00	1,50	5,22	1,57	6,00	1,80	5,58	1,33	5,83	1,39	6,70	1,60
ПС 110 кВ Надеждинская/г	1	7,00	5,67	7,30	5,91	8,40	6,80	4,50	5,17	4,70	5,39	5,40	6,20
	2	7,00	5,67	7,30	5,91	8,40	6,80	4,42	5,08	4,61	5,30	5,30	6,10
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	4,42	2,42	4,61	2,52	5,30	2,90	6,08	2,08	6,35	2,17	7,30	2,50
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	1,17	0,75	1,22	0,78	1,40	0,90	0,67	0,33	0,70	0,35	0,80	0,40
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,33	0,08	0,35	0,09	0,40	0,10	0,33	0,17	0,35	0,17	0,40	0,20
	2	0,25	0,08	0,26	0,09	0,30	0,10	0,33	0,17	0,35	0,17	0,40	0,20
ПС 110 кВ Кипарисово	1	1,50	0,75	1,57	0,78	1,80	0,90	2,08	0,50	2,17	0,52	2,50	0,60

2.2 Расчет и электрических нагрузок с учётом прогноза

Для разработки вариантов реконструкции электрической сети необходимо учитывать прирост электрической нагрузки с течением времени на 5 лет вперед.

Прогноз нагрузки производится с использованием формул сложных процентов.

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (13)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет 4,4 %, согласно Схеме и программе развития электроэнергетики Приморского края. Срок прогнозирования равен 5 годам.

В качестве примера рассмотрим прогнозирование нагрузки для ПС 110 кВ Уссурийск Т1:

$$P_{\max}^{прогн} = 12,48 \cdot (1 + 0,044)^5 = 15,18 \text{ МВт.}$$

Вероятностные характеристики представлены в таблице 6. Результаты прогнозирования представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты прогнозирования электрических нагрузок до 2028 года.

Название ПС	№ СТ	Период летних нагрузок						Период зимних нагрузок					
		Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар	Рср, МВт	Qср, Мвар	Рэф, МВт	Qэф, Мвар	Рmax, МВт	Qmax, Мвар
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	12,65	5,06	13,20	5,28	15,18	6,07	14,87	6,54	15,51	6,82	17,84	7,84
	2	12,76	4,74	13,31	4,95	15,31	5,69	14,76	6,54	15,40	6,82	17,71	7,84
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	12,65	15,92	13,20	16,61	15,18	19,11	22,35	6,33	23,33	6,60	26,82	7,59
	2	12,97	15,92	13,53	16,61	15,56	19,11	16,24	4,85	16,94	5,06	19,49	5,82
ПС 110 кВ Кожзавод	1	7,59	4,01	7,92	4,18	9,11	4,81	8,86	3,69	9,24	3,85	10,63	4,43
	2	2,95	1,58	3,08	1,65	3,54	1,90	8,96	3,80	9,35	3,96	10,76	4,56
ПС 110 кВ Западная	1	5,48	2,32	5,72	2,42	6,58	2,78	8,22	3,16	8,58	3,30	9,87	3,80
	2	15,61	5,27	16,28	5,50	18,73	6,33	31,95	7,80	33,34	8,14	38,34	9,36
ПС 110 кВ Кролевцы	1	9,38	4,01	9,79	4,18	11,26	4,81	12,23	4,01	12,76	4,18	14,68	4,81
	2	2,21	1,05	2,31	1,10	2,66	1,27	6,96	2,32	7,26	2,42	8,35	2,78
ПС 110 кВ Шахта-7	1	5,48	1,90	5,72	1,98	6,58	2,28	7,06	1,69	7,37	1,76	8,48	2,02
	2	6,33	1,90	6,60	1,98	7,59	2,28	7,06	1,69	7,37	1,76	8,48	2,02
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	8,86	7,17	9,24	7,48	10,63	8,60	5,69	6,54	5,94	6,82	6,83	4,84
	2	8,86	7,17	9,24	7,48	10,63	8,60	5,59	6,43	5,83	6,71	6,71	4,72
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	5,59	3,06	5,83	3,19	6,71	3,67	7,70	2,64	8,03	2,75	9,24	3,16
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	1,48	0,95	1,54	0,99	1,77	1,14	0,84	0,42	0,88	0,44	1,01	0,51
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,42	0,11	0,44	0,11	0,51	0,13	0,42	0,21	0,44	0,22	0,51	0,25
	2	0,32	0,11	0,33	0,11	0,38	0,13	0,42	0,21	0,44	0,22	0,51	0,25
ПС 110 кВ Кипарисово	1	1,90	0,95	1,98	0,99	2,28	1,14	2,64	0,63	2,75	0,66	3,16	0,76
ПС 110 кВ ТЛЦ Артем	1	11,76	4,70	12,27	4,91	14,11	5,65	14,19	5,68	14,81	5,92	17,03	6,81
	2	11,76	4,70	12,27	4,91	14,11	5,65	14,19	5,68	14,81	5,92	17,03	6,81

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе необходимо разработать несколько вариантов электрической сети, проанализировать их и выбрать наиболее оптимальный. Для этого необходимо разработать и провести технический анализ нескольких вариантов реконструкции сети. После будет выбран оптимальный вариант для дальнейшего проектирования.

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции

В данной работе рассматривается реконструкция электрических сетей Артёмовского городского округа, что включает в себя подключение ПС ТЛЦ «Артём». Для этого необходимо разработать четыре варианта конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) в замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения. Кольцевые сети более надежные и удобные в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутый вариант сетей более прост в исполнении и имеет меньший уровень потерь, но менее надежен.

2) повышение надежности питания ПС ТЛЦ «Артём», которая предназначена для электроснабжения потребителя первой категории. Электроприёмники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб и т.д. Отсюда необходимость обеспечения потребителя электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

При выборе РУ ПС необходимо учитывать число подходящих линий к ПС и класс номинального напряжения. Для этого необходимо выбрать более упрощенные схемы ПС, с наименьшим числом выключателей [15].

Исходя из этих требований и от количества присоединений на высокой стороне узловой подстанции, ОРУ необходимо выполнить по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». На рисунке 6 представлена схема РУ 5АН [28].

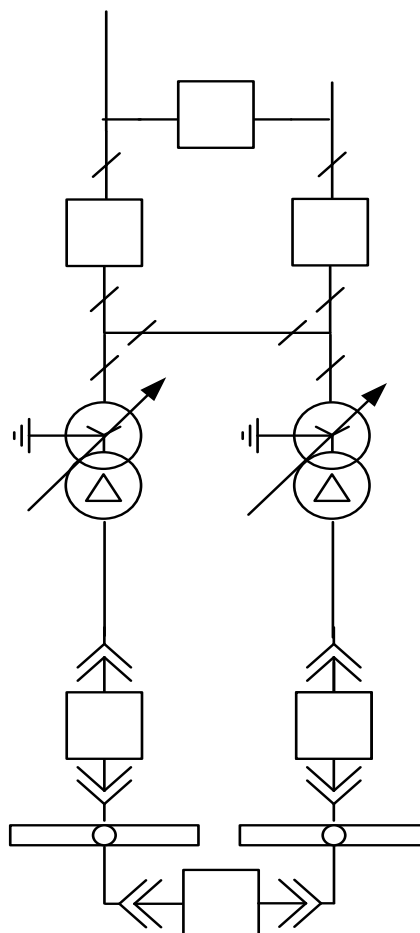


Рисунок 6 – Упрощенная схема РУ 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

Исходя из данных требований составим четыре упрощенных варианта реконструкции электрической сети, которые представлены на рисунках 7-10.

В таблице 18 представлены суммарные длины линий каждой из схем и соответствующие им число выключателей.

Таблица 18 – Суммарные длины линий и количество выключателей в разработанных схемах

№ схемы	Суммарная длина линий, км	Количество выключателей
1	14	3
2	14	3
3	85	6
4	21	5

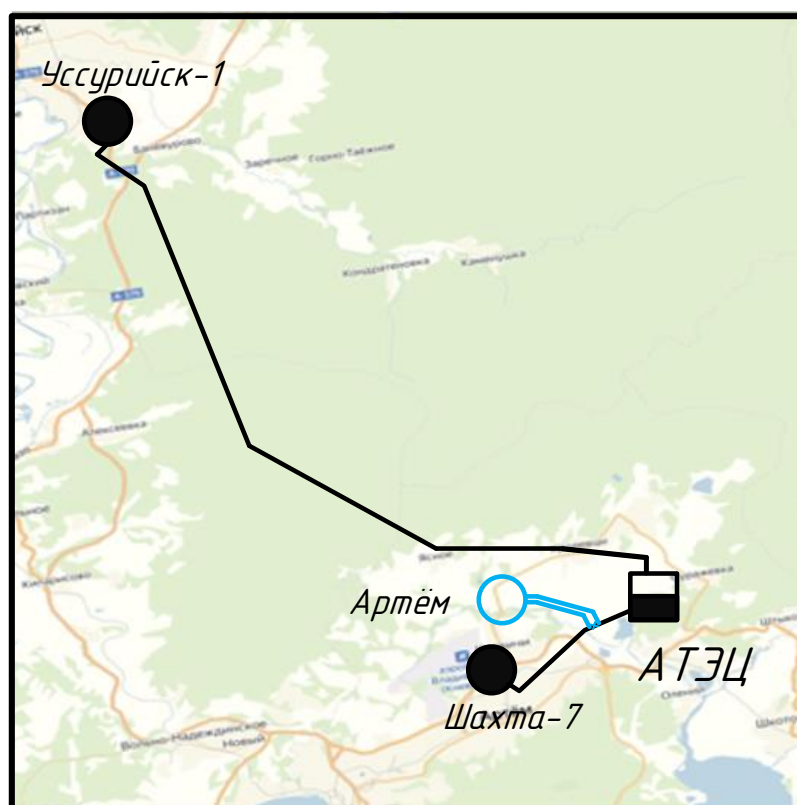


Рисунок 7 – Вариант №1 реконструкции электрической сети

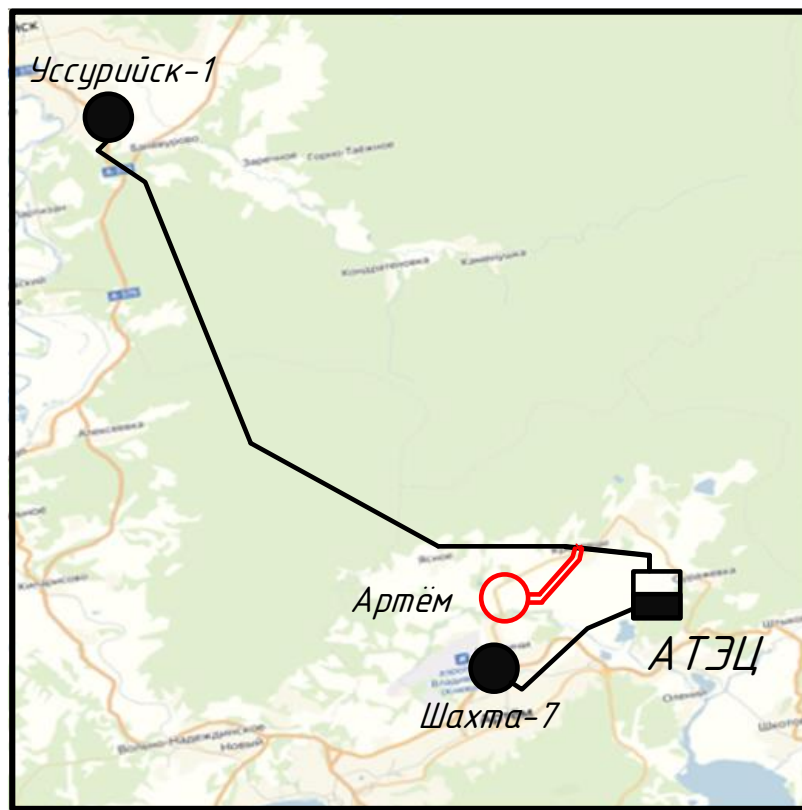


Рисунок 8 – Вариант №2 реконструкции электрической сети

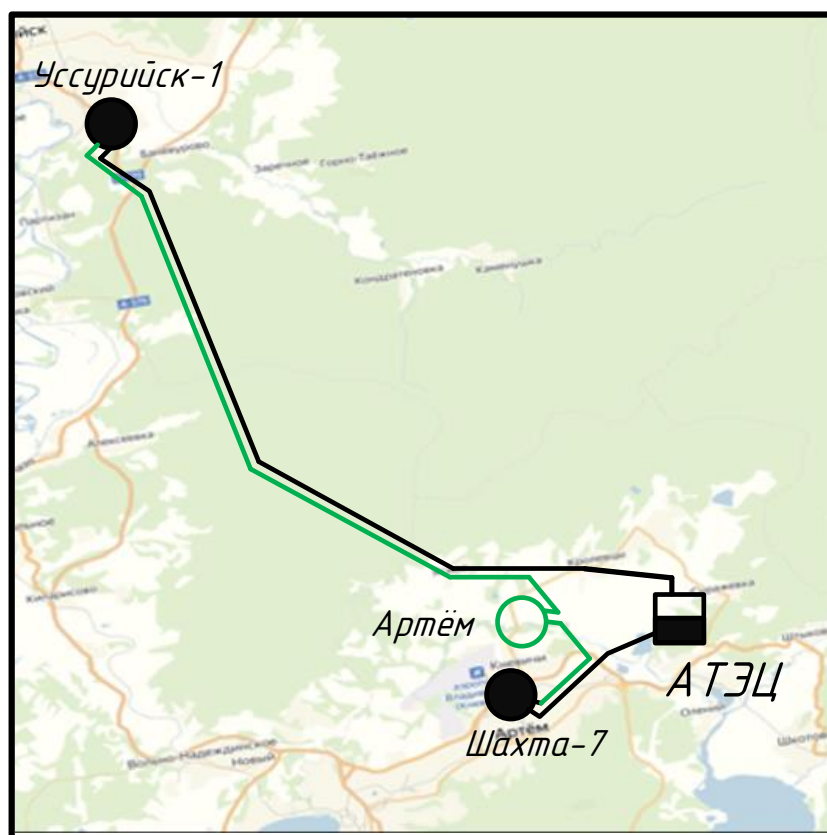


Рисунок 9 – Вариант №3 реконструкции электрической сети

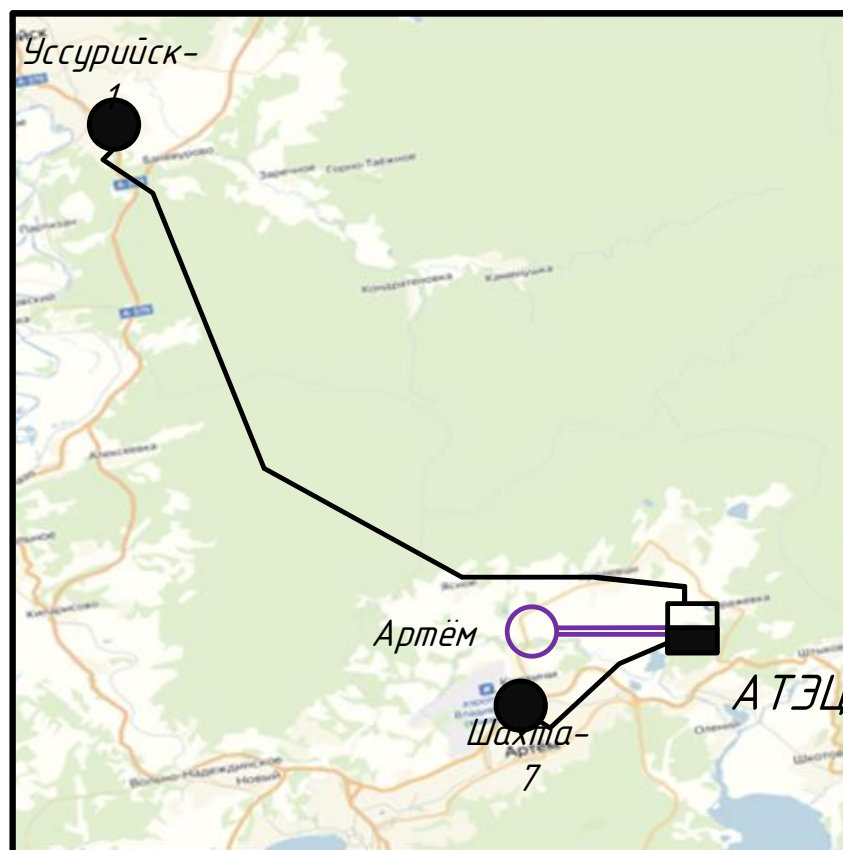


Рисунок 10 – Вариант №4 реконструкции электрической сети

Варианта реконструкции №1 предполагает реконструкцию ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 с образованием ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Артём длиной 10 км и ВЛ 110 кВ Артём – Шахта 7 длиной 18 км. Такое решение увеличит пропускную способность от Артёмовской ТЭЦ до 110 кВ Шахта 7.

Вариант реконструкции №2 предполагает реконструкцию ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Уссурийск-1 с образованием ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» длиной 10 км и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Уссурийск-1 длиной 66 км.

Вариант реконструкции №3 предлагает строительство новой ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Уссурийск-1 длиной 69 км, ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7 длиной 16 км и расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Уссурийск с установкой одной линейной ячейки, реконструкции РУ 110 кВ ПС 110 кВ Шахта 7 с расширением одной линейной ячейки и установкой секционного выключателя.

Вариант реконструкции №4 предполагает строительство новой двухцепной линии ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» цепь I, ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» цепь II и расширение РУ 110 кВ Артёмовской ТЭЦ с установкой двух линейных ячеек.

Выбор наиболее оптимального варианта реконструкции электрической сети будет осуществляться по следующим показателям:

- меньшая суммарная длина линии;
- минимальное количество выключателей.

По данным показателям для дальнейшей технической проработки самым оптимальным вариантом реконструкции электрической сети является вариант №1, отличающийся наименьшей суммарной длиной реконструированной линии и наименьшим количеством вновь вводимых выключателей.

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение электрической сети влияет на технико-экономические показатели, от которого зависит дальнейший выбор первичного оборудования. При повышении класса номинального напряжения электрической сети также растут капитальные вложения в возведение линий электропередачи и распределительных устройств подстанции, но при этом уменьшаются издержки на потери электроэнергии и сечение проводника [30].

Основными параметрами при выборе напряжения являются мощность, протекающая по проводнику и длина самого проводника.

Рассматриваемый вариант предполагает реконструкцию существующей ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 с заменой проводника на более сечение и строительством заходов на ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём», в результате чего образуется ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7. Следовательно выбор номинального напряжения не требуется [29].

3.3 Компенсация реактивной мощности

Генераторы электростанции являются основными источниками реактивной мощности. В электрических сетях также применяют дополнительные

источники реактивной мощности – компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ являются конденсаторные батареи, которые устанавливаются на подстанциях потребителей.

Реактивная мощность генерируется не только в генераторах, но и в компенсирующих устройствах, таких как: статические конденсаторы или синхронные компенсаторы. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ВЛ напряжением выше 110 кВ, 20% – КУ, расположенными на ПС или у потребителя.

По приказу Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии)» расчет компенсации реактивной мощности производится по предельному значению $tg\phi_{пред}$.

$$Q_{КУ} = \frac{(Q_{max} - P_{max} \cdot tg\phi_{пред.})}{n_{с.ш.}} \quad (14)$$

где P_{max} и Q_{max} – максимальные значения активной и реактивной мощности нагрузки подстанций, МВт и Мвар;
 $n_{сш}$ – число секций шин.

Расчётная нагрузки компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ}^{факт.} = 2 \cdot n \cdot Q_{КУ}^{ном}, \quad (15)$$

где $Q_{КУ}^{ном}$ – номинальная мощность КУ, Мвар;
 n – количество БК.

Значение коэффициента реактивной мощности в рассматриваемой сети не превышает 0,4, поэтому компенсация рассматриваемого участка сети не требуется.

В качестве примера рассмотрим расчёт компенсации реактивной мощности на ПС 110 кВ Уссурийск-1:

$$Q_{KV} = \frac{(15,68 - 35,68 \cdot 0,5)}{2} = -1,08 \text{ Мвар.}$$

Для рассматриваемых подстанций расчет проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 19.

Таблица 19– Мощность компенсирующих устройств для подстанций

Название ПС	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Qку, Мвар
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск-1	35,555	15,69	-1,044
ПС 110 кВ Уссурийск-г	46,311	13,412	-4,871
ПС 110 кВ Кожзавод	21,384	8,9838	-0,854
ПС 110 кВ Западная	48,209	13,159	-5,473
ПС 110 кВ Кролевцы	23,029	7,5919	-1,961
ПС 110 кВ Шахта-7	16,955	4,049	-2,214
ПС 110 кВ Надеждинская/г	13,539	6,56	-0,105
ПС 110 кВ Раздольное-1	9,2368	3,1633	-0,728
ПС 110 кВ Раздольное-2	1,0123	0,5061	0
ПС 110 кВ Тереховка	1,0123	0,5061	0
ПС 110 кВ Кипарисово	3,1633	0,7592	-0,411
ПС 110 кВ ТЛЦ Артем	41	16,4	-2,05

По полученным результатам видно, что компенсация реактивной мощности в рассматриваемой сети не требуется.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Сечение провода является важным параметром линии. При увеличении сечения проводника уменьшается издержки на потерю электроэнергии, но увеличивается стоимость на сооружение ЛЭП.

В данной работе сечение проводника выбирается по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетные значения тока, протекающие по проводнику.

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (16)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, при числе часов использования максимальной нагрузки в год, равным 5832 ч, принимаем равным 1,2 [4];

I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, кА.

Максимальный ток, протекающий по ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём»:

$$I_{\max. АТЭЦ-ТЛЦ. Артём} = \frac{\sqrt{71,4^2 + 24,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,396 \text{ кА};$$

Расчетное значение тока ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём»:

$$I_{p. АТЭЦ-ТЛЦ. Артём} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,396 = 0,475 \text{ кА}.$$

Максимальный ток, протекающий по ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7:

$$I_{\max. \text{ТЛЦ. Артём-Шахта7}} = \frac{\sqrt{37^2 + 10,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,202 \text{ кА};$$

Расчетное значение тока ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7»:

$$I_{p. \text{ТЛЦ. Артём-Шахта7}} = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,202 = 0,242 \text{ кА}.$$

Для ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» предварительно выбираем сечение АС-240/32, для ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7 выбираем сечение АС-240/32. Длительно допустимый и аварийно допустимый токи для АС-240/32 при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равны 801 А и 985 А соответственно. Отношение длительно допустимого и аварийно допустимого тока и максимального тока в послеаварийном режиме, протекающего по ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» равны 92,1 % и 66,4 % соответственно. Отношение длительно допустимого и аварийно допустимого тока и максимального тока в послеаварийном режиме, протекающего по ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7 равны 64,2 % и 46,3 % соответственно [4].

Для ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Артёмовская ТЭЦ выбираем провод маркой АС-240/32.

3.5 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов при реконструкции сети

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся

в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигается при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки. [12]

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp.z.i}^2 + Q_{неск.z.i}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (17)$$

где $P_{cp.z.i}$ – среднее значение активной мощности в зимний период, МВт;

$Q_{неск.z.i}$ – некомпенсированная мощность в зимний период, Мвар;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки.

$$S_P = \frac{\sqrt{41^2 + 16.4^2}}{2 \cdot 0,7} = 31,56 \text{ МВА.}$$

Округляем полученное значение расчетной мощности трансформатора до ближайшего номинального значения мощности трансформатора. Предварительно примем к установке трансформаторы маркой ТДН-40000/110.

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{n.авар.} = \frac{\sqrt{P_{cp.z.i}^2 + Q_{неск.z.i}^2}}{(n-1) \cdot S_{Tp}^{ном}} \leq 1,5 \quad (18)$$

$$K_3^{н.авар.} = \frac{\sqrt{41^2 + 16,4^2}}{(2-1) \cdot 40} = 0,52.$$

Примем к установке трансформатор марки ТДН-40000/110 [6].

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткое замыкание – всякое случайное соединение двух точек, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, между токопроводящими частями электроустановки или на землю, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Виды короткого замыкания:

- трехфазное КЗ – $K^{(3)}$;
- двухфазное КЗ (междуфазное) – $K^{(2)}$;
- двухфазное КЗ на землю – $K^{(1,1)}$;
- однофазное КЗ на землю – $K^{(1)}$.

По электрическим параметрам по фазам короткие замыкания могут быть симметричными и несимметричными. Симметричные короткие замыкания – замыкания, при которых все три фазы находятся в одинаковом состоянии, т.е. трехфазные КЗ, остальные являются несимметричными.

Хотя доля трехфазного из общего количества коротких замыканий мало (около 10 %), оно является один из самых тяжелых режимов работы, поэтому во многих определяется для проверки условий работы электрооборудования [23].

В сетях с заземленной нейтралью наиболее частыми являются однофазные КЗ. С увеличением количества подпитки от узлов, электрически связанные с землей (силовые трансформаторы и реакторы с схемой соединения обмоток имеющую заземленную звезду) значение тока однофазного КЗ может превышать трехфазное.

При коротком замыкании, как указано выше, наблюдается резкое увеличение значения тока, протекающего по электрооборудованию, что может привести к механическому повреждению. Помимо тока, наблюдается сильное понижение напряжения вблизи точки замыкания, что может привести к лавинообразному отключению электрооборудования посредством сетевой и режимной автоматики

вплоть до остановки электродвигателей у потребителей и электрогенераторов на электростанциях.

Таким образом короткое замыкание является аварийным и при рассмотрении реконструкции электрической сети в связи с подключением новых потребителей необходимо произвести расчет и анализ токов короткого замыкания.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную математическую модель, включающая в себя рассматриваемый объект реконструкции и смежные элементы электрической сети с перспективой не менее чем в 5 лет после ввода его в эксплуатацию [23].

Для начала необходимо составить расчетную схему замещения рассматриваемой электрической сети на основе принципиальной схемы сети, которая представлена на листе №2 и определить параметры элементов схемы.

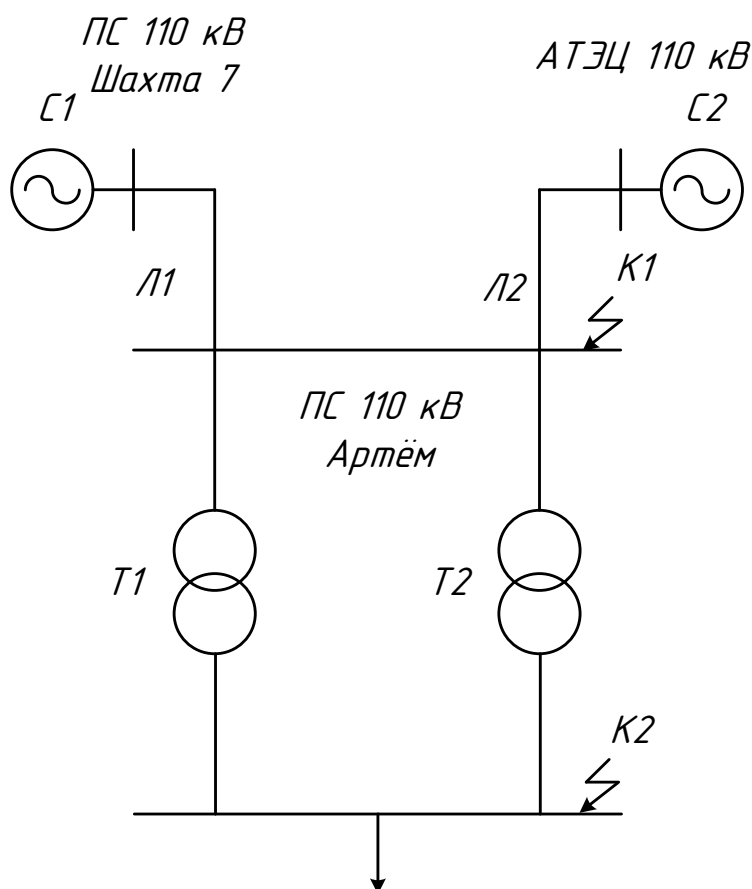
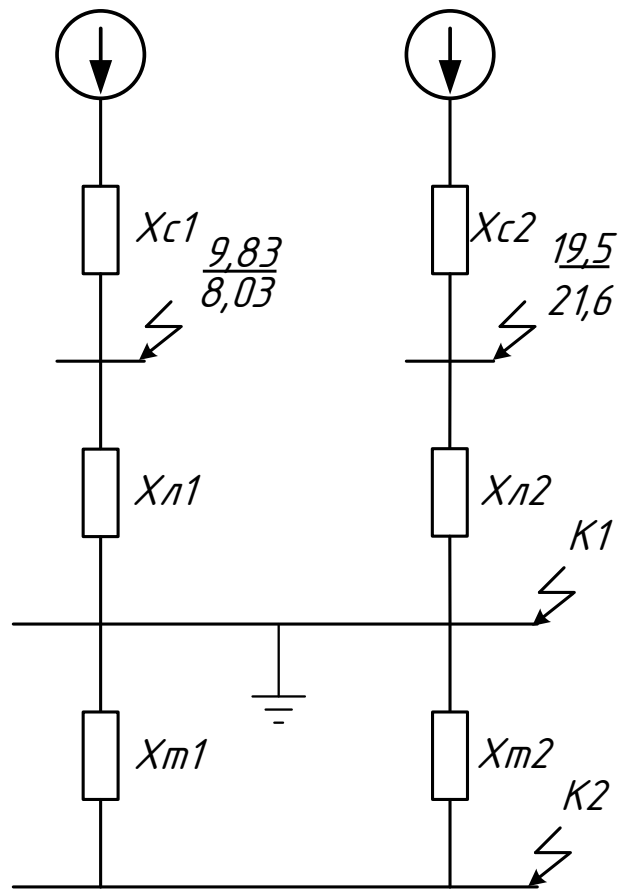


Рисунок 11 – Исходная схема электрической сети

ПС 110 кВ Шахта-7 АТЭЦ 110 кВ



ПС 110 кВ Артем

Рисунок 12 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Параметры эквивалентного источника определим по следующей формуле:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (19)$$

где U_{cp} – класс номинального напряжения среднего ряда, кВ;

$I_K^{(3)}$ – значение тока трехфазного короткого замыкания, кА.

Параметры линий электропередачи:

$$X_{л} = X_{уд} \cdot L, \quad (20)$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

L – длина ЛЭП, км.

Параметры силового трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{cp}^2}{S_{ном}} \quad (21)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания силового трансформатора, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{по}^к = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (22)$$

где E – эквивалентное ЭДС системы, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление схемы замещения к точке короткого замыкания, Ом.

Подробный расчёт токов короткого замыкания представлен в Приложении Б.

Таблица 20 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
ПС Артём 110 кВ	13,63	8,48	29,18
ПС Артём 10 кВ	31,23	-	66,84

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ 110 КВ АРТЁМ

5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции

Основным этапом проектирования подстанции является выбор главной схемы, определяющим состав элементов и связь между ними.

Выбор главной схемы подстанции следует проводить, учитывая следующие факторы:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- класс напряжения
- число входящих и отходящих линий, питающие потребителя.

Также к выбору главной схемы электрических соединений подстанции накладываются следующие требования:

- обеспечение наглядности и экономичности;
- обеспечение возможности проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство эксплуатации;
- безопасность и экологичность обслуживания.

Учитывая перечисленные требования и факторы к выбору главной схемы подстанции, для подстанции проходного типа с потребителями второй категории выбираем схему распределительного устройства 110 кВ Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Для питания потребителей выбираем схемы КРУ 10 кВ Одна рабочая секционированная выключателем система шин [15].

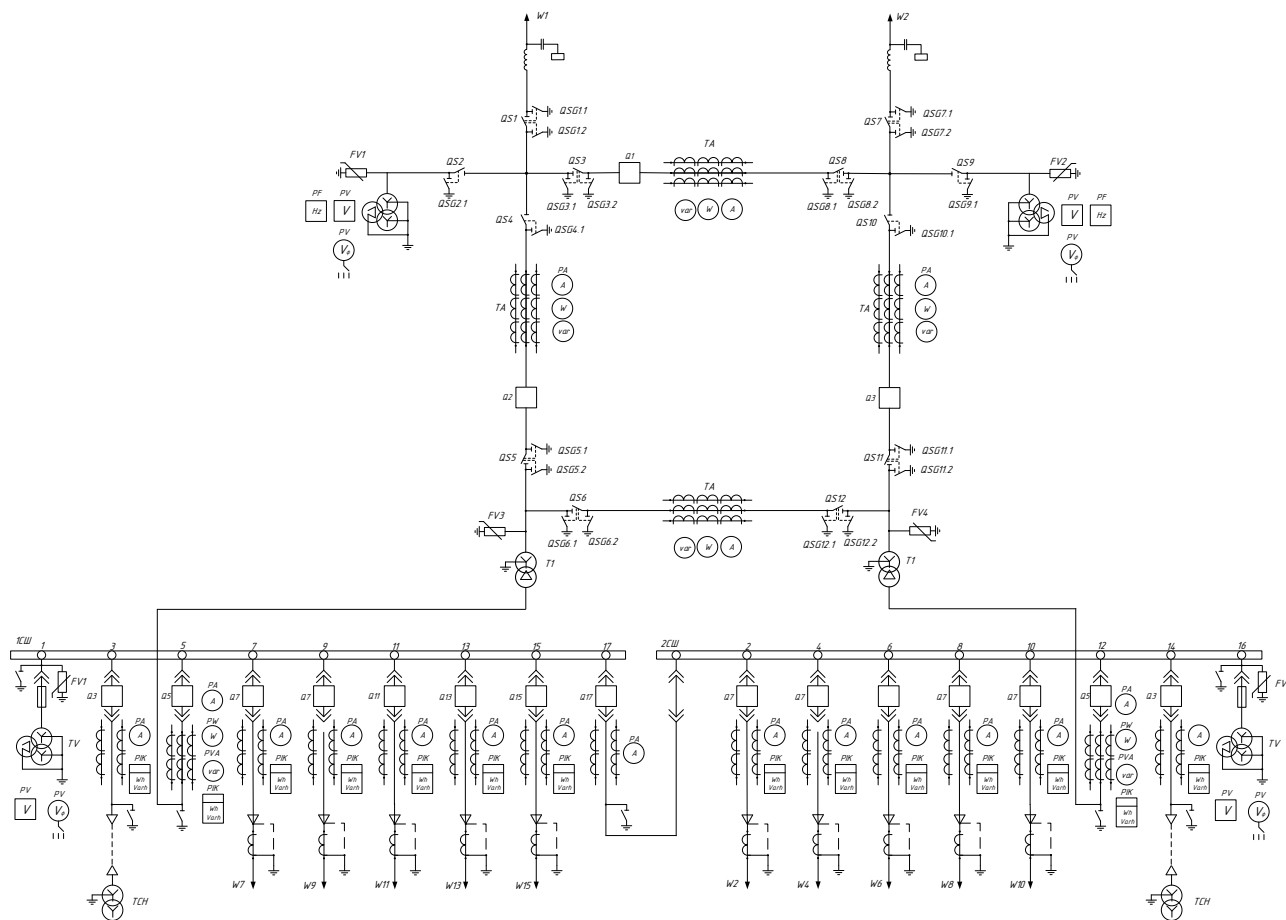


Рисунок 5 – Однолинейная схема подстанции «Артём» 110/10

5.2 Выбор комплектных распределительных устройств

На сторону 110 кВ распределительное устройство будем рассматривать открытого типа. Открытое распределительное устройство позволяет использовать электрооборудование больших размеров, строительство не требует возведения закрытого помещения, возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ [28].

На сторону 10 кВ выбираем закрытое распределительное устройств серии КРУ-СЭЩ-59 10 кВ. КРУ данного типа, предназначенное для распределения энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц на напряжение 6 (10) кВ, благодаря особенности своего блочного исполнения может работать в карьерах, на возвышенностях и других труднодоступных объектах в самых суровых климатических условиях [28].

Таблица 21 – Основные параметры ЗРУ серии КРУ СЭЩ-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10(6)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12(7,2)
Номинальный ток главных цепей шкафа КРУ, А	630; 1250; 1600; 2500
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУ, кА	51
Виды линейных высоковольтных соединений КРУ	Шинные, кабельные, воздушные
Наличие в КРУ выкатных элементов	С выкатными элементами

5.3 Выбор выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в любых режимах.

По конструкции выключатели могут быть элегазовыми, вакуумными, электромагнитными и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (23)$$

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (24)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

Условие по динамической устойчивости аппарата:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (25)$$

где $i_{пр.скв}$ – предельно допустимое значение амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для ОРУ 110 кВ предварительно выбираем в качестве линейного и секционного отечественные вакуумные выключатели ВЭБ–УЭТМ–110 кВ с трехфазным приводом.

Выключатель данного типа предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы сети трехфазного исполнения переменного тока с частотой 50 Гц на напряжение 110 кВ.

Выключатель необходимо проверить по условию термической стойкости:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (26)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, состоящая из суммы времени собственного отключения выключателя и времени срабатывания 2 ступени селективности резервной релейной защиты.

I_{n0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

$$B_k = 13,63^2 \cdot (0,34 + 0,02) = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (27)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,28 \text{ кА.}$$

Максимально рабочий ток, рассчитываем для каждого выключателя:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (28)$$

для трансформаторного на стороне ВН:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 110} = 231 \text{ А.}$$

для секционного 110 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{74,84}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,393 \text{ А;}$$

для трансформаторного на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2540 \text{ А;}$$

для секционного на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1270 \text{ А.}$$

для линейного на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 127 \text{ А}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторного выключателя на стороне 110 кВ ВЭБ-УЭТМ-110 40/400

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах.Л}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,18 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,63 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,63 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{н0}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 19,27 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выбор секционного выключателя производится аналогично. Сравнение расчетных и паспортных данных представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для секционного выключателя на стороне 110 кВ ВЭБ-УЭТМ-110 40/400

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах.Л}} = 0,393 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,18 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$

1	2	3
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 13,63 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{n0}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 19,27 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Для установки на КРУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-П-10-50 10 кВ. Проверка проводится аналогичным способом по наиболее нагруженному фидеру, более подробный расчет представлен в Приложении В. Сравнение расчетных и паспортных данных представлено в таблице 24-26.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторного выключателя на стороне 10 кВ типа ВВУ-СЭЦ-П-10-50/3150 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2540 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{y0} = 66,84 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y0}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 360,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 150 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{n0}$
$i_{а.ном} = 55,57 \text{ кА}$	$i_{ат} = 44,17 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для линейного выключателя на стороне 10 кВ типа ВВУ-СЭЦ-П-10-50/2000 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 127 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 66,84 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y\delta}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 360,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 150 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{n0}$
$i_{а.ном} = 55,57 \text{ кА}$	$i_{ат} = 44,17 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для секционного выключателя на стороне 10 кВ типа ВВУ-СЭЦ-П-10-50/2000 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1270 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 66,84 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{y\delta}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 360,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{вкл} = 150 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} = 31,23 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{n0}$
$i_{а.ном} = 55,57 \text{ кА}$	$i_{ат} = 44,17 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Судя по результатам, выключатели соответствуют данным условиям.

5.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично выключателям, кроме проверки отключающей способности, так как разъединитель не предназначен для отключения под нагрузкой.

В качестве разъединителей на стороне 110 кВ для линейной и секционной ячейки предварительно выбираем РПД-УЭТМ-110 завода «Уралэлектромонтаж» горизонтально-поворотного типа с тремя заземляющими ножами.

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение паспортных и расчетных данных линейных разъединителей на стороне 110 кВ разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 0,393 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,18 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Так как для разных мест установки разъединителей будут меняться только рабочие токи, то выбор разъединителей для секционного выключателя ($I_{раб.маx} = 0,393 \text{ А}$), трансформаторного выключателя ($I_{раб.маx} = 0,231 \text{ А}$), ремонтной перемычки ($I_{раб.маx} = 0,231 \text{ А}$) производится аналогично.

Все разъединители проходят по проверке по всем требуемым параметрам.

5.5 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо узнать общую нагрузку:

$$Z_{2ном} \geq Z_2, \quad (29)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (30)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

I_2 – вторичный ток ТТ, примем 5 А.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивлений приборов, сопротивления соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_{к}. \quad (31)$$

Для определения сопротивления приборов необходимо определиться с их числом и типом. Провода, создающие связь между приборами и трансформаторами тока должны иметь сечение не менее 2,5 мм² для медным и 4 мм² для алюминиевым материалами и не более 6 и 10 мм² соответственно. Далее определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов измерения и контроля, считая только активной сопротивлением, т.е. $Z_{пров} = R_{пров}$. Перечень приборов, считающихся за вторичную нагрузку, представлены в таблице 28-33.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к трансформаторным выключателям на стороне 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	4	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	4	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3

1	2	3	4	5	6
Варметр	4	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	4	ION - 8600	1,5	1,5	1,5

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к секционному выключателю на стороне 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	1	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	1	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к ремонтной перемычке

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	1	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	1	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к линейному выключателю на стороне 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к выключателю ТСН на стороне 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока, подключенных к секционному выключателю на стороне 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5

Для поддержания заданного класса точности номинальная нагрузка трансформатора тока должна быть больше подлеченной нагрузки:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}) \quad (32)$$

В качестве примера выберем трансформатор тока на трансформаторном выключателе на стороне 110 кВ. Ориентировочно примем к ТВГ-УЭТМ-110, встроенный в выбранный выше выключатель.

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5} = 25,82 \text{ Ом.}$$

Максимально допустимое сопротивление провода определим как:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{к}. \quad (33)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (34)$$

$$\sum R_{\text{приб}} = \frac{10,8}{5} = 2,16 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

$$R_{\text{пр}} = 2,31 - 0,22 - 0,05 = 2,039 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}}, \quad (35)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 110 кВ – 60 м, для 10 кВ – 7 м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,83 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 2,16 + 0,833 + 0,05 = 3,04 \text{ Ом.}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока 110 кВ подключенного к трансформаторному выключателю

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 0,231 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 25,82 \text{ Ом}$	$Z_2 = 3,04 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 19,276 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Принимаем к установке ТВГ-УЭТМ-110.

Трансформаторы тока для других выключателей выбираем аналогично.

На стороне НН в качестве примера выберем трансформатор тока на стороне 10 кВ, подключенного к секционному выключателю. Ориентировочно примем к установке трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-10-200/5 У2. Выбор аналогичен выбору трансформатора тока 110 кВ, более подробный расчет представлен в Приложении В. Сравнение расчетных и паспортных данных представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Сравнение паспортных и расчетных данных трансформатора тока, подключенного к секционному выключателю 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1270 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$Z_{2ном} = 2,58 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,5 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{yд} = 66,84 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{yд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 360,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Примем к установке ТОЛ-СЭЩ-10-10-2000/5 У2.

Для трансформаторов тока, подключенных к трансформаторным, линейным, ТСН выключателям выбор производится аналогично.

Все выбранные трансформаторы тока проходят проверку по заданным требованиям.

5.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (36)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Установка двух однофазных трансформаторов напряжения НАМИ, соединенные по схеме «разомкнутый треугольник» предоставляет возможность измерить линейные напряжения. В сетях, где наблюдаются малые токи на землю, для измерения значения напряжения могут быть установлены трансформаторы напряжения НАМИ 3-х обмоточные пятистержневые с обязательным заземлением нулевой точки.

Также, как и при выборе трансформаторов тока для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч}}$ [5].

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой в цепь высокого напряжения включаются параллельно. Во вторичную цепь

включаются тоже параллельно. Изоляция первичной обмотки и вводы в аппарат выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора на стороне 110 кВ представлена в таблице 36.

В качестве примера покажем выбор трансформатора напряжения на стороне 110 кВ.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30

Вторичная нагрузка трансформатора на стороне 10 кВ представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	14	ЦП 8506/120	30

Расчетная мощность трансформатора напряжения:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (37)$$

$$S_p = \sqrt{160^2 + 102,4^2} = 189,96 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах 38-39.

Таблица 38 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 200 \text{ ВА}$	$S_{P} = 98,3 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{P}$

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ –10-У2.

Таблица 39 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{Н} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 300 \text{ ВА}$	$S_{P} = 273 \text{ ВА}$	$S_{Н} \geq S_{P}$

5.7 Выбор сборных шин и изоляторов

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше обычно применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводниками трубчатого сечения. Гибкие провода применяются также для соединения силовых трансформаторов с ОРУ.

Выбор сечения проводника производится по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дон}} \cdot \quad (38)$$

На ОРУ 110 кВ предварительно выбираем ошиновку, выполненная сталеалюминевым проводом АС-240/32.

$$203 \leq 710 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока короткого замыкания.

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (39)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{66,88}}{90} = 90,87 \text{ мм}^2.$$

$$90,87 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

При величине периодической составляющей короткого замыкания больше 20 кА гибкие шины проверяются на динамическую устойчивость. В нашем случае ток короткого замыкания составляет 13,43 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не проводится.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (40)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (41)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (42)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,2 \cdot \lg \frac{500}{1,2}} = 12,39 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (43)$$

$$107 \cdot 12,39 \leq 0,9 \cdot 31,628$$

$$13,35 \leq 28,46$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

На низкой стороне выбираем жесткую ошиновку – алюминиевые однополюсные шины прямоугольного сечения марки АДЗ1Т размером 120x8. Выбор производится аналогично, подробный расчет представлен в Приложении В.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (44)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (45)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1020$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (46)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8,515 \cdot 10^8}{0,8} \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 10^{-7} = 147,484 \text{ Н}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (47)$$

$$K_h = \frac{1020 + 120 + \frac{100}{2}}{1020} = 1,167$$

Проверка:

$$F_{расч} = 168,3 \text{ Н} \leq F_{дон} = 7200 \text{ Н}.$$

Таким образом, ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Для стороны 10 кВ выбираем опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{\text{из}} = 210$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{35984^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,28 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{\text{расч}} = 1286 \text{ Н} \leq F_{\text{дон}} = 9600 \text{ Н} .$$

Таким образом, ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

В качестве проходного изолятора выбираем ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1.

Допустимая сила на изгиб:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{\text{из}} = 610$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{40328^2}{0,8} \cdot 3,429 \cdot 10^{-7} = 2,415 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 2415 \text{ Н} \leq F_{дон} = 4500 \text{ Н} .$$

5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

От типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия компенсаторов и типа электрооборудования зависит перечень потребителей собственных нужд этой подстанции.

Наиболее важными потребителями являются оперативные цепи, система связи, аварийное освещение, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, система пожаротушения.

Питание потребителей собственных нужд осуществляется с помощью понижающих трансформаторов на напряжение на низкой стороне 380/220 В, так как нагрузка невелика.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится с учётом коэффициентов одновременности и загрузки отдельно летней и зимней нагрузки нормального режима работы, а также в ремонтном состоянии работы подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 40.

Таблица 40 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	$P_{уст}$, кВт	Q , квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-

1	2	3	4
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	15,45

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (48)$$

$$S_p = \sqrt{303,6^2 + 15,45^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА.}$$

Принимаем два трансформатора ТМ–400/10/0,4.

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

В цепях оперативного тока по роду тока выберем постоянный. Источник питания постоянным током является более надежным, чем на переменном токе.

Аккумуляторные батареи в совокупности с установками постоянного тока используют для питания сетей автоматчики, сигнализации, управления, освещения станции (подстанции).

Устройство установки постоянного тока включает в себя аккумуляторные батареи и подзарядное устройство.

При нарушении нормального режима работы подстанции преобразователь, в качестве которого используют выпрямители и генераторы, отключается и всю нагрузку собственных нужд на себя берёт аккумулятор.

Выбор аккумуляторных батарей производится с учетом класса номинального напряжения схемы присоединения и необходимой ёмкостью.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (49)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n = \frac{242}{2,15} = 113.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{242}{2,6} = 93.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{242}{1,75} = 138.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (50)$$

$$n_{доб} = 138 - 113 = 25.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, 54 \quad (51)$$

где $I_{ав}$ – нагрузка установившегося получасового разряда;

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-1-24х1.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (52)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей 1269 А.

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6$$

Следовательно, нужно выбрать аккумулятор с типовым номером 28.

Окончательно принимаем СК-1-28х1.

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_n, \quad (53)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (54)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (55)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot n, \quad (56)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем ЗВУ НРТ «Ольдам».

5.10 Разработка заземления и молниезащиты

Составной частью электроустановок, служащая для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за её пределами является заземляющие устройства.

Заземление является сложной системой. Общая форма и линейные размеры системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно заземляющее устройство выполняется в виде сетки с прямоугольными ячейками, соединенные с вертикальными электродами молниеотводов. Также вертикальные электроды могут располагаться по периметру сетки для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В высоковольтных установках заземление бывает: защитное, рабочее и заземление молниезащиты. Защитное заземление предназначено для обеспечения безопасности персонала, обслуживающее электроустановку. Рабочим является заземление нейтралей силовых трансформаторов, генераторов, измерительных трансформаторов и т.д. Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю от аппаратов, таких как ОПН, разрядники, молниеотводы и других конструкций, в которые произошел удар молнии.

Определение стационарного и импульсного заземляющего устройства подстанции осуществляется по следующему алгоритму.

Площадь, используемая под заземляющее устройство подстанции, определяется, как:

$$S = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (57)$$

где a – ширина подстанции;

b – длина подстанции;

$$S = (39 + 2 \cdot 1,5) \cdot (62,5 + 2 \cdot 1,5) = 2751 \text{ м.}$$

Выбирается диаметр горизонтального луча (заземляющих проводов) в сетке. Для данной ПС выбираем $d = 20 \text{ мм}^2$.

Проверка по условию механической прочности:

$$F_{\text{мех.}} = \pi \cdot \left(\frac{d}{2}\right)^2, \quad (58)$$

$$F_{\text{мех.}} = 3,14 \cdot \left(\frac{20}{2}\right)^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Для электроустановок 110 кВ и выше необходима их проверка на термическую стойкость:

$$F \geq I_3 \frac{\sqrt{t}}{c}, \quad (59)$$

где F – требуемое сечение заземляющего проводника, мм^2 ;

I_3 – ток замыкания на землю, А;

t – длительность замыкания на землю;

c – коэффициент, равный 74 для стали и 195 для меди.

$$F \geq 48,31 \text{ мм}^2,$$

$$F \geq 8480 \cdot \frac{\sqrt{0,27}}{74} = 56,56 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость:

$$F \geq 3,14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D_{\text{нр}} + S_{\text{ср}}), \quad (60)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \ln T + \alpha_k, \quad (61)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта;

T – время использования заземляющего устройства, мес.

$$F \geq 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 43,37 \text{ м}^2,$$

$$S_{cp} = 0,668 \text{ мм}^2.$$

Общая проверка:

$$F_{мех.} \geq F_{min.} \geq F_{кор.} + F_{тер}, \quad (62)$$

$$314,16 \geq 280 \geq 99,93.$$

Выбирается вертикальный электрод и его глубину залегания для рассматриваемой климатической зоны.

Принимается шаг сетки контура заземления и определяется суммарная длина горизонтальных полос:

$$L = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad (63)$$

где k – шаг сетки контура заземлителя, м;

$$L = (39 + 3) \cdot \frac{(62,5 + 3)}{7} + (62,5 + 3) \cdot \frac{(39 + 3)}{7} = 786 \text{ м.}$$

Уточняется суммарная длина всех горизонтальных электродов при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} :

$$L_y = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (64)$$

где S – площадь, занятая заземлителем;

m – число ячеек:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}}, \quad (65)$$

$$m = \frac{786}{2 \cdot 52,45} = 7,$$

$$L_y = 2 \cdot 52,45 \cdot (7 + 1) = 839,2 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4\sqrt{S}}{p}, \quad (66)$$

где p – расстояние между вертикальными электродами.

$$n_e = \frac{4 \cdot 52,45}{14} = 15$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_g} \right), \quad (67)$$

где A – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{l_g}{\sqrt{S}}$,

$$R = 80 \cdot \left(\frac{0,124}{52,45} + \frac{1}{839,2 + 15 \cdot 6} \right) = 0,275 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (68)$$

где α_u – импульсный коэффициент;

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (69)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 52,45}{(80 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,44,$$

$$R_u = 1,44 \cdot 0,275 = 0,396 \text{ Ом.}$$

Расчетное значение импульсного сопротивления меньше нормированного (0,5 Ом).

На ПС 110 кВ Артём применяется 2 молниеотвода, расположенные на линейных порталах.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (70)$$

где h – принятая высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (71)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h.к \quad (72)$$

Результаты расчет сведем в таблицу 41.

Таблица 41 – Результат расчета зоны защиты

Молниеот- воды	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
ОРУ 110							
1 и 2	25,5	14,87	18,64	4,58	14	18,64	3,42
2 и 3	45	14,87	18,64	4,58	14	16,5	2,19

5.11 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений на класс напряжений 35 кВ и выше конструктивно выполнены в виде блока последовательно соединенных оксидно-цинковых варисторов, заключенного в полимерную крышку. Крышка представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитой ребристой оболочкой из кремнийорганической резины.

Предварительно выбираем ОПН-П1-110/105/10 У1.

Выбираем ОПН по номинальному напряжению сети:

$$U_{ном} \geq U_{раб}. \quad (73)$$

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

Проводим проверку по наиболее рабочему напряжению ОПН:

$$U_{\text{ном.мах}} \geq U_{\text{раб.мах}} \cdot \quad (74)$$

$$U_{\text{раб.мах}} = \frac{1,15 \cdot U_{\text{раб}}}{\sqrt{3}}. \quad (75)$$

$$U_{\text{раб.мах}} = \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 89,44 \text{ кВ};$$

$$105\text{кВ} \geq 89,44\text{кВ}$$

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остаточного напряжения ОПН, которое должно быть не менее, чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения $U_{ки}$.

$$U_{\text{ост.к.}} \leq \frac{U_{ки}}{(1,15-1,2)}. \quad (76)$$

Выдержанный уровень коммутационных перенапряжений:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исн50}. \quad (77)$$

где $U_{исн50}$ – пятидесятипроцентное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ.

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,30 \text{ кВ.}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ КВ}$$

ОПН должен обеспечивать защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн} = \frac{(U_{доп} - U_{ост.к})}{U_{доп}} > (0,15 \dots 0,25) \quad (78)$$

где $U_{доп}$ – допустимый уровень внутренних перенапряжений (450 кВ);

$$A_{вн} = \frac{(450 - 175)}{450} > (0,15 \dots 0,25)$$

$$A_{вн} = 0,61 > (0,15 \dots 0,25)$$

ОПН должен обеспечивать необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{гр} = \frac{(U_{доп} - U_{ост.к})}{U_{доп}} > (0,2 \dots 0,25), \quad (79)$$

$$A_{гр} = 0,61 > (0,2 \dots 0,25)$$

Выбранный ограничитель перенапряжения удовлетворяет условиям проверки. Условия проверки ОПН-П1-110/105/10-УХЛ1 представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Условия проверки ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-110/105/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	105
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	175
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети

Для защиты ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ТЛЦ «Артём» и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём»–Шахта 7 в качестве основной защиты применяем дифференциальную защиту в составе шкафа Сириус-Т, в качестве резервной шкаф Сириус-Л, в состав которого входят дистанционная, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

Для защиты силового трансформатора высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты Сириус-Т. Данный терминал применяется для защиты двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторов. В качестве примера рассмотрим расчёт основных и резервных защит силового трансформатора.

6.2 Релейная защита силового трансформатора

Расчеты следует производить по методике изготовителя. В устройстве Сириус-Т все расчеты производятся в первичных величинах, поэтому в устройство защиты необходимо ввести данные об аналоговых входах (номинальные токи входов устройства, параметры высоковольтных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения) и о защищаемом объекте (мощность, напряжения всех сторон защищаемого объекта, номинальные токи) [11].

6.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (80)$$

$$I_{ном.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,82 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А.}$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего.

На ПС 110 кВ ТЛЦ «Артем» установлены следующие трансформаторы тока: на стороне ВН – ТВГ-УЭТМ-110,, на стороне НН – ТОЛ-СЭЩ-10-10-200/5 У2.

Определяем коэффициент трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{3500}{5} = 700;$$

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{3500}{5} = 700.$$

Номинальные вторичные токи:

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{I_{\text{ном.вн}}}{K_{\text{тт.вн}}}, \tag{81}$$

где $I_{\text{ном.вн}}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{\text{тт.вн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{\text{вн.2}} = \frac{200,82}{700} = 0,287 \text{ А};$$

$$I_{\text{нн.2}} = \frac{2199}{700} = 3,141 \text{ А.}$$

Необходимо проверить трансформаторы тока на предельно допустимую кратность тока. Это можно выполнить следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K}{I_{ном.Т}} \geq \frac{I_{кз.вн.маx}}{I_{ном.Т}}, \quad (82)$$

где $I_{кз.вн.маx}$ – максимальный ток короткого замыкания, А.

$$K'_{вн} = \frac{13630 \cdot 700}{200,82} = 4751 \geq 74,097;$$

$$K'_{нн} = \frac{31230 \cdot 700}{2199} = 9941 \geq 15,13.$$

Все выбранные трансформаторы тока проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{нб*} = K''_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*}, \quad (83)$$

где $K''_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной процесс, $K''_{пер} = 2,5$;

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{рег*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{рег*} = 0,02$;

$\Delta f_{выр*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{выр*} = 0,02$

$$I_{нб*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{bias^*} = 1,25$.

$$I_{d.min^*} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег^*} + \Delta f_{выр^*}) \quad (84)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{отс} = 1,1$.

$$I_{d.min^*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных установленных для терминала. Параметры характеристик приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч^*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ($K_{Т1}$) через $I_{Т.расч^*}$ по формуле:

$$K_{Т1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб^*} \cdot I_{скв^*} - 0,7}{I_{скв^*} - I_{Т.расч^*}}, \quad (85)$$

$$K_{Т1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61 \geq 0,3.$$

Сквозной ток для трансформаторов принимается равным $I_{скв*} = 3$ о.е. Коэффициент торможения превышает значение в таблице, следовательно, производим аналогичный расчет по условиям четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{скв*} - 0,7}{I_{скв*} - I_{т.расч*}}, \quad (86)$$

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Для четвертой тормозной характеристики условие выполнено.

6.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает силовой трансформатор, при этом также являясь его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности на трансформаторах с односторонним питанием, для обеспечения резервирования при коротком замыкании в трансформаторе.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (87)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной загрузке:

$$I_{p.\max.\text{ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.НОМ}}}; \quad (88)$$

$$I_{p.\max.\text{ВН}} = \frac{40000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 140,57 \text{ А.}$$

$$I_{\text{сз.МТЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 140,57 = 386,57 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТЗ.ВН}}}; \quad (89)$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{920,18}{386,57} = 2,38 > 1,5.$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Чувствительность МТЗ отстраиваем от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии.

$$t_{\text{сз.МТЗ}} = t_{\text{л.наиб}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (90)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{I_{\text{сз.МТЗ}} \cdot 100}{K_{\text{ТТ}} \cdot 5}, \quad (91)$$

$$I_{\text{сз2}} = \frac{386,57 \cdot 100}{700 \cdot 5} = 11,045 \text{ \%}.$$

6.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки по способу работы аналогична с МТЗ, но действует по сигналу о длительном протекании чрезмерно токов с чрезмерно высоким значением. Устанавливается со всех сторон трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению:

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} , \quad (92)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$.

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 200,82 = 263,576 \text{ А.}$$

В терминале Сириус так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

6.2.4 Газовая защита

Газовая защита, способная различить степень повреждения трансформатора, реагирует на газообразование в баке либо подачей сигнала, либо отключением.

Основой газовой защиты является газовое реле, которое устанавливается между баком и расширителем. В Российской Федерации используют реле типа ВР80/Q с двумя шарообразными поплавками, выполненные из пластмассы. Конструктивно такое реле имеет особенности, но принцип действия такой же, как и у остальных типов реле.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование

практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и другое. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

К достоинствам газовой защиты можно отнести высокую чувствительность и реакцию практически на все повреждения внутри бака силового трансформатора, простоту выполнения, небольшое время срабатывания. К недостаткам можно отнести бездействие при повреждении вне бака, ложное срабатывание при попадании воздуха в бак, ложное срабатывание в районах с высокой частотой землетрясений. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [11].

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью $P_T > 6300$ кВА. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности. На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа VF80/Q. Основная газовая защита имеет воздействие на выключатель – отключение. Резервная газовая защита сигнализирует о повышении давления в баке трансформатора.

6.3 Релейная защита линии электропередачи

Для рассматриваемых ЛЭП в качестве основной защиты будем использовать телеускорение ступеней резервных защит дистанционной защиты и токовой направленной защиты нулевой последовательности в составе шкафа Сириус-Л.

При срабатывании пусковых органов 2 ступени дистанционной защиты или 3 ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности комплекта одной из стороны линии электропередачи посылается сигнал телеускорения комплект резервных защит противоположной стороны линии и принимает обратно. Данный способ позволяет отключить защищаемую линию электропередачи без выдержки времени при всех видах короткого замыкания, что говорит об абсолютной селективности, критерий, причастный к основной защите.

В качестве резервных защит будем использовать 3 ступени дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий, срабатывающие при КЗ в пределах 85% линии, в зоне ближнего и дальнего резервирования; а также 4 ступени токовой защиты нулевой последовательности, каждая ступень отвечающая за отключение при КЗ на землю: в пределах 20-30% рассматриваемой линии; в зоне ближнего резервирования при максимальных и минимальных режимах, в зоне дальнего резервирования.

6.4 Автоматика управлением выключателя

Автоматическое повторное включение (АПВ) необходимо включение поврежденного элемента сети, отключенным в результате срабатывания релейной защиты. При устойчивом коротком замыкании, когда за промежуток времени (цикл АПВ) авария не устранилась, отработанное АПВ можно считать неуспешным. При ликвидации короткого замыкания за цикл АПВ, отработанное АПВ можно назвать успешным.

В зависимости от количества приводов на фазах выключателя АПВ классифицируют:

- однофазное АПВ;
- трехфазное АПВ;
- комбинированное АПВ.

По режимам работы АПВ классифицируются:

- По факту – главным условием включения является прохождение цикла АПВ;

- с проверкой отсутствия напряжения на элементе (КОНШ, КОНЛ);
- с проверкой наличия напряжения на элементе (КННШ, КННЛ);
- с контролем синхронизма;
- с улавливаем синхронизма.

Автоматическое повторное включение реализовано в шкафе Сириус 2В.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

7.1 Подготовка исходных данных для расчета

Исходными данными для расчета режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Погонные параметры ЛЭП и справочные данные по трансформаторам, необходимые для расчета, определяются по справочникам.

В данном проекте составлялись исходные данные для расчета установившегося режима существующей сети, за исключением параметров элементов подстанции ТЛЦ «Артём». Параметры ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ТЛЦ «Артём» и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7 представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Параметры ВЛ

Участок сети	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
Вариант №1			
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – ТЛЦ «Артём»	0,98	3,77	-28,9
ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7	1,76	6,79	-52,02

Параметры силового трансформатора ТДН-40000/110 представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Параметры трансформатора

Трансформатор	R _T , Ом	X _T , Ом	B _T , мкСм	G _T , мкСм	$k_{mp} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}$
ТДН-40000/110	1,4	34,7	19,66	2,72	0,0956

7.2 Расчет максимального режима и его анализ

Таблица 46 – Значения напряжений нормального режима в зимний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	109,27	-0,66
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	112,00	1,82
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	109,38	-0,56
ПС 110 кВ Западная	110,00	107,91	-1,90
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	110,24	0,22
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	108,40	-1,45
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	107,23	-2,52
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	107,76	-2,04
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	107,80	-2,00
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	108,82	-1,07
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	107,75	-2,05
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	110,00	107,13	-2,61

Таблица 47 – Значения напряжений послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	109,16	-0,76
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	112,00	1,82
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	109,30	-0,64
ПС 110 кВ Западная	110,00	106,88	-2,84
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	109,70	-0,27
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	107,71	-2,08
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	106,42	-3,25
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	107,15	-2,59
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	107,20	-2,55
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	108,82	-1,07
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	107,01	-2,72
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	110,00	106,89	-2,83

Таблица 48 – Токовая нагрузка нормального режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ТЛЦ «Артём»	1127,01	1385,90	378,85	33,62	27,34
ТЛЦ «Артём»	ПС 110 кВ Шахта 7	1127,01	1385,90	180,35	16,00	13,01
оп. 162	АТЭЦ	696,47	849,83	215,33	30,92	25,34
оп. 163	АТЭЦ	696,47	849,83	218,03	31,31	25,66
оп. 128	оп. 162	696,47	849,83	215,60	30,96	25,37
оп. 129	оп. 163	696,47	849,83	218,29	31,34	25,69
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	696,47	849,83	61,90	8,89	7,28
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	696,47	849,83	65,12	9,35	7,66
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	696,47	849,83	155,26	22,29	18,27
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	696,47	849,83	154,73	22,22	18,21
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	474,16	578,28	94,95	20,02	16,42
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	696,47	849,83	69,41	9,97	8,17
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	696,47	849,83	95,31	13,68	11,21
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	527,63	640,19	233,63	44,28	36,49
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	527,63	640,19	233,68	44,29	36,50
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	605,01	737,27	336,90	55,69	45,70
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	605,01	737,27	127,40	21,06	17,28
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	605,01	737,27	122,02	20,17	16,55
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	605,01	737,27	116,61	19,27	15,82
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	605,01	737,27	55,02	9,09	7,46
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	605,01	737,27	17,44	2,88	2,36
оп.105	ПС 110 кВ Западная	605,01	737,27	42,83	7,08	5,81
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	607,82	741,49	48,92	8,05	6,60

Таблица 49 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в зимний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ТЛЦ «Артём»	1127,01	1385,90	458,97	40,72	33,12
ТЛЦ «Артём»	ПС 110 кВ Шахта 7	1127,01	1385,90	259,72	23,05	18,74
оп. 162	АТЭЦ	696,47	849,83	0,00	0,00	0,00
оп. 163	АТЭЦ	696,47	849,83	326,99	46,95	38,48
оп. 128	оп. 162	696,47	849,83	0,00	0,00	0,00
оп. 129	оп. 163	696,47	849,83	327,24	46,99	38,51
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	696,47	849,83	0,00	0,00	0,00
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	696,47	849,83	127,65	18,33	15,02
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	696,47	849,83	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	696,47	849,83	201,02	28,86	23,65
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	474,16	578,28	169,96	35,84	29,39
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	696,47	849,83	64,30	9,23	7,57
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	696,47	849,83	112,42	16,14	13,23
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	527,63	640,19	243,84	46,22	38,09
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	527,63	640,19	243,88	46,22	38,10
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	605,01	737,27	350,57	57,95	47,55
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	605,01	737,27	141,74	23,43	19,22
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	605,01	737,27	136,38	22,54	18,50
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	605,01	737,27	130,80	21,62	17,74
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	605,01	737,27	63,93	10,57	8,67
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	605,01	737,27	17,56	2,90	2,38
оп.105	ПС 110 кВ Западная	605,01	737,27	48,63	8,04	6,60
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	607,82	741,49	40,01	6,58	5,40

Таблица 50 – Загрузка трансформаторов в зимний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка тр-ов	Загрузка тр-ов в ПА режиме
1	2	5	6	7
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	12,48	44,60	88,89
	2	12,58	56,24	112,87
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	12,48	67,06	115,78
	2	12,79	48,71	115,78
ПС 110 кВ Кожзавод	1	7,49	26,57	53,46
	2	2,91	34,14	67,89
ПС 110 кВ Западная	1	5,41	24,67	120,52
	2	15,39	95,85	120,52
ПС 110 кВ Кролевцы	1	9,26	58,71	92,12
	2	2,18	33,40	92,12
ПС 110 кВ Шахта-7	1	5,41	52,99	105,97
	2	6,24	52,99	105,97
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	8,74	17,08	33,85
	2	8,74	16,77	33,85
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	5,51	57,73	57,73
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	1,46	6,33	6,33
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,42	8,03	16,07
	2	0,31	8,03	16,07
ПС 110 кВ Кипарисово	1	1,87	50,21	50,21
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	1	11,60	42,58	85,17
	2	11,60	42,58	85,17

В результате расчета нормального установившегося режима в зимний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 605,01 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 737,27 А, загрузка достигает 55,69 % и 47,70 % соответственно. Самым загруженным силовым трансформатором в рассматриваемом режиме является Т-2 ПС 110 кВ Уссурийск-1, в послеаварийном (ПА) режиме работы загрузка равна 120,52 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят об неэффективной загрузке трансформаторов, в качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 4,85 МВт при общей нагрузки активной мощности 519 МВт, т.е. 0,93 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети.

В качестве послеаварийного установившегося режима в зимний период нагрузки рассмотрим аварийное отключение ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная №1. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1 длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 605,01 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха минус 18 °С равен 737,27 А, загрузка достигает 57,95 % и 47,55 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 5,45 МВт, это 1,05 % от общей нагрузки.

7.3 Расчет минимального режима и его анализ

Таблица 51 – Значения напряжений нормального режима в летний период нагрузки

Название ПС	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	113,81	3,46
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	115,00	4,55

1	2	3	4
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	114,06	3,69
ПС 110 кВ Западная	110,00	109,66	-0,31
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	112,48	2,25
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	110,15	0,14
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	109,46	-0,49
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	111,09	0,99
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	111,15	1,05
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	112,98	2,71
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	110,59	0,54
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	110,00	109,96	-0,04

Таблица 52 – Значения напряжений послеаварийного режима в летний период нагрузки

Название ПС	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ	ΔU , кВ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	113,50	3,18
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	115,00	4,55
ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	113,83	3,48
ПС 110 кВ Западная	110,00	106,55	-3,14
ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Шахта-7	110,00	108,14	-1,69
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110,00	109,46	-0,49
ПС 110 кВ Раздольное-1	110,00	109,24	-0,69
ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	109,34	-0,60
ПС 110 кВ Тереховка	110,00	112,03	1,85
ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	108,35	-1,50
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	110,00	111,61	1,46

Таблица 53 – Токовая нагрузка нормального режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительно допустимого к максимальному	Отношение аварийного допустимого к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ТЛЦ «Артём»	801,00	985,00	396,43	49,49	40,25
ТЛЦ «Артём»	ПС 110 кВ Шахта 7	801,00	985,00	236,69	29,55	24,03
оп. 162	АТЭЦ	495,00	604,00	218,35	44,11	36,15
оп. 163	АТЭЦ	495,00	604,00	221,08	44,66	36,60
оп. 128	оп. 162	495,00	604,00	218,65	44,17	36,20
оп. 129	оп. 163	495,00	604,00	221,37	44,72	36,65
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	495,00	604,00	37,30	7,53	6,17
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	495,00	604,00	40,68	8,22	6,73
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	495,00	604,00	183,13	37,00	30,32
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	495,00	604,00	182,47	36,86	30,21
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	337,00	411,00	98,75	29,30	24,03
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	495,00	604,00	76,65	15,49	12,69
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	495,00	604,00	178,97	36,16	29,63
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	375,00	455,00	169,08	45,09	37,16
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	375,00	455,00	169,00	45,07	37,14
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	430,00	524,00	235,83	54,84	45,01
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	430,00	524,00	160,63	37,36	30,65
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	430,00	524,00	156,66	36,43	29,90
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	430,00	524,00	146,50	34,07	27,96
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	430,00	524,00	109,55	25,48	20,91
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	430,00	524,00	13,30	3,09	2,54
оп.105	ПС 110 кВ Западная	430,00	524,00	97,48	22,67	18,60
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	432,00	527,00	54,14	12,53	10,27

Таблица 54 – Токовая нагрузка послеаварийного режима в летний период нагрузки

Начало линии	Конец линии	Длительно допустимый I, А	Аварийный допустимый I, А	Максимальный I, А	Отношение длительного к максимальному	Отношение аварийного к максимальному
1	2	5	6	7	8	9
АТЭЦ	ТЛЦ «Артём»	801,00	985,00	695,22	86,79	70,58
ТЛЦ «Артём»	ПС 110 кВ Шахта 7	801,00	985,00	535,04	66,80	54,32
оп. 162	АТЭЦ	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
оп. 163	АТЭЦ	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
оп. 128	оп. 162	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
оп. 129	оп. 163	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
оп. 128	ПС 110 кВ Кролевцы	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
оп. 129	ПС 110 кВ Кролевцы	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Западная	оп. 128	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Западная	оп. 129	495,00	604,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110 кВ Шахта 7	ПС 110 кВ Западная	337,00	411,00	392,02	116,33	95,38
ПС 110 кВ Западная	ПС 110 кВ Надеждинская/т	495,00	604,00	92,12	18,61	15,25
ПС 110 кВ Надеждинская/т	ПС 110 кВ Уссурийск/т	495,00	604,00	224,93	45,44	37,24
ПС 110 кВ Уссурийск/т	оп.13	375,00	455,00	224,99	60,00	49,45
оп.13	ПС 110 кВ Кожзавод	375,00	455,00	224,92	59,98	49,43
ПС 110 кВ Кожзавод	ПС 110 кВ Уссурийск-1	430,00	524,00	291,23	67,73	55,58
ПС 110 кВ Уссурийск-1	ПС 110 кВ Тереховка	430,00	524,00	202,72	47,14	38,69
ПС 110 кВ Тереховка	ПС 110 кВ Раздольное 2	430,00	524,00	199,22	46,33	38,02
ПС 110 кВ Раздольное-2	ПС 110 кВ Раздольное-1	430,00	524,00	188,39	43,81	35,95
ПС 110 кВ Раздольное-1	оп.105	430,00	524,00	149,02	34,66	28,44
оп.105	ПС 110 кВ Кипарисово	430,00	524,00	13,57	3,16	2,59
оп.105	ПС 110 кВ Западная	430,00	524,00	136,67	31,78	26,08
ПС 110 кВ Уссурийск-1	АТЭЦ	432,00	527,00	84,50	19,56	16,03

Таблица 55 – Загрузка трансформаторов в летний период нагрузок

Название ПС	№ СТ	Макс нагрузка	Загрузка тр-ов	Загрузка тр-ов в ПА режиме
1	2	5	6	7
ПС 110 кВ Уссурийск-1	1	15,18	37,96	76,24
	2	15,31	48,60	96,81
ПС 110 кВ Уссурийск-т	1	15,18	37,96	76,87
	2	15,56	38,91	76,87
ПС 110 кВ Кожзавод	1	9,11	22,78	31,63
	2	3,54	11,25	40,17
ПС 110 кВ Западная	1	6,58	16,45	63,27
	2	18,73	46,82	63,27
ПС 110 кВ Кролевцы	1	11,26	45,05	55,67
	2	2,66	10,63	55,67
ПС 110 кВ Шахта-7	1	6,58	41,12	88,57
	2	7,59	47,45	88,57
ПС 110 кВ Надеждинская/т	1	10,63	26,57	53,14
	2	10,63	26,57	53,14
ПС 110 кВ Раздольное-1	1	6,71	41,91	41,91
ПС 110 кВ Раздольное-2	1	1,77	11,07	11,07
ПС 110 кВ Тереховка	1	0,51	8,03	14,06
	2	0,38	6,03	14,06
ПС 110 кВ Кипарисово	1	2,28	36,15	36,15
ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»	1	14,11	35,28	70,57
	2	14,11	35,28	70,57

В результате расчета нормального установившегося режима в летний период нагрузки напряжения в узлах центров питания находятся в пределах нормы согласно требованиям. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 430 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 524,00 А, загрузка достигает 54,84 % и 45,01 % соответственно. Самым загруженным силовым трансформатором в рассматриваемом режиме является Т-2 ПС 110 кВ Уссурийск-1, в послеаварийном (ПА) режиме работы загрузка равна 96,81 %. Остальные трансформаторы загружены в пределах 70-90 %, данные показатели говорят об неэффективной загрузке трансформаторов, в качестве мероприятий по оптимизации можно рассмотреть режим работы трансформантов N-1 в нормальной схеме. Потери активной мощности рассматриваемого участка сети в нормальном режиме составляют 5,99 МВт при общей нагрузке активной мощности 443 МВт, т.е. 1,35 %. Данные значения характеризуют эффективность работы электрической сети.

В качестве послеаварийного установившегося режима в летний период нагрузки рассмотрим аварийное ЛЭП в нормальном режиме – ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная №1, учитывая схему вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная №2. Напряжения в узлах центров питания находятся в допустимых пределах. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ Западная – Шахта 7, длительно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 337 А, аварийно допустимый ток при температуре окружающего воздуха 25 °С равен 411 А, загрузка достигает 116,33 % и 95,38 % соответственно. Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 8,69 МВт, это 2,01 % от общей нагрузки.

Анализ нормальных и послеаварийных режимов показал, что режим работы сети после реконструкции отвечает требованиям надежного, качественного, эффективного функционирования.

8 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Целью данного раздела является показать инвестиционную привлекательность выбранного варианта реконструкция электрической сети. Для достижения этой цели необходимо рассчитать капиталовложения, расчет потерь электроэнергии, расчет эксплуатационных издержек и определение приведенных дисконтированных затрат. В данном случае инвестиционную привлекательность будем смотреть по чистому дисконтированному доходу.

8.1 Расчет капиталовложений

При расчете капиталовложений при реконструкции сети необходимо учитывать демонтаж старого оборудования и установку нового. В данном проекте в части реконструкции сети демонтируются ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 с заменой на вновь вводимые ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – ТЛЦ «Артём» и ВЛ 110 кВ ТЛЦ «Артём» – Шахта 7 с проводником АС-240/32, а также рассматривается строительство ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём» с установкой двух трансформаторов марки ТДН-40000/110.

Капиталовложения, куда входит демонтаж оборудования и строительство новой подстанции, рассчитывается по формуле:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП}. \quad (93)$$

Расчет затрат на демонтаж рассчитывается по формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (94)$$

где $K_{дем}$ – стоимость демонтажа, тыс. руб;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{зон}$ – зональный повышающий коэффициент.

Затраты на демонтаж ЛЭП:

$$K_{дем} = K_{дем110} \cdot l_{лэп} \cdot \quad (95)$$

$$K_{дем} = 6,36 \cdot 28 = 178,08 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{дем} = (178,08 + 0) \cdot 7,7 \cdot 1,5 = 2056,82 \text{ тыс. руб.}$$

К капиталовложениям на строительство новой подстанции относятся затраты на силовые трансформаторы, сооружение открытого распределительного устройства и постоянных затрат.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{от.з}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \quad (96)$$

где $K_{тр}$ – затраты на силовые трансформаторы, тыс. руб.;

$K_{ору}$ – затраты на строительство открытого распределительного устройства;

$K_{пост}$ – постоянные затраты;

$K_{от.з.}$ – затраты на отвод земли.

$$K_{ПС} = (7300 \cdot 2 + 30000 + 9000) \cdot 7,7 \cdot 1,5 = 742896 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на реконструкцию ВЛ:

$$K_{ВЛ} = K_{монт} \cdot l_{вл} \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (97)$$

$$K_{БЛ} = 1170 \cdot 28 \cdot 7,7 \cdot 1,5 = 378378,0 \text{ тыс. руб.}$$

$$K = 2056,82 + 742896,0 + 378378,0 = 1123330,82 \text{ тыс.руб.}$$

8.2 Расчет потерь электроэнергии

Для оценки инвестиционной привлекательности также нужно учитывать потери электрической энергии на участке сети, рассматриваемой при реконструкции. В данной работе рассмотрим потери электрической энергии в силовых трансформаторах и реконструированных участках линии электропередачи.

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (98)$$

где $\Delta W_{ЛЭП}$ – потери электроэнергии в ЛЭП, МВт*ч;

$\Delta W_{ТР}$ – потери электроэнергии в силовых трансформаторах, МВт*ч.

Потери в ЛЭП:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_{лет} \quad (99)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{ЛЭП} &= \frac{(29,62)^2 + (11,84)^2}{110^2} \cdot (0,98 + 1,76) \cdot 5900 + \\ &+ \frac{(12,27)^2 + (4,91)^2}{110^2} \cdot (0,98 + 1,76) \cdot 2680 = 1783,44 \end{aligned} \quad \text{МВт*ч;}$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ТС} = \frac{(P_{эф}^{зим})^2 + (Q_{эф}^{зим})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{зим} + \frac{(P_{эф}^{лет})^2 + (Q_{эф}^{лет})^2}{n \cdot U_{ном}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_{лет} + n \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{Г} \quad (100)$$

$$\Delta W_{TP} = \frac{(29,62)^2 + (11,84)^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (2,8) \cdot 5900 + \frac{(12,27)^2 + (4,91)^2}{2 \cdot 110^2} \cdot (2,8) \cdot 2680 \text{ МВт*ч;} \\ + 2 \cdot 0,036 \cdot 8760 = 1541,969$$

$$\Delta W = 1783,44 + 1541,97 = 3325,41 \text{ МВт*ч.}$$

8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – затраты, включающие в себя стоимость ремонта и обслуживания оборудования, стоимость потерь электроэнергии, ежегодные амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cp}}, \quad (101)$$

где T_{cp} – срок службы оборудования, лет.

$$I_{AM} = \frac{1123330,82}{20} = 56166,54 \text{ тыс.руб./год.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭР} = \alpha_{н.лэп} \cdot K_{лэп} + \alpha_{н.пс} \cdot K_{пс}, \quad (102)$$

где $\alpha_{н.лэп}$ – ежегодные отчисления на ремонт и обслуживание ЛЭП, 0,008 [10];

$\alpha_{н.лэп}$ – ежегодные отчисления на ремонт и обслуживание ПС, 0,049 [10];

$$I_{ЭР} = 0,008 \cdot 378378,0 + 0,049 \cdot 742896,00 = 39428,93 \text{ тыс.руб/год.}$$

Издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (103)$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость электроэнергии, в Приморском крае 4,84 руб на 2023 год.

$$I_{\Delta W} = 3325,41 \cdot 10^3 \cdot 4,84 = 16094,98 \text{ тыс.руб/год.}$$

8.4 Определение приведенных дисконтированных затрат и ЧДД

Определим приведенные дисконтированные затраты:

$$Z = E_n \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (104)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности;

I_{Σ} – суммарные издержки;

K – капиталовложения для сооружения сети.

$$Z = 0,1 \cdot 1123330,82 + 111690,45 = 224023,53 \text{ тыс.руб/год}$$

В таблице 56 представлены результаты расчета:

Таблица 56 – Технико-экономический анализ

Показатель	Вариант №1
Капиталовложения, тыс. руб.	1123330,82
Издержки (не учитывая амортизационные отчисления), тыс. руб.	55523,91
Издержки, тыс. руб.	111690,45
Приведенные затраты, тыс. руб.	224023,53

Чистый дисконтированный доход – случай, когда суммарные денежные поступления превышают над суммарными затратами, которые учитывают разность эффектов, в разных моментах времени.

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (D - (K + И) \cdot (1 + E)^{1-t}) . \quad (105)$$

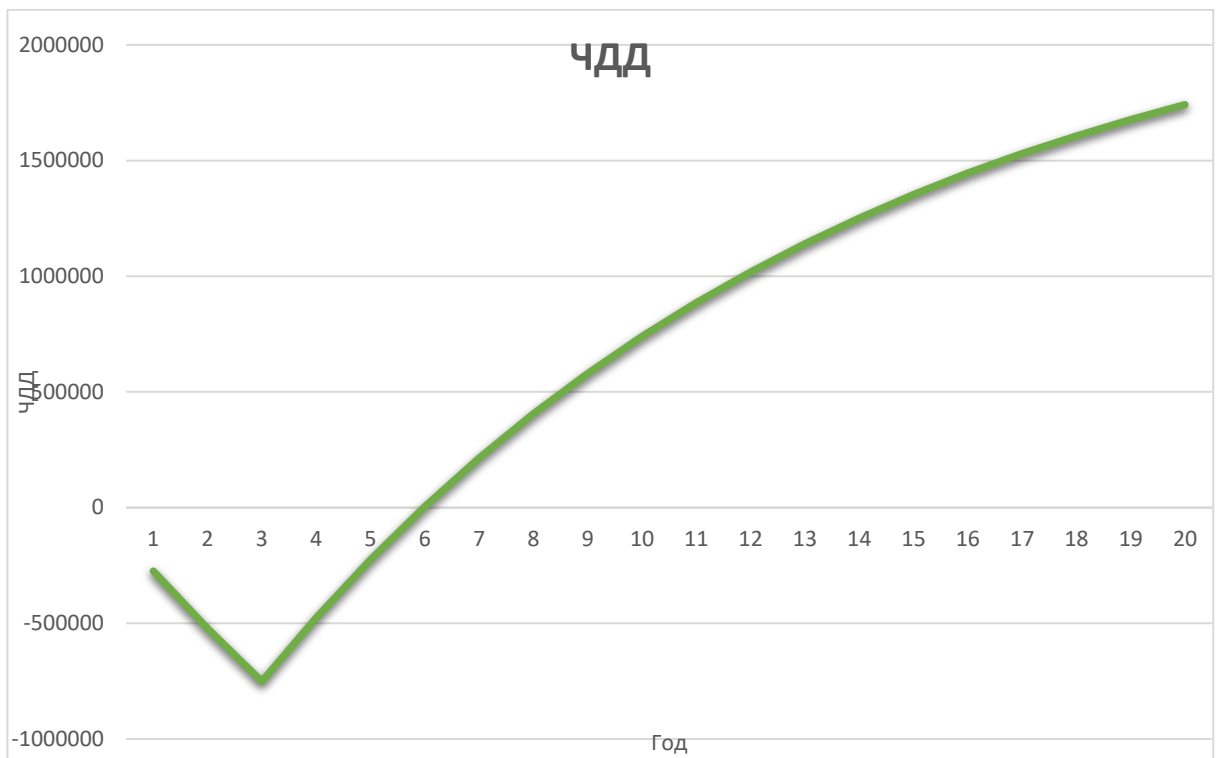


Рисунок 14 – Дисконтированные затраты по проекту

Из данного расчета видно, что проект окупится уже на шестой год эксплуатации, а ЧДД через 10 лет составит 1741,64 млн. руб.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

Перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда приведен в данном разделе.

Проект разработан с учетом действующих норм и правил по обеспечению безопасности жизни и здоровья людей. В период строительства важнейшим является обеспечение безопасной работы эксплуатационного и строительного персонала в зоне производства работ.

Все работы должны производиться в присутствии непосредственного руководителя работ и представителя дирекции предприятия при строгом соблюдении положений следующих нормативных документов:

– СП 12-136-2002 «Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ»;

– Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации об утверждении «Правил труда при строительстве, реконструкции и ремонте», от 11.12.2020 г. № 883н.

– РД 34.03.219 «Инструкция по технике безопасности при размещении, установке и эксплуатации мобильных (инвентарных) зданий контейнерного типа в подразделениях Минэнерго СССР;

– Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения» от 26.11.2020 г. №461;

– ГОСТ 12.3.009-76 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;

– ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электро-безопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

– Приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта. от 18.11.2020 г. №814н;

– Приказ Минэнерго РФ «Об утверждении Инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических предприятиях» от 30.06.2003 №263;

– СО 34.03.151-2004 «Инструкция по безопасному производству работ электромонтажниками на объектах электроэнергетики».

Работы должны выполняться в соответствии с проектом производства работ.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности» и предусматривать технологическую последовательность производственных операций так, чтобы предыдущая операция не являлась источником производственной опасности при выполнении последующих.

Ответственность за соблюдение требований безопасности при эксплуатации машин, электро- и пневмоинструмента, технологической оснастки, за соблюдение требований безопасности труда при производстве работ возлагается на организацию, осуществляющую работы [13].

Перед началом работ на территории действующей тяговой подстанции заказчик и генеральный подрядчик обязаны оформить акт-допуск. Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители строительно-монтажных организаций и действующей тяговой подстанции.

Наряд-допуск выдаётся на срок, необходимый для выполнения заданного объёма работ. Лицо, выдавшее наряд-допуск на производство работ, обязано

осуществлять контроль за выполнением мероприятий по обеспечению безопасности труда [13].

Все работающие на строительной площадке должны быть обеспечены питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям. Рабочие, вновь принятые в штат и ранее не обученные безопасным методам производства работ по профессии, указанной в приказе о зачислении на работу, не позднее месяца со дня зачисления должны быть обучены безопасным методам производства работ [13].

Применяемые при производстве строительно-монтажных работ машины, оборудование и технологическая оснастка по своим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должны обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ. Зоны необходимо ограждать либо выставлять на их границах предупредительные надписи и сигналы [13].

Проходы к рабочим местам должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться материалами и конструкциями. Места временного и постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Места прохода людей в пределах опасных зон должны иметь защитные ограждения. Высота ограждения производственных территорий – не менее 1,60м, а участков работ – не менее 1,20 м. Присутствие людей и передвижение транспортных средств в зонах возможного обрушения и падения грузов запрещается [16].

Складские площадки должны быть защищены от поверхностных вод.

Техническое обслуживание электрических сетей на стройплощадке осуществляется силами электротехнического персонала, имеющего соответствующую группу по электробезопасности.

Разводка временных электросетей напряжением до 1000 В должна быть выполнена изолированным проводом или кабелем на опорах или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность, и на уровне над землей или настилом не менее: 3,50 м – над проходами; 6,00 м – над проездами; 2,50 м – над рабочими местами [16].

Употребление наркотиков и алкоголя запрещено.

В случаях нарушения требований техники безопасности, ставящих под угрозу безопасность персонала и оборудования, работы должны быть приостановлены.

Металлические части машин и механизмов с электроприводами должны быть заземлены, а подводящий кабель защищен от механических повреждений.

9.2 Экологичность

В соответствии с законом РФ «Об охране окружающей природной среды» при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и снятии с эксплуатации предприятий, зданий, сооружений в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте, в энергетике, жилищно- коммунальном хозяйстве должны предусматриваться мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполняться требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения [16].

На основании детального анализа исходного состояния окружающей среды и прогноза ее устойчивости к техногенным воздействиям проведена оценка возможного воздействия намечаемой деятельности на природную и социально-экономическую среду. В ходе проведенных исследований установлено следующее:

- В процессе эксплуатации объекта строительства негативного влияния на атмосферный воздух за счет выбросов в атмосферу не будет, в связи с отсутствием источников выбросов загрязняющих веществ на данном объекте. В

период реконструкции выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают допустимых значений.

- Уровень электромагнитного воздействия на окружающую среду прогнозируется ниже допустимых значений и не представляет опасности для нее.

- Строительно-монтажные работы на реконструируемой линии электропередачи не окажут негативного воздействия по шумовому фактору на ближайшую жилую застройку.

- Принятые в проекте решения обеспечивают нормативные требования, как в части рационального потребления водных ресурсов, так и в части охраны природных водных объектов от загрязнения сточными водами.

- Отходы, образующиеся в период реконструкции и эксплуатации, при соблюдении правил сбора, хранения, периодичности вывоза и транспортировки на соответствующие специализированные полигоны, не окажут негативного воздействия на окружающую природную среду.

9.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ. В период строительства источниками загрязнения атмосферного воздуха являются [24]:

- строительная техника и автотранспорт;
- сварочные работы;
- дизель-генераторная установка;
- земляные работы.

Воздействие на атмосферный воздух при строительстве будет носить локальный и кратковременный характер.

Технология выполнения строительно-монтажных работ не требует одновременной работы большого количества строительных механизмов и транспортных средств. Поэтому их суммарный выброс вредных веществ в атмосферу не требует никаких специальных мероприятий для снижения концентрации вредных примесей в воздухе в районе строительства.

Для снижения воздействия на окружающую среду во время строительства используется современная автотранспортная техника и строительные машины, шумовые характеристики и выбросы вредных веществ, с дымовыми газами которых соответствуют требованиям, предъявляемым в РФ. Заправка строительной техники и автотранспорта производится на существующих заправочных пунктах.

При соблюдении необходимых мероприятий, предусмотренных технологическим процессом производства работ, строительство линейного объекта не окажет негативного воздействия на состояние атмосферного воздуха.

Подрядные организации должны учитывать выбросы в собственных расчетах платы за негативное воздействие [17].

Технологический процесс передачи, преобразования и распределения электрической энергии в период эксплуатации линейного объекта не сопровождается выбросами вредных веществ в атмосферный воздух. В связи с этим проектом не предусматриваются мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения в период эксплуатации.

9.2.2 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

При проведении механизированных работ основное воздействие на почвенно-растительный покров связано с передвижением строительной техники и транспортных средств, засорение полосы отвода отходами строительного мусора и горюче-смазочными материалами, вследствие чего, происходит уплотнение почвы и нарушение растительного покрова. Земляные работы, предусматривающие снятие плодородного слоя грунта и обратную засыпку, не должны превышать норму по ГОСТ 17.5.3.06-85.

К источникам техногенного нарушения земель в период строительства относятся земляные работы, проезд строительной техники [24].

При строительстве предусматриваются щадящие по отношению к природе технологии. Охрана земель на территории строительства в период строительства обеспечивается следующими мерами:

- минимизацией площади изымаемых и нарушаемых земель;
- меры по снижению уровня воздействия на земельные ресурсы;
- предупреждением химического загрязнения почв;
- рекультивации нарушенных земель.

Во время подготовительного этапа строительства ЛЭП необходимо предусмотреть устройство открытых площадок для складирования растительного слоя грунта. При снятии слоя почвы должны быть приняты меры к защите ее от загрязнения смешиванием с минеральным грунтом, засорения, водной и ветровой эрозии. Штабели плодородного грунта необходимо располагать на сухих местах отдельно. Высота штабелей должна составлять не более 10,0 м, а угол неукрепленного откоса - не более 30°. Для предохранения штабелей грунта от размыва необходимо устраивать водоотводные каналы. Не допускается перемешивания извлекаемой подстилающей почвы с почвой верхнего, перегнойно-аккумулятивного слоя.

Для охраны земель во время строительства проектом предусмотрены решения технологического и организационного плана [17]:

- для предотвращения загрязнения поверхности земли отходами предусмотреть обеспечение рабочих мест контейнерами для бытовых и строительных отходов и своевременный вывоз их на полигон;
- проезд строительной техники выполнять по существующим автодорогам;
- ремонт и техническое обслуживание автотранспорта производится только на базе строительной организации;
- запрещается мойка автотранспорта вне специально установленных мест;
- заправка автомобилей возможна только на стационарных организованных АЗС.

По окончании строительных работ предусмотрено проведение рекультивации, которая предусматривает:

- передислокацию всех временных сооружений, устройств, техники, транспортных средств с территории;

- очистку территории от строительного мусора, остатков металлических конструкций и т.п.;

- вертикальную планировку нарушенной территории (засыпка ям, срезка искусственно образованных бугров).

Для рекультивации нарушенных земель используется снятый при строительстве растительный грунт и грунт, полученный при разработке котлованов.

Необходимо осуществить организацию экологического контроля в период проведения строительно-монтажных работ.

Приведение земель в состояние, пригодное для дальнейшего использования и благоустройства территории производится по окончании строительных работ в соответствии с «Основами земельного законодательства России».

В период эксплуатации процесс передачи, преобразования и распределения электроэнергии вредными воздействиями на земельные угодья не сопровождается. В связи с этим проектом не предусматриваются мероприятия по предупреждению вредного воздействия на земельные ресурсы в период эксплуатации.

9.2.3 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Места обитания животных и птиц на участках строительства, а также пути их миграции на территории, отсутствуют.

Проектом предусмотрено восстановление благоустройства и озеленение территории на маршрутах прохождения линейного объекта.

При выполнении работ по строительству на проектируемом объекте Подрядчик должен осуществляться постоянный контроль соблюдения следующих природоохранных требований [17]:

- исключение случаев повреждения насаждений, растительного покрова и почв за пределами земельного участка, отведенного под проектируемый объект;

– исключение случаев захламления прилегающих территорий за пределами земельного участка, отведенного под проектируемый объект, строительным и бытовым мусором и иными видами отходов;

– исключение случаев загрязнения площади предоставленного участка и территории за его пределами химическими веществами.

Площадки под кран и под складирование материалов и др. должны устраиваться с учетом требований по предотвращению повреждений древесно-кустарниковой растительности.

При строительстве ВЛ принимать меры для сохранения существующих деревьев и кустарников, а именно:

– ширина полосы отвода земли на время строительства ВЛ должна быть взята в строгом соответствии с проектом;

– движение автотранспорта, строительных машин и механизмов или их частей на расстоянии менее 1 м от деревьев и кустарников запрещается;

– при стесненных условиях работы строительной техники и механизмов, стволы деревьев, попадающих в зону работ, но не подлежащих вырубке, взять в защитные деревянные кожуха;

– производство строительно-монтажных работ, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных ППР, не допускается;

– при выборе методов и средств механизации для производства работ по вырубке просеки следует соблюдать условия, обеспечивающие нанесение минимального вреда и ущерба для рядом находящихся деревьев и кустарников.

9.2.4 Источники шумового воздействия

Шум является одним из наиболее распространенных и агрессивных факторов загрязнения окружающей среды.

Основными задачами разработки данного подраздела являются:

– определение расположение источников шума на рассматриваемой территории;

– разработка комплекса мероприятий по защите от шума и вибраций;

– определение степени воздействия от проектируемых источников шума рассматриваемого объекта на акустический режим территории на границе санитарно-защитной зоны и в населенных пунктах, находящихся в зоне влияния объекта.

При строительстве ПС, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации приведен в таблице 57 [3].

Таблица 57 – Перечень источников шума в период эксплуатации

Наименование	Количество	Номер источника шума	Шумовая хар-ка, дБА
Трансформатор силовой масляный ТДН-40000/110/10 ХЛ1	2	ИШ №1-2	89,0

Произведем необходимые расчеты.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет (при $S_{ном} = 40$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ) [3]:

$$L_{РА} = 89 \text{ дБА};$$

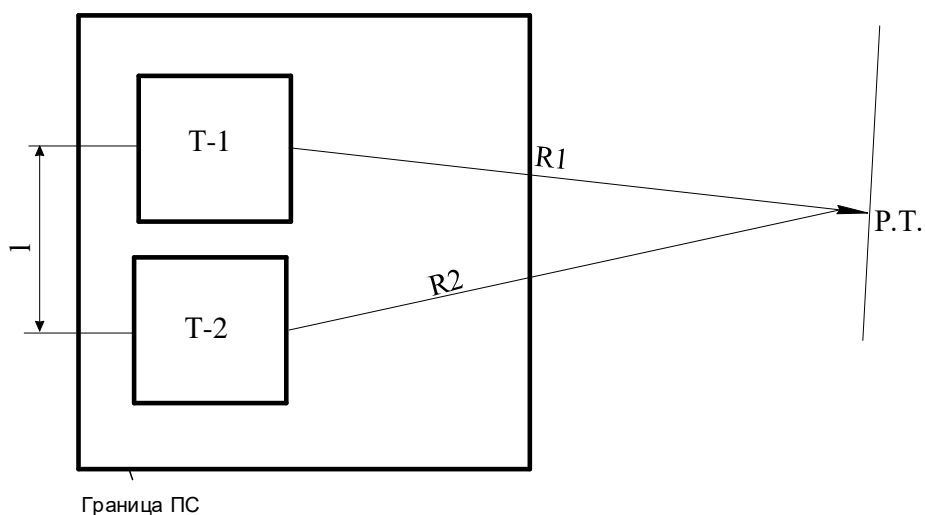


Рисунок 6 – Схема расположения трансформаторов и расчетной точки

Т.к. расстояние между трансформаторами небольшое и $R_1 \ll l, R_2 \ll l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [3]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot L_{WAi}}, \quad (106)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \sum_{i=1}^n 10^{0.1 \cdot 89} = 91,0 \text{ дБА},$$

где n – количество источников шума (ТМ);

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$. Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [3]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{WA\Sigma} - DY_{LA})}}{2\pi}}; \quad (107)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(92.0-50)}}{2\pi}} = 50,24 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму. Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 50,24 м.

9.3 Пожарная безопасность

9.3.1 Описание системы обеспечения пожарной безопасности объекта капитального строительства

Пожарная безопасность ПС обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями по ГОСТ 12.1.004-91.

Целью создания системы пожарной безопасности является исключение условий возникновения пожаров. Исключение условий возникновения пожаров должно достигаться исключением условий образования горючей среды и (или) исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания.

Для предотвращения образования горючей среды и источников зажигания на ПС предусмотрено [25]:

- применение негорючих и трудно горючих материалов;
- максимально возможное по условиям технологии и строительства ограничение массы горючих веществ и наиболее безопасные способы их размещения;

- соблюдение изоляционных расстояний между токоведущими частями электроустановок;
- применение электрооборудования, при эксплуатации которого не образуются источники зажигания;
- применение электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам согласно ПУЭ;
- применение быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- устройство защитного заземления электрооборудования подстанции;
- устройство молниезащиты подстанции.

9.3.2 Обоснование противопожарных расстояний

Обоснованием противопожарных расстояний между зданиями, сооружениями и наружными установками, обеспечивающих пожарную безопасность ПС, являются ПУЭ [11]:

- расстояния от оборудования ОРУ до КРУН и других технологических зданий и сооружений определяются только по технологическим требованиям и не должны увеличиваться по пожарным условиям;
- расстояния между токоведущими частями ОРУ и зданиями или сооружениями по горизонтали должны быть не менее 2,9 м, а по вертикали при наибольшем провисании проводов - не менее 3,6 м [17];
- противопожарные расстояния от маслонаполненного оборудования с массой масла в единице оборудования 60 кг и более до производственных зданий с категорией помещения В1-В2, Г и Д, а также до жилых и общественных зданий должны быть не менее [17]:
 - 16 м - при степени огнестойкости этих зданий I и II;
 - 20 м - при степени III;
 - 24 м - при степени IV и V.

В соответствии с последним пунктом расстояние между зданием ОПУ и наиболее выступающим габаритом трансформатора должно быть не менее 16 метров [17].

При этом для КРУН данное расстояние может быть уменьшено в соответствии с п. 4.2.68 ПУЭ-7, так как КРУН является электрически связанным с силовым трансформатором [17].

Согласно п. 9.8 РД 153-34.0-49.101-2003 расстояние от конструкций и оборудования ПС до границы массива лиственных пород дерева должно быть больше 20 м, что соблюдается при фактическом размещении ПС на местности.

По п. 9.12 РД 153-34.0-49.101-2003 расстояние от ограды ПС до границы лесного массива должно быть не менее 5 м. По факту расположение ПС проектируется так, что расстояние до близлежащих насаждений более 10 м.

9.3.3 Описание и обоснование проектных решений по наружному противопожарному водоснабжению, по определению проездов и подъездов для пожарной техники

Подъездные автомобильные дороги относятся к V категории по строительным нормам и правилам и, как правило, имеют ширину проезжей части 4,5 м [17].

Внутриплощадочная автомобильная дорога ПС принята с шириной проезжей части 4,5 м. Она является также и пожарным проездом со щебеночным (гравийным) покрытием, обеспечивая круглогодичный проезд авто-транспорта.

Здание ОПУ имеет IV класс огнестойкости, категорию помещений по пожарной и взрывопожарной опасности - В2 и объем не более 3000 м³, поэтому, в соответствии с таблицей 3 СП 8.13130.2009 расход воды на наружное пожаротушение на один пожар составляет 15л/с.

Тушение пожара на территории ПС осуществляется силами команд МЧС. Расчетное время прибытия пожарного подразделения - 20 мин.

В соответствии со статьей 17 п. 3 Федерального закона №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» устанавливается следующее деление здания ОПУ на пожарные отсеки: учитывая, что категория здания

- В, высота здания ОПУ - не более 48м, степень огнестойкости здания ОПУ - IV, этажность здания ОПУ - одноэтажное, площадь этажа в пределах пожарного отсека согласно требованиям пункта 6.1 СП 2.13130.2020 должна быть - не более 25000 м². Т.к. площадь здания ОПУ составляет 16,3 м², то все здание рассматривается как единый пожарный отсек.

9.3.4 Описание и обоснование принятых конструктивных и объемно-планировочных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности строительных конструкций

Электрооборудование, устанавливаемое на подстанции, имеет степень защиты по ПУЭ, необходимую для эксплуатации в пожароопасных зонах соответствующего класса. Надежная эксплуатация и пожарная безопасность масляного оборудования обеспечивается выполнением требований «Правил противопожарного режима в Российской Федерации», утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. N 1479, а также Федерального закона Российской Федерации от 22.07.2008 N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (далее ФЗ№123) [17]:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- соблюдением норм качества масла, его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты;
- содержанием в исправном состоянии маслоприемного устройства и маслоотвода для исключения растекания масла при аварии и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- содержанием в чистом состоянии, регулярной промывке и замене гравийной засыпки маслоприемника.

Все токоведущие части электроустановок изолированы друг от друга и от прикосновения человеком применением изоляционных материалов, ограждений с требуемым пределом огнестойкости, соблюдением нормативных расстояний. Установленное электрооборудование имеет сертификаты соответствия.

Технические решения по генеральной планировке способствуют успешному маневрированию пожарных подразделений при тушении возможного пожара и препятствуют распространению огня с одного здания на другое.

Подъезд пожарных машин обеспечен по дороге с усиленным щебеночным покрытием. Покрытие подъезда предусмотрено с учетом нагрузки на грунт пожарных автомобилей. Ширина подъезда для обеспечения противопожарных требований 4,5 м.

Внутриплощадочный технологический проезд по территории ПС так же с усиленным щебеночным покрытием, принят шириной 4,5 м и обеспечивает беспрепятственное маневрирование техники. Изоляционные расстояния от границы проезда до токоведущих частей ОРУ приняты в соответствии с гл. 4.2 ПУЭ изд.7 [11].

По проекту кабели при вводе в днище модуля ОПУ проходят внутри металлических гильз диаметром до 40 мм (заложённых заводом-изготовителем ОПУ) с последующим уплотнением пустот мастикой МГКП и фиксацией кабелей гермовводами, предусматриваемыми заводом-изготовителем. Место кабельной проходки организовано в стальном клеммном шкафу размерами 600x250x2000, установленном на полу и входящим в комплектацию ОПУ. Клеммный шкаф позволяет осуществлять ревизию и расключение кабелей. Всего по проекту в ОПУ заводится кабели сечением токопроводящих жил от 1,5 до 4 мм² (цепи РЗА, контрольные, управления, освещения) по 1 шт. на гильзу. Согласно методике ГОСТ Р МЭК 60332-3-22 объем горючей массы оболочек, приходящихся на все кабели, меньше 1,5 л/м, следовательно, в соответствии с п. 4.10 табл. 2 СП 486.1311500.2020 особых мероприятий по защите кабелей, выходящих из ж/б лотка верти-кально к днищу ОПУ, не требуется АУП и СПС.

В КРУН и блок ТСН кабели заводятся через сальниковые уплотнения, предусмотренные для этого заводом-изготовителем. Проходки подлежат свободной ревизии. Все пересечения здесь происходят с перегородками из стали, а уплотнения выполнены мастикой МГКП в коробе ввода кабелей (п. 5.14 РД 153-34.0-03.301-00). В КРУН всего по проекту заводится 22 кабеля сечением токопроводящих жил от 1,5 до 4 мм² (цепи РЗА, контрольные, управления, освещения) каждый в своем сальниковом уплотнении. Внутри КРУН все кабели проходят по стальным коробам [11].

Согласно п.5.8 СП 484.1311500.2020, электропитание СПС следует выполнять в соответствии с СП 6.13130.2013. Кабели и провода СПЗ, прокладываемые при групповой прокладке (расстояние между кабелями менее 300 мм), должны иметь показатели пожарной опасности по нераспространению горения ПРГП 1, ПРГП 2, ПРГП 3 или ПРГП 4 (в зависимости от объема горючей нагрузки), и показатель дымообразования не ниже ПД 2 по ГОСТ Р 53315. В АПС применены экранированные кабели типа КПСВЭВнг(А)-LS. Класс пожарной опасности кабеля по ГОСТ Р 53315–2009 – П1.8.2.2.2. Поэтому допускается их параллельная прокладка с остальными кабелями на расстоянии менее 0,3 м [11].

По территории ОРУ кабели прокладываются в ж/б лотках на отметке земли и в двухъярусных стальных коробах на высоте 2 м. С учетом отдельной прокладки силовых и контрольных кабелей согласно п. 4.14 СП 6.13130.2013 для кабелей СПС. Стальные лотки разделены на отдельные уровни.

Согласно п. 14.6 РД 153-34.0-03.301-00 наземные ж/б кабельные лотки ОРУ должны быть постоянно закрыты несгораемыми съемными плитами, а по п. 14.7 ж/б лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах входа кабелей в эти лотки, в местах разветвления и через каждые 50 м по длине. Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением красных полос. По п. 14.8 в кабельных ж/б лотках применены пояса из песка длиной более 0,3 м.

В соответствии с п. 15.18 РД 153-34.0-03.301-00 кабели в ОПУ прокладываются в коробах ТА-GN 200x60 и ТА-GN 80x60, закрепляемых на стенах, с

разделением по полкам силовых, контрольных и охранно-пожарных. Материал коробов - нераспространяющая горение композиция на основе поливинилхлорида (ПВХ), без кадмиевых добавок. Короба соответствуют требованиям ФЗ№123, ГОСТ Р 53313-2009 «Изделия погонажные электро-монтажные. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний» (подразделы 5.1 - 5.4).

В качестве отопления помещения ОПУ заводом-изготовителем применены электрообогреватели конвективного нагрева, нагревательный элемент которых защищен стальной оболочкой. Электрообогреватели управляются системой обогрева, работающей как в автоматическом, так и ручном режимах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы были выполнены главных задач для реконструкции и проектирования электрической сети с учетом необходимых параметров надежности электроснабжения и качества электрической энергии. В результате реконструкции электрической сети был разработан наиболее целесообразный вариант реконструкции рассматриваемой сети, как с точки зрения параметров режимов сети, так и с точки зрения экономических показателей – была произведена реконструкция ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Шахта 7 с образованием заходов на ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём». Строительство ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём» с целью подключения нового потребителя.

Также при реализации данного проекта был произведен расчет как рабочих токов, так и токов короткого замыкания, данный расчет был необходим для дальнейшего выбора оборудования, необходимого для ввода в эксплуатацию на ПС 110 кВ ТЛЦ «Артём»

Был произведен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности. Произведен выбор устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

С учетом спрогнозированных нагрузок были произведены максимальные, минимальные и послеаварийные режимы в результате которых можно сделать вывод, что токовая загрузка ЛЭП, автотрансформаторов и силовых трансформаторов не выходят за допустимые пределы.

В разделе безопасность и экологичность были рассмотрены необходимые требования безопасной эксплуатации электрооборудования, а также безопасность при монтажных работах по реконструкции сети. Был произведен расчет шума трансформатора, а также рассмотрены ЧС, которые способны нанести вред, как электрооборудованию, так и экологии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б.Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

3 Быстрицкий, Г. Ф. Общая энергетика. Основное оборудование : учебник для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Г. Г. Гасангаджиев, В. С. Кожиченков. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 416 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534- 12 08545-7. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/470413> (дата обращения: 17.05.2023).

4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

5 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с
Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf

6 Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

8 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

9 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.

10 Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. — Электрон. текстовые данные. — Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. — 100 с. — 978-5-7996-1457-7. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/68483.html>

11 Кузнецов, И. Н. Рефераты, курсовые и дипломные работы. Методика подготовки и оформления : учебно-методическое пособие / И. Н. Кузнецов. — 7-е изд. — Москва : Дашков и К, 2018. — 340 с. — ISBN 978-5-394-01694-3. — Текст : электронный // Электроннобиблиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/85339.html> (дата обращения: 13.05.2023).

12 Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 360 с. — (Серия : Университеты России). — ISBN 978-5-534-04321-1. — Режим доступа : www.biblio-online.ru/book/0708239C-0BAF4AB2-9959-ED70AFE42F7E.

13 Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

14 Мироненко Я.В. Пожарная безопасность на объектах электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. – Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. Режим доступа: https://algorithm.org/arch/17_4/17_4_25.pdf. (05.05.2023)

15 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

16 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.

17 Официальный сайт ОАО «Союз-электро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://souzelectro.spb.ru>– (дата обращения: 13.05.2023).

18 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Переруб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

19 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране

труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

20 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

21 Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» // В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями на 30 апреля 2020 г.). – 2019

22 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.

23 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с.

24 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

25 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.

26 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

27 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

28 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

29 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период: отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение); рук. М. С. Волков; исполн.: С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

30 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

31 Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 446 с. — (Серия : Университеты России). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Режим доступа : www.biblio-online.ru/book/22CAF331-A36E-4A5D-A512-EF7D3D51F554

32 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц.

33 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самост. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.

Приложение А – Математическая модель электроэнергетической сети

Таблица 1 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	301	АТЭЦ 220 кВ	220,00	0,00	1,00	93,70	7,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,86	-8,83
Нагр	302	н-ль1	220,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,19	-8,65
Нагр	303	н-ль2	220,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,19	-8,65
Нагр	304	110 кВ	110,00	0,00	1,00	52,94	6,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,27	-8,65
Ген	305	Г5	10,00	0,00	1,00	12,06	9,26	89,00	31,43	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-4,68
Ген	306	Г6	10,00	0,00	1,00	8,01	7,59	94,00	30,16	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-4,21
Ген	307	Г7	10,00	0,00	1,00	11,65	10,40	95,00	-1,50	10,40	-100,00	100,00	0,00	10,40	-5,93
Ген	308	Г8	10,00	0,00	1,00	8,84	7,49	93,00	35,14	9,80	-100,00	100,00	0,00	9,80	-3,87
Нагр	501	ПС 110 кВ Шахта 7	110,00	0,00	1,00	13,94	3,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,85	-10,31
Нагр	601	ПС 110 кВ Западная	110,00	0,00	1,00	63,54	11,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,12	-10,90
Нагр	701	ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	0,00	1,00	18,93	6,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,16	-9,39
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежденская/т	110,00	0,00	1,00	11,13	12,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,19	-11,96
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	0,00	1,00	38,06	11,02	17,90	23,70	0,00	0,00	0,00	0,00	111,81	-14,40
Нагр	1001	ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	0,00	1,00	17,58	7,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,68	-12,49

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы 1

База	1101	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	0,00	1,00	29,22	12,90	11,78	26,72	112,00	0,00	0,00	0,00	112,00	- 12,37
Нагр	128	оп. 128	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,21	-9,36
Нагр	129	оп. 129	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,21	-9,36
Нагр	162	оп. 162	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	115,00	-8,83
Нагр	163	оп. 163	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,99	-8,83
Нагр	1	оп. 13	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,81	- 14,40
Нагр	1501	ПС 110 кВ Тереховка	110,00	0,00	1,00	0,83	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,63	- 12,16
Нагр	1601	ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	0,00	1,00	0,83	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,32	- 11,92
Нагр	1701	ПС 110 кВ Раздольное 1	110,00	0,00	1,00	10,50	3,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,30	- 11,91
Нагр	1801	ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	0,00	1,00	2,60	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,51	- 11,63
Нагр	105	оп. 105	110,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,51	- 11,63

Таблица 2 – Вкладка «Ветви»

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
0	Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,30	30,40	18,90	1,00	4,94	-5,86	20,13	0,00
0	Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,30	30,40	18,90	1,00	4,94	-5,86	20,13	0,00
0	Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,53	-36,60	3,06	96,75	0,00
0	Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,53	-36,60	3,06	96,75	0,00
0	Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,05	41,65	-7,98	111,71	0,00

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы 2

0	Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,05	41,65	-7,98	111,71	0,00
0	Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,40	51,50	10,67	0,04	83,83	19,22	225,85	0,00
0	Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,30	46,97	0,09	76,66	15,85	392,08	0,00
0	Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,30	46,97	0,09	85,67	14,91	435,57	0,00
0	ЛЭП	304	501	110 кВ - ПС 110 кВ Шахта 7	4,05	5,94	-39,90	0,00	-65,57	-2,90	328,83	97,58
0	ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,53	1,12	7,17	0,00	-41,06	-8,49	210,00	42,42
0	ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,53	1,12	7,20	0,00	-41,57	-8,60	212,63	42,96
0	ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,55	3,30	-21,19	0,00	-40,99	-8,25	210,19	42,46
0	ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,52	3,22	-20,73	0,00	-41,50	-8,36	212,81	42,99
0	ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	-4,53	0,00	-9,16	-3,01	48,81	9,86
0	ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	-4,55	0,00	-9,78	-3,12	51,98	10,50
0	ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,60	11,88	-76,39	0,00	-31,63	-5,09	162,76	32,88
0	ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,63	11,94	-76,76	0,00	-31,52	-5,07	162,18	32,76
0	ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,74	2,55	-17,13	0,00	-50,32	1,83	257,63	76,45
0	ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	-45,79	0,00	-32,01	0,56	164,87	33,31
0	ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	9,42	19,99	-128,52	0,00	-20,61	13,36	127,54	25,77
0	ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,15	0,21	-1,28	0,00	0,00	0,02	0,08	0,02
1	ЛЭП	1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,46	-2,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	1,20	2,05	-12,77	0,00	17,58	7,38	98,56	22,92

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы 2

0	ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурйск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	-58,52	0,00	1,73	-5,01	30,90	7,19
0	ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	5,05	8,66	-53,92	0,00	2,58	-5,30	33,64	7,82
0	ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,20	0,34	-2,13	0,00	3,43	-5,53	33,86	7,87
0	ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,34	4,01	-25,00	0,00	13,93	-2,23	73,46	17,08
0	ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,02	-0,10	0,00	-2,60	-0,62	13,84	3,22
0	ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5,17	8,87	-55,23	0,00	16,57	-1,85	86,79	20,18
0	ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурйск-1	12,05	24,17	-170,65	0	-34,39	1,59	172,45	39,91

Продолжение Приложения А

Таблица 3 – Вкладка «Токовая нагрузка»

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	I _{доп_25_ДД} ТН	I _{доп_расч_ДД} ТН	I/I _{доп_ДД} ТН	I _{доп_25_АД} ТН	I _{доп_расч_АД} ТН	I/I _{доп_АД} ТН
304	501	110 кВ - ПС 110 кВ Шахта 7	328,7 4	328,8 3	ВН	337	337	97,58	411	411	80,01
304	162	110 кВ - оп. 162	210,0 0	209,9 1	ВН	495	495	42,42	604	604	34,77
304	163	110 кВ - оп. 163	212,6 3	212,5 4	ВН	495	495	42,96	604	604	35,20
162	128	оп. 162 - оп. 128	209,9 1	210,1 9	ВН	495	495	42,46	604	604	34,80
163	129	оп. 163 - оп. 129	212,5 4	212,8 1	ВН	495	495	42,99	604	604	35,23
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	48,72	48,81	ВН	495	495	9,86	604	604	8,08
129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	51,89	51,98	ВН	495	495	10,50	604	604	8,61
128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	161,9 5	162,7 6	ВН	495	495	32,88	604	604	26,95
129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	161,3 8	162,1 8	ВН	495	495	32,76	604	604	26,85
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	257,6 3	257,5 9	ВН	337	337	76,45	411	411	62,68
601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	164,8 7	164,8 1	ВН	495	495	33,31	604	604	27,30

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы 3

801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	127,54	123,08	ВН	495	495	25,77	604	604	21,12
901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,08	0,00	ВН	375	375	0,02	455	455	0,02
1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,00	0,00	ВН	375	375	0,00	455	455	0,00
1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	98,56	98,24	ВН	430	430	22,92	524	524	18,81
1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	27,31	30,90	ВН	430	430	7,19	524	524	5,90
1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	30,48	33,64	ВН	430	430	7,82	524	524	6,42
1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	33,74	33,86	ВН	430	430	7,87	524	524	6,46
1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	73,19	73,46	ВН	430	430	17,08	524	524	14,02
105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	13,84	13,84	ВН	430	430	3,22	524	524	2,64
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	86,34	86,79	ВН	430	430	20,18	524	524	16,56
304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	172,45	171,94	ВН	432	432	39,92	527	527	32,72

Продолжение Приложения А

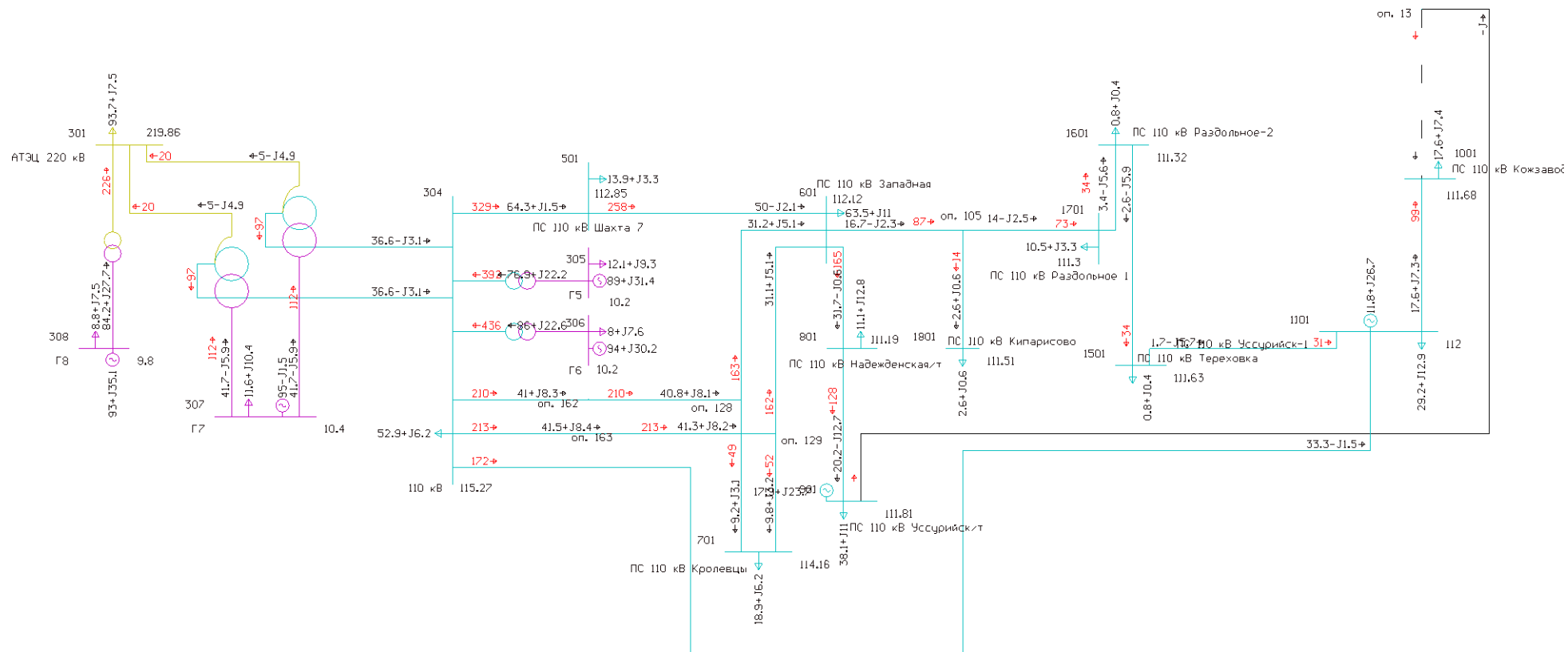


Рисунок 1 – Вкладка «Графика»

Ток трехфазного и однофазного КЗ:

на шинах ПС 110 кВ Шахта-7

$$Ik3_{c1} := 9.83 \text{ кА}$$

$$Ik1_{c1} := 8.03 \text{ кА}$$

на шинах 110 кВ АТЭЦ:

$$Ik3_{c2} := 19.5 \text{ кА}$$

$$Ik1_{c2} := 21.6 \text{ кА}$$

Напряжение из среднего ряда:

$$U_{cp110} := 115 \text{ кВ}$$

$$U_{cp10} := 11 \text{ кВ}$$

Параметры ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ - ТЛЦ Артем:

$$X_{л20} := 0.405 \quad l_{л2} := 10 \text{ км}$$

ВЛ 110 кВ ТЛЦ Артем - Шахта 7:

$$X_{л10} := 0.405 \quad l_{л1} := 18 \text{ км}$$

Параметры ТРДН-40000/110:

$$S_{ном} := 40 \text{ МВА} \quad u_k := 10.5 \%$$

Сопротивление эквивалентного источника:

прямой последовательности:

$$X_{c1} := \frac{U_{cp110}}{\sqrt{3} \cdot Ik3_{c1}} = 6.754 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} := \frac{U_{cp110}}{\sqrt{3} \cdot Ik3_{c2}} = 3.405 \text{ Ом}$$

нулевой последовательности

$$X0_{c1} := \frac{U_{cp110}}{\sqrt{3} \cdot Ik1_{c1}} = 8.268 \text{ Ом}$$

$$X0_{c2} := \frac{U_{cp110}}{\sqrt{3} \cdot Ik1_{c2}} = 3.074 \text{ Ом}$$

Продолжение Приложения Б

Сопротивление ЛЭП:

прямой последовательности:

$$X_{Л1} := X_{Л10} \cdot l_{Л1} = 7.29 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} := X_{Л20} \cdot l_{Л2} = 4.05 \text{ Ом}$$

нулевой последовательности:

$$X_{0Л1} := 3X_{Л10} \cdot l_{Л1} = 21.87 \text{ Ом}$$

$$X_{0Л2} := 3X_{Л20} \cdot l_{Л2} = 12.15 \text{ Ом}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_T := \frac{uk}{100} \cdot \frac{115^2}{S_{ном}} = 34.716 \text{ Ом}$$

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{к3К1} := \frac{U_{ср110}}{(X_{с1} + X_{Л1})\sqrt{3}} + \frac{U_{ср110}}{(X_{с2} + X_{Л2})\sqrt{3}} = 13.634 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока однофазного тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{к3К1} := \frac{U_{ср110}}{(X_{с1} + X_{Л1})\sqrt{3}} + \frac{U_{ср110}}{(X_{с2} + X_{Л2})\sqrt{3}} = 13.634 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока однофазного тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке К1:

$$I_{к1К1} := \frac{U_{ср110}}{(X_{0с1} + X_{0Л1})\sqrt{3}} + \frac{U_{ср110}}{(X_{0с2} + X_{0Л2})\sqrt{3}} + \frac{U_{ср110}}{(X_T)\sqrt{3}} = 8.477 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени в точке К2:

$$X_{эквК2} := \frac{(X_{с1} + X_{Л1}) \cdot (X_{с2} + X_{Л2})}{X_{с1} + X_{Л1} + (X_{с2} + X_{Л2})} + \frac{X_T}{2} = 22.228 \text{ Ом}$$

$$I_{к3К2} := \frac{11}{X_{эквК2} \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{11}{115}\right)^2} = 31.228 \text{ кА}$$

Продолжение Приложения Б

Ударный ток КЗ:

$$K_y := 1 + e^{\frac{-0.01}{0.015}}$$

$$i_{уд_{к1}} := \sqrt{2} \cdot I_{к3_{к1}} \cdot K_y = 29.18 \text{ кА}$$

$$i_{уд_{к2}} := \sqrt{2} \cdot I_{к3_{к2}} \cdot K_y = 66.838 \text{ кА}$$

Приложение В – Выбор оборудования

Исходные данные:

периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п0110} := 13.63 \text{ кА}$$

$$i_{уд110} := 29.18 \text{ кА}$$

$$i_{a110} := \sqrt{2} \cdot I_{п0110} = 19.276 \text{ кА}$$

$$I_{п010} := 31.23 \text{ кА}$$

$$i_{уд10} := 66.84 \text{ кА}$$

$$i_{a10} := \sqrt{2} \cdot I_{п010} = 44.166 \text{ кА}$$

линейное напряжение:

$$U_{110} := 110 \text{ кВ}$$

$$U_{10} := 10 \text{ кВ}$$

Максимальный протекающий ток:

$$I_{рабmax110} := 203 \text{ А}$$

Выбор выключателей

110 кВ

предварительно выбираем на стороне 110 кВ выключатель ВЭБ - УЭТМ - 110

номинальное напряжение:

$$U_{ном110} := 110 \text{ кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{ном110} := 2500 \text{ А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{прскв110} := 102 \text{ кА}$$

время отключения выключателя на РУ 110 кВ:

$$t_{откл} := 0.34 \text{ с.}$$

номинальный ток отключения:

$$I_{отклном110} := 40 \text{ кА}$$

Продолжение Приложения В

По номинальному напряжению:

$$U_{110} \leq U_{\text{ном}110} = 1$$

По номинальному току:

$$I_{\text{рабmax}110} \leq I_{\text{ном}110} = 1$$

По динамической устойчивости:

$$i_{\text{прскв}110} \geq i_{\text{уд}110} = 1$$

По термической устойчивости:

постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a := 0.02 \text{ с.}$$

$$V_{k110} := I_{\text{п0}110}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 66.88 \text{ кА}^2\text{с}$$

Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$\beta_{\text{норм}} := 40 \%$$

$$i_{\text{аном}110} := \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{отклном}110} = 22.627 \text{ кА}$$

$$i_{\text{аном}110} \geq i_{a110} = 1$$

10 кВ

предварительно выбираем на стороне 10 кВ выключатель
ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2000 ЗАО СЭЦ

номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном}10} := 10 \text{ кВ}$$

номинальный ток:

$$I_{\text{ном}10} := 4000 \text{ А}$$

амплитудное значение сквозного тока аппарата:

$$i_{\text{прскв}10} := 120 \text{ кА}$$

время отключения выключателя на РУ 10 кВ:

$$t_{\text{откл}} := 0.35 \text{ с.}$$

Продолжение Приложения В

номинальный ток отключения:

$$I_{\text{отклном}10} := 50 \quad \text{кА}$$

По номинальному напряжению:

$$U_{10} \leq U_{\text{ном}10} = 1$$

По номинальному току:

$$I_{\text{рабтах}10} \leq I_{\text{ном}10} = 1$$

По динамической устойчивости:

$$i_{\text{прскв}10} \geq i_{\text{уд}10} = 1$$

По термической устойчивости:

$$Wk_{10} := I_{\text{п}010}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 360.866 \text{кА}^2\text{с}$$

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{аном}10} := \sqrt{2} \cdot \frac{80}{100} \cdot I_{\text{отклном}10} = 56.569 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{аном}10} \geq i_{\text{а}10} = 1 \quad i_{\text{а}10} = 44.166$$

Выбор трансформаторов тока

110 кВ

предварительно выбираем ТТ ТВГ-УЭТМ-110

номинальная мощность ТТ:

$$S_{2\text{ном}110} := 100 \quad \text{ВА}$$

вторичный ток ТТ:

$$I_2 := 5 \quad \text{А}$$

$$Z_{2\text{ном}110} := \frac{S_{2\text{ном}110}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} = 2.309 \quad \text{Ом}$$

сопротивление контактов:

$$R_{\text{конт}} := 0.05 \quad \text{Ом}$$

Нагрузка вторичной обмотки:

мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} := 5.5 \quad \text{ВА}$$

Продолжение Приложения В

$$R_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = 0.22 \quad \text{Ом}$$

удельное сопротивление материала:

$$\rho_2 := 0.0283$$

длина материала:

$$l_{2110} := 60 \text{ м}$$

максимальное сопротивление проводника:

$$R_{\text{прпред}} := Z_{2\text{ном}110} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = 2.039 \text{ Ом}$$

$$q_{2\text{расч}110} := \frac{\rho_2 \cdot l_{2110}}{R_{\text{прпред}}} = 0.833$$

Выбираем провод АКРНГ с сечением 4 мм²

$$q_{2110} := 4$$

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}110} := \frac{\rho_2 \cdot l_{2110}}{q_{2110}} = 0.833 \text{ Ом}$$

$$Z_{2110} := R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}110} + R_{\text{конт}} = 1.103$$

10 кВ

предварительно выбираем ТТ ТОЛ-СЭЦ-10-10-200/5 У2

номинальная мощность ТТ:

$$S_{2\text{ном}10} := 60 \quad \text{ВА}$$

$$Z_{2\text{ном}10} := \frac{S_{2\text{ном}10}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} = 1.386 \quad \text{Ом}$$

Нагрузка вторичной обмотки:

мощность приборов:

$$S_{\text{приб}10} := 4 \text{ ВА}$$

Продолжение Приложения В

$$R_{\text{приб}10} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = 0.22 \text{ Ом}$$

длина материала:

$$l_{210} := 7 \text{ м}$$

максимальное сопротивление проводника:

$$R_{\text{прпред}10} := Z_{2\text{ном}10} - R_{\text{приб}10} - R_{\text{конт}} = 1.116 \text{ Ом}$$

$$q_{2\text{расч}10} := \frac{\rho_2 \cdot l_{210}}{R_{\text{прпред}10}} = 0.097$$

Выбираем провод АКРНГ с сечением 4 мм²

$$q_{210} := 4$$

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}10} := \frac{\rho_2 \cdot l_{210}}{R_{\text{прпред}10}} = 0.833$$

$$Z_{210} := R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}10} + R_{\text{конт}} = 1.103 \text{ Ом}$$

Выбор сборных шин и изоляторов:

110 кВ

Предварительно выбираем АС-300

радиус провода:

$$r_0 := 1.2 \text{ см}$$

среднегеометрическое расстояние между проводниками:

$$D_{\text{ср}} := 500 \text{ см}$$

длительно допустимый ток:

$$I_{\text{ддт}300} := 710 \text{ А}$$

$$I_{\text{рабтах}110} \leq I_{\text{ддт}300} = 1$$

Термическое действие тока КЗ:

коэффициент, учитывающий материал провода:

$$C_{110} := 90$$

$$q_{\text{min}} := \frac{\sqrt{Bk_{110}}}{C_{110}} \cdot 10^3 = 90.867 \text{ мм}^2$$

Продолжение Приложения В

$$q_{110} := 300 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q_{110} = 1$$

Начальная критическая напряженность электрического поля:

коэффициент, учитывающий шерховатость поверхности провода:

$$m := 0.82$$

$$E_0 := 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right) = 31.628 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E := \frac{0.354 \cdot U_{110}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)} = 12.386 \text{ кВ/см}$$

Условие отсутствия коронирования провода:

$$(1.07 \cdot E) \leq 0.9 \cdot E_0 = 1$$

10 кВ

Предварительно выбираем АД31Т сечением 120x8

$$S_{\text{ш}10} := 960 \text{ мм}^2$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

коэффициент, учитывающий материал провода:

$$C_{10} := 90$$

$$q_{10} := 960 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 10} := \sqrt{\frac{Bk_{10}}{C_{10}}} \cdot 10^2 = 200.24 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 10} \leq q_{10} = 1$$

Длина пролета между опорными изоляторами:

момент инерции шины:

$$b := 0.8 \text{ см} \quad h := 12 \text{ см}$$

Продолжение Приложения В

$$f_{200} := 200 \text{ Гц}$$

$$J := \frac{b \cdot h^3}{12} = 115.2 \text{ см}^4$$

$$If := \sqrt{\frac{173.2}{f_{200}}} \cdot \sqrt{\frac{J}{910 \cdot 10^{-2}}} = 1.732$$

Максимальное усилие, проходящее на один метр длины шины:

расстояние между фазами:

$$a := 0.8 \text{ м}$$

$$f := \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(8.515 \times 10^8)}{a} = 184.355$$

Напряжение в материале шин:

длина пролета:

$$l_{\text{пр}} := 0.8 \text{ м}$$

Момент сопротивления шин:

$$W_{\phi} := \frac{b \cdot h^2}{6} = 19.2 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} := \frac{f \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W_{\phi}} = 0.615$$

Для КРУ 10 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

$$F_{\text{доп}} := 0.6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н}$$

высота изолятора:

$$H_{\text{из}} := 215 \text{ мм}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} := \sqrt{3} \cdot \frac{(8.515 \times 10^8)}{a} \cdot 0.8 \cdot 10^{-7} = 147.484 \text{ Н}$$

Приложение Г – Расчёт режимов после реконструкции электрической сети

Нормальный режим максимума нагрузки

Таблица 1 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	301,00	АТЭС 220 кВ	220,00	1,00	114,00	9,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	215,19	-1,78
Нагр	302,00	н-ль1	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	211,91	-1,15
Нагр	303,00	н-ль2	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	211,91	-1,15
Нагр	304,00	110 кВ	110,00	1,00	64,42	7,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,45	-1,15
Ген	305,00	Г5	10,00	1,00	14,68	11,26	89,00	47,23	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	2,88
Ген	306,00	Г6	10,00	1,00	9,75	9,24	94,00	45,65	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	3,42
Ген	307,00	Г7	10,00	1,00	14,18	12,66	95,00	-7,09	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	1,69
Ген	308,00	Г8	10,00	1,00	10,76	9,11	93,00	78,66	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	3,01
Нагр	501,00	ПС 110 кВ Шахта 7	110,00	1,00	16,96	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,22	-3,11
Нагр	601,00	ПС 110 кВ Западная	110,00	1,00	77,33	13,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,77	-3,12
Нагр	701,00	ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	1,00	23,04	7,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,14	-1,85
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежденская/т	110	1,00	13,54	15,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,11	-2,70
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	1,00	46,32	13,42	21,76	28,85	0,00	0,00	0,00	0,00	109,24	-0,89
Нагр	1001,00	ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	1,00	21,39	8,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,36	-0,71

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 1

База	1101,00	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	1,00	35,57	15,69	133,33	0,65	112,00	0,00	0,00	0,00	110,00	-0,04
Нагр	128,00	оп. 128	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,19	-1,82
Нагр	129,00	оп. 129	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,20	-1,81
Нагр	162,00	оп. 162	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,13	-1,31
Нагр	163,00	оп. 163	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,12	-1,32
Нагр	1,00	оп. 13	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,28	-0,83
Нагр	1501,00	ПС 110 кВ Тереховка	110,00	1,00	1,01	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,77	-1,24
Нагр	1601,00	ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	1,00	1,01	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,71	-2,32
Нагр	1701,00	ПС 110 кВ Раздольное 1	110,00	1,00	12,78	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,67	-2,36
Нагр	1801,00	ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	1,00	3,16	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,65	-2,64
Нагр	105,00	оп. 105	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,65	-2,64
Нагр	1901,00	ПС 110 кВ Артём	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,58	-2,24
Нагр	1902	10 кВ	10	1,00	41,00	16,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,80	-3,86

Продолжение Приложения Г

Таблица 2 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	16,09	-24,34	78,28	0,00
Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	16,09	-24,34	78,28	0,00
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-24,19	-10,91	72,29	0,00
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-24,19	-10,91	72,29	0,00
Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	40,39	-12,02	114,81	0,00
Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	40,39	-12,02	114,81	0,00
Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,40	51,50	2,30	10,67	0,04	81,83	57,81	268,81	0,00
Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	74,03	29,07	412,00	0,00
Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	83,92	28,02	458,34	0,00
ЛЭП	304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ Артём	0,98	3,93	0,00	-28,93	0,00	-68,61	-36,05	402,36	35,70
ЛЭП	1901	501	ПС 110 кВ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	1,00	7,29	0,00	-50,58	0,00	-26,90	-16,64	168,33	14,94
ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,53	1,12	0,00	7,17	0,00	-38,96	-13,44	213,48	30,65
ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,53	1,12	0,00	7,20	0,00	-39,44	-13,61	216,16	31,04
ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,55	3,30	0,00	-21,19	0,00	-38,89	-13,20	213,77	30,69
ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,52	3,22	0,00	-20,73	0,00	-39,37	-13,36	216,44	31,08
ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,53	0,00	-11,23	-3,65	61,98	8,90
ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,55	0,00	-11,81	-3,85	65,17	9,36

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 2

ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,74	2,55	0,00	-17,13	0,00	-9,86	-12,57	86,07	18,15
ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,60	11,88	0,00	-76,39	0,00	-27,44	-9,35	153,45	22,03
ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,63	11,94	0,00	-76,76	0,00	-27,35	-9,31	152,93	21,96
ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	0,00	-45,79	0,00	5,89	-12,48	76,51	10,99
ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	9,42	19,99	0,00	-128,52	0,00	19,49	2,68	106,06	15,23
ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,15	0,21	0,00	-1,28	0,00	44,37	-13,59	245,28	46,49
ЛЭП	1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,46	0,00	-2,87	0,00	44,40	-13,57	245,34	46,50
ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	1,20	2,05	0,00	-12,77	0,00	65,85	-4,53	348,53	57,61
ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	0,00	-58,52	0,00	-26,24	0,98	137,84	22,78
ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	5,05	8,66	0,00	-53,92	0,00	-24,92	1,32	132,45	21,89
ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,20	0,34	0,00	-2,13	0,00	-23,64	1,65	127,02	20,99
ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,34	4,01	0,00	-25,00	0,00	-10,85	5,69	65,68	10,86
ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,02	0,00	-0,10	0,00	-3,16	-0,76	17,45	2,88
ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5,17	8,87	0,00	-55,23	0,00	-7,66	6,21	52,87	8,74
ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	12,06	24,17	0,00	-170,65	0,00	5,12	-8,25	59,82	9,84
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	0,00	0,09	-20,62	-8,93	118,37	0,00
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	0,00	0,09	-20,62	-8,93	118,37	0,00

Продолжение Приложения Г

Таблица 3 – Вкладка «Районы»

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Полностью	0	526,08	520,90	5,18	526,09

Таблица 4 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП»

N_н ач	N_к он	Название	I_на ч	I_ко н	М ест о	N_I(t)_ДД ТН	Iдоп_25_Д ДТН	Iдоп_расч_Д ДТН	I/I_dop_Д ДТН	N_I(t)_АД ТН	Iдоп_25_А ДТН	Iдоп_расч_А ДТН	I/I_dop_А ДТН
304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ Артём	401, 52	402, 36	ВН	1	801,00	1127,01	35,70	1	985,00	1385,90	29,03
1901	501	ПС 110 кВ Ар- тём - ПС 110 кВ Шахта 7	166, 65	168, 33	ВН	1	801,00	1127,01	14,94	1	985,00	1385,90	12,15
304	162	110 кВ - оп. 162	213, 48	213, 33	ВН	1	495,00	696,47	30,65	1	604,00	849,83	25,12
304	163	110 кВ - оп. 163	216, 16	216, 01	ВН	1	495,00	696,47	31,04	1	604,00	849,83	25,44
162	128	оп. 162 - оп. 128	213, 34	213, 77	ВН	1	495,00	696,47	30,69	1	604,00	849,83	25,15
163	129	оп. 163 - оп. 129	216, 01	216, 44	ВН	1	495,00	696,47	31,08	1	604,00	849,83	25,47
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кро- левцы	61,8 9	61,9 8	ВН	1	495,00	696,47	8,90	1	604,00	849,83	7,29

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 4

129	701	оп. 129 – ПС 110 кВ Кролевцы	65,08	65,17	ВН	1	495,00	696,47	9,36	1	604,00	849,83	7,67
128	601	оп. 128 – ПС 110 кВ Западная	151,89	153,45	ВН	1	495,00	696,47	22,03	1	604,00	849,83	18,06
129	601	оп. 129 – ПС 110 кВ Западная	151,36	152,93	ВН	1	495,00	696,47	21,96	1	604,00	849,83	18,00
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 – ПС 110 кВ Западная	85,23	86,07	ВН	1	337,00	474,16	18,15	1	411,00	578,28	14,88
601	801	ПС 110 кВ Западная – ПС 110 кВ Надежденская/т	73,94	76,51	ВН	1	495,00	696,47	10,99	1	604,00	849,83	9,00
801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т – ПС 110 кВ Уссурийск/т	106,06	105,14	ВН	1	495,00	696,47	15,23	1	604,00	849,83	12,48
901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т – оп. 13	245,26	245,28	ВН	1	375,00	527,63	46,49	1	455,00	640,19	38,31
1	1001	оп. 13 – ПС 110 кВ Кожзавод	245,28	245,34	ВН	1	375,00	527,63	46,50	1	455,00	640,19	38,32
1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод – ПС 110 кВ Уссурийск-1	348,47	348,53	ВН	1	430,00	605,01	57,61	1	524,00	737,27	47,27

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 4

110 1	150 1	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	137,8 4	137,7 1	ВН	1	430,00	605,01	22,78	1	524,00	737,27	18,70
150 1	160 1	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	132,4 5	132,2 8	ВН	1	430,00	605,01	21,89	1	524,00	737,27	17,96
160 1	170 1	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	127,0 2	127,0 1	ВН	1	430,00	605,01	20,99	1	524,00	737,27	17,23
170 1	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	65,68	64,97	ВН	1	430,00	605,01	10,86	1	524,00	737,27	8,91
105	180 1	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	17,45	17,45	ВН	1	430,00	605,01	2,88	1	524,00	737,27	2,37
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	52,87	50,77	ВН	1	430,00	605,01	8,74	1	524,00	737,27	7,17
304	110 1	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	50,32	59,82	ВН	1	432,00	607,82	9,84	1	527,00	741,49	8,07

Продолжение Приложения Г

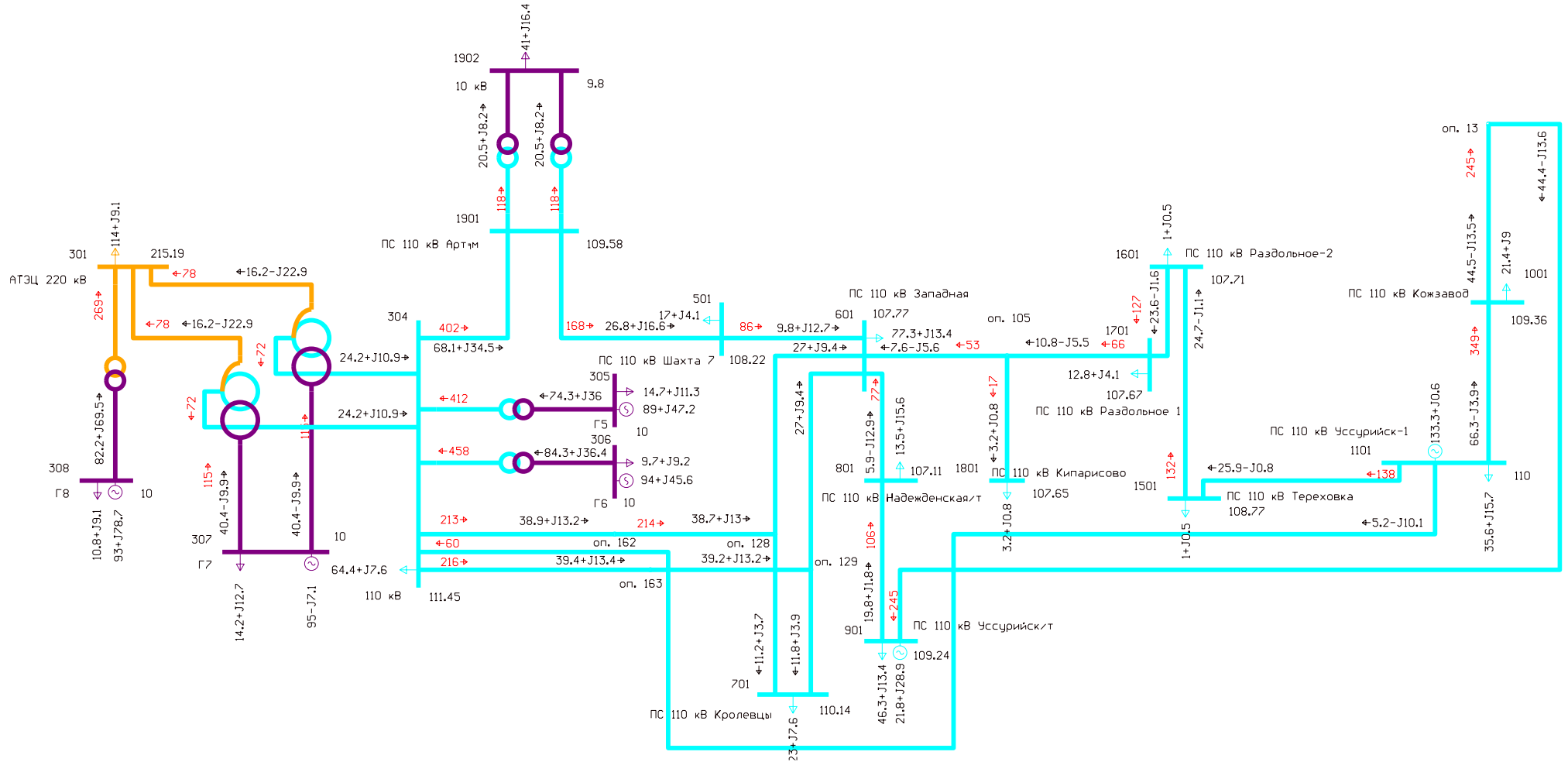


Рисунок 1 – Вкладка «Графика»

Продолжение Приложения Г
Послеаварийный режим максимума нагрузки

Таблица 5 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	301	АТЭС 220 кВ	220,00	1,00	114,00	9,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	215,32	-1,15
Нагр	302	н-ль1	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	212,09	-0,52
Нагр	303	н-ль2	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	212,09	-0,52
Нагр	304	110 кВ	110,00	1,00	64,42	7,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,54	-0,52
Ген	305	Г5	10,00	1,00	14,68	11,26	89,00	46,35	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	3,50
Ген	306	Г6	10,00	1,00	9,75	9,24	94,00	44,77	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	4,05
Ген	307	Г7	10,00	1,00	14,18	12,66	95,00	-8,47	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	2,32
Ген	308	Г8	10,00	1,00	10,76	9,11	93,00	78,04	10,00	-100,00	100,00	0,00	10,00	3,64
Нагр	501	ПС 110 кВ Шахта 7	110,00	1,00	16,96	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,52	-3,19
Нагр	601	ПС 110 кВ Западная	110,00	1,00	77,33	13,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,73	-3,35
Нагр	701	ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	1,00	23,04	7,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,59	-1,61
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежденская/т	110	1,00	13,54	15,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,31	-2,87
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	1,00	46,32	13,42	21,76	28,85	0,00	0,00	0,00	0,00	109,14	-0,90
Нагр	1001	ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	1,00	21,39	8,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,28	-0,72

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 5

База	1101	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	1,00	35,57	15,69	133,91	7,43	112,00	0,00	0,00	0,00	110,00	-0,04
Нагр	128	оп. 128	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,22
Нагр	129	оп. 129	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,71	-1,55
Нагр	162	оп. 162	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,31
Нагр	163	оп. 163	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,06	-0,78
Нагр	1	оп. 13	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,18	-0,84
Нагр	1501	ПС 110 кВ Тереховка	110,00	1,00	1,01	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,45	-1,30
Нагр	1601	ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	1,00	1,01	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,10	-2,44
Нагр	1701	ПС 110 кВ Раздольное 1	110,00	1,00	12,78	4,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,05	-2,49
Нагр	1801	ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	1,00	3,16	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,89	-2,80
Нагр	105	оп. 105	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,89	-2,79
Нагр	1901	ПС 110 кВ Артём	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,35	-1,85
Нагр	1902	10 кВ	10	1,00	41,00	16,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,78	-3,47

Продолжение Приложения Г

Таблица 6 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Kт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	16,08	-24,07	77,62	0,00
Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	16,08	-24,07	77,62	0,00
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-24,19	-9,94	71,19	0,00
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-24,19	-9,94	71,19	0,00
Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	40,39	-12,72	115,27	0,00
Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	40,39	-12,72	115,27	0,00
Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,40	51,50	2,30	10,67	0,04	81,83	57,27	267,81	0,00
Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	74,03	28,24	410,12	0,00
Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	83,92	27,20	456,63	0,00
ЛЭП	304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ Артём	0,98	3,93	0,00	-28,93	0,00	-82,77	-42,19	481,72	42,74
ЛЭП	1901	501	ПС 110 кВ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	1,00	7,29	0,00	-50,58	0,00	-40,86	-21,94	246,36	21,86
ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,53	1,12	0,00	7,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,53	1,12	0,00	7,20	0,00	-59,64	-19,25	324,41	46,58
ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,55	3,30	0,00	-21,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,52	3,22	0,00	-20,73	0,00	-59,48	-18,81	324,66	46,62
ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,55	0,00	-23,05	-7,57	127,78	18,35

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 6

ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,60	11,88	0,00	-76,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,63	11,94	0,00	-76,76	0,00	-35,95	-10,47	198,35	28,48
ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,74	2,55	0,00	-17,13	0,00	-23,72	-17,17	157,85	33,29
ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	0,00	-45,79	0,00	8,40	-10,09	73,17	10,51
ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	9,42	19,99	0,00	-128,52	0,00	21,99	5,07	122,57	17,60
ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,15	0,21	0,00	-1,28	0,00	46,97	-10,96	255,20	48,37
ЛЭП	1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,46	0,00	-2,87	0,00	47,00	-10,94	255,24	48,38
ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	1,20	2,05	0,00	-12,77	0,00	68,46	-1,90	361,84	59,81
ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	0,00	-58,52	0,00	-28,83	-1,29	151,65	25,07
ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	5,05	8,66	0,00	-53,92	0,00	-27,44	-0,84	146,26	24,17
ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,20	0,34	0,00	-2,13	0,00	-26,10	-0,41	140,74	23,26
ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,34	4,01	0,00	-25,00	0,00	-13,31	3,64	74,41	12,30
ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,02	0,00	-0,10	0,00	-3,16	-0,76	17,58	2,91
ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5,17	8,87	0,00	-55,23	0,00	-10,11	4,18	59,10	9,77
ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	12,06	24,17	0,00	-170,65	0,00	0,53	-6,32	43,72	7,19
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	0,00	0,09	-20,62	-8,93	118,64	0,00
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	0,00	0,09	-20,62	-8,93	118,64	0,00

Продолжение Приложения Г

Таблица 7 – Вкладка «Районы»

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Полностью	0	537	521	5,77	527

Таблица 8 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП»

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_l(t)_ДД ТН	Idop_25_Д ДТН	Idop_расч_Д ДТН	I/I_dop_Д ДТН	N_l(t)_АД ТН	Idop_25_А ДТН	Idop_расч_А ДТН	I/I_dop_АД ТН
304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ Артём	480, 90	481, 72	ВН	1	801,00	1127,01	42,74	1	985,00	1385,90	34,76
1901	501	ПС 110 кВ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	244, 88	246, 36	ВН	1	801,00	1127,01	21,86	1	985,00	1385,90	17,78
304	162	110 кВ - оп. 162	0,00	0,00	ВН	1	495,00	696,47	0,00	1	604,00	849,83	0,00
304	163	110 кВ - оп. 163	324, 41	324, 26	ВН	1	495,00	696,47	46,58	1	604,00	849,83	38,17
162	128	оп. 162 - оп. 128	0,00	0,00	ВН	1	495,00	696,47	0,00	1	604,00	849,83	0,00
163	129	оп. 163 - оп. 129	324, 27	324, 66	ВН	1	495,00	696,47	46,62	1	604,00	849,83	38,20
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,00	0,00	ВН	1	495,00	696,47	0,00	1	604,00	849,83	0,00

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 8

129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	127,69	127,78	ВН	1	495,00	696,47	18,35	1	604,00	849,83	15,04
128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	0,00	0,00	ВН	1	495,00	696,47	0,00	1	604,00	849,83	0,00
129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	197,03	198,35	ВН	1	495,00	696,47	28,48	1	604,00	849,83	23,34
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	157,23	157,85	ВН	1	337,00	474,16	33,29	1	411,00	578,28	27,30
601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	70,99	73,17	ВН	1	495,00	696,47	10,51	1	604,00	849,83	8,61
801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	122,57	120,89	ВН	1	495,00	696,47	17,60	1	604,00	849,83	14,42
901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	255,18	255,20	ВН	1	375,00	527,63	48,37	1	455,00	640,19	39,86
1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	255,20	255,24	ВН	1	375,00	527,63	48,38	1	455,00	640,19	39,87
1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	361,83	361,84	ВН	1	430,00	605,01	59,81	1	524,00	737,27	49,08

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 8

110 1	150 1	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	151,4 8	151,6 5	ВН	1	430,00	605,01	25,07	1	524,00	737,27	20,57
150 1	160 1	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	146,1 5	146,2 6	ВН	1	430,00	605,01	24,17	1	524,00	737,27	19,84
160 1	170 1	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	140,7 4	140,7 4	ВН	1	430,00	605,01	23,26	1	524,00	737,27	19,09
170 1	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	74,41	74,02	ВН	1	430,00	605,01	12,30	1	524,00	737,27	10,09
105	180 1	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	17,57	17,58	ВН	1	430,00	605,01	2,91	1	524,00	737,27	2,38
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	59,10	57,86	ВН	1	430,00	605,01	9,77	1	524,00	737,27	8,02
304	110 1	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	32,83	43,72	ВН	1	432,00	607,82	7,19	1	527,00	741,49	5,90

Продолжение Приложения Г

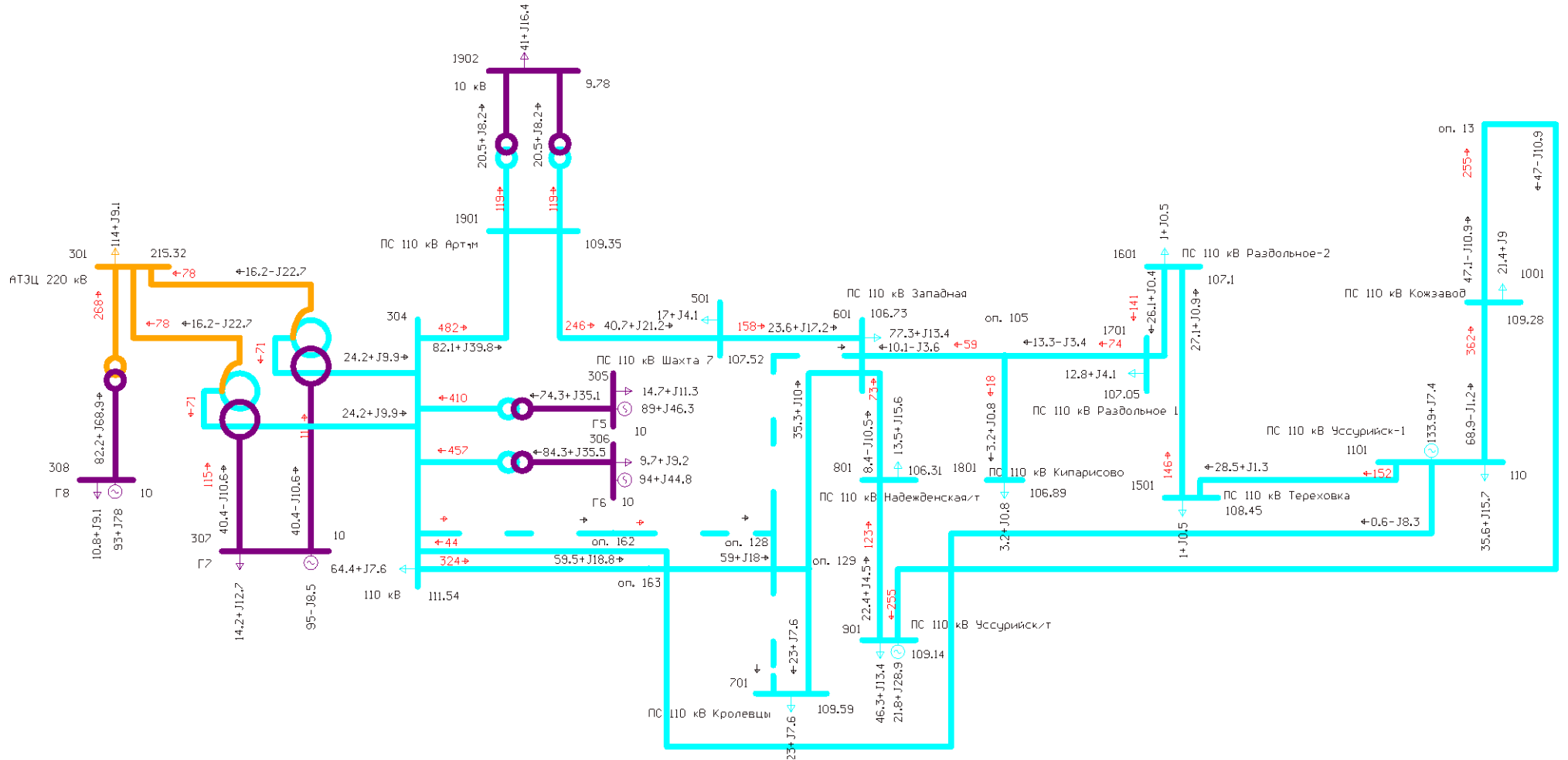


Рисунок 2 – Вкладка «Графика»

Приложение Г – Расчёт режимов после реконструкции

Продолжение Приложения Г

Нормальный режим минимума нагрузки

Таблица 9 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	301	АТЭЦ 220 кВ	220,00	1,00	4,43	0,00	0,00	-27,20	0,00	0,00	0,00	0,00	216,91	-12,74
Нагр	302	н-ль1	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	216,48	-13,48
Нагр	303	н-ль2	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	216,48	-13,48
Нагр	304	110 кВ	110,00	1,00	97,74	9,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,83	-13,48
Ген	305	Г5	10,00	1,00	14,68	11,26	76,00	46,67	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-10,31
Ген	306	Г6	10,00	1,00	9,75	9,24	85,00	45,09	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-9,57
Ген	307	Г7	10,00	1,00	14,18	12,66	76,00	21,87	10,40	-100,00	100,00	0,00	10,40	-11,45
Ген	308	Г8	10,00	1,00	10,76	9,11	56,00	48,21	9,80	-100,00	100,00	0,00	9,80	-10,07
Нагр	501	ПС 110 кВ Шахта 7	110,00	1,00	25,31	9,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,19	-15,61
Нагр	601	ПС 110 кВ Западная	110,00	1,00	111,00	25,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,68	-15,70
Нагр	701	ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	1,00	13,92	6,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,50	-14,16
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежденская/т	110,00	1,00	21,26	17,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,48	-15,17
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	1,00	30,76	40,75	45,30	22,27	0,00	0,00	0,00	0,00	113,82	-12,48
Нагр	1001	ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	1,00	12,66	6,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,06	-12,48

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 9

База	1101	ПС 110 кВ Уссурйск-1	110,00	1,00	30,50	11,77	104,46	51,39	115,00	0,00	0,00	0,00	115,00	-12,37
Нагр	128	оп. 128	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,54	-14,15
Нагр	129	оп. 129	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,54	-14,15
Нагр	162	оп. 162	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,50	-13,65
Нагр	163	оп. 163	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,50	-13,65
Нагр	1	оп. 13	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,89	-12,48
Нагр	1501	ПС 110 кВ Тереховка	110,00	1,00	0,89	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,98	-13,49
Нагр	1601	ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	1,00	1,77	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,17	-14,52
Нагр	1701	ПС 110 кВ Раздольное 1	110,00	1,00	6,71	3,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,10	-14,56
Нагр	1801	ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	1,00	2,28	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,61	-14,94
Нагр	105	оп. 105	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	110,61	-14,94
Нагр	1901	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,09	-14,50
Нагр	1902	10 кВ	10,00	1,00	28,20	11,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,09	-15,56

Продолжение Приложения Г

Таблица 10 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	-20,30	-3,89	55,02	0,00
Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	-20,30	-3,89	55,02	0,00
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-51,09	-6,22	137,26	0,00
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-51,09	-6,22	137,26	0,00
Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	30,90	3,49	82,93	0,00
Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	30,90	3,49	82,93	0,00
Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,40	51,50	2,30	10,67	0,04	45,04	34,98	151,79	0,00
Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	61,08	30,33	345,89	0,00
Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	74,96	29,05	407,77	0,00
ЛЭП	304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ ТЛЦ Артём	0,98	3,77	0,00	-28,90	0,00	-69,46	-34,69	394,64	49,27
ЛЭП	1901	501	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	1,76	6,79	0,00	-52,02	0,00	-40,70	-20,95	237,31	29,63
ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,53	1,12	0,00	7,17	0,00	-40,54	-14,42	218,21	44,08
ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,53	1,12	0,00	7,20	0,00	-41,04	-14,60	220,95	44,64
ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,55	3,30	0,00	-21,19	0,00	-40,46	-14,16	218,51	44,14
ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,52	3,22	0,00	-20,73	0,00	-40,97	-14,34	221,24	44,69
ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,53	0,00	-6,65	-2,88	37,29	7,53
ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,55	0,00	-7,28	-3,09	40,67	8,22

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 10

ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,60	11,88	0,00	-76,39	0,00	-33,59	-11,09	183,00	36,97
ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,63	11,94	0,00	-76,76	0,00	-33,47	-11,04	182,34	36,84
ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,74	2,55	0,00	-17,13	0,00	-15,09	-11,34	99,58	29,55
ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	0,00	-45,79	0,00	11,53	-8,42	76,92	15,54
ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	9,42	19,99	0,00	-128,52	0,00	32,86	8,36	178,80	36,12
ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,15	0,21	0,00	-1,28	0,00	19,21	27,14	168,67	44,98
ЛЭП	1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,46	0,00	-2,87	0,00	19,22	27,14	168,59	44,96
ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	1,20	2,05	0,00	-12,77	0,00	31,90	33,85	235,46	54,76
ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	0,00	-58,52	0,00	-31,16	-6,39	160,48	37,32
ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	5,05	8,66	0,00	-53,92	0,00	-29,85	-6,18	156,50	36,39
ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,20	0,34	0,00	-2,13	0,00	-27,71	-5,08	146,35	34,03
ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,34	4,01	0,00	-25,00	0,00	-20,99	-1,41	109,45	25,45
ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,02	0,00	-0,10	0,00	-2,28	-1,14	13,30	3,09
ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5,17	8,87	0,00	-55,23	0,00	-18,63	-0,44	97,39	22,65
ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	12,06	24,17	0,00	-170,65	0,00	10,59	1,23	54,09	12,52
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	19,70	0,09	-14,15	-6,17	79,52	0,00
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	19,70	0,09	-14,15	-6,17	79,52	0,00

Продолжение Приложения Г

Таблица 11 – Вкладка «Районы»

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Полностью	0	442,7641	436,7868	5,980895	442,7677

Таблица 12 – Вкладка «Токовая загрузка ЛЭП»

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_l(t)_ДД ТН	Iдоп_25_Д ДТН	Iдоп_расч_Д ДТН	I/I_доп_Д ДТН	N_l(t)_АД ТН	Iдоп_25_А ДТН	Iдоп_расч_А ДТН	I/I_доп_АД ТН
304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ ТЛЦ Артём	393, 81	394, 64	ВН	1	801,00	801,00	49,27	1	985,00	985,00	40,06
1901	501	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	235, 79	237, 31	ВН	1	801,00	801,00	29,63	1	985,00	985,00	24,09
304	162	110 кВ - оп. 162	218, 21	218, 06	ВН	1	495,00	495,00	44,08	1	604,00	604,00	36,13
304	163	110 кВ - оп. 163	220, 95	220, 79	ВН	1	495,00	495,00	44,64	1	604,00	604,00	36,58
162	128	оп. 162 - оп. 128	218, 06	218, 51	ВН	1	495,00	495,00	44,14	1	604,00	604,00	36,18
163	129	оп. 163 - оп. 129	220, 79	221, 24	ВН	1	495,00	495,00	44,69	1	604,00	604,00	36,63
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	37,1 7	37,2 9	ВН	1	495,00	495,00	7,53	1	604,00	604,00	6,17

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 12

129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	40,55	40,67	ВН	1	495,00	495,00	8,22	1	604,00	604,00	6,73
128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	181,4 7	183,0 0	ВН	1	495,00	495,00	36,97	1	604,00	604,00	30,30
129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	180,8 0	182,3 4	ВН	1	495,00	495,00	36,84	1	604,00	604,00	30,19
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ За- падная	98,93	99,58	ВН	1	337,00	337,00	29,55	1	411,00	411,00	24,23
601	801	ПС 110 кВ За- падная - ПС 110 кВ Надежден- ская/т	75,18	76,92	ВН	1	495,00	495,00	15,54	1	604,00	604,00	12,73
801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссу- рийск/т	178,8 0	176,7 5	ВН	1	495,00	495,00	36,12	1	604,00	604,00	29,60
901	1	ПС 110 кВ Уссу- рийск/т - оп. 13	168,6 7	168,6 0	ВН	1	375,00	375,00	44,98	1	455,00	455,00	37,07
1	100 1	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	168,5 9	168,4 3	ВН	1	375,00	375,00	44,96	1	455,00	455,00	37,05
100 1	110 1	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссу- рийск-1	235,4 6	234,8 4	ВН	1	430,00	430,00	54,76	1	524,00	524,00	44,93

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 12

110 1	150 1	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	159,7 0	160,4 8	ВН	1	430,00	430,00	37,32	1	524,00	524,00	30,63
150 1	160 1	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	155,7 8	156,5 0	ВН	1	430,00	430,00	36,39	1	524,00	524,00	29,87
160 1	170 1	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	146,3 2	146,3 5	ВН	1	430,00	430,00	34,03	1	524,00	524,00	27,93
170 1	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	109,3 3	109,4 5	ВН	1	430,00	430,00	25,45	1	524,00	524,00	20,89
105	180 1	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	13,29	13,30	ВН	1	430,00	430,00	3,09	1	524,00	524,00	2,54
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	97,27	97,39	ВН	1	430,00	430,00	22,65	1	524,00	524,00	18,59
304	110 1	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	54,09	53,86	ВН	1	432,00	432,00	12,52	1	527,00	527,00	10,26

Продолжение Приложения Г

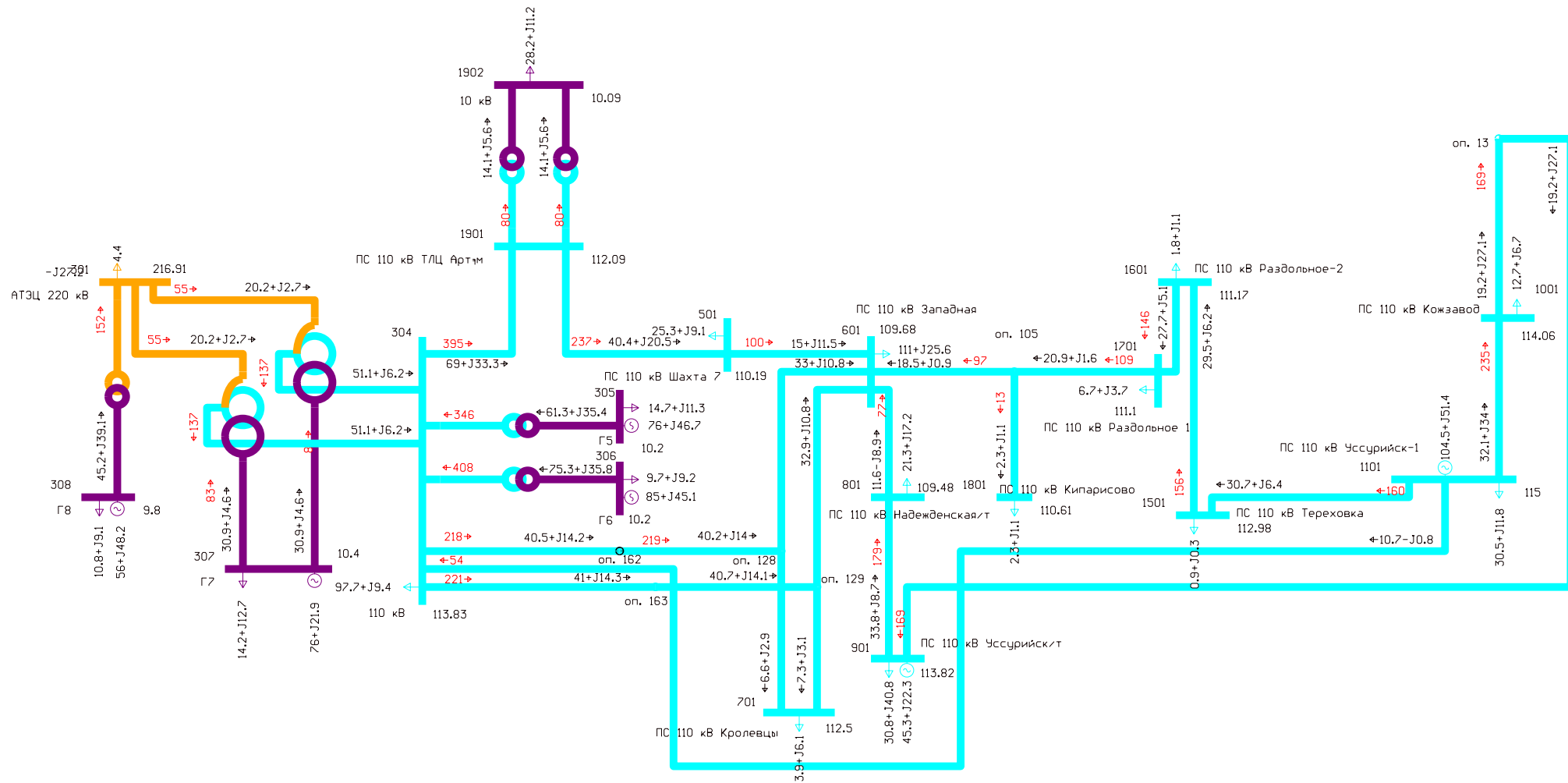


Рисунок 3 – Вкладка «Графика»

Продолжение Приложения Г
Послеаварийный режим максимума нагрузки

Таблица 13 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	301	АТЭЦ 220 кВ	220,00	1,00	4,43	0,00	0,00	-27,20	0,00	0,00	0,00	0,00	217,72	-9,76
Нагр	302	н-ль1	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,52	-10,51
Нагр	303	н-ль2	220,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	217,52	-10,51
Нагр	304	110 кВ	110,00	1,00	97,74	9,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	114,38	-10,51
Ген	305	Г5	10,00	1,00	14,68	11,26	76,00	41,41	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-7,34
Ген	306	Г6	10,00	1,00	9,75	9,24	85,00	39,82	10,20	-100,00	100,00	0,00	10,20	-6,61
Ген	307	Г7	10,00	1,00	14,18	12,66	76,00	13,47	10,40	-100,00	100,00	0,00	10,40	-8,48
Ген	308	Г8	10,00	1,00	10,76	9,11	56,00	44,64	9,80	-100,00	100,00	0,00	9,80	-7,11
Нагр	501	ПС 110 кВ Шахта 7	110,00	1,00	25,31	9,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,18	-15,29
Нагр	601	ПС 110 кВ Западная	110,00	1,00	111,00	25,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,59	-16,02
Нагр	701	ПС 110 кВ Кролевцы	110,00	1,00	13,92	6,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-14,16
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежденская/т	110,00	1,00	21,26	17,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,07	-15,40
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/т	110,00	1,00	30,76	40,75	45,30	22,27	0,00	0,00	0,00	0,00	113,51	-12,48
Нагр	1001	ПС 110 кВ Кожзавод	110,00	1,00	12,66	6,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,83	-12,48

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 13

База	1101	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110,00	1,00	30,50	11,77	93,23	78,03	115,00	0,00	0,00	0,00	115,00	-12,37
Нагр	128	оп. 128	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-14,15
Нагр	129	оп. 129	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-14,15
Нагр	162	оп. 162	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-13,65
Нагр	163	оп. 163	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-13,65
Нагр	1	оп. 13	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	113,61	-12,48
Нагр	1501	ПС 110 кВ Тереховка	110,00	1,00	0,89	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	112,04	-13,57
Нагр	1601	ПС 110 кВ Раздольное-2	110,00	1,00	1,77	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,36	-14,69
Нагр	1701	ПС 110 кВ Раздольное 1	110,00	1,00	6,71	3,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	109,26	-14,73
Нагр	1801	ПС 110 кВ Кипарисово	110,00	1,00	2,28	1,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,37	-15,15
Нагр	105	оп. 105	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	108,37	-15,15
Нагр	1901	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём	110,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	111,66	-12,43
Нагр	1902	10 кВ	10,00	1,00	28,20	11,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,05	-13,50

Продолжение Приложения Г

Таблица 14 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	-20,31	-2,24	54,17	0,00
Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,30	30,40	2,36	18,90	1,00	-20,31	-2,24	54,17	0,00
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-51,09	-0,39	135,61	0,00
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,30	0,00	0,00	0,00	0,53	-51,09	-0,39	135,61	0,00
Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	30,90	-0,69	82,04	0,00
Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,60	54,20	0,00	0,00	0,05	30,90	-0,69	82,04	0,00
Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,40	51,50	2,30	10,67	0,04	45,04	31,68	146,03	0,00
Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	61,09	25,37	333,88	0,00
Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,30	8,20	46,97	0,09	74,97	24,10	397,49	0,00
ЛЭП	304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ ТЛЦ Артём	0,98	3,77	0,00	-28,90	0,00	-	-51,20	693,57	86,59
ЛЭП	1901	501	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	1,76	6,79	0,00	-52,02	0,00	-97,65	-33,79	535,28	66,83
ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,53	1,12	0,00	7,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,53	1,12	0,00	7,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,55	3,30	0,00	-21,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,52	3,22	0,00	-20,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,33	0,71	0,00	-4,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 14

ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,60	11,88	0,00	-76,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,63	11,94	0,00	-76,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,74	2,55	0,00	-17,13	0,00	-70,82	-19,48	392,30	116,41
ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,36	7,12	0,00	-45,79	0,00	16,97	-0,53	92,08	18,60
ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	9,42	19,99	0,00	-128,52	0,00	38,32	16,34	224,62	45,38
ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп. 13	0,15	0,21	0,00	-1,28	0,00	25,18	36,24	224,48	59,86
ЛЭП	1	1001	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,46	0,00	-2,87	0,00	25,21	36,25	224,40	59,84
ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	1,20	2,05	0,00	-12,77	0,00	37,91	43,00	290,75	67,62
ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	5,48	9,39	0,00	-58,52	0,00	-37,38	-14,38	202,43	47,08
ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	5,05	8,66	0,00	-53,92	0,00	-35,82	-13,74	198,93	46,26
ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,20	0,34	0,00	-2,13	0,00	-33,45	-12,24	188,11	43,75
ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,34	4,01	0,00	-25,00	0,00	-26,72	-8,56	148,76	34,59
ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,02	0,00	-0,10	0,00	-2,28	-1,14	13,57	3,16
ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5,17	8,87	0,00	-55,23	0,00	-24,29	-7,45	136,40	31,72
ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	12,06	24,17	0,00	-170,65	0,00	-13,10	10,30	84,13	19,47
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	19,70	0,09	-14,15	-6,17	79,84	0,00
Тр-р	1901	1902	ПС 110 кВ ТЛЦ Артём - 10 кВ	2,80	17,35	0,00	19,70	0,09	-14,15	-6,17	79,84	0,00

Продолжение Приложения Г

Таблица 15 – Вкладка «Районы»

№-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр
1	Полностью	0	431,52	422,86	8,66	431,53

Таблица 16 – Вкладка «Токовая нагрузка ЛЭП»

N_на ч	N_ко н	Название	I_на ч	I_ко н	Ме сто	N_I(t)_ДД ТН	Iдоп_25_ДД ТН	Iдоп_расч_Д ДТН	I/I_dop_ДД ТН	N_I(t)_АД ТН	Iдоп_25_АД ТН	Iдоп_расч_А ДТН	I/I_dop_АД ТН
304	1901	110 кВ - ПС 110 кВ Артём	692, 8	693, 5	ВН	1	801,00	801,00	86,59	1	985,00	985,00	70,41
1901	501	ПС 110 кВ Артём - ПС 110 кВ Шахта 7	534, 2	535, 2	ВН	1	801,00	801,00	66,83	1	985,00	985,00	54,34
304	162	110 кВ - оп. 162	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
304	163	110 кВ - оп. 163	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
162	128	оп. 162 - оп. 128	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
163	129	оп. 163 - оп. 129	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кро- левцы	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 16

129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	0,00	0,00	ВН	1	495,00	495,00	0,00	1	604,00	604,00	0,00
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ За- падная	392,0 2	392,3 0	ВН	1	337,00	337,00	116,41	1	411,00	411,00	95,45
601	801	ПС 110 кВ За- падная - ПС 110 кВ Надежден- ская/т	91,97	92,08	ВН	1	495,00	495,00	18,60	1	604,00	604,00	15,25
801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссу- рийск/т	224,6 2	221,3 4	ВН	1	495,00	495,00	45,38	1	604,00	604,00	37,19
901	1	ПС 110 кВ Уссу- рийск/т - оп. 13	224,4 8	224,4 1	ВН	1	375,00	375,00	59,86	1	455,00	455,00	49,34
1	100 1	оп. 13 - ПС 110 кВ Кожзавод	224,4 0	224,2 5	ВН	1	375,00	375,00	59,84	1	455,00	455,00	49,32
100 1	110 1	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссу- рийск-1	290,7 5	290,1 2	ВН	1	430,00	430,00	67,62	1	524,00	524,00	55,49

Продолжение Приложения Г

Продолжение таблицы 16

110 1	150 1	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	201,0 6	202,4 3	ВН	1	430,00	430,00	47,08	1	524,00	524,00	38,63
150 1	160 1	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	197,7 0	198,9 3	ВН	1	430,00	430,00	46,26	1	524,00	524,00	37,96
160 1	170 1	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	188,0 6	188,1 1	ВН	1	430,00	430,00	43,75	1	524,00	524,00	35,90
170 1	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	148,2 7	148,7 6	ВН	1	430,00	430,00	34,59	1	524,00	524,00	28,39
105	180 1	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	13,57	13,57	ВН	1	430,00	430,00	3,16	1	524,00	524,00	2,59
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	135,3 8	136,4 0	ВН	1	430,00	430,00	31,72	1	524,00	524,00	26,03
304	110 1	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	84,13	77,50	ВН	1	432,00	432,00	19,47	1	527,00	527,00	15,96

Продолжение Приложения Г

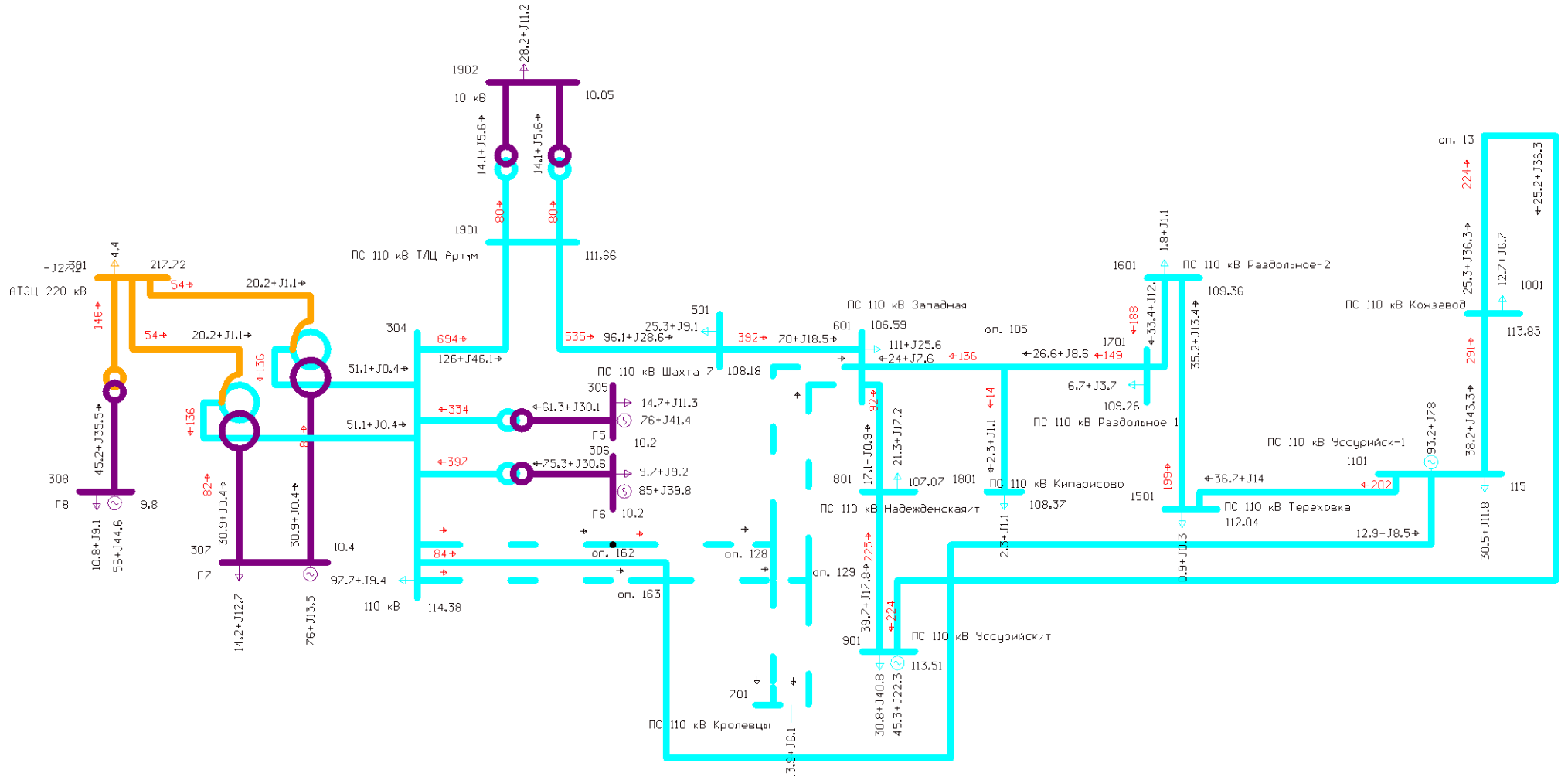


Рисунок 4 – Вкладка «Графика»