

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 19 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО ДРСК «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ Западная.

Исполнитель
студент группы 442об-3 (П)-1

 21.06.18
подпись, дата

А.С. Вивдыч

Руководитель
профессор, доктор. техн.
наук

 15.06.18
подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант: по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

 19.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 21 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Вивдыч Анастасии Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО ДРСК «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ Западная.

(утверждено приказом от 20.03.2018 № 513-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры по присоединениям, схемы электрической сети, данные о марке проводов ЛЭП, проектразвитияПриморскойэнергосистемыдо2016-2020г. географическая карта района.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети. Выбор оптимальной конструкции сети, расчет ТКЗ, выбор оборудования, релейная защита, вопросы безопасности и экологичности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 15 рисунков, 54 таблицы, 31 источник

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович доцент, канд. тех. наук (безопасность иэкологичность)

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор.тех.наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 21.03.2018
(подпись студента)



РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 179 с., 15 рисунков, 54 таблиц, 110 формул, 32 источников.

РЕЖИМ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В ходе выпускной квалификационной работе была рассмотрена характеристика сети данного объекта, выполнено прогнозирование электрических нагрузок, выбран наиболее выгодный вариант реконструкции подстанции «Западная» и электрической сети. Рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы работы сети; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции; рассмотрен расчет молнизащиты подстанции и релейной защиты трансформатора, приведены вопросы безопасности и экологичности.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	2
Перечень условных обозначений	4
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Характеристика климатических условий и территориальных особенностей приморского края	11
2 Характеристика электрических сетей приморского края энергосистемы артемовского городского округа и их режимов	13
2.1 Характеристика источников питания района	13
2.2 Характеристика электрических сетей района	17
2.3 Расчет и анализ существующих режимов	21
3 Обоснование целесообразности развития электрических сетей в районе подстанции Западная	32
4 Расчёт электрических нагрузок	35
5 Разработка вариантов развития электрических сетей и выбор оптимального	41
5.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии	41
5.2 Выбор сечений существующих линий электропередачи и их проверка	54
5.3 Выбор числа и мощности силового трансформатора при развитии электрической сети	59
5.4 Выбор оптимального варианта электрической сети	63
5.4.1 Компенсация реактивной мощности (КРМ)	52
5.4.2 Расчёт капиталовложений	64
5.4.3 Расчёт эксплуатационных издержек	66

6	Расчет токов короткого замыкания	71
7	Реконструкция подстанции западная	80
7.1	Выбор выключателей.	82
7.2	Выбор разъединителей	86
7.3	Выбор трансформаторов тока	87
7.4	Выбор трансформаторов напряжения	92
7.5	Выбор шинных конструкций.	94
7.5.1	Выбор гибких шин.	94
7.6	Выбор изоляторов	96
7.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	98
7.8	Расчёт заземления подстанции «Западная»	100
8.	Молниезащиты подстанции «Западная»	106
8.1	Расчёт молниезащиты подстанции «Западная»	106
8.2	Выбор ограничителей перенапряжения	109
9	Релейная защита и автоматика подстанции «Западная»	112
9.1	Назначение и основные типы защиты трансформаторов	112
9.2	Защита силового трансформатора на подстанции Западная	113
9.2.1	Продольная дифференциальная токовая защита	113
9.2.2	Максимальная токовая защита	117
9.2.4	Газовая защита	120
10	Расчет и анализ установившихся режимов при развитии электосети	122
10.1.	Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3 и его анализ.	122
10.2	Расчет минимального режима	123
10.3	Регулирование напряжения	131
11	Безопасность и экологичность	133
11.1	Безопасность	133
11.1.1	Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы	133

11.1.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики	133
11.1.3 Пусконаладочные работы	136
11.1.4 Требования к качеству работ, сдаче и приёмке вторичных устройств в эксплуатацию	138
11.2 Экологичность проекта	140
11.2.1. Защита почвы	140
11.3 Чрезвычайные ситуации	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	151
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет и выбор компенсирующего устройства	155
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Экономический расчет варианта сети	158
ПРИЛОЖЕНИЕ В	177
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	178

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире развитие технологий происходит очень стремительными темпами, количество и качество товаров возрастает с каждым годом. Но для создания данных товаров и услуг необходимы производственные мощности, которые должны удовлетворять запросам потребителей. В связи с этим энергоёмкость производства так же возрастает с большой скоростью, и для его снабжения необходимо развивать питающие сети городов и крупных заводов.

Актуальность данной темы состоит в том, что наличие спонтанного непредсказуемого увеличения потребляемой мощности в данном районе, в котором энергосистема оказывается перегруженной приводит в плохому качеству производимой электроэнергии, и эта тенденция развития энергетики будет сохраняться и в будущем.

Поэтому развитие энергетики в Приморском крае, усиление связей между энергосистемами требует расширения строительства электроэнергетических объектов, в том числе электрических сетей напряжением 110-35 кВ. В настоящее время состояние существующей сети не может обеспечивать экономичную работу и электроснабжение с требуемой степенью надёжности. В аварийных режимах данной сети возможны перерывы в электроснабжении большого количества потребителей электрической энергии. Опыт показывает, что практически все элементы электрической сети иногда могут повреждаться. При надлежащем качестве эксплуатации сети повреждения возникают из-за климатических условий. Из основного назначения электрической сети следует, что необходимо провести мероприятия по повышению эффективности и надёжности в районе подстанции Западная.

В связи с вышесказанным можно утверждать о старении электрической сети, неудовлетворительном её состоянии и необходимости проведения развития данного района.

Анализируя исходные данные, следует сказать, что на подстанциях установлено устаревшее оборудование, имеются неудобства с точки зрения эксплуатации при оперативных переключениях.

Цель работы – повышение эффективности и надежности потребителя электроэнергии электрической сети в районе подстанции Западная путем их развития.

Поэтому для выпускной квалификационной работы был выбран интенсивно развивающийся регион страны – Приморский край, а именно – город Артём. В данной выпускной квалификационной работе будет рассматриваться развитие сети 35-110 кВ, которая включает в себя 12 подстанций. Питание сетей 35 и 110 кВ данного района осуществляется от Артёмовской ТЭЦ. На территории приведённого города находятся заводы металлообрабатывающей, строительной, пищевой, топливной промышленности, Артёмовская ТЭЦ. Общественный транспорт города преимущественно представлен автобусами, в границе города расположен аэропорт и 8 железнодорожных станций.

В ходе выпускной квалификационной работы необходимо будет составить вариант схемы электрической сети, который будет конкурентно способен по технико-экономическим показателям.

Из разработанных вариантов подключения сети выбирается наиболее конкурентно-способный вариант.

Реконструкция электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

В ходе проектирования перспективной сети необходимо решить следующие задачи:

- Расчёт и анализ установившихся режимов в существующей сети;
- Прогнозирование нагрузки;

– Разработка вариантов реконструкции сети 35 и 110 кВ для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;

– Выбор числа и мощности силовых трансформаторов и главных электрических схем подстанций: «Западная», «Шахта-7», «Кролевцы», «Заводская», «Угловая», «Артёмовская», «Ключевая», «Шахтовая», «Трикотажная», «Мебельная», «Касатка», Птицефабрика».

– Выбор и проверка основного электрооборудования 110 и 35 кВ для подстанции «Западная»;

– Определение необходимых объёмов релейной защиты и автоматики, расчёт уставок основных защит трансформатора на подстанции «Западная»;

– Решение вопросов безопасности и экологичности эксплуатации электрических сетей при их развитии.

Во время написания выпускной квалификационной работы использовано следующее лицензионное программное обеспечение: Microsoft Word, Microsoft Visio, Mathcad, RastrWin 3.0.

Исходными данными к проекту послужили: контрольные замеры по присоединениям 110/35/6 кВ ПЭС за 20.12.2017 г, схемы электрической сети Приморской энергосистемы 6-110 кВ, данные о марке проводов ЛЭП, программа развития Приморской энергосистемы на 2017 г. с учетом перспективы до 2018-2022г, спутниковые карты.

Графическая часть выпускной квалификационной работы содержит однолинейную схему сети, также проектируемой подстанции, расчет максимального и послеаварийного режимов сети. Графическая часть включает 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Подстанции Западная расположены в городе Артем Приморского края. В г. Артем ярко выражен муссонный климат, с чертами континентального, что выражается в больших годовых и суточных колебаниях температур воздуха и преобладании значительным количеством летних осадков. Средняя температура в августе +20°С. Средняя температура в январе от –15 °С. Годовое количество осадков составляет до 600 мм. Устойчивый снежный покров образуется в конце первой декады декабря и полностью сходит в начале апреля. Продолжительность снегования 98 дней.

Относительная влажность воздуха имеет своеобразный годовой фон, с минимумом зимой и максимумом летом, что обуславливает муссонная циркуляция. Наиболее сухие сезоны – весна и осень.

Ветровой режим носит муссонный характер. В теплый период года главенствуют ветры южных направлений. Зимой преобладают континентальные ветры северных румбов.

Средняя глубина промерзания почвы равна 110-120 см, а максимальная в особо суровые и малоснежные зимы – может достигать 160 – 180 см.

Продолжительность безморозного периода составляет приблизительно 150 – 200 дней. В данном регионе 310 солнечных дней в года, а продолжительность солнечного сияния составляет чуть более 2000 часов в году[6].

На территории города расположены такие предприятия как:

«Михайловский Бройлер», «Артёмовский хлебокомбинат», «Артёмовское предприятие промышленного железнодорожного транспорта», молокозавод «Артёмовский», «Дробильно-сортировочный завод», «Завод ЖБИ-3», «Артёмовский завод ЖБИ», «Успех-Полимерстрой»

На рисунке 1 изображено географическое положения Приморского края.



Рисунок 1 – Географическое положение Приморского края

Рассматриваемая сеть находится на юге Приморского края. Характеристики данного района сведены в таблицу 1[1].

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветровому давлению	IV
Район по гололёду	IV
Толщина стенки гололёда, мм	15
Средняя максимальная температура воздуха, °С	-21
Средняя минимальная температура воздуха, °С	+21
Число грозových часов в год, ч/год	10 – 20
Среднегодовая влажность воздуха, %	71
Глубина промерзания почвы, см	160-180

Климатические условия района необходимы для реконструкции сети района проектирования. В частности, для прокладываний линий электропередач или для замены оборудования энергообъекта. Так, например, по числу грозových часов, глубине промерзания почвы решается вопрос организации молниезащиты, а по температуре - выбор оборудования и т.д.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИМОРСКОГО КРАЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ АРТЕМОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА И ИХ РЕЖИМОВ

2.1 Характеристика источников питания района

Электроснабжение Приморского края почти полностью обеспечивается из Приморской энергосистемы. Данный район имеет 6 тепловых электростанций.

На территории Приморского края проходит системообразующие сети напряжением 500 и 220 кВ. Данные сети принадлежат ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются они филиалом «Приморское ПМЭС».

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500-220 кВ, распределительная — на напряжении 110-35 кВ.

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.

Энергосистема Приморского края электрически связана с энергосистемой Хабаровского края на трёх уровнях напряжения: 1 –10 кВ (Хецир ВЛ – Приморская ГРЭС), 220 кВ (двухцепная ВЛ Приморская ГРЭС – Хецир с промежуточной ПС 220 кВ) и 500 кВ (Хабаровская – ВЛ Приморская ГРЭС).

Питающей станцией в районе города Артём является Артёмовская ТЭЦ, от которой отходят линии электропередачи напряжением 110 и 35 кВ. Артёмовская

ТЭЦ принадлежит филиалу «Приморская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания». Данная станция является одной из старейших станций Дальнего Востока. Ввод станции в эксплуатацию был произведён в 1936 году в ранге ГРЭС. Станция обеспечивает около 40% потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в городе Артёме.

Производственные показатели:

- Электрическая мощность: 400 МВт;

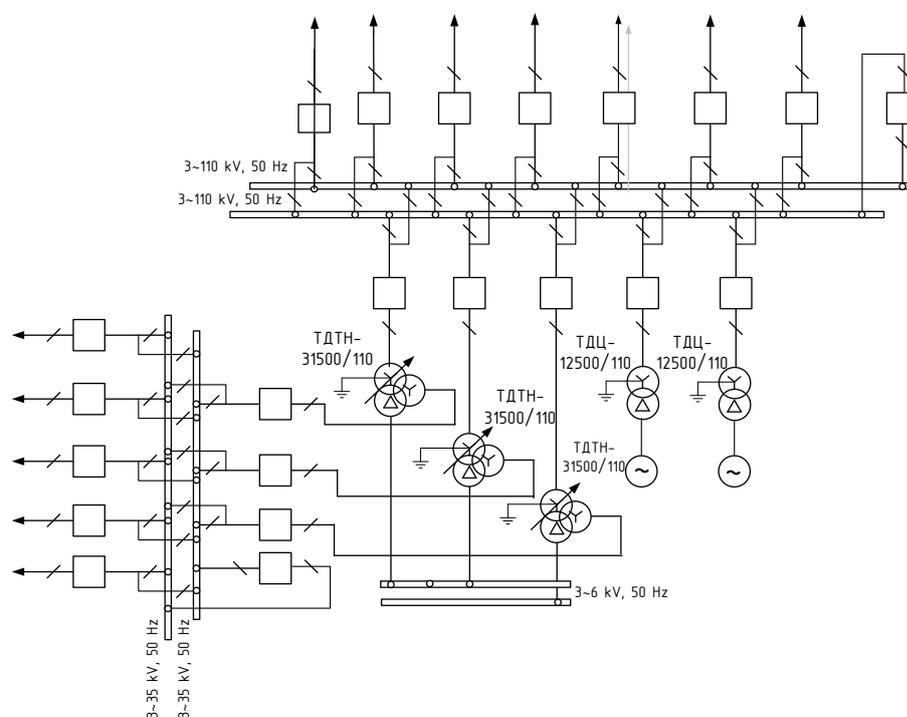


Рисунок 2 – Однолинейная схема Артёмовской ТЭЦ

ПС «Владивосток» - электрическая подстанция 500/220/110/35 кВ, расположена на юго-западной окраине с. Ясное Шкотовского района Приморского края. Данная подстанция введена в эксплуатацию в декабре 2009 года. Ввод в работу энергообъекта значительно повысил надёжность электроснабжения, сделал более благоприятными режимы работы сетей юга Приморского края.

Подстанция 500 кВ «Владивосток» и линия электропередачи 500 кВ Дальневосточная — Владивосток являются главными источниками электроснабжения для перекачивающих станций нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан. На данной ПС группа АТ марки АОДЦТН-167000/500/220. Техническое состояние основного оборудования в основном удовлетворительное.

Подстанция 110/35/6 кВ «Западная» расположена в южной части г. Артем, Приморского края, по ул. Красногвардейская, 16. Это одна из крупнейших узловых подстанций юга Приморья, обеспечивающая электроэнергией поселки Трудовое города Владивостока, Угловое Артемовского городского округа, поселок Новый и село Вольно-Надеждинское Надеждинского района с общим количеством населения около ста тысяч человек.

На подстанции установлено следующее основное электрооборудование

- силовой трансформатор ТДТН-40000/110-У1 - 2 шт.
- выключатели ВЭБ-110(II)-40/2500 УХЛ1 - 8 шт.
- выключатели ВГБЭ -35/1000- 2 шт.
- выключатели ВМД-35/1000А – 2 шт.

ОРУ 35 кВ подстанции «Западная» выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [2].

Однолинейная схема подстанции «Западная» представлена на рисунке 3.

В зависимости от заданных зимних нагрузок P_{\max} можно судить о характере нагрузки, а также о категоричности потребителя. Это значит, что если максимальная нагрузка подстанции (ПС) составляет 60 МВт и выше, такая подстанция питает чисто промышленную нагрузку. Режим работы такой ПС носит длительный и кратковременный характер.

Если максимальная нагрузка подстанции находится в пределах от 30 до 60 МВт, то нагрузка смешанная, т. е. может включать в себя различного рода потребителей. Режим работы в основном длительный. Такие подстанции находятся на балансе электрических сетей.

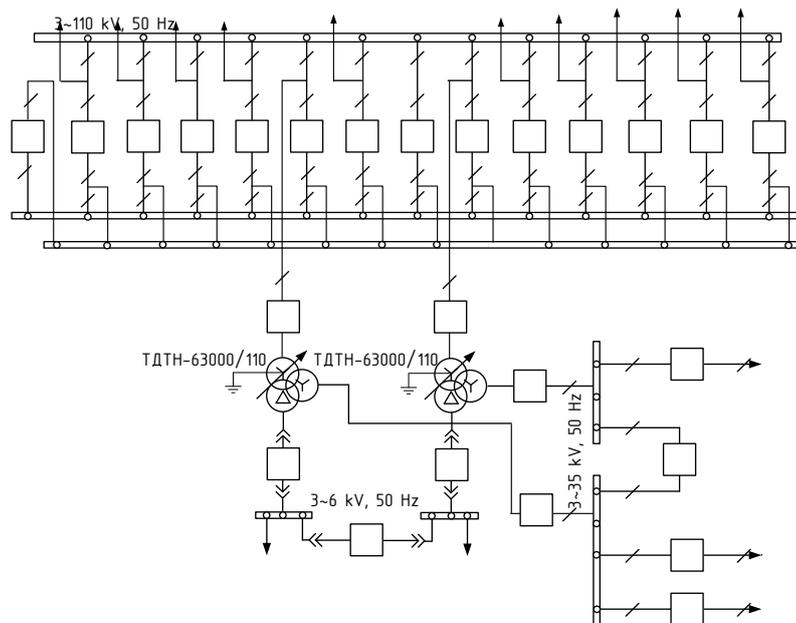


Рисунок 3 – Однолинейная схема ПС «Западная»

Если максимальная нагрузка подстанции менее 30 МВт, то режим работы – кратковременный[3].

Наиболее опасным для системы является повторно-кратковременный режим, т.к. в этом случае происходит резкое подключение к сети и внезапное отключение от неё.

Согласно ПУЭ все потребители электрической энергии условно разделяют на три категории (группы), в зависимости от их важности [2].

К первой категории электроснабжения относятся наиболее важные потребители, перерыв в электроснабжении которых может привести к несчастным случаям, крупным авариям, нанесению большого материального ущерба по причине выхода из строя целых комплексов оборудования, взаимосвязанных систем.

Потребители данной категории должны питаться от двух независимых источников питания - двух линий электропередач, питающихся от отдельных силовых трансформаторов.

Наиболее опасные потребители могут иметь третий независимый источник питания для большей надежности. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории разрешается только лишь на время автоматического включения резервного источника питания.

В зависимости от мощности потребителя, в качестве резервного источника электроснабжения может выступать линия электрической сети, аккумуляторная батарея либо дизельный генератор.

Ко второй категории снабжения относятся потребители, при отключении питания которых, останавливается работа важных городских систем, на производстве возникает массовый брак продукции, есть риск выхода из строя крупных взаимосвязанных систем, циклов производства.

Вторая категория электроснабжения предусматривает питание потребителей от двух независимых источников. При этом допускается перерыв в электроснабжении на время, в течение которого обслуживающий электротехнический персонал прибудет на объект и выполнит необходимые оперативные переключения.

Третья категория электроснабжения потребителей включает в себя всех оставшихся потребителей, которые не вошли в первые две категории. Обычно это небольшие населенные пункты, городские учреждения, системы, перерыв в электроснабжении которых не влечет за собой последствий. Также к данной категории относят многоквартирные жилые дома, частный сектор, дачные и гаражные кооперативы.

Потребители третьей категории получают питание от одного источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей данной категории, как правило, не более суток - на время выполнения аварийно-восстановительных работ [2].

2.2 Характеристика электрических сетей района

Эквивалент схемы

Точки разрыва:

ПС 35 Угловая – отключены В-35 Спутник

ПС 110 Западная – отключены В-110 Казармы, В-110 Раздольное-1

ПС 110 Кролевцы – отключен В-35 Щебенка, В-35 Сураженка

Эквивалент схемы приведен на рисунке 4.

Характерной особенностью сетей Дальнего Востока, а в частности, Приморского края, является большая их протяжённость и удалённость крупных генерирующих станций от центра электрических нагрузок.

Электрическая сеть рассматриваемого района филиала ОАО «ДРСК» «Приморские электрические сети» включает в себя 3 ПС 110 кВ: «Западная», «Шахта-7», «Кролевцы», и 9 ПС 35 кВ: «Заводская», «Угловая», «Артёмовская», «Ключевая», «Шахтовая», «Трикотажная», «Мебельная», «Касатка», «Птицефабрика».

Все ЛЭП имеют относительно небольшую протяжённость, максимальная длина линии составляет 37,5 километров на промежутке от «Артёмовской ТЭЦ» до ПС «Западная». Двухцепное исполнение имеют только две линии: «Артёмовская ТЭЦ – Западная» и «Западная – Заводская».

Все ВЛ рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе, их протяжённость и места подключения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики рассматриваемых воздушных линий

ЛЭП		Длина, км	U, кВ	Марка провода
Начало	Конец			
Артёмовская ТЭЦ	Западная	37,5	110	2×АС-150
Отпайка АТЭЦ- Западная	Кролевцы	1,626	110	2×АС-150
Западная	Шахта-7	5,4/0,6	110	М-70/АС-120
Артёмовская ТЭЦ	Шахта-7	2,18	110	М-70/АС-240
Артёмовская ТЭЦ	Мебельная	5,3	35	АС-300
Трикотажная	Шахтовая	0,3/1,05	35	АС-300/М-70
Артёмовская ТЭЦ	Шахтовая	8,0	35	АС-185/М-70
Шахтовая	Артёмовская	2,548/0,3	35	М-70/АС-70
Артёмовская	Ключевая	4,07	35	АС-50
Западная	Артёмовская	0,564/10,058/0,562	35	М-70/АС-70/М-70
Западная	Заводская	3	35	2×АС-240

ЛЭП		Длина, км	U, кВ	Марка провода
Начало	Конец			
Заводская	Угловая	0,54/2,48	35	АС-240/М-70
Ключевая	Касатка	2,18	35	АС-50
Кролевцы	Касатка	10	35	АС-70
Кролевцы	Птицефабрика	5,7	35	АС-70
Артёмовская ТЭЦ	Птицефабрика	4	35	АС-70

2.3 Расчет и анализ существующих режимов

Комплекс расчётов в ПВК выполняется для того, чтобы выполнить выбор и проверку основного оборудования проектируемой ЭЭС.

Анализируя контрольную ведомость о загрузке линий 35-110 кВ города Артём, предоставленную на преддипломной практике, можно сделать вывод о недостаточной пропускной способности большинства линий электропередачи. Это выражается в превышении экономически-эффективной плотности тока, что в конечном итоге приводит к большому количеству потерь электрической энергии. Из рассмотренных нами 16 линий электропередачи 110 кВ, 9 превосходит экономически-эффективную плотность тока, более чем в 3 раза. Аналогичная ситуация наблюдается и с линиями напряжением 35 кВ: из 20 ЛЭП – 6 превышает данное значение.

По показаниям контрольных замеров выполним анализ установившихся режимов электрической сети в районе подстанции Западная, расположенной в городе Артём. В данной работе расчёт режима сети проводится при помощи программно-вычислительного комплекса RastrWin3.

Программа «RastWin» предназначена для расчета и оптимизации режимов электрических сетей и систем. С помощью данной программы можно осуществлять расчет и утяжеление режима, а также эквивалентирование энергосистем.

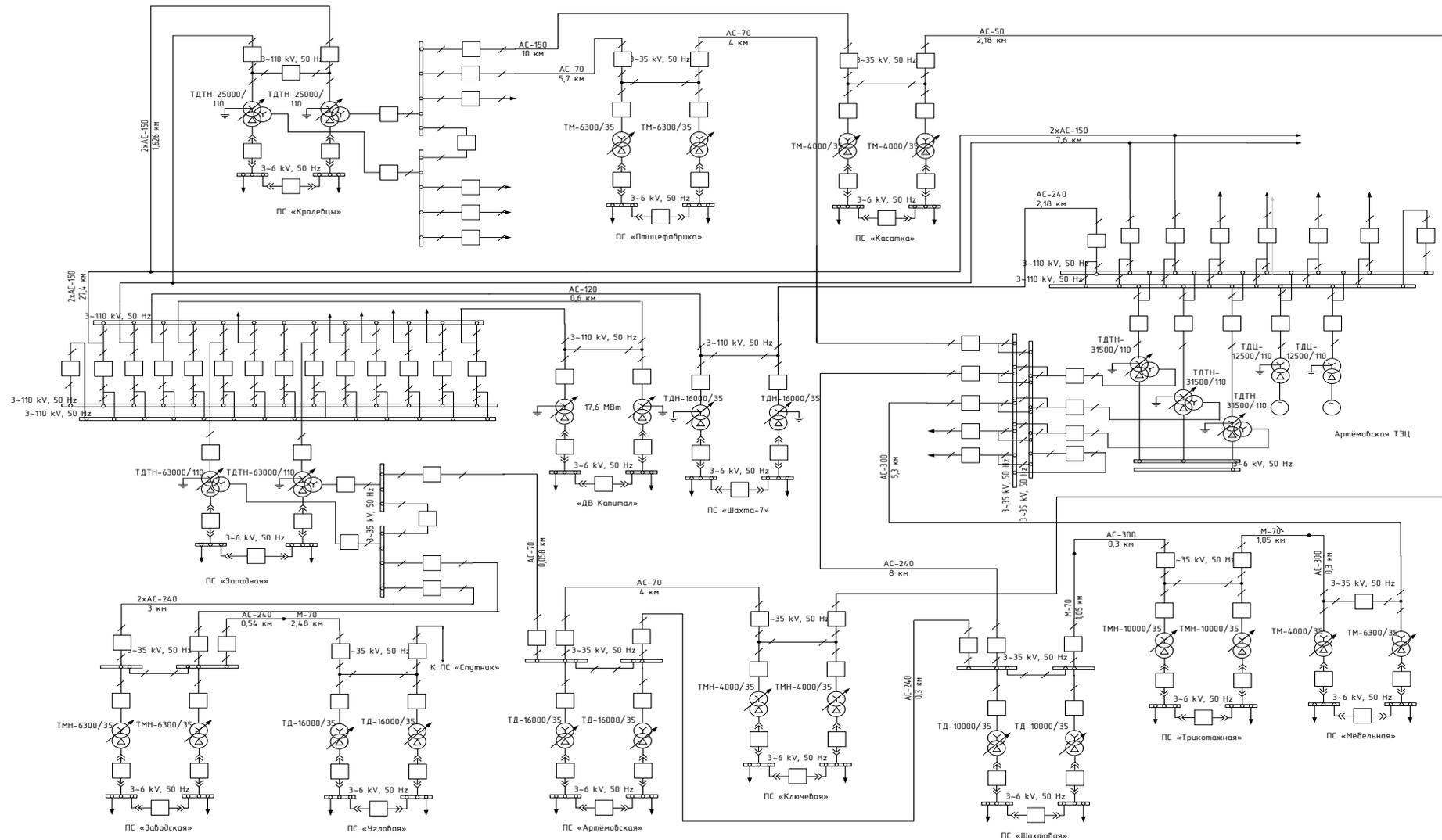


Рисунок 4 - Эквивалент схемы

Для выполнения определенного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизиться к реальной ситуации в установленном районе, и получить необходимые характеристики: перетоки активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д [4].

Для расчёта установившегося режима необходимы рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д.

Для каждого узла нагрузки предопределяется активная и реактивная мощности, приведённые к стороне ВН. Их требуется определить по формулам, приведенным ниже:

$$P_H = 0,5 \cdot S_{Hтр}; \quad (1)$$

$$Q_H = P_H \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где S_{Hmp} - номинальная мощность трансформаторов на подстанции,

$$tg\varphi = 0,4 [3].$$

Нагрузки узлов СН и НН для трёхобмоточных и автотрансформаторов:

$$P_H = 0,25 \cdot S_{Hтр}; \quad (3)$$

$$Q_H = P_H \cdot tg\varphi, \quad (4)$$

где S_{Hmp} номинальная мощность трансформаторов,

$$tg\varphi = 0,4 [3].$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (5)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (6)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

Реактивная проводимость воздушной линии.

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (7)$$

где b_0 – удельная ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

Для моделирования трехобмоточных трансформаторов в ПВК RastrWin3 требуется заполнить таблицы «Узлы», «Ветви», «Транс.Паспорт», «Трансформаторы» [20].

Самым простым способом моделирования трёхобмоточных трансформаторов является задание его тремя ветвями в таблице Ветви. Для этого необходимо представить трансформатор по схеме трёхлучевой звезды, то есть задать три ветви для каждой из которой необходимо определить и занести в таблицу «Ветви» следующие параметры:

- Сопротивление $R + jX$, приведенное к стороне высокого напряжения;

- Проводимость шунта на землю $G + jB$ (только для стороны ВН);

- Коэффициент трансформации.

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 устанавливаются сопротивлением каждой ступени трансформатора, а также активной и

реактивной проводимостью. Помимо этого, необходимо показать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формуле:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (8)$$

где $U_{ВН}, U_{НН}$ – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора.

Для трёхобмоточного трансформатора требуется рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{СН}}, \quad (9)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}}, \quad (10)$$

где $U_{СН}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора по формуле 4 [18].

Схема замещения трёхобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 4.

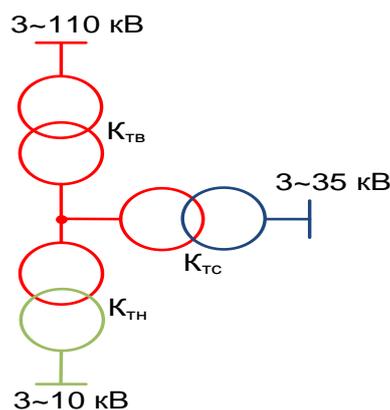


Рисунок 5 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

В таблицах 3 и 4 отображены исходные данные, которые были просчитаны для расчёта исходного режима электрической сети. Активная и реактивная нагрузки в узлах (P_n , Q_n) сети были взяты из ведомости контрольных замеров 2017 года.

Таблица 3 – Параметры узлов схемы замещения

Тип узла	№ узла	Название	$U_{ном.}$ кВ	P_n , МВт	Q_n , Мвар
Ген-	1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16		
Нагр	2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	51	20,4
База	3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	41,4	16,6
Нагр	4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110		
Нагр	5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	5,7	2,2
Нагр	6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6		
Нагр	7	Мебельная 2Т ВН	35		
Нагр	8	Мебельная 2Т НН	6	1,6	0,6
Нагр	9	Мебельная 1Т ВН	35		
Нагр	10	Мебельная 1Т НН	6	1	0,4
Нагр	11	М-70/АС300	35		
Нагр	12	Трикотажная 2Т ВН	35		
Нагр	13	Трикотажная 2Т НН	6	2,5	1
Нагр	14	Трикотажная 1Т ВН	35		
Нагр	15	Трикотажная 1Т НН	6	2,5	1
Нагр	16	Шахтовая 1Т ВН	35		
Нагр	17	Шахтовая 1Т НН	6	2,5	1
Нагр	18	Шахтовая 2Т ВН	35		
Нагр	19	Шахтовая 2Т НН	6	2,5	1
Нагр	20	Артемовская 1Т ВН	35		
Нагр	21	Артемовская 1Т НН	6	4	1,6
Нагр	22	Артемовская 2Т ВН	35		
Нагр	23	Артемовская 2Т НН	6	4	1,6
Нагр	24	М-70/АС-70	35		
Нагр	25	Западная 1Т-2Т СН	35	14	5,6
Нагр	26	Западная 1Т-2Т НН	6	14	5,6
Нагр	27	Западная 1Т-2Т о.т	110		
Нагр	28	Западная 1Т-2Т ВН	110	65,5	26,2
Нагр	29	Заводская 1Т ВН	35		
Нагр	30	Заводская 1Т НН	6	1,6	0,6
Нагр	31	Заводская 2Т ВН	35		
Нагр	32	Заводская 2Т НН	6	1,6	0,6
Нагр	33	АС-240/М-70	35		
Нагр	34	Угловая 1Т ВН	35		
Нагр	35	Угловая 1Т НН	6	4	1,6
Нагр	36	Угловая 2Т ВН	35		

Продолжение таблицы 3

Тип узла	№ узла	Название	U _{ном.} кВ	P _{н.} МВт	Q _{н.} Мвар
Нагр	37	Угловая 2Т НН	6	4	1,6
Нагр	38	Ключевая 1Т ВН	35		
Нагр	39	Ключевая 1Т НН	6	1	0,4
Нагр	40	Ключевая 2Т ВН	35		
Нагр	41	Ключевая 2Т НН	6	1	0,4
Нагр	42	Касатка 1Т ВН	35		
Нагр	43	Касатка 1Т НН	6	1	0,4
Нагр	44	Касатка 2Т ВН	35		
Нагр	45	Касатка 2Т НН	6	1	0,4
Нагр	46	Птицефабрика 1Т ВН	35		
Нагр	47	Птицефабрика 1Т НН	6	1,6	0,4
Нагр	48	Птицефабрика 2Т ВН	35		
Нагр	49	Птицефабрика 2Т НН	6	1,6	0,4
Нагр	50	Кролевцы 1Т-2Т СН	35	10,4	4,2
Нагр	51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	10,4	4,2
Нагр	52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110		
Нагр	53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110		
Нагр	54	Отпайка 1 АС-150	110		
Нагр	55	Отпайка 2 АС-150	110		
Нагр	56	Шахта-7 1Т ВН	110		
Нагр	57	Шахта-7 1Т НН	6	4	1,6
Нагр	58	Шахта-7 2Т ВН	110		
Нагр	59	Шахта-7 2Т НН	6	4	1,6

Таблица 4 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	Kт
Тр-р	2	1	АТЭЦ 5Т-6Т ВН - АТЭЦ 5Т-6Т НН	0,1	3,85	82,6	0,145
Выкл	2	3	АТЭЦ 5Т-6Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т ВН				
Тр-р	3	4	АТЭЦ 2Т-4Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т о.т	0,27	11,83	59,5	1
Тр-р	4	5	АТЭЦ 2Т-4Т о.т - АТЭЦ 2Т-4Т СН	0,27			0,318
Тр-р	4	6	АТЭЦ 2Т-4Т о.т - АТЭЦ 2Т-4Т НН	0,27	7,43		0,055
ЛЭП	5	7	АТЭЦ 2Т-4Т СН - Мебельная 2Т ВН	0,52	2,27		
Тр-р	7	8	Мебельная 2Т ВН - Мебельная 2Т НН	4,43	21,06	49	0,171
Выкл	7	9	Мебельная 2Т ВН - Мебельная 1Т ВН				
Выкл	8	10	Мебельная 2Т НН - Мебельная 1Т НН				
Тр-р	9	10	Мебельная 1Т ВН - Мебельная 1Т НН	2,6	23	32,7	0,171
ЛЭП	9	11	Мебельная 1Т ВН - М-70/АС300		0,11		
ЛЭП	11	12	М-70/АС300 - Трикотажная 2Т ВН	0,29	0,44		
Тр-р	12	13	Трикотажная 2Т ВН - Трикотажная 2Т НН	0,88	10,1	65,3	0,171
Выкл	12	14	Трикотажная 2Т ВН - Трикотажная 1Т ВН				
Тр-р	14	15	Трикотажная 1Т ВН - Трикотажная 1Т НН	0,88	10,1	65,3	0,171

Продолжение таблицы 4

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	Kт
Выкл	15	13	Трикотажная 1Т НН - Трикотажная 2Т НН				
Тр-р	16	17	Шахтовая 1Т ВН - Шахтовая 1Т НН	0,96	11,1	65,3	0,171
ЛЭП	16	5	Шахтовая 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т СН	1,3			
Тр-р	18	19	Шахтовая 2Т ВН - Шахтовая 2Т НН	0,96	11,1	65,3	0,171
Выкл	18	16	Шахтовая 2Т ВН - Шахтовая 1Т ВН				
ЛЭП	18	20	Шахтовая 2Т ВН - Артемовская 1Т ВН	0,82	1,2		
Выкл	19	17	Шахтовая 2Т НН - Шахтовая 1Т НН				
Тр-р	20	21	Артемовская 1Т ВН - Артемовская 1Т НН	0,52	7,4	78,4	0,171
Тр-р	22	23	Артемовская 2Т ВН - Артемовская 2Т НН	0,52	7,4	78,4	0,171
Выкл	22	20	Артемовская 2Т ВН - Артемовская 1Т ВН				
ЛЭП	22	24	Артемовская 2Т ВН - М-70/АС-70	0,31	0,48		
ЛЭП	22	38	Артемовская 2Т ВН - Ключевая 1Т ВН	2,65	1,76		
Выкл	23	21	Артемовская 2Т НН - Артемовская 1Т НН				
ЛЭП	24	25	М-70/АС-70 - Западная 1Т-2Т СН	0,02	0,02		
ЛЭП	25	29	Западная 1Т-2Т СН - Заводская 1Т ВН	0,36	1,15		
ЛЭП	25	31	Западная 1Т-2Т СН - Заводская 2Т ВН	0,36	1,15		
Тр-р	27	26	Западная 1Т-2Т о.т - Западная 1Т-2Т НН	0,45	10,35		0,055
Тр-р	27	25	Западная 1Т-2Т о.т - Западная 1Т-2Т СН	0,45			0,318
Тр-р	28	27	Западная 1Т-2Т ВН - Западная 1Т-2Т о.т	0,45	17,75	52,9	1
ЛЭП	28	54	Западная 1Т-2Т ВН - Отпайка 1 АС-150	5,43	11,51	-74	
ЛЭП	28	55	Западная 1Т-2Т ВН - Отпайка 2 АС-150	5,43	11,51	-74	
Тр-р	29	30	Заводская 1Т ВН - Заводская 1Т НН	1,4	14,6	46,3	0,171
Выкл	29	31	Заводская 1Т ВН - Заводская 2Т ВН				
Выкл	30	32	Заводская 1Т НН - Заводская 2Т НН				
Тр-р	31	32	Заводская 2Т ВН - Заводская 2Т НН	1,4	14,6	46,3	0,171
ЛЭП	31	33	Заводская 2Т ВН - АС-240/М-70	0,06	0,21		
ЛЭП	33	34	АС-240/М-70 - Угловая 1Т ВН	0,68	1,04		
Тр-р	34	35	Угловая 1Т ВН - Угловая 1Т НН	0,96	11,1	65,3	0,171
Выкл	34	36	Угловая 1Т ВН - Угловая 2Т ВН				
Выкл	35	37	Угловая 1Т НН - Угловая 2Т НН				
Тр-р	36	37	Угловая 2Т ВН - Угловая 2Т НН	0,96	11,1	65,3	0,171
Тр-р	38	39	Ключевая 1Т ВН - Ключевая 1Т НН	2,6	23	32,7	0,171
Выкл	38	40	Ключевая 1Т ВН - Ключевая 2Т ВН				
Тр-р	40	41	Ключевая 2Т ВН - Ключевая 2Т НН	2,6	23	32,7	0,171
ЛЭП	40	42	Ключевая 2Т ВН - Касатка 1Т ВН	1,42	0,94		
Выкл	41	39	Ключевая 2Т НН - Ключевая 1Т НН				
Тр-р	42	43	Касатка 1Т ВН - Касатка 1Т НН	2,6	23	32,7	0,171
Выкл	42	44	Касатка 1Т ВН - Касатка 2Т ВН				
Выкл	43	45	Касатка 1Т НН - Касатка 2Т НН				

Продолжение таблицы 4

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R, Ом	X, Ом	B, Ом	Kт
Тр-р	44	45	Касатка 2Т ВН - Касатка 2Т НН	2,6	23	32,7	0,171
ЛЭП	44	50	Касатка 2Т ВН - Кролевцы 1Т -2Т СН	4,28	4,2		
Тр-р	46	47	Птицефабрика 1Т ВН - Птицефабрика 1Т НН	1,4	14,6	46,3	0,171
ЛЭП	46	5	Птицефабрика 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т СН	1,71	1,68		
Тр-р	48	49	Птицефабрика 2Т ВН - Птицефабрика 2Т НН	1,4	14,6	46,3	0,171
Выкл	48	46	Птицефабрика 2Т ВН - Птицефабрика 1Т ВН				
Выкл	49	47	Птицефабрика 2Т НН - Птицефабрика 1Т НН				
ЛЭП	50	48	Кролевцы 1Т -2Т СН - Птицефабрика 2Т ВН	2,44	2,39		
Тр-р	52	50	Кролевцы 1Т-2Т о.т - Кролевцы 1Т -2Т СН	0,75			0,318
Тр-р	52	51	Кролевцы 1Т-2Т о.т - Кролевцы 1Т-2Т НН	0,75	17,85		0,055
Тр-р	53	52	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Кролевцы 1Т-2Т о.т	0,75	28,45	28,9	1
ЛЭП	53	54	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Отпайка 1 АС-150	0,32	0,68	-4,4	
ЛЭП	53	55	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Отпайка 2 АС-150	0,32	0,68	-4,4	
ЛЭП	54	3	Отпайка 1 АС-150 - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	1,47	3,11	-20	
ЛЭП	55	3	Отпайка 2 АС-150 - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	1,5	3,19	-20,5	
Тр-р	56	57	Шахта-7 1Т ВН - Шахта-7 1Т НН	4,38	86,7	9,3	0,055
ЛЭП	56	3	Шахта-7 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	3,81	6,19	-37,8	
Тр-р	58	59	Шахта-7 2Т ВН - Шахта-7 2Т НН	4,38	86,7	9,3	0,055
Выкл	59	57	Шахта-7 2Т НН - Шахта-7 1Т НН				
ЛЭП	28	58	Западная 1Т-2Т ВН - Шахта-7 2Т ВН	1,47	2,39	-14,8	

Расчёт нормального режима проводится для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме включено все необходимое оборудование для проведения наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

В таблице 5 и 6 соответствующе представлены рассчитанные данные о токах, протекающие по линиям электропередачи моделируемого участка сети, и отклонение напряжения в узлах электрической сети.

Таблица 5 – Значения токов, протекающие по ЛЭП

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	151	680
9	11	М-70/АС300	118	680
11	12	М-70/АС300	118	337
14	16	АС-300/М-70	91	337
16	5	М-70/АС-70	340	510
18	20	М-70/АС-70	215	265
22	24	М-70/АС-70	97	265
22	38	АС-50	4	210
24	25	М-70/АС-70	97	265
25	29	АС-240	98	605
25	31	АС-240	98	605
28	54	АС-150	75	450
28	55	АС-150	75	450
31	33	АС-240/М-70	141	337
33	34	АС-240/М-70	141	337
40	42	АС-50	32	210
44	50	АС-70	67	265
46	5	АС-70	73	265
50	48	АС-70	21	265
53	54	АС-150	42	450
53	55	АС-150	40	450
54	3	АС-150	116	450
55	3	АС-150	114	450
56	3	АС-240	147	337
28	58	М-70	104	337

Таблица 6 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,71
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,95	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,65	7,86
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,7	7,72
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,53	8,76
7	Мебельная 2Т ВН	35	37,1	6
9	Мебельная 1Т ВН	35	37,1	5,99
11	М-70/АС300	35	37,08	5,93
12	Трикожная 2Т ВН	35	36,97	5,63
14	Трикожная 1Т ВН	35	36,97	5,63
16	Шахтовая 1Т ВН	35	36,92	5,47
18	Шахтовая 2Т ВН	35	36,92	5,47
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	116,23	5,66
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,28	6,52
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,34	5,62
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,28	6,52

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,34	5,62
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	36,96	5,59
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,36	5,92
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	116,28	5,71
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	118,93	8,12
54	Отпайка 1 АС-150	110	118,99	8,17
55	ОТпайка 2 АС-150	110	118,98	8,17
56	Шахта-7 1Т ВН	110	117,16	6,51
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,37	6,12
58	Шахта-7 2Т ВН	110	117,15	6,5
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,37	6,12

Результаты расчета показали, что послеаварийный режим не оказал большого влияния на систему. Значения тока самой загруженной линии не выходит за пределы длительно допустимого тока.

В приложении В представлено графическое изображение сети с потоками мощности, полученное при помощи ПВК RastrWin3. Для расчета послеаварийного режима, аварийно отключим загруженную одну цепь линии ПС Западная – ПС Шахта - 7. Результаты расчета, подсчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Расчетные значения токов схемы в послеаварийном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	170	680
9	11	М-70/АС300	137	680
11	12	М-70/АС300	137	337
14	16	АС-300/М-70	106	337
16	5	М-70/АС-70	393	510
18	20	М-70/АС-70	274	265
22	24	М-70/АС-70	131	265
22	38	АС-50	13	210
24	25	М-70/АС-70	131	265
25	29	АС-240	102	605
25	31	АС-240	103	605
28	54	АС-150	274	450
28	55	АС-150	273	450
31	33	АС-240/М-70	148	337
33	34	АС-240/М-70	148	337

Продолжение таблицы 7

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
40	42	АС-50	28	210
44	50	АС-70	63	265
46	5	АС-70	128	265
50	48	АС-70	76	265
53	54	АС-150	58	450
53	55	АС-150	52	450
54	3	АС-150	329	450
55	3	АС-150	322	450
56	3	АС-240	43	337

Таблица 8 – Отклонение напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,71
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,95	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,51	7,73
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,65	7,58
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,52	8,63
7	Мебельная 2Т ВН	35	36,99	5,68
9	Мебельная 1Т ВН	35	36,99	5,68
11	М-70/АС300	35	36,96	5,61
12	Трикотажная 2Т ВН	35	36,84	5,27
14	Трикотажная 1Т ВН	35	36,84	5,26
16	Шахтовая 1Т ВН	35	36,77	5,06
18	Шахтовая 2Т ВН	35	36,77	5,06
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,19	6,26
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,32	5,35
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,19	6,25
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,32	5,35
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	36,8	5,15
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,33	5,48
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	115,79	5,26
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	118,39	7,62
54	Отпайка 1 АС-150	110	118,45	7,68
55	Отпайка 2 АС-150	110	118,44	7,67
56	Шахта-7 1Т ВН	110	119,56	8,69
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,5	8,35
58	Шахта-7 2Т ВН	110	119,56	8,69
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,5	8,35

Из результатов расчётов послеаварийного режима эквивалента сети, можно сделать вывод о плохом состоянии некоторых промежутков

электрической сети. Например, линия Артемовская – Западная не в состоянии пропускать необходимый переток мощности, т.к. фактическое значение тока превышает длительно допустимое значение для существующего провода.

3 ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ ЗАПАДНАЯ

Распределительные сети 110-35 кВ получили в основном развитие в южной части края, что обусловлено большей заполненностью территории, на которой располагаются крупные населенные пункты, в том числе г. Владивосток, г. Артем, г. Находка, г. Уссурийск и др.

Наличие «узких мест», обладающих ограниченной пропускной способностью электрических сетей 35 кВ и выше для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах, в которых данные ограничения возникают в распределительной сети 110-35 кВ Приморского края имеются следующие трудности, связанные с ограниченной пропускной способностью[5].

Ограничена пропускная способность следующих ВЛ 110 кВ:

1. ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Шахта-7 (токоограничивающий элемент: провод М-70).

В режимах зимнего максимума нагрузки в нормальной схеме сети аварийное отключение одной из ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково (№ 1 или № 2) приводит к превышению аварийно-допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Шахта-7. Ввод режима в допустимую область осуществляется АОПО в составе МКПА ПС 110 кВ Западная. Для устранения превышения длительно-допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Шахта-7 в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково (№1 или №2), требуется ограничение нагрузки в объеме не менее 21 МВт на транзите 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Западная — Давыдовка.

2. ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково № 1 и ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ - Западная - Кролевцы - Штыково № 2).

В режимах летнего максимума нагрузки в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Шахта-7 аварийное отключение одной из ВЛ 110 кВ

Артемовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково (№ 1 или № 2) приводит к превышению аварийно-допустимой токовой нагрузки, оставшейся в работе ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково (№ 2 или № 1). Ограничивающим элементом ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ — Западная — Кролевцы — Штыково (№ 1 или № 2) является провод ВЛ АС-150. В ремонтной схеме необходим ввод ГВО в объеме не менее 53 МВ[.]

За прошедший пятилетний период рост электропотребления прослеживался во всех энергорайонах, особенно г. Владивостоке и Центральных ЭС, что подтверждает о динамичном развитии промышленного производства и транспорта в этих районах [5].

Собственный максимум электрической нагрузки энергосистемы Приморского края в 2017 году зафиксирован 20.12.2017 в 19-00 и составил 2287 МВт, относительно 2016 года собственный максимум увеличился на 30 МВт.

Суммарная установленная мощность электростанций Приморского края на 01.01.2017 года составила 2638,3 МВт, из них работают на объединенную энергосистемы (ОЭС) — 2616,8 МВт, 21,5 МВт установленной мощности принадлежат к децентрализованным источникам электроснабжения.

Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60 %, трансформаторных подстанций — 70 %. Более 25 лет эксплуатируется около 80 % ПС 35-110 кВ, более 40 лет эксплуатируется ~ 35 % ЛЭП 35-110 кВ (от общего количества).

Количество оборудования подстанций Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующего с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 55,73 %. Количество ВЛ Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС, эксплуатирующего с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 % от общего количества.

Основной проблемой генерирующих мощностей ЭС Приморского края является недостаток маневренной мощности. Несмотря на избыточный баланс ОЭС Востока энергоснабжение отдельных районов Приморского края затруднено в связи с недостатком генерирующих мощностей на юге края и, как

следствие, значительной перегруженностью электросетевых объектов распределительного комплекса.

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного АО «СО ЕЭС», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2022 года [5]. Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Приморского края (914 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей. А именно подключение нагрузки ДВ Капитал с установленной мощностью 17.6 МВт, от новой ячейки 110 кВ ПС Западная.

В соответствии с анализом загрузки трансформаторного оборудования, необходима реконструкция с увеличением трансформаторной мощности ПС 110 кВ, на которых загрузка одного трансформатора превышает допустимую кратковременную перегрузку в послеаварийных режимах отключения другого трансформатора. Увеличение трансформаторной мощности на ПС Западная позволит снять ограничения нагрузки в послеаварийных режимах отключения одного из трансформаторов.

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Необходимым пунктом для развития электрической сети является оценка возрастания нагрузки с течением времени в связи с подключением новых потребителей электрической энергии. А именно подключение нагрузки ДВ Капитал с установленной мощностью 17,6 МВт, от новой ячейки 110 кВ ПС Западная.

Режим перспективной сети будем рассчитать в ПВК RastrWin3 на основе исходных данных перспективной нагрузки, взятых при прохождении преддипломной практике. График электрической нагрузки у подключённого потребителя «Капитал» не известен, следовательно, нагрузка на подстанции Западная не изменяется.

В таблице 9 и 10 представлены рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 9 – Существующая и прогнозируемая активная нагрузка потребителя

№ п/п	Наименование	Мощн. тр-ра, МВА	Существующие			Прогнозируемые		
			P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$	P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$
ПС 110 кВ								
1	Западная	2 × 40	28,00	32,76	33,60	32,48	38	38,98
2	Шахта-7	2 × 16	11,20	13,10	13,44	12,99	15,07	15,59
3	Кролевцы	2 × 25	17,50	20,47	21,00	20,3	23,74	24,36
ПС 35 кВ								
4	Мебельная	2 × 6,3	4,41	5,16	5,29	5,12	5,99	6,14
5	Трикотажная	2 × 10	7,00	8,19	8,40	8,12	9,5	9,74
6	Шахтовая	2 × 10	7,00	8,19	8,40	8,12	9,5	9,74
7	Ключевая	2 × 4	2,80	3,28	3,36	3,25	3,8	3,9
8	Артёмовская	2 × 16	11,20	13,10	13,44	12,99	15,07	15,59
9	Заводская	2 × 6,3	4,41	5,16	5,29	5,12	5,99	6,14
10	Угловая	2 × 16	11,20	13,10	13,44	12,99	15,07	15,59
11	Касатка	2 × 4	2,80	3,28	3,36	3,25	3,8	3,9
12	Птицефабрика	2 × 6,3	4,41	5,16	5,29	5,12	5,99	6,14

Таблица 10 – Существующая и прогнозируемая реактивная нагрузка

Наименование	Мощн. тр-ра, МВА	Текущие			Прогнозируемые		
		Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}	Q _{ср}	Q _{max}	Q _{эф}
ПС 110 кВ							
Западная	2 × 40	11,20	13,10	13,44	12,99	15,19	15,59
Шахта-7	2 × 16	4,48	5,24	5,38	5,2	6,08	6,2
Кролевцы	2 × 25	7,00	8,19	8,40	8,12	9,5	9,74
ПС 35 кВ							
Мебельная	2 × 6,3	1,76	2,06	2,12	2,04	2,39	2,46
Трикотажная	2 × 10	2,80	3,28	3,36	3,25	3,81	3,9
Шахтовая	2 × 10	2,80	3,28	3,36	3,25	3,81	3,9
Ключевая	2 × 4	1,12	1,31	1,34	1,3	1,52	1,56
Артёмовская	2 × 16	4,48	5,24	5,38	5,2	6,08	6,24
Заводская	2 × 6,3	1,76	2,06	2,12	2,04	2,39	2,46
Угловая	2 × 16	4,48	5,24	5,38	5,2	6,08	6,24
Касатка	2 × 4	1,12	1,31	1,34	1,3	1,52	1,56
Птицефабрика	2 × 6,3	1,76	2,06	2,12	2,04	2,39	2,46

Для расчёта перспективного режима нагрузка будет увеличена с учётом её прогнозирования. Данные о нагрузке потребителей представлены в таблице 9 и 10.

После расчёта нормального перспективного режима составим таблицу токовой загрузки линий электропередачи и таблицу отклонений напряжений в узлах сети. Полученные при помощи ПК RastrWin3 расчётные данные представлены в таблице 11 и 12.

Схема перспективного режима сети с указанными перетоками мощности приведена в Приложении Г.

Таблица 11 – Значения токов, протекающие по ЛЭП в перспективном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	237	680
9	11	М-70/АС300	120	680
11	12	М-70/АС300	120	337
14	16	АС-300/М-70	162	337
16	5	М-70/АС-70	423	510
18	20	М-70/АС-70	190	265
22	24	М-70/АС-70	82	265
22	38	АС-50	112	210
24	25	М-70/АС-70	82	265
25	29	АС-240	66	605
25	31	АС-240	66	605
28	54	АС-150	113	450
28	55	АС-150	112	450
31	33	АС-240/М-70	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС-50	27	210
44	50	АС-70	165	265
46	5	АС-70	64	265
50	48	АС-70	8	265
53	54	АС-150	41	450
53	55	АС-150	38	450
54	3	АС-150	150	450
55	3	АС-150	147	450
56	3	АС-240	196	337
28	58	М-70	174	337

Таблица 12 – Отклонение напряжения в узлах сети перспективного режима

№ узла	№ узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,71
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,94	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,41	7,60
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,63	7,45
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,51	8,51
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	117,55	6,56
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,37	6,73
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,33	5,38
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,37	6,72
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,33	5,38
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	37,37	6,71
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,46	7,59

№ узла	№ узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	117,6	6,84
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	119,3	8,39
54	Отпайка 1 АС-150	110	119,34	8,43
55	Отпайка 2 АС-150	110	119,34	8,43
56	Шахта-7 1Т ВН	110	118,17	7,21
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,46	7,48
58	Шахта-7 2Т ВН	110	118,16	7,20
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,46	7,48

Результаты расчета показали, что нормальный режим не вызвал большого влияния на систему. Значения тока самой загруженной линии не выходит за значение длительно допустимого тока.

Для расчета послеаварийного режима, аварийно отключим загруженную одну цепь линии Артемовская – Ключевая. Результаты расчета, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Расчетные значения токов перспективной сети в послеаварийном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	211	680
9	11	М-70/АС300	104	680
11	12	М-70/АС300	104	337
14	16	АС-300/М-70	160	337
16	5	М-70/АС-70	351	510
18	20	М-70/АС-70	113	265
22	24	М-70/АС-70	100	265
22	38	АС-50		210
24	25	М-70/АС-70	100	265
25	29	АС-240	66	605
25	31	АС-240	66	605
28	54	АС-150	108	450
28	55	АС-150	108	450
31	33	АС-240/М-70	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС-50	141	210
44	50	АС-70	285	265
46	5	АС-70	110	265

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно- допустимый ток, А
50	48	АС-70	45	265
53	54	АС-150	53	450
53	55	АС-150	50	450
54	3	АС-150	158	450
55	3	АС-150	154	450
56	3	АС-240	193	337
28	58	М-70	172	337

Таблица 14 – Отклонение напряжения в узлах перспективной сети в послеаварийном режиме

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,71
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,94	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,55	7,78
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,67	7,64
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,52	8,67
7	Мебельная 2Т ВН	35	36,88	5,37
9	Мебельная 1Т ВН	35	36,88	5,36
12	Трикотажная 2Т ВН	35	36,84	5,27
14	Трикотажная 1Т ВН	35	36,84	5,27
16	Шахтовая 1Т ВН	35	36,89	5,39
18	Шахтовая 2Т ВН	35	36,89	5,39
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	117,25	6,59
39	Ключевая 1Т НН	6	5,5	-7,90
41	Ключевая 2Т НН	6	5,5	-7,90
43	Касатка 1Т НН	6	5,58	-6,62
45	Касатка 2Т НН	6	5,58	-6,62
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,19	6,43
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,32	5,08
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,19	6,43
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,32	5,08
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	36,8	5,76
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,33	6,65
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	115,79	5,91
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	118,39	8,33
54	Отпайка 1 АС-150	110	118,45	8,38
55	Отпайка 2 АС-150	110	118,44	8,38
56	Шахта-7 1Т ВН	110	119,56	7,23
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,5	7,50
58	Шахта-7 2Т ВН	110	119,56	7,22
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,5	7,50

Исходя из таблиц 13 и 14 ясно, что линии электропередачи «Артемовская – Ключевая», «Ключевая-Артемовская» на момент прогноза нагрузки (2023 год) будут перегружены и не смогут проводить необходимый переток мощности. ПС Ключевая и ПС Касатка не будет выполнять требования ГОСТ 32144-2013 по уровню напряжения на шинах 6 кВ. Следовательно, существует необходимость развитие электрической сети в районе подстанции Западная.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

5.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее развитии

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, т.е. такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

По точкам взаимного расположения подстанций и источников питания, разрабатываются 5 вариантов конфигурации электрической сети с учетом следующих принципов:

1) в разомкнутых сетях необходимо исключить обратные перетоки мощности;

2) в замкнутых сетях должен быть один класс номинального напряжения;

3) разветвление электрической сети целесообразно делать на подстанциях;

4) необходимо учесть, что кольцевые сети более надежны и удобны в обслуживании, но имеют повышенный уровень потерь. Разомкнутые сети более просты в исполнении имеют меньший уровень потерь, но менее надежны;

5) при разработке вариантов необходимо использовать более простые схемы распределительных устройств подстанций;

6) каждый вариант сети обязан соответствовать требованиям по надежности электроснабжения своих потребителей [7];

На первом этапе технико-экономического сравнения выбирают допустимые по техническим требованиям варианты, а на втором этапе из них выбирают оптимальный по технико-экономическим показателям.

В данной выпускной квалификационной работе составлено 5 вариантов конфигурации развития сети.

Первый вариант заключается в замена на ЛЭП 35 кВ существующих проводов на большее сечение, «Артемовская-Ключевая», «Ключевая-Артемовская», «Шахтовая - АТЭЦ» (рисунок 6). Проведём расчёт режима сети и сведём полученные данные в таблицу 15.

Рассмотрим этот вариант подробнее. Для более детального анализа воспользуемся ПВК RastrWin3. При данной реконструкции сети переток мощности по головному участку «Ключевая – Артемовская» будет иметь большую величину, поэтому сечение провода на данном промежутке будет так же иметь относительно большую величину. Чтобы удостовериться в вышесказанном произведём расчёт режима данной сети и составим таблицу значений токов, протекаемых по линиям электропередачи.

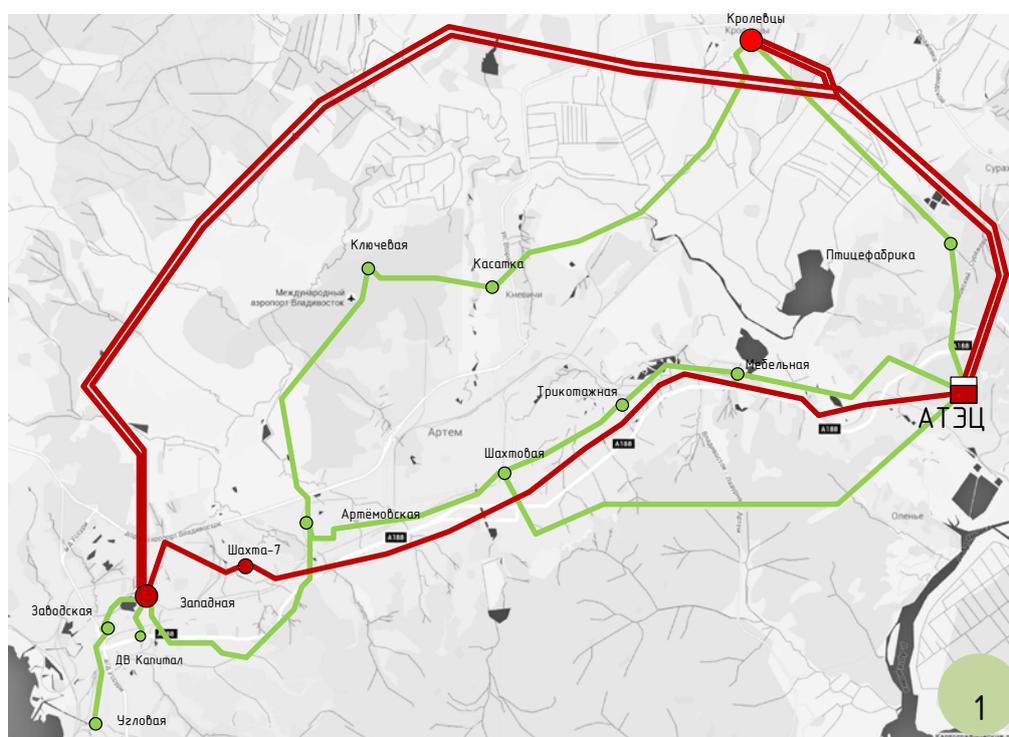


Рисунок 6 – Первый вариант развития электрической сети.

Таблица 15 – Значения токов, протекающих по линии в первом варианте перспективной сети.

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток, протекающий по ЛЭП, А	Длительно- допустимый ток, А
5	7	АС-300	236	680
9	11	АС-300/М-70	121	680
11	12	АС-300/М-70	121	337
14	16	АС-300/М-70	163	337
16	5	АС-240	456	605
18	20	М-70/АС-70	189	265
22	24	М-70/АС-70	82	265
22	38	АС-120	121	210
24	25	М-70/АС-70	82	265
25	29	АС-240	66	605
25	31	АС-240	66	605
28	55	АС-150	113	450
31	33	АС-240/М-70	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС-50	17	210
44	50	АС-70	154	265
46	5	АС-70	58	265
50	48	АС-70	10	265
53	54	АС-150	40	450
53	55	АС-150	37	450
54	3	АС-150	149	450
55	3	АС-150	148	450
56	3	М-70	196	337
28	58	М-70	175	337

Анализируя значения, полученные в ходе расчёта режимов приходим к выводу о целесообразности данного варианта реконструкции, из-за проходимого значения тока на участках сети. Так же применение обычных типов проводов большого сечения – наиболее простой способ.

Второй вариант реконструкции - ввод двухцепной электролинии 110 кВ «Западная - Артемовская» (рисунок 7).

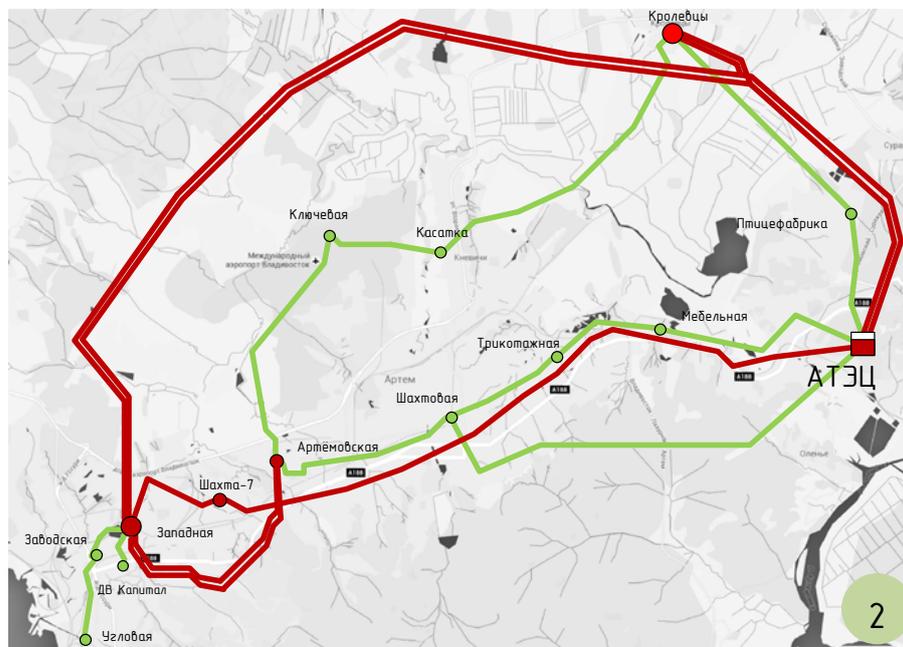


Рисунок 7 – Второй вариант развития электрической сети.

В данном варианте развития ПС «Артемовская» будет получать питание от первой секции шин 110 кВ ПС «Западная» по двухцепной линии. В результате модернизации схемы сети получим значения токов, протекающие по линиям электропередачи в перспективной схеме сети, которые представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Уровень загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	М-70/АС300	252	680
9	11	М-70/АС300	141	680
11	12	М-70/АС300	141	337
14	16	М-70/АС300	178	337
16	5	АС-185	471	510
18	20	АС-70	240	265
23	28	АС-240/М-70	18	265
23	28	АС-240/М-70	18	265
20	38	АС-50	286	210
25	29	АС-240/М-70	66	605
25	31	АС-240/М-70	66	605
28	54	АС-150	127	450

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно- допустимый ток, А
28	55	АС-150	127	450
31	33	АС-240/М-70	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС-50	144	210
46	5	АС-70	26	265
50	48	АС-70	65	265
53	54	АС-150	24	450
53	55	АС-150	21	450
54	3	АС-150	147	450
55	3	АС-150	144	450
56	3	М-70/АС300	215	337
28	58	АС-120	193	337

Во втором варианте развития анализируя значения, полученные в ходе расчёта режимов приходим к выводу о нецелесообразности данного варианта реконструкции, из-за большого значения тока на участке сети 20 – 38. Необходимо заменить существующий провод с большим сечением.

Третий вариант развития: включить линию от ПС Шахтовая в рассечку линии 35 кВ «Касатка-Кролевцы». Приведен на рисунке 8. Проведём расчёт режима сети и сведём полученные данные в таблицу 17.

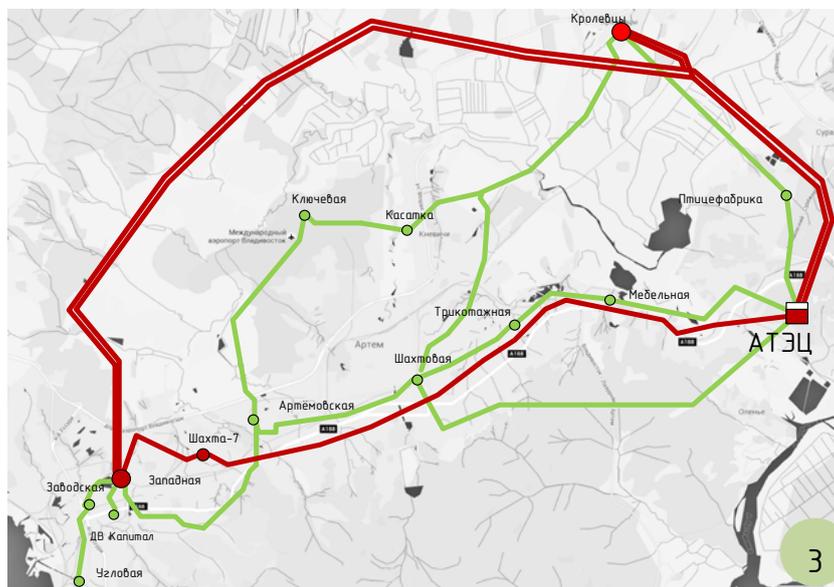


Рисунок 8 – Третий вариант развития электрической сети.

Таблица 17 – Уровень загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	М-70/АС300	252	680
9	11	АС-70/АС300	130	680
11	12	М-70/АС300	130	680
14	16	АС-70/АС300	165	680
16	5	АС-185	466	510
18	20	АС-70	328	265
22	24	М-70/АС-70	75	265
24	25	М-70/АС-70	75	265
22	38	АС-50	293	210
25	29	АС-240/М-70	67	605
25	31	АС-240/М-70	67	605
28	54	АС-150	117	450
28	55	АС-150	117	450
31	33	АС-240/М-70	36	605
33	34	АС-240/М-70	36	605
50	18	АС-240	95	265
40	42	АС-50	147	210
46	5	АС-70	43	265
50	48	АС-70	35	265
53	54	АС-150	33	450
53	55	АС-150	31	450
54	3	АС-150	147	450
55	3	АС-150	144	450
56	3	АС-300	200	680
28	58	АС-120	179	375

Исходя из значений, полученных в таблице 17 следует вывод о недостаточной величине сечения ветви 18-20, 22-38 ЛЭП «Ключевая-Артемовская - Шахтовая» в послеаварийном режиме работы. Следовательно, провода на данном участке так же необходимо заменить в ходе модернизации электрической сети в районе города Артём.

Четвертый вариант развития: перевод на следующую ступень номинального напряжения (110 кВ) разных участков по длине транзита 35 кВ (рисунок 9).

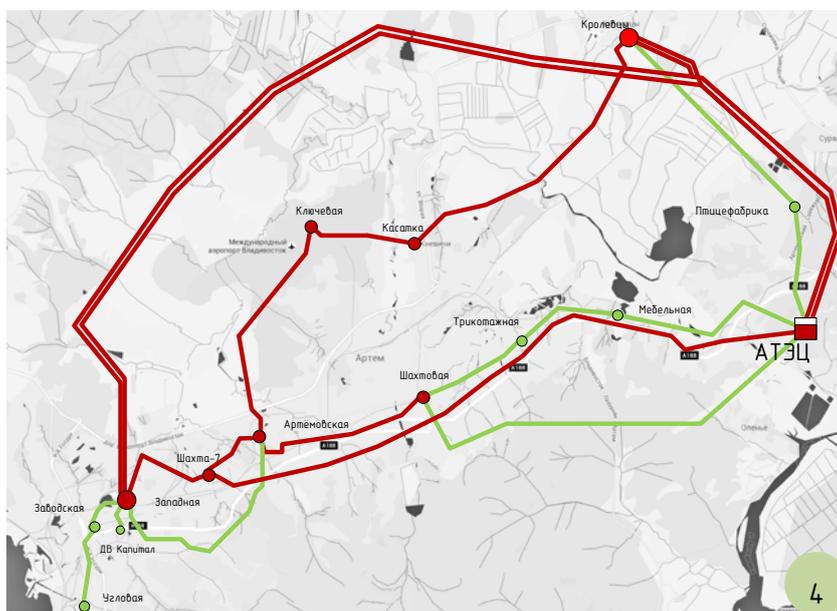


Рисунок 9 – Четвертый вариант развития электрической сети.

В данном варианте развития первая секция шин ПС «Артемовская» будет переведены на питание от «Шахта-7». Для расчёта необходимых сечений сети 110 кВ необходимо пересчитать перспективный режим с учётом изменения направления перетоков мощности.

В результате модернизации схемы сети получим значения токов, протекающие по линиям электропередачи в перспективной схеме сети, которые представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Уровень загрузки ЛЭП в перспективном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно- допустимый ток, А
5	7	АС-300	338	680
9	11	М-70/АС300	121	680
11	12	М-70/АС300	121	680
14	18	АС-300	32	680
22	24	М-70/АС-70	140	265
20	40	АС - 240	19	605
20	16	АС - 240	68	605
24	25	М-70/АС-70	140	265
25	29	АС-240	68	605
25	31	АС - 240	68	605
28	54	АС-150	139	450
28	55	АС-150	139	450
31	33	АС-240/М-70	37	337
33	34	АС-240/М-70 -	37	337
40	42	АС - 270	40	605
44	53	АС - 270	164	605
46	5	АС - 70	52	265
50	48	АС - 70	15	265
53	54	АС-150	99	450
53	55	АС-150	94	450
54	3	АС-150	234	450
55	3	АС-150	230	450
56	3	АС-300	255	337
28	58	АС-120	241	337
56	20	АС-270	14	605
16	44	АС-270	87	605

Исходя из значений таблицы 18 можно судить о более оптимальном распределения потоков мощности в электрической сети. В ранее перегруженных промежутках значения токов теперь не превышают предельно-допустимые значения

Таким же образом рассмотрим и послеаварийный режим сети и сведём полученные данные в таблицу 19.

Для моделирования аварийного режима сети необходимо произвести обрыв самого загруженного участка сети, и перевести отключённую от сети нагрузку на резервный источник питания. В качестве самой загруженной ЛЭП возьмём «Касатка – Шахтовая». Проведём расчёт режима сети и сведём полученные данные в таблицу 19.

Таблица 19 – Уровень загрузки ЛЭП в послеаварийном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	341	680
9	11	М-70/АС300	125	680
11	12	М-70/АС300	124	680
14	18	АС-300	34	680
22	24	М-70/АС-70	138	265
20	40	АС - 240	71	605
20	16	АС - 240	19	605
24	25	М-70/АС-70	138	265
25	29	АС-240	68	605
25	31	АС - 240	68	605
28	54	АС-150	141	450
28	55	АС-150	141	450
31	33	АС-240/М-70	37	337
33	34	АС-240/М-70 -	37	337
40	42	АС - 270	113	605
44	53	АС - 270	155	605
46	5	АС - 70	51	265
50	48	АС - 70	16	265
53	54	АС-150	95	450
53	55	АС-150	90	450
54	3	АС-150	232	450
55	3	АС-150	259	450
28	58	АС-120	238	337
56	20	АС-270	12	605

Исходя из значений, полученных в таблице 19 можем сделать вывод о целесообразности данного варианта реконструкции сети.

В ранее перегруженных промежутках значения токов теперь не превышают предельно-допустимые значения.

Пятый вариант заключается в переводе на следующую ступень номинального напряжения (110кВ) разных участков по длине транзита 35 кВ и включении линии от ПС Шахтовая в рассечку линии 110 кВ «Шахта-7 – АТЭЦ» Данный вариант приведен на рисунке 10.

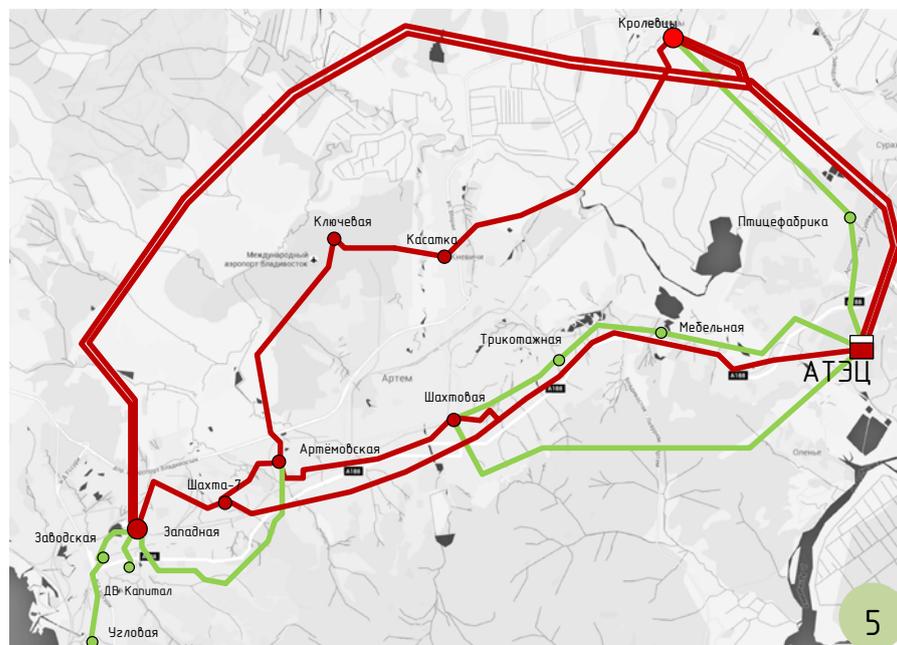


Рисунок 10– Пятый вариант развития электрической сети.

В данном варианте развития первая секция шин ПС «Артемовская» будут переведены на питание 110 кВ от «Шахта-7», первая секция шин ПС «Шахтовская» вводится в рассечку линии 110 кВ «Шахта-7 – АТЭЦ». В результате модернизации схемы сети получим значения токов, протекающие по линиям электропередачи в перспективной схеме сети, которые представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Уровень загрузки ЛЭП в перспективном режиме работы

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода и сечение установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
2	7	АС-300	146	680
9	14	М-70/АС300	79	680
14	16	АС-300	50	337
16	3	АС-240/М-70	134	510
18	20	АС-240/М-70	156	265
22	60	АС-240/М-70	129	265
60	25	АС-240/М-70	129	265
20	38	АС-240/М-70	12	210
25	29	АС-240/М-70	65	605
25	31	АС-240/М-70	65	605
28	54	АС-150	83	450
28	55	АС-150	83	450

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода и сечение установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС - 50	33	210
44	53	АС - 70	54	265
46	3	АС - 70	86	265
53	48	АС - 70	64	265
53	54	АС-150	8	450
53	55	АС-150	7	450
54	3	АС-150	89	450
55	3	АС-150	87	450
56	3	АС-300	108	337
28	58	АС-120	198	337
20	56	АС-240/М-70	114	337

Исходя из значений таблицы 20 можно судить о более оптимальном распределения потоков мощности в электрической сети. В ранее перегруженных промежутках значения токов теперь не превышают предельно-допустимые значения.

Таким же образом рассмотрим и послеаварийный режим сети и сведём полученные данные в таблицу 21. Для моделирования аварийного режима сети необходимо произвести обрыв самого загруженного участка сети, и перевести отключённую от сети нагрузку на резервный источник питания. В качестве самой загруженной ЛЭП возьмём «Артёмовская ТЭЦ – Шахтовая». Аналогично проведём проверку ЛЭП «Артемовская – Западная».

Таблица 21 – Уровень загрузки ЛЭП в аварийном схеме сети

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
2	7	АС-300	140	680
9	14	АС-300	74	680
14	16	АС-300	45	337
16	3	АС-185/М-70	129	510
18	20	АС-240/М-70	145	265
22	60	АС-70/М70		265
20	38	АС-240/М-70	7	210
25	29	АС-240/М-70	65	605

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
28	54	АС-150	90	450
28	55	АС-150	90	450
31	33	АС-240/М-70	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	337
40	42	АС-240/М-70	27	210
44	53	АС-240/М-70	48	265
46	3	АС-70/М-70	87	265
53	48	АС-70/М-70	66	265
53	54	АС-150	5	450
53	55	АС-150	4	450
54	3	АС-150	92	450
55	3	АС-150	90	450
56	3	АС-300	110	337
28	58	АС-120/М-70	228	337
20	56	АС-240/М-70	142	337

Результаты расчета показали, что послеаварийный режим не вызвал большого влияния на систему. Значения тока самой загруженной линии не выходит за значение длительно допустимого тока. Можем сделать вывод о целесообразности данного варианта реконструкции сети.

5.2 Компенсация реактивной мощности (КРМ)

В соответствии с приказом № 380 от 23 июня 2015 года: "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" [5]

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4.

$$Q_{ннб} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{\max.i} + \Delta Q_{T.E} + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{ВЛЭ} - \Delta Q_{СЭ}) \quad (11)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \approx 0,98$ [2];

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{T.\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

$\Delta Q_{ВЛ}$ – потери реактивной мощности в линии;

ΔQ_c – реактивная мощность, генерируемая линией.

Потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах подсчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{T.\Sigma} = 0.1 \cdot \sum_{i=1}^n S_{\max.i} \quad (12)$$

$$\Delta Q_{T.\Sigma} = 0.1 \cdot \sqrt{(140,25^2 + 58,49^2)} = 15,196$$

где $S_{\max.i}$ – суммарная максимальная мощность на подстанциях, рассмотренного режима, которая определяется по формуле:

$$S_{\max.i} = \sqrt{P_{\max.i}^2 + Q_{\max.i}^2} \quad (13)$$

$$S_{\max} = \sqrt{(140,25^2 + 58,49^2)} = 151,96$$

Для воздушных линий 110 кВ допускается на этой стадии расчета принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности [10].

Если Q_{KV} окажется > 0 то необходимо выбрать КУ, если же Q_{KV} окажется < 0 то установка КУ не требуется.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на каждой подстанции. Эти мощности будут одинаковыми для двух схем, так как

расчёт обоих схем ведем по $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$ для зимы и лета соответственно:

$$Q_{KVi} = P_{\text{max}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{задi}} - \text{tg}\varphi_{\text{пред}}) \quad (14)$$

$$Q_{KV1} = 15,07 \cdot (0,45 - 0,4) = 0,7$$

Следовательно, выбор компенсирующего устройства не нужен, в соответствии с приказом № 380, если реактивная мощность меньше 200 квар, то компенсация реактивной мощности не требуется.

Аналогичный расчет проходит и с остальными.

Некомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{\text{неск1}} = Q_{\text{max1}} - Q_{\phi1}^{KV}, \text{ Мвар.} \quad (17)$$

$$Q_{\text{неск1}} = 15,07 = 15,07$$

Аналогичным образом рассчитываем некомпенсированную реактивную мощность для остальных подстанций.

Все расчеты приведены в приложении А.

5.3 Выбор сечений существующих линий электропередачи и их проверка

Сечение – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линий увеличиваются затраты на сооружение линий и одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Долгое время выбор сечений проводников осуществлялся по экономической плотности тока.

Данный метод был прогрессивным для своего времени, так как позволял учитывать при выборе сечения не только капитальные затраты на сооружение линий, но и стоимость потерь электроэнергии. Несмотря на указанные достоинства применение экономической плотности тока для выбора сечения воздушных линий приводит к ошибкам, поскольку следует из не вполне обоснованных допущений:

1. Выражение для $J_{\text{эк}}$ получено в предположении линейной зависимости капитальных вложений в линию от её длины. Линейная зависимость нарушается при переходе к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах.

2. При выводе выражения для $J_{\text{эк}}$ использовалось допущение о непрерывности сечения. В действительности сечения изменяются дискретно.

3. Наибольший ток в линии $I_{\text{нб}}$ постоянен. Данное утверждение является ошибочным, т.к. разных линий наибольший ток разный [25].

Метод выбора сечений, свободный от указанных недостатков, получил название «метода экономических интервалов».

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечения провода определяются для различных стандартных сечений проводов воздушных линий 35-750 кВ. Строятся зависимости приведённых затрат на линию от тока $I_{\text{нб}}$. Для каждого сечения приведённые затраты можно переписать в следующем виде:

$$Z = (p_{\text{H}} + \alpha_{\text{Э}})K + 3I_{\text{НБ}}^2 r_{\text{л}} \tau \beta , \quad (18)$$

Как видно из выражения это квадратичные зависимости, и чем больше сечение, тем больше пологость парабол. Точка пересечения кривых определяет значение наибольшего тока $I_{\text{нб}}$, при котором приведённые затраты вариантов сечений равны [25].

При использовании экономических интервалов тока необходимо уточнение понятия наибольшего тока линии. Сечения проводов надо выбирать по расчётной токовой нагрузке линии $I_{\text{р}}$, которая определяется по выражению:

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_t, \quad (19)$$

где $I_{нб}$ – ток в линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчёта режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания в максимум энергосистемы.

Экономические интервалы тока для выбора сечений проводов воздушных линий 35-750 кВ приведены в зависимости от напряжения, расчётной токовой нагрузки, района по гололёду, материала опор и количества цепей в линии.

Таблица составлена для всех стандартных сечений проводов для четырёх регионов нашей страны [8].

Если расчётная токовая нагрузка превышает верхнюю границу интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то надо рассмотреть варианты усиления сети.

Если расчётная токовая нагрузка меньше нижней границы интервала применения минимального сечения данного напряжения, то необходимо сравнение с вариантом линии более низкого напряжения.

Экономические интервалы токов и мощностей подсчитаны для сечений, которые равны минимально допустимым по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря.

Проверять по допустимым потерям и отклонениям напряжения сечения воздушных линий 35 кВ и выше не надо, так как повышение уровня

напряжения путём увеличения сечения проводов таких линий экономически нецелесообразно [19].

Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме

Алгоритм выбора сечений для вариантов сети 110 кВ следующий:

1. При помощи ПВК RastrWin3 определяем токи, протекающие по выбранным нами линиям электропередачи;

2. По формуле (15) определяются расчётные токи, при условии, что $\alpha_i = 1.05$, так как все нагрузки уже спрогнозированы на пять лет вперёд, $\alpha_T = 1$, при $K_M = 0.8$ – коэффициент попадания в максимум энергосистемы, $T_M = 5500$ ч. – время использования максимума нагрузки в Приморской энергосистеме [2].

3. Согласно экономическим токовым интервалам определяем сечения линий.

Для сети 35 кВ сечение линий электропередачи будет определяться по длительно-допустимому току в послеаварийном режиме сети, следовательно, алгоритм, будет следующий [16]:

1. При помощи ПВК RastrWin3 определяем токи в послеаварийном режиме работы перспективной сети;

2. Исходя из значений предельно-допустимых токов для проводов марки АС выбираем необходимое сечение линии электропередачи.

Токи, протекающие по линиям электропередачи в перспективном режиме, представленные в таблицах 15,16,17 необходимо заменить данные линии, в которых рабочий ток превосходит допустимое на сечение с большим значением. По этим данным осуществляем выбор сечения проводов в соответствии с приведённой выше методикой. Все расчётные данные заносим в таблицу 22.

Для примера рассмотрим расчет и выбор линии Ключевая-Артемовская для нашей сети.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов.

Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{rij} = I_{\max ij} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (20)$$

$$I_{rij} = 0,089 \cdot 0,9 \cdot 1,1 = 0,088$$

где I_{rij} – расчётный ток, А;

$I_{\max ij}$ – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, принимаем равным 0,9;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_M).

Для воздушных линий 35–300 кВ, α_i принимается равным 1,1.

Принимаем α_t равным 1,1 [9].

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{3,8^2 + 1,52^2}}{1 \cdot 35 \cdot \sqrt{3}} = 0,068$$

где $I_{\max ij}$ – максимальный ток, кА;

P_{maxij} , $Q_{нескij}$ – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

$n_{ц}$ – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ [2].

Выбор и проверка остальных сечений линий проходит аналогично.

Таблица 23 – Выбор сечений проводов

Участок	Расчётный ток, А	Марка провода	Длительно-допустимый ток при +20°C, А
ВЛ 35 кВ			
Ключевая – Артёмовская	68	АС-120/39	390
Артёмовская – Шахтовая	156	АС-185/29	510
АТЭЦ – Шахтовая	234	АС-240/39	610
Кролевцы - Касатка	124	АС-150/39	450

5.3 Выбор числа и мощности силового трансформатора при развитии электрической сети.

В данном пункте рассматривается выбор силовых трансформаторов необходимой мощности в связи с увеличением нагрузок.

Для расчёта требующей мощности трансформатора воспользуемся ПВК RastrWin3. При моделировании перспективного режима найдем переток мощности через обмотку высшего напряжения трансформатора.

Данные значения будут выражать сумму значений мощностей, передаваемые в сеть среднего и низкого напряжения [4].

Данные перетоков мощности перспективного расчета на первом этапе с учетом подключения нагрузки на сторону 110 кВ к подстанции Западная занесены в таблицу 23.

Таблица 23 – Перетоки мощности на ПС «Западная»

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Сторона трансформации	Переток активной мощности в начале ветви, МВт	Переток реактивной мощности в начале ветви, Мвар
28	27	ВН	47	25
27	26	СН	27	11
27	25	НН	20	8

Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по формуле:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}}{S_{\text{т.ном}} \cdot n_{\text{т}}}, \quad (22)$$

где $P_{\text{ВН}}, Q_{\text{ВН}}$ – соответственно переток активной и реактивной мощности по обмотке высшего напряжения;

$n_{\text{т}}$ – число силовых трансформаторов;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность установленных силовых трансформаторов

Рассчитаем коэффициент загрузки трансформатора с учетом ввода новой нагрузки на втором этапе развития в данном режиме сети:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{63^2 + 25^2}}{2 \cdot 40} = 0,85$$

В исходном режиме работы сети происходит перегрузка силовых трансформаторов на данной ПС. В нормальном режиме работы данных трансформаторов коэффициент загрузки составляет 0,85, при максимально допустимом значении 1,69.

Поэтому при данном развитии электрической сети необходима замена данных силовых трансформаторов на более мощные.

Выбор мощности и числа силовых трансформаторов осуществляется с учетом категории подключённого потребителя.

Если в составе нагрузки ПС имеют место потребители первой категории, то количество устанавливаемых силовых трансформаторов должно быть не менее 2-ух. Но установка на ПС более двух силовых трансформаторов не рекомендуется и должна быть обоснована [20].

В данной выпускной квалификационной работе подстанция «Западная» не питает потребителей 1-й категории, из этого полагается, что достаточно наличие двух взаиморезервирующих источников питания.

Исходя из вышесказанного, следует вывод о том, что на ПС «Западная» требуется наличие двух силовых трансформаторов.

Расчётная мощность трёхобмоточного трансформатора определяется по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2}}{K_3^{\text{опт}} \cdot n_T}, \quad (23)$$

где $P_{\text{нн}}, P_{\text{сн}}$ – соответственно средняя активная мощность в зимний период передаваемая в сеть низкого, среднего напряжения, МВт

$Q_{\text{нн}}, Q_{\text{сн}}$ – соответственно средняя реактивная мощность, передаваемая в зимний период в сеть низкого, среднего напряжения, Мвар

$K_3^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной ПС, равный 0,7 [8].

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в послеаварийном и нормальном режиме работы [8]:

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2}}{S_{\text{т.ном}}}, \quad (24)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2}}{S_{\text{т.ном}} \cdot n_T}, \quad (25)$$

Так как мы не знаем график электрических нагрузок новой подключаемой нагрузки принимаем $P_{\max} = P_{\text{ср}}$.

Коэффициент максимума принимаем равным 1 [9].

$$P_{\text{ср}} = \frac{63}{1} = 63$$

Аналогично рассчитаем переток реактивной мощности:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{25}{1} = 25$$

Определим требующую мощность силового трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{63^2 + 25^2}}{2 \cdot 0.7} = 48,8$$

Принимаем к установке 2 силовых трансформатора ТДТН- 63000/110 с установленной мощностью 63 МВА.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме сети данных трансформаторов составляет:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{63^2 + 25^2}}{2 \cdot 63} = 0,59$$

При отключении одного трансформатора:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{63^2 + 25^2}}{63} = 1,2$$

Значения коэффициентов загрузки находятся в допустимых пределах.

5.4 Выбор оптимального варианта электрической сети

При технико-экономическом сравнении сравниваются только допустимые по техническим требованиям варианты, то есть такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию назначенного качества при заданной степени надежности.

Выбор двух конкурентоспособных вариантов конфигурации электрической сети зависит от суммарной длины линии и количества выключателей.

Определим суммарную длину линии в одноцепном исполнении с учетом коэффициента трассы. Для Приморского края принимаем коэффициент трассы равный 1,2 [8].

Рассчитаем количество выключателей для каждой подстанции и суммарное число выключателей в каждом варианте сети касательно выключателей, через которые проектируемая сеть подсоединяется к источникам питания.

Для удобства необходимые нам данные сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Длины линий и количество выключателей для всех вариантов

Номер варианта	Суммарная длина линий, км	Суммарное число выключателей
1	107,96	35
2	119,96	37
3	112,03	36
4	110,96	37
5	113,05	44

По результатам расчета выбираем вариант №1 и вариант №4.

Ранее были выбраны варианты схем сети №1 и №4. На данном этапе из них необходимо выбрать оптимальный по технико-экономическим показателям. Сопоставление вариантов осуществляется в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют на выгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле [26]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (26)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,1;

K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

I – эксплуатационные издержки, руб [2].

5.5.1 Расчёт капиталовложений

Для примера рассмотрим вариант сети под номером 1.

По отношению к электрическим сетям капитальные вложения состоят из капитальных вложений на сооружение подстанций ($K_{ПС}$) и капитальных вложений на сооружение линий ($K_{Л}$):

$$K = K_{ПС} + K_{Л} \quad (27)$$

$$K = 121300 + 439300 = 560600 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ПОСТ} + K_{ОРУ} + K_{ТР}), \quad (28)$$

$$K_{ПС} = (47900 + 53090 + 20280),$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ОРУ}$ – затраты на сооружение ОРУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов [2];

$K_{КУ}$ – затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{Л} = K_0 \cdot l_{ТР}, \quad (29)$$

$$K_{Л} = 799 \cdot 7,2 = 5753 \text{ тыс.руб.}$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км[8].

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 2017 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов.

Стоимость трансформаторов берём по укрупнённым стоимостным показателям в зависимости от номинальной мощности, также учтем, что на каждой подстанции установлено два трансформатора. Капиталовложения на сооружения подстанций найдём суммированием всех затрат.

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции. Цены на линию будут зависеть от сечения проводов и от числа цепей [8].

5.5.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$)[8].

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (30)$$

$$I_{Э.Р} = 0,008 \cdot 439300 + 0,059 \cdot 121300 = 10670 \text{ тыс.руб}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$ [11].

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (31)$$

$$I_{AM} = \frac{560600}{2} = 28030 \text{ тыс.руб}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (32)$$

$$I_{\Delta W} = 15600 \cdot 1,12 = 17470 \text{ тыс.руб},$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь на данный момент времени составляет в МВт – 1800руб·МВт*ч [2].

Потери электрической энергии в элементах сети (линии (ΔW_L), трансформаторы (ΔW_{TP}), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$):

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP} + \Delta W_{КУ} \quad (33)$$

$$\Delta W = 11470 + 4080 + 0 = 15600 \text{ тыс.руб}$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{СК}^{з(л)})^2 + (Q_{неск}^{з(л)})^2}{U_{ном}^2} \cdot R \cdot T^{з(л)}, \quad (34)$$

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(32,48)^2 + (30,2)^2}{110^2} \cdot 0,41 \cdot 4800 = 415,34,$$

где $P_{СК}^{з(л)}$ – потоки среднеквадратичной активной мощности по линии зимой (летом), МВт;

$Q_{неск}^{з(л)}$ – потоки некомпенсированной реактивной мощности по линии зимой (летом), Мвар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

$T^{з(л)}$ – число зимних (летних) часов; $T^з = 4800$ ч., $T^л = 3960$ ч [8];

Активное сопротивление линии определяется через удельное сопротивление r_0 и длину трассы с учетом числа цепей n :

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{ТП}. \quad (35)$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{ТП} = \sum \frac{(P_{эф}^{з(л)})^2 + (Q_{неск}^{з(л)})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{1}{n} R_{ТП} \cdot T^{з(л)} + n \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_{зод} \quad (36)$$

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{23,98^2 + (22,2)^2}{110^2} \cdot 0,9 \cdot 8660 = 672,9$$

где $P_{эф}^{3(л)}$ – эффективная нагрузка зимой (летом), МВт;

$Q_{неск}^{3(л)}$ – некомпенсированная реактивная мощность зимой (летом), Мвар;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

n – количество трансформаторов на подстанции.

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ_{год}} \cdot (Q_{КУ}^3 \cdot T^3 + Q_{КУ}^л \cdot T^л), \quad (37)$$

$$\Delta W_{КУ} = 0$$

где $\Delta W_{КУ_{год}}$ – удельные потери в КУ; $\Delta W_{КУ_{год}} = 0,003$ МВт/Мвар [8];

$Q_{КУ}^3, Q_{КУ}^л$ – мощность КУ соответственно зимой и летом, Мвар.

Определяем капитальные вложения (в расчетах используем укрупненные стоимостные показатели) [8].

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (38)$$

$$Z = 0,1 \cdot 121300 + 56167,34 = 112223,26 \text{ тыс.руб}$$

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, для сооружения электрической сети;

I – издержки [8].

Расчет капитальных затрат, издержек и среднегодовых расчетов для варианта схемы 1 и 4 представлен в приложении Б и отражены в таблице 23.

Таблица 23 – Техничко-экономические показатели двух вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 4
Капитальные вложения, тыс. руб.	560600	56996,36
Издержки, тыс. руб.	56167,34	56996,36
Суммарные потери, тыс. руб.	15600	6505
Среднегодовые затраты, тыс. руб.	112223,58	128935,69

Все расчеты приведены в приложении Б.

Вывод: Для дальнейшего расчета выбираем схему № 1, т.к. различие среднегодовых затрат составляет 12 %, поэтому выбираем схему с наименьшими затратами в сети.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания; для выбора уставок и оценки возможного действия релейной защиты и автоматики; для определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи; для выбора заземляющих устройств.

При расчетах токов КЗ допускается не учитывать:

- 1) сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
- 2) ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- 3) насыщение магнитных систем электрических машин;
- 4) поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км.

При задержке отключения короткого замыкания может произойти нарушение устойчивости электрической сети, что является одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы [20].

Для проведения расчётов ТКЗ необходимо иметь расчётную схему электрической сети, рассматриваемой энергосистемы. На основе расчетной схемы составляют схему замещения электроэнергетической системы.

Расчет токов короткого замыкания проводится в соответствии с выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 и ГОСТ 28249-93 [12,14].

Расчёт токов короткого замыкания будет производиться в модуле ТКЗ программно-вычислительного комплекса RastrWin3. Для выполнения данного пункта заполним необходимые таблицы, аналогично расчётам режимов электрической сети.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности элементов вводятся в ПВК RastrWin 3 в таблицах «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим».

В RastrWin 3 место заземления нейтрали в расчётной схеме обозначается в таблице «Узы/Несим/ИД» в графе Тип0. Значение «зак» – представляет собой землю в нулевой последовательности. Значение «у» – представляет собой не заземлённый узел в нулевой последовательности [13].

Для расчёта реактивного сопротивления нулевой последовательности воспользуемся формулой:

$$X_0 = X_L \cdot k_0, \quad (39)$$

где X_L – реактивное сопротивление линии

k_0 – среднее значение отношения индуктивного сопротивления нулевой последовательности к индуктивному сопротивлению прямой последовательности

Значение k_0 для одноцепных линий со стальными заземлёнными тросами равняется 3 [12]. Для трансформаторов сопротивление нулевой последовательности остаётся неизменным и равно индуктивному сопротивлению ветви трансформатора.

При заполнении таблицы узлов несимметрии так же необходимо указать тип используемой нейтрали узла. В ПВК RastrWin3. В данном программном комплексе для обозначения глухозаземленной и эффективно-заземленной нейтрали используется значение «зак», для обозначения изолированной – «У». Составим таблицу узлов и ветвей несимметрии.

Таблица 25 – Таблица узлов несимметрии

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	зак	16
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	у	110
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	зак	110
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	у	110

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	зак	35
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	зак	6
7	Мебельная 2Т ВН	зак	35
8	Мебельная 2Т НН	зак	6
9	Мебельная 1Т ВН	зак	35
10	Мебельная 1Т НН	зак	6
11	М-70/АС300	зак	35
12	Трикотажная 2Т ВН	зак	35
13	Трикотажная 2Т НН	зак	6
14	Трикотажная 1Т ВН	зак	35
15	Трикотажная 1Т НН	зак	6
16	Шахтовая 1Т-2Т ВН	у	110
17	Шахтовая 1Т -2Т о.т	у	110
18	Шахтовая 1Т-2Т СН	зак	35
19	Шахтовая 1Т-2Т НН	зак	6
20	Артемовская 1Т-2Т ВН	у	110
21	Артемовская 1Т-2Т о.т	у	110
22	Артемовская 1Т-2Т СН	зак	35
23	Артемовская 1Т-2Т НН	зак	6
24	М-70/АС-70	зак	35
25	Западная 1Т-2Т СН	у	35
26	Западная 1Т-2Т НН	у	6
27	Западная 1Т-2Т о.т	зак	110
28	Западная 1Т-2Т ВН	зак	110
29	Заводская 1Т ВН	зак	35
30	Заводская 1Т НН	зак	6
31	Заводская 2Т ВН	зак	35
32	Заводская 2Т НН	зак	6
33	АС-240/М-70	зак	35
34	Угловая 1Т ВН	зак	35
35	Угловая 1Т НН	зак	6
36	Угловая 2Т ВН	зак	35
37	Угловая 2Т НН	зак	6
38	Ключевая 1Т ВН	зак	35
39	Ключевая 1Т НН	зак	6
40	Ключевая 2Т ВН	зак	35
41	Ключевая 2Т НН	зак	6
42	Касатка 1Т ВН	зак	35
43	Касатка 1Т НН	зак	6
44	Касатка 2Т ВН	зак	35
45	Касатка 2Т НН	зак	6
46	Птицефабрика 1Т ВН	зак	35
47	Птицефабрика 1Т НН	зак	6
48	Птицефабрика 2Т ВН	зак	35
49	Птицефабрика 2Т НН	зак	6

№ узла	Название узла	Тип нейтрали	Номинальное напряжение
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	зак	35
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	зак	6
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	у	110
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	у	110
54	Отпайка 1 АС-150	у	110
55	Отпайка 2 АС-150	у	110
56	Шахта-7 1Т ВН	у	110
57	Шахта-7 1Т НН	зак	6
58	Шахта-7 2Т ВН	у	110
59	Шахта-7 2Т НН	зак	6

Таблица 26 – Таблица ветвей несимметрии

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	X, Ом	X _{оп} , Ом	Кт/г
Тр-р	2	1	3,85	3,85	0,145
Выкл	2	3			
Тр-р	3	4	11,83	11,83	1
Тр-р	4	5			0,318
Тр-р	4	6	7,43	7,43	0,055
ЛЭП	5	7	2,27	6,81	
Тр-р	7	8	21,06	21,06	0,171
Выкл	7	9			
Выкл	8	10			
Тр-р	9	10	23	23	0,171
ЛЭП	9	11	0,11	0,33	
ЛЭП	11	12	0,44	1,32	
Тр-р	12	13	10,1	10,1	0,171
Выкл	12	14			
Тр-р	14	15	10,1	10,1	0,171
ЛЭП	14	18	0,55	1,65	
Выкл	15	13			
Тр-р	17	19	82,7	82,7	0,054
Тр-р	17	18			0,318
Тр-р	16	17	142,2	142,2	1
ЛЭП	16	3			
Тр-р	21	23	52	52	0,054
Тр-р	21	22			0,318
Тр-р	20	21	88,9	88,9	1
ЛЭП	22	24	0,25	0,75	
ЛЭП	22	38	1,76	5,28	
ЛЭП	20	16			
ЛЭП	24	25	4,58	13,74	
ЛЭП	25	29	1,15	3,45	
ЛЭП	25	31	1,15	3,45	
Тр-р	27	26	10,35	10,35	0,055
Тр-р	27	25			0,318

Тр-р	28	27	17,75	17,75	1
------	----	----	-------	-------	---

Продолжение таблицы 26

Тип ветви	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	X, Ом	X _{оп} , Ом	Кт/г
ЛЭП	28	54	11,51	34,53	
ЛЭП	28	55	11,51	34,53	
Тр-р	29	30	14,6	14,6	0,171
Выкл	29	31			
Выкл	30	32			
Тр-р	31	32	14,6	14,6	0,171
ЛЭП	31	33	0,21	0,63	
ЛЭП	33	34	1,04	3,12	
Тр-р	34	35	11,1	11,1	0,171
Выкл	34	36			
Выкл	35	37			
Тр-р	36	37	11,1	11,1	0,171
Тр-р	38	39	23	23	0,171
Выкл	38	40			
Тр-р	40	41	23	23	0,171
ЛЭП	40	42	0,94	2,82	
Выкл	41	39			
Тр-р	42	43	23	23	0,171
Выкл	42	44			
Выкл	43	45			
Тр-р	44	45	23	23	0,171
ЛЭП	44	50	4,2	12,6	
Тр-р	46	47	14,6	14,6	0,171
ЛЭП	46	5	1,68	5,04	
Тр-р	48	49	14,6	14,6	0,171
Выкл	48	46			
Выкл	49	47			
ЛЭП	50	48	2,39	7,17	
Тр-р	52	50			0,318
Тр-р	52	51	17,85	17,85	0,055
Тр-р	53	52	28,45	28,45	1
ЛЭП	53	54	0,68	2,04	
ЛЭП	53	55	0,68	2,04	
ЛЭП	54	3	3,11	9,33	
ЛЭП	55	3	3,19	9,57	
Тр-р	56	57	86,7	86,7	0,055
ЛЭП	56	3	6,19	18,57	
Тр-р	58	59	86,7	86,7	0,055
Выкл	58	56			
Выкл	59	57			
ЛЭП	28	58	2,39	7,17	

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания на примере ПС Западная. Расчёт токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай КЗ. Узлами для токов

короткого замыкания выберем первую и вторую шины ВН, а также шины НН данной ПС.

Подробный расчёт токов короткого замыкания проводим для узла 28.

При помощи ПК RastrWin3 находим периодическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени. Значение тока составляет 6,04 кА.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{ов}}{T_a}}, \text{ куд} \quad (40)$$

Где $I_{по}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА;

$T_{ов}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (в настоящей работе $T_{ов} = 0,06$ с);

T_a – постоянная времени, с.

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p}, \quad (41)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом;

R_p – результирующее активное сопротивление для точки короткого замыкания, Ом;

ω – угловая частота (314 рад/с).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению. Примем $T_a = 0,2$ с [29].

Значение ударного тока короткого замыкание определяется по формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}}\right), \quad (42)$$

Рассчитаем по формуле 17 аperiodическую составляющую тока:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,298 \text{ кА}.$$

По формуле 19 рассчитаем значение ударного тока:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}}\right) = 13,427 \text{ кА}.$$

Результаты расчёта сведём в таблицу 27.

Таблица 27 – результаты расчётов токов прямой последовательности

Расчётный узел короткого замыкания	Вид короткого замыкания	$I_{пп}$, кА	$I_{ат}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{оп}$, кА	I_0 , кА
28	Трёхфазное	6,04	0,298	13,427	–	–
	Двухфазное	3,02	4,14	6,86	3,02	–
	Однофазное	3,02	4,14	6,86	3,02	3,02
25	Трёхфазное	8,45	11,597	19,198	–	–
	Двухфазное	4,22	5,792	9,588	4,22	–
	Однофазное	4,22	5,792	9,588	4,22	4,22
26	Трёхфазное	34,67	47,58	78,769	–	–
	Двухфазное	17,33	23,784	39,373	17,33	–
	Однофазное	17,33	23,784	39,373	17,33	17,33

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН и СН:

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (43)$$

$$I^{110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 \text{ А.}$$

$$I^{35} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1323 \text{ А}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I^6 = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0,25}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (44)$$

$$I^6 = \frac{63000 \cdot 0,25}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1378 \text{ А.}$$

Секционный выключатель:

$$I^6_{\text{CB}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot 2}, \quad (45)$$

$$I^6_{\text{CB}} = \frac{40,92 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 2} = 1790 \text{ А.}$$

Таблица 28 – Рабочие токи подстанции Западная

Сторона	ВТ, А	СВ, А	ВВ, А
ВН	442,8		
СН	1323		
НН	1378	1790	238,64

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗАПАДНАЯ

При реконструкции или проектировании энергетических объектов выбор электрооборудования является ответственным этапом, ведь в зависимости от того, правильно ли проведён выбор оборудования, зависит надёжность всей подстанции, а также бесперебойное электроснабжение потребителей.

В выпускной квалификационной работе не рассматриваем сторону НН 6 кВ, поскольку цель заключается в развитии сети напряжением 35/110 кВ.

В рамках предоставленной информации о заявке с подключением нагрузки ДВ Капитал от новой ячейки 110 кВ ПС Западная необходимо расширить секцию шин на данное напряжение. Также выбрать и проверить соответствующие электрические аппараты для данной ячейки РУ. В связи с тем, что данная подстанция введена в эксплуатацию 50-е годы, а нормативный срок службы оборудования должен не превышать 25 лет. В соответствии с вышесказанным можем произвести смену оборудования на новое.

Все элементы распределительных устройств электрической подстанции должны надёжно и максимально долго работать в условиях нормальных режимов электрической сети, и, помимо этого, должны обладать достаточной динамической и термической стойкостью при возникновении коротких замыканий. Именно поэтому, при подборе аппаратов, шинных, изолирующих конструкций и других элементов распределительных устройств важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным режимам, которые могут возникать в эксплуатации данной электрической установки [14].

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям нормального режима, является номинальный ток и номинальное рабочее напряжений оборудования. При проверке электрических аппаратов и токоведущих частей распределительных устройств на

динамическую и термическую стойкость, за расчётный вид короткого замыкания принимают трёхфазное КЗ.

Кроме того, необходимо учитывать внешние условия работы оборудования, например, температурные показатели, загрязнённость атмосферы, высоту над уровнем моря, так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, характеризующего повышенной стойкостью и защищённостью к данным условиям работы. Для учёта данных условий работы, ранее была приведена характеристика района исследуемого района сети (таблица 1).

При выборе электрического оборудования необходимо руководствоваться статистическими данными о надёжности выбираемого оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Так же выборе любого оборудования целесообразно применение устройств одного производителя из-за наилучшей их совместимости между собой. Определяющим фактором выбора является соответствие данного оборудования выбранной схеме распределительного устройства.

Также для выбора оборудования для распределительного устройства необходимы данные о максимальных рабочих токах, протекаемые по распределительному устройству, которые определяются из расчёта режимов электрической сети.

Значения максимальных рабочих токов указаны в таблице 29.

Таблица 29 – Рабочие максимальные токи линий.

Сечение и марка провода	Максимальный рабочий ток, А
110 кВ	
АС-150	40
АС-150	37
АС-240	174
35 кВ	
АС-240	67
АС-70	84

В данном разделе будет произведён выбор и проверка следующего оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

7.1 Выбор и проверка выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания [6].

Проверку по тепловому импульсу для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (47)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с.}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 5$ с.

$$B_k = 6,04^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 185,327 \text{ кА}^2\text{с};$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (48)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя (по каталогу)

$$\beta_n = 40;$$

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

$$I_{откл} = 40 \text{ кА.}$$

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I^{110}, \quad (49)$$

$$I_{\max p} = 442,8 \text{ А.}$$

Таким образом, для установки в ОРУ 110 кВ выбираем 4 элегазовых выключателей ВГТ-110-40/3150У1. В ОРУ 35 кВ выбираем 4 элегазовых выключателей ВГТ-35-50/3150У1.

Выключатели данной серии предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц. Тип привода – пружинный.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей на сторонах 110 и 35 кВ представлено в таблицах 30 и 31.

Таблица 30 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В-110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные					Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 40 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 37 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 174 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 442,8 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 442,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 185,33 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$				
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,4 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

Таблица 31 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В-35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные					Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 67 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 67 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 84 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1323 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 1323 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,198 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,198 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,198 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,198 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,198 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_K = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$				
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,45 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$

7.2 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

На стороне ВН выбираем разъединители РНДЗ.1-110/2000 УХЛ1 и РНДЗ.2-110/2000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. На стороне СН – РГ-35/2000УХЛ1.

Таблица 32 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 442,8/40/37/174 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Таблица 33 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 35 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 1323/67/84 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,19 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (50)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2.$$

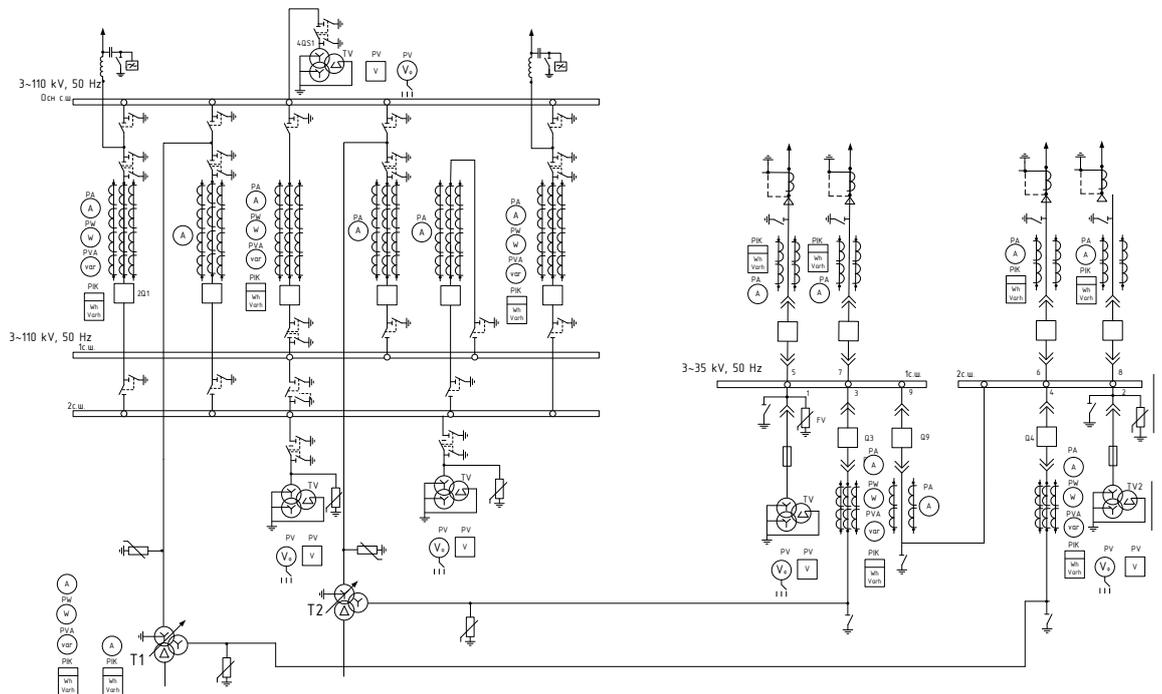


Рисунок 12 – Расстановка измерительных приборов на ПС Западная

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (51)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 12.

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счётчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
110 кВ					
Амперметр	12	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5

Ваттметр	12	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Варметр	12	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Счетчик комплексный	12	ION - 8600	7,5	7,5	7,5

Продолжение таблицы 34

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Линии 35 кВ					
Амперметр	15	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	15	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	15	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	15	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 6 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			32,5	32,5	32,5

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (52)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (53)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (54)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}}=20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2H}^2}, \quad (55)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{32,5}{5^2} = 1,3 \text{ Ом} .$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (56)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 35.

Таблица 35 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _H , кВ	L, м
---------------------	------

330-500	300
110	100-150
35	80-100

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм² КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (57)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,05 + 0,05 = 2,40 \text{ Ом}.$$

На стороне ВН выбираем ТТ ТФМ-110-II-Y1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 36.

Таблица 36 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 442,8/40/37/174 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2ном} = 20 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2ном}$
$I_{дин} = 92 \text{ кА}$	$I_{уд} = 13,43 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Расчет для стороны СН аналогичен, сравнение каталожных данных ТТ приведены в таблицах 37.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТФМ – 35-II-Y1.

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 1323/67/84 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 20 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 96 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 19,19 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 362,73 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (58)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

По аналогии с выбором 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 $S_{2 \text{ расч.}}$

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

включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи [24].

Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения небольшие, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые устанавливаются 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 [7].

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН и СН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 (35) УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 38.

Таблица 38 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Шины 110 кВ			
Вольтметр	4	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	4	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	30
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{38^2 + 15,19^2} = 40,92 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблицах 39, 40.

Таблица 39 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-110 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ ВА}$	$S_P = 40,92 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Таблица 40 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-35 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 240 \text{ ВА}$	$S_P = 40,92 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.5 Проверка шинных конструкций.

7.5.1 Проверка гибких шин.

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а

поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ [1].

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 120/19, длительно-допустимый ток которых $I_{доп} = 600$ А [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (59)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (60)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$) [11];

r_0 – радиус провода;

E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{cp} \cdot r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (61)$$

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_o$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

7.6 Выбор и проверка изоляторов

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 [3]:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (62)$$

На стороне 110 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 8-35-3 УХЛ1 и на стороне 35 кВ - ОСК 16-110-46-2 УХЛ1.

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 1200$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (63)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{134300^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,29 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (64)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч} = 290Н \leq F_{дон} = 6000Н$$

Таким образом, ОСК проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

Выбираем проходной изолятор ИПК 35/2000-IV/II-A УХЛ1

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 Н;$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{191900^2}{0,12} \cdot 0,5 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,208 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч} = 208Н \leq F_{дон} = 2250Н$$

Таким образом, ИПК проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, система пожаротушения, аварийное освещение, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [15].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд (Таблица 41).

Таблица 41 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,8	20,6	15,45
Подогрев РУ	1	10	-
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

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (65)$$

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

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/6/.

7.8 Расчёт заземления подстанции «Западная»

На территории ПС напряжением 110 кВ и выше, принадлежащих сети с эффективно заземленной нейтралью, как правило, расположены: РУ различного напряжения, силовые трансформаторы/автотрансформаторы, реакторы, шинопроводы, отдельно стоящие молниеотводы, опоры под оборудование, несущие конструкции, здания ОПУ, а также вспомогательные здания и сооружения (склады, гаражи и др.).

Все металлические части электроустановок, нормально находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно заземляться. Для этой цели создается защитное заземление и его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений [3].

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппаратов или электроустановок - это рабочее заземление. К нему относится заземление нейтрали трансформаторов, дугогасительных катушек.

Заземляющие устройства всех зданий и сооружений на ПС должны быть объединены в одно общее заземляющее устройство, обеспечивающее выполнение условий электробезопасности и ЭМС по нормированным параметрам.

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок сети с эффективно заземлённой нейтралью 110 кВ выполняется с учётом сопротивления или допустимого напряжения прикосновения [1].

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей [1].

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Расчёт заземления подстанции предполагает расчёт стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Расчет заземляющих устройств подстанции заключается в определении количества заземляющих элементов для принятого их расположения в зависимости от удельного сопротивления грунта и от наибольшего допустимого сопротивления заземляющего устройства.

Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование [16].

Расчёт контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 [1] м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (66)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (80 + 2 \cdot 1,5) \cdot (100 + 2 \cdot 1,5) = 8549 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 10$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2, \quad (67)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм

$$F_{\text{м.п}} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (68)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости [13].

$$F_{\text{т.с}} = \sqrt{\frac{6040^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 36,096 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}); \quad (69)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (70)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

T – время использования заземлителя. Примем равным 240 месяцам.

$$S_{\text{ср}} = 0,026 \cdot \ln^3(T) + 0,0092 \cdot \ln^2(T) + 0,0104 \cdot \ln(T) + 0,0224 = 0,668;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,668(20 + 0,668) = 22,397 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с}}; \quad (71)$$

$$78,54 \geq F_{min} \geq 58,49 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, следовательно, оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м [18].

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (72)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 8549}{6} = 2850 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (73)$$

$$m = \frac{2850}{2 \cdot \sqrt{8549}} - 1 = 14,41$$

Принимаем: $m = 14$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (74)$$

$$L_{\text{д}} = \frac{\sqrt{8549}}{14} = 6,604$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (75)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{8549} \cdot (14 + 1) = 2774 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (76)$$

где l_B – длина вертикального электрода, равная 5 м;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 12 м [18].

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{8549}}{\frac{12}{5} \cdot 5} = 30,82.$$

Принимаем: $n_B = 30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (77)$$

где $\rho_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, принимаем равным 500 Ом

A – параметр, зависящий от соотношения $l_B / \sqrt{S_1}$. В данном случае принимаем равным 0,1 [8].

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (78)$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 500 \cdot \left(\frac{0,1}{\sqrt{8549}} + \frac{1}{2774+30 \cdot 5} \right) = 0,713 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}}, \quad (79)$$

где $I_{\text{М}}$ – ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА [24].

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{8549}}{(500+320) \cdot (40000+45)}} = 0,065;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (80)$$

$$R_u = 0,713 \cdot 0,065 = 0,46 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не превышает допустимого значения, следовательно требования, предъявляемые ПУЭ, выполнены в полном объёме.

8. МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ «ЗАПАДНАЯ»

8.1 Расчёт молниезащиты подстанции «Западная»

Защиту распреедустройств проектируемой подстанции от прямых ударов молний реализуется молниеотводами. Молниеотвод состоит из металлического молниеприемника, который возвышается над защищаемым объектом и воспринимает удар молнии, и токопроводящего спуска с заземлителем, через который ток молнии отводится в землю.

Применение молниеотводов хотя и несколько увеличивает число ударов в ОРУ, однако подавляющее большинство молний поражает молниеприемники.

С целью удешевления защиты ОРУ молниеприемники целесообразно устанавливать на порталах (кроме трансформаторных), прожекторных мачтах и крышах зданий. Отдельно стоящие молниеотводы применяются только в случае невозможности установки молниеотводов на конструкциях подстанции. Молниеотводы на трансформаторных порталах, как правило, не устанавливаются вследствие низкого импульсного разрядного напряжения вводов низшего напряжения 6–10 кВ. При необходимости установки молниеотвода на трансформаторном портале обмотки низшего напряжения следует защищать с помощью ОПН или РВ. Металлоконструкции порталов и мачт при установке на них молниеприемников используются в качестве токоотводов, соединяющих молниеприемники с заземлителем[17]. Следует помнить, что возможность установки молниеотводов на порталах подстанций 110 кВ и ниже должна быть проверена по ПУЭ.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, комбинированных, сетчатых [23]. В данной работе будет рассматриваться установка стержневых молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода основано на следующем свойстве молнии: это поражение наиболее высоких и хорошо заземлённых сооружений,

которые проводят электрический ток. Благодаря этому, защищаемое сооружение, имеющее более низкую высоту по сравнению с молниеотводом, не будет поражаться молнией с высокой долей вероятности, если зона защиты молниеотвода будет полностью охватывать защищаемое оборудование. Зоной защиты молниеотвода считается пространство вокруг молниеотвода, которое обеспечивает защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определённой степенью надёжности. Наименьшей и неизменяемой по величине степенью надёжности обладает поверхность зоны защиты, по мере продвижения внутрь зоны надёжность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надёжности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше[16].

Расчёт молниезащиты объектов сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Зона рассматриваемого нами одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 метров представляет собой конус.

Нормируется два вида зон:

1. Зона А – с надёжностью не менее 0,995;
2. Зона Б – с надёжностью не менее 0,95.

Возможное количество поражений молнией в год незащищённого объекта производится по формуле:

$$N = ((S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2)n \cdot 10^{-6}, \quad (81)$$

где S , L – соответственно, ширина и длина здания или сооружения, м;

h – наибольшая высота здания или сооружения, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 10 до 20 ч, следовательно, $n = 2$.

$$N = ((108 + 6 \cdot 7,5) \cdot (40 + 6 \cdot 7,5) - 7,7 \cdot 7,5^2) \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,013.$$

Так как $N < 1$, то принимаем зону защиты типа Б.

Выполним расчёт зоны защиты типа Б с надёжностью не менее 0,95.

Принимаем высоту молниеотвода равной 20 метрам

Тогда высота зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,92h ; \quad (82)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h ; \quad (83)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30 = 30 \text{ м.}$$

Защищаемым объектом является приёмный блок линии и силовой трансформатор. Рассчитаем зоны защиты для приёмного блока, в данном случае высота защищаемого объекта равна 7,5 метрам [1].

Рассчитаем зоны защиты между молниеотводами 1 и 2. Расстояние между ними составляет 25 м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $h \leq L \leq 6h$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 30 \text{ м.} \quad (84)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{сх}} = h_{\text{эф}} - 0,185(L - h); \quad (85)$$

$$h_{\text{сх}} = 18,4 - 0,185 \cdot (25 - 20) = 17,52 \text{ м.}$$

Радиус защиты защищаемого объекта определяется по следующей

формуле:

$$r_{\text{сх}} = r_0 \cdot (h_{\text{сх}} - h_x) / h_{\text{сх}}; \quad (86)$$

$$r_{\text{сх}} = 30 \cdot \frac{(17,52 - 7,5)}{17,52} = 12,125 \text{ м.}$$

Аналогичным образом рассчитаем зону защиты между молниеотводами 2-4.

Зоны защиты на уровне приёмного блока ВЛ-35 кВ так же охватывают силовые трансформаторы, установленные на данной подстанции. Следовательно, данные объекты входят в зону защиты на своём уровне и производить отдельный расчёт зон защиты на данном уровне не имеет необходимости.

8.2 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты изоляции электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений в сетях напряжением от 3 до 35 кВ переменного тока частотой 50 Гц с изолированной либо компенсированной нейтралью.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

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

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1, на стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – ОПН-

35/40,5/10/550 УХЛ1, основные характеристики которых представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН.

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
ОПН-110/86/10/550 УХЛ1	110	86	10	40
ОПН – 35/27/10/550 УХЛ1	35	40,5	10	20

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии для стороны ВН, для СН расчет аналогичен:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (87)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta = 0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (88)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (89)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 128$);

Z – волновое сопротивление линии ($Z = 470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 128}{470} \cdot 128 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 261,68 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (90)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{261,68}{110} = 2,4 \text{ кДж / кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН равна 4 кДж / кВ .

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ ЗАПАДНАЯ

9.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

В выпускной квалификационной работе необходимо расставить защиту для данной сети. Устанавливаем следующий ряд защит для линии: дистанционная защита линии, защита от замыканий, максимальная токовая защита, токовая отсечка.

На подстанции «Западная» для защиты электрических аппаратов необходимо установить следующие виды защит:

Дифференциальная защита. Она предназначена для защиты силового трансформатора при различного рода повреждениях его обмоток, ошиновки и вводов трансформаторов.

Токовая отсечка. Она предназначена для защиты силового трансформатора при повреждениях ошиновки, вводов со стороны источника питания.

Газовая защита. Необходима для защиты при коротких замыканиях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при снижениях уровня масла.

Максимальная токовая защита. Является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе.

Защита от перегрузки. Предназначена для оповещения дежурного персонала или действует на отключение на подстанциях без дежурного персонала[1].

Для защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах силового трансформатора подстанции «Западная» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты от протекания токов внешних коротких замыканий необходима к установке

максимальная токовая защита. Также примем к установке газовую защиту с действием на сигнал при низком газообразовании и снижении уровня масла, и на отключение при сильном газообразовании и дальнейшем снижении уровня масла.

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут появляться КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

Из сказанного выше следует, что защита силовых трансформаторов должна выполнять следующие функции:

1. отключать трансформатор от источника питания при его повреждении;
2. отключать трансформатор от повреждённой части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
3. подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке силового трансформатора, выделении газа из масла, при снижении уровня масла, или повышении его температуры [18].

9.2 Защита силового трансформатора на подстанции Западная

9.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Для защиты силового трансформаторов применяется блок микропроцессорной релейной защиты ШЭ2607 041 производства фирмы Бреслер. Данный Терминал ШЭ2607 041 может применяться для защиты двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторов, а так же и шунтирующих реакторов.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Перед началом расчёта уставок определим номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.НОМ}}}, \quad (91)$$

где $S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ср.НОМ.ВН}}$ – номинальное напряжение среднего ряда, кВ.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А.}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 983 \text{ А;}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5770 \text{ А.}$$

По номинальным первичным токам трансформатора выбираем первичные токи ТТ из стандартного ряда, округляя до ближайшего большего. На подстанции установлены следующие трансформаторы тока: на стороне 110, 35 кВ ТОР 300 ДЗТ 518. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока определяются по следующему выражению [30]:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{перв.об}}}{I_{\text{втор.об}}}, \quad (92)$$

где $I_{\text{перв.об}}$ – ток первичной обмотки из стандартного ряда токов;

$I_{\text{втор.об}}$ – ток вторичной обмотки трансформатора тока

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{316}{1} = 316;$$

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{316}{5} = 63.$$

Номинальные вторичные токи определяются по следующей формуле:

$$I_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{факт}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (93)$$

где $I_{\text{факт}}$ – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Рассчитаем вторичные токи:

$$I_{\text{втор.ВН}} = \frac{316}{20} = 15,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{втор.СН}} = \frac{983}{60} = 16,38 \text{ А};$$

$$I_{\text{втор.НН}} = \frac{5770}{200} = 28,85 \text{ А}.$$

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{нб}'} = K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}'} + \Delta f_{\text{выр}'} \quad (94)$$

где $K''_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, $K'_{\text{пер}} = 1,5$,

$$K''_{пер} = 2,5;$$

ε – полная относительная погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$ [30];

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

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

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

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min}^*$ необходимо выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения $I_{торм}^* = 2$ [26].

$$I_{d.min} \geq 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K'_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег'} + \Delta f_{выр'}), \quad (95)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, равный 1,1.

$$I_{d.min} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,261.$$

Произведём выбор тормозной характеристики из набора стандартных для данного терминала. Параметры тормозных характеристик представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч'}$	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_{T1}) через $I_{T.расч}$ по формуле [30]:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}' \cdot I_{скв}'^{-0,7}}{I_{скв}'^{-0,7}}, \quad (96)$$

$$K_{T1.3} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3^{-0,7}}{3^{-0,7}}$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным $I_{скв}' = 3$. Как видно по формуле (99) коэффициент торможения оказался больше заданного в таблице, следовательно, производим аналогичный расчёт по четвертой характеристике:

$$K_{T1.4} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб}' \cdot I_{скв}'^{-0,7}}{I_{скв}' - I_{T.расч}'}, \quad (97)$$

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3^{-0,7}}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполнено для четвертой тормозной характеристики.

9.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита полностью защищает силовой трансформатор, а также является его защитой от сверхтоков внешних КЗ. На трансформаторах с односторонним питанием МТЗ всегда устанавливается со стороны источника мощности для того, чтобы обеспечивалось резервирование защиты при коротком замыкании в трансформаторе [1].

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{p.max}, \quad (98)$$

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

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

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска, $K_{сам.з} = 2$ [30];

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

Максимальный рабочий ток силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$I_{р.мах.ВН} = \frac{S_{НОМ} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}}; \quad (99)$$

$$I_{р.мах.ВН} = \frac{630 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,31 \text{ А};$$

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 316 = 374 \text{ А}.$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведённого к соответствующей стороне. Ток двухфазного короткого замыкания для узла 28 равен 3,02 кА. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{кз.ВН}^{(2)}}{I_{сз.МТЗ.ВН}}; \quad (100)$$

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{374}{15,8} = 23,6 \geq 1,5$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени МТЗ необходимо отстроить от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимая $t_{л.наиб} = 1,5$ с) [26]:

$$t_{сз.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t, \quad (101)$$

$$t_{сз.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}.$$

Вторая ступень срабатывания защиты, отстраиваемая от токов обратной

последовательности, определяется по формуле:

$$I_{сз2} = \frac{I_{сз.МТЗ} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (102)$$

$$I_{сз2} = \frac{15,8 \cdot 100}{200 \cdot 5} = 1,58 \text{ \%}.$$

9.2.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерно больших токов через силовой трансформатор. Защиту от перегрузки устанавливается со стороны высокого напряжения. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется при помощи ступени с низкой уставкой [18].

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

$$I_{сз.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (103)$$

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

$$I_{сз.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 316 = 414,3 \text{ А}.$$

В терминале ШЭ2607 041 так же присутствует тепловая защита, которая срабатывает при повышении температуры обмоток или сердечника силового трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии не выявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, или других неисправностей системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и так далее.

9.2.4 Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке повреждённого трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения в силовом трансформаторе. Это даёт возможность выполнить газовую защиту таким образом, чтобы она была способна различать степень важности повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал, либо же отключение [18].

Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

Преимущества 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. Одновременно с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не способность реагировать на повреждения, расположенные вне бака в зоне, расположенной между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать неточно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может произойти, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и т.п. Возможны также неправильные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах повышенной сейсмической активностью. В таких случаях осуществляется перевод действия данной защиты на сигнал, для предупреждения дежурного персонала. В следствии этого следует, что газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты силового трансформатора от внутренних повреждений.

Нельзя не отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и

не сопровождаться появлением дуги, следовательно, и газообразованием. В таком случае газовая защита не сможет обнаружить витковые замыкания в трансформаторе, именно поэтому они могут долгое время оставаться необнаруженными.

Газовая защита обязательна к установке для трансформаторов номинальной мощностью более 6300 кВА. Но также и допускается устанавливать газовую защиту на силовых трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту необходимо устанавливать на трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по параметрам конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемых силовых трансформаторах подстанции «Западная» примем к установке газовое реле типа BF80/Q. В данной работе проверка и отстройка данной защиты не имеет необходимости.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Поскольку изменилась нагрузка в сети после присоединения потребителя к подстанции Западная к шине 110 кВ, была произведена замена провода на большее сечение необходимо проверить состояние системы после ее развития.

10.1. Расчет максимального режима в ПВК RastrWin 3 и его анализ.

Данные о режиме работы сети представлены в таблицах 47,48.

Таблица 47 – Значения токов в максимальном режиме сети

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка провода установленного провода	Ток в начале ЛЭП, А	Ток в конце ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	211	211	680
9	11	АС-300/М-70	106	106	680
11	12	АС-300/М-70	106	106	337
14	16	АС-300/М-70	163	163	337
16	5	АС-185	473	473	510
18	20	М-70/АС-70	232	232	265
22	24	М-70/АС-70	103	103	265
22	38	АС-50	124	124	210
24	25	М-70/АС-70	103	103	265
25	29	АС-240	66	66	605
25	31	АС-240	66	66	605
28	54	АС-150	88	86	450
28	55	АС-150	88	86	450
31	33	АС-240/М-70	36	36	337
33	34	АС-240/М-70	36	36	337
40	42	АС-50	35	35	210
44	50	АС-70	155	155	265
46	5	АС-70	63	63	265
50	48	АС-70	23	23	265
53	54	АС-150	39	39	450
53	55	АС-150	36	36	450
54	3	АС-150	125	124	450
55	3	АС-150	122	122	450
56	3	М-70	184	183	337
28	58	М-70	163	163	337

Таблица 48 – Отклонение напряжения в узлах сети максимального режима

№ узла	№ узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,71
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,94	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,41	7,65
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,63	7,51
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,51	8,55
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	117,55	6,86
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,37	6,78
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,33	5,43
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,37	6,78
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,33	5,43
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	37,37	6,77
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,46	7,65
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	117,6	6,9
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	119,3	8,45
54	Отпайка 1 АС-150	110	119,34	8,49
55	ОТпайка 2 АС-150	110	119,34	8,49
56	Шахта-7 1Т ВН	110	118,17	7,42
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,46	7,7
58	Шахта-7 2Т ВН	110	118,16	7,42
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,46	7,7

Из результатов расчётов послеаварийного режима эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе можно сделать вывод о стабильном состоянии электрической сети. Все линии в состоянии пропускать необходимый переток мощности, т.к. фактическое значение тока не превышает длительно допустимое значение для существующего провода.

10.2 Расчет минимального режима

Расчет произведем в ПВК RastrWin 3.

Таблица 49 – Параметры узлов схемы замещения

Номер	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	V	Delta
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16			16,91	2,91
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	34,1	14	119,95	0,03
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	25,6	11,5	120	
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110			119,09	-1,33
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	0,2	0,1	37,85	-1,32
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6			6,55	-1,33
7	Мебельная 2Т ВН	35			37,39	-1,59

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	Delta
8	Мебельная 2Т НН	6	3,6	1,4	6,17	-4,74
9	Мебельная 1Т ВН	35			37,39	-1,59
10	Мебельная 1Т НН	6	3,6	1,4	6,17	-4,74
11	М-70/АС300	35			37,38	-1,58
12	Трикотажная 2Т ВН	35			37,37	-1,49
13	Трикотажная 2Т НН	6	1,6	0,6	6,36	-2,12
14	Трикотажная 1Т ВН	35			37,37	-1,49
15	Трикотажная 1Т НН	6	1,6	0,6	6,36	-2,12
16	Шахтовая 1Т ВН	35			37,39	-1,34
17	Шахтовая 1Т НН	6	1,6	0,6	6,36	-2,03
18	Шахтовая 2Т ВН	35			37,39	-1,34
19	Шахтовая 2Т НН	6	1,6	0,6	6,36	-2,03
20	Артемовская 1Т ВН	35			37,28	-1,34
21	Артемовская 1Т НН	6	0,3	0,1	6,37	-1,43
22	Артемовская 2Т ВН	35			37,28	-1,35
23	Артемовская 2Т НН	6	0,3	0,1	6,37	-1,43
24	М-70/АС-70	35			37,23	-1,45
25	Западная 1Т-2Т СН	35	11,7	4,7	36,56	-3,24
26	Западная 1Т-2Т НН	6	11,7	4,7	6,3	-3,78
27	Западная 1Т-2Т о.т	110			115,06	-3,27
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	15,36	10,56	118,38	-0,62
29	Заводская 1Т ВН	35			36,5	-3,33
30	Заводская 1Т НН	6	1,6	0,7	6,18	-4,32
31	Заводская 2Т ВН	35			36,5	-3,33
32	Заводская 2Т НН	6	1,6	0,7	6,18	-4,32
33	АС-240/М-70	35			36,5	-3,34
34	Угловая 1Т ВН	35			36,45	-3,38
35	Угловая 1Т НН	6	0,6	0,2	6,22	-3,66
36	Угловая 2Т ВН	35			36,45	-3,38
37	Угловая 2Т НН	6	0,6	0,2	6,22	-3,66
38	Ключевая 1Т ВН	35			37,03	-1,59
39	Ключевая 1Т НН	6	2,3	0,9	6,2	-3,73
40	Ключевая 2Т ВН	35			37,03	-1,59
41	Ключевая 2Т НН	6	2,3	0,9	6,2	-3,73
42	Касатка 1Т ВН	35			37,06	-1,65
43	Касатка 1Т НН	6	2,3	1,1	6,2	-3,78
44	Касатка 2Т ВН	35			37,06	-1,65
45	Касатка 2Т НН	6	2,3	0,9	6,2	-3,78
46	Птицефабрика 1Т ВН	35			37,7	-1,29
47	Птицефабрика 1Т НН	6	1,1	0,5	6,41	-1,93
48	Птицефабрика 2Т ВН	35			37,7	-1,29
49	Птицефабрика 2Т НН	6	1,1	0,5	6,41	-1,93
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	1,4	0,5	37,7	-1,13
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	1,4	0,5	6,52	-1,23

52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110			118,58	-1,14
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110			119,56	-0,18

Продолжение таблицы 49

Номер	Название	U ном	P н	Q н	V	Delta
54	Отпайка 1 АС-150	110			119,58	-0,17
55	Отпайка 2 АС-150	110			119,58	-0,17
56	Шахта-7 1Т ВН	110			118,94	-0,47
57	Шахта-7 1Т НН	6	1,2	0,5	6,52	-0,89
58	Шахта-7 2Т ВН	110			118,94	-0,48
59	Шахта-7 2Т НН	6	1,2	0,5	6,52	-0,89

Таблица 50 – Параметры ветвей схемы замещения

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R	X	Kт/г
2	1	АТЭЦ 5Т-6Т ВН - АТЭЦ 5Т-6Т НН	0,1	3,85	0,145
2	3	АТЭЦ 5Т-6Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т ВН			
3	4	АТЭЦ 2Т-4Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т о.т	0,27	11,83	1
4	5	АТЭЦ 2Т-4Т о.т - АТЭЦ 2Т-4Т СН	0,27		0,318
4	6	АТЭЦ 2Т-4Т о.т - АТЭЦ 2Т-4Т НН	0,27	7,43	0,055
5	7	АТЭЦ 2Т-4Т СН - Мебельная 2Т ВН	0,52	2,27	
7	8	Мебельная 2Т ВН - Мебельная 2Т НН	4,43	21,06	0,171
7	9	Мебельная 2Т ВН - Мебельная 1Т ВН			
8	10	Мебельная 2Т НН - Мебельная 1Т НН			
9	10	Мебельная 1Т ВН - Мебельная 1Т НН	2,6	23	0,171
9	11	Мебельная 1Т ВН - М-70/АС300		0,11	
11	12	М-70/АС300 - Трикотажная 2Т ВН	0,29	0,44	
12	13	Трикотажная 2Т ВН - Трикотажная 2Т НН	0,88	10,1	0,171
12	14	Трикотажная 2Т ВН - Трикотажная 1Т ВН			
14	15	Трикотажная 1Т ВН - Трикотажная 1Т НН	0,88	10,1	0,171
14	16	Трикотажная 1Т ВН - Шахтовая 1Т ВН	0,29	0,55	
15	13	Трикотажная 1Т НН - Трикотажная 2Т НН			
16	17	Шахтовая 1Т ВН - Шахтовая 1Т НН	0,96	11,1	0,171
16	5	Шахтовая 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т СН	0,78		
18	19	Шахтовая 2Т ВН - Шахтовая 2Т НН	0,96	11,1	0,171
18	16	Шахтовая 2Т ВН - Шахтовая 1Т ВН			
18	20	Шахтовая 2Т ВН - Артемовская 1Т ВН	0,34		
19	17	Шахтовая 2Т НН - Шахтовая 1Т НН			
20	21	Артемовская 1Т ВН - Артемовская 1Т НН	0,52	7,4	0,171
22	23	Артемовская 2Т ВН - Артемовская 2Т НН	0,52	7,4	0,171
22	20	Артемовская 2Т ВН - Артемовская 1Т ВН			
22	24	Артемовская 2Т ВН - М-70/АС-70	0,31	0,25	
22	38	Артемовская 2Т ВН - Ключевая 1Т ВН	1,74	1,76	
23	21	Артемовская 2Т НН - Артемовская 1Т НН			
24	25	М-70/АС-70 - Западная 1Т-2Т СН	4,54	4,58	
25	29	Западная 1Т-2Т СН - Заводская 1Т ВН	0,36	1,15	
25	31	Западная 1Т-2Т СН - Заводская 2Т ВН	0,36	1,15	

27	26	Западная 1Т-2Т о.т - Западная 1Т-2Т НН	0,45	10,35	0,055
27	25	Западная 1Т-2Т о.т - Западная 1Т-2Т СН	0,45		0,318

Продолжение таблицы 50

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R	X	Кт/г
28	27	Западная 1Т-2Т ВН - Западная 1Т-2Т о.т	0,45	17,75	1
28	54	Западная 1Т-2Т ВН - Отпайка 1 АС-150	5,43	11,51	
28	55	Западная 1Т-2Т ВН - Отпайка 2 АС-150	5,43	11,51	
29	30	Заводская 1Т ВН - Заводская 1Т НН	1,4	14,6	0,171
29	31	Заводская 1Т ВН - Заводская 2Т ВН			
30	32	Заводская 1Т НН - Заводская 2Т НН			
31	32	Заводская 2Т ВН - Заводская 2Т НН	1,4	14,6	0,171
31	33	Заводская 2Т ВН - АС-240/М-70	0,06	0,21	
33	34	АС-240/М-70 - Угловая 1Т ВН	0,68	1,04	
34	35	Угловая 1Т ВН - Угловая 1Т НН	0,96	11,1	0,171
34	36	Угловая 1Т ВН - Угловая 2Т ВН			
35	37	Угловая 1Т НН - Угловая 2Т НН			
36	37	Угловая 2Т ВН - Угловая 2Т НН	0,96	11,1	0,171
38	39	Ключевая 1Т ВН - Ключевая 1Т НН	2,6	23	0,171
38	40	Ключевая 1Т ВН - Ключевая 2Т ВН			
40	41	Ключевая 2Т ВН - Ключевая 2Т НН	2,6	23	0,171
40	42	Ключевая 2Т ВН - Касатка 1Т ВН	1,42	0,94	
41	39	Ключевая 2Т НН - Ключевая 1Т НН			
42	43	Касатка 1Т ВН - Касатка 1Т НН	2,6	23	0,171
42	44	Касатка 1Т ВН - Касатка 2Т ВН			
43	45	Касатка 1Т НН - Касатка 2Т НН			
44	45	Касатка 2Т ВН - Касатка 2Т НН	2,6	23	0,171
44	50	Касатка 2Т ВН - Кролевцы 1Т -2Т СН	1,98	4,06	
46	47	Птицефабрика 1Т ВН - Птицефабрика 1Т НН	1,4	14,6	0,171
46	5	Птицефабрика 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т СН	1,71	1,68	
48	49	Птицефабрика 2Т ВН - Птицефабрика 2Т НН	1,4	14,6	0,171
48	46	Птицефабрика 2Т ВН - Птицефабрика 1Т ВН			
49	47	Птицефабрика 2Т НН - Птицефабрика 1Т НН			
50	48	Кролевцы 1Т -2Т СН - Птицефабрика 2Т ВН	2,44	2,39	
52	50	Кролевцы 1Т-2Т о.т - Кролевцы 1Т -2Т СН	0,75		0,318
52	51	Кролевцы 1Т-2Т о.т - Кролевцы 1Т-2Т НН	0,75	17,85	0,055
53	52	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Кролевцы 1Т-2Т о.т	0,75	28,45	1
53	54	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Отпайка 1 АС-150	0,32	0,68	
53	55	Кролевцы 1Т-2Т ВН - Отпайка 2 АС-150	0,32	0,68	
54	3	Отпайка 1 АС-150 - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	1,47	3,11	
55	3	Отпайка 2 АС-150 - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	1,5	3,19	
56	57	Шахта-7 1Т ВН - Шахта-7 1Т НН	4,38	86,7	0,055
56	3	Шахта-7 1Т ВН - АТЭЦ 2Т-4Т ВН	1,68	5,67	
58	59	Шахта-7 2Т ВН - Шахта-7 2Т НН	4,38	86,7	0,055
58	56	Шахта-7 2Т ВН - Шахта-7 1Т ВН			
59	57	Шахта-7 2Т НН - Шахта-7 1Т НН			
28	58	Западная 1Т-2Т ВН - Шахта-7 2Т ВН	1,47	2,39	

В таблице 51 и 52 соответственно представлены рассчитанные данные о токах, протекающие по линиям электропередачи моделируемого участка сети, и отклонение напряжения в узлах электрической сети.

Таблица 51 – Расчетные значения токов схемы сети

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	122	680
9	11	М-70/АС300	64	680
11	12	М-70/АС300	64	337
14	16	АС-300/М-70	96	337
16	5	М-70/АС-70	336	680
18	20	М-70/АС-70	195	605
22	24	М-70/АС-70	120	265
22	38	АС-50	70	210
24	25	М-70/АС-70	120	265
25	29	АС-240	40	605
25	31	АС-240	40	605
28	54	АС-150	68	450
28	55	АС-150	68	450
31	33	АС-240/М-70	22	337
33	34	АС-240/М-70	22	337
40	42	АС-50	18	210
44	50	АС-70	92	265
46	5	АС-70	38	265
50	48	АС-70	18	265
53	54	АС-150	24	450
53	55	АС-150	22	450
54	3	АС-150	91	450
55	3	АС-150	89	450
56	3	АС-240	141	337
28	58	М-70	129	337

Таблица 52 – Отклонение напряжения в узлах сети

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,72
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,95	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	119,09	8,27
5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,85	8,15
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,55	9,17
7	Мебельная 2Т ВН	35	37,39	6,84
9	Мебельная 1Т ВН	35	37,39	6,84

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
11	М-70/АС300	35	37,38	6,81
12	Трикотажная 2Т ВН	35	37,37	6,77
13	Трикотажная 2Т НН	6	6,36	5,93
14	Трикотажная 1Т ВН	35	37,37	6,77
15	Трикотажная 1Т НН	6	6,36	5,93
16	Шахтовая 1Т ВН	35	37,39	6,84
17	Шахтовая 1Т НН	6	6,36	5,94
18	Шахтовая 2Т ВН	35	37,39	6,84
19	Шахтовая 2Т НН	6	6,36	5,94
20	Артемовская 1Т ВН	35	37,28	6,51
21	Артемовская 1Т НН	6	6,37	6,17
22	Артемовская 2Т ВН	35	37,28	6,51
23	Артемовская 2Т НН	6	6,37	6,17
24	М-70/АС-70	35	37,23	6,37
26	Западная 1Т-2Т НН	6	6,3	5,03
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	118,38	7,62
38	Ключевая 1Т ВН	35	37,03	5,79
40	Ключевая 2Т ВН	35	37,03	5,79
42	Касатка 1Т ВН	35	37,06	5,9
44	Касатка 2Т ВН	35	37,06	5,9
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,7	7,7
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,41	6,77
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,7	7,7
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,41	6,77
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	37,7	7,7
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,52	8,62
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	118,58	7,8
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	119,56	8,69
54	Отпайка 1 АС-150	110	119,58	8,71
55	Отпайка 2 АС-150	110	119,58	8,71
56	Шахта-7 1Т ВН	110	118,94	8,13
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,52	8,66
58	Шахта-7 2Т ВН	110	118,94	8,12
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,52	8,66

Из результатов расчётов нормального режима эквивалента сети, можно сделать вывод о стабильном состоянии электрической сети. Все линии в состоянии пропускать необходимый переток мощности, т.к. фактическое значение тока не превышает длительно допустимое значение для существующего провода. В Приложении В представлено графическое

изображение сети с потоками мощности, полученное при помощи ПВК RastrWin3.

Для расчета послеаварийного режима, аварийно отключим загруженную одну цепь линии ПС Западная – ПС Шахта - 7. Результаты расчета, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в таблицах 53 и 54.

Таблица 53 – Расчетные значения токов схемы в послеаварийном режиме

№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Марка и сечение провода	Ток протекающий по ЛЭП, А	Длительно-допустимый ток, А
5	7	АС-300	128	680
9	11	М-70/АС300	68	680
11	12	М-70/АС300	68	337
14	16	АС-300/М-70	97	337
16	5	М-70/АС-70	366	680
18	20	М-70/АС-70	225	605
22	24	М-70/АС-70	148	265
22	38	АС-50	70	210
24	25	М-70/АС-70	148	265
25	29	АС-240	40	605
25	31	АС-240	40	605
28	54	АС-150	129	450
28	55	АС-150	129	450
31	33	АС-240/М-70	22	337
33	34	АС-240/М-70	22	337
40	42	АС-50	18	210
44	50	АС-70	93	265
46	5	АС-70	42	265
50	48	АС-70	20	265
53	54	АС-150	24	450
53	55	АС-150	21	450
54	3	АС-150	152	450
55	3	АС-150	149	450
56	3	АС-240	11	337
28	58	М-70		337

Таблица 54 – Отклонение напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
1	АТЭЦ 5Т-6Т НН	16	16,91	5,72
2	АТЭЦ 5Т-6Т ВН	110	119,95	9,04
3	АТЭЦ 2Т-4Т ВН	110	120	9,09
4	АТЭЦ 2Т-4Т о.т	110	118,99	8,17

5	АТЭЦ 2Т-4Т СН	35	37,82	8,05
6	АТЭЦ 2Т-4Т НН	6	6,54	9,07

Продолжение таблицы 54

№ узла	Название узла	U _{ном} , кВ	U _{факт} , кВ	Отклонение напряжения, %
7	Мебельная 2Т ВН	35	37,33	6,66
9	Мебельная 1Т ВН	35	37,33	6,66
11	М-70/АС300	35	37,32	6,63
12	Трикотажная 2Т ВН	35	37,3	6,58
13	Трикотажная 2Т НН	6	6,34	5,74
14	Трикотажная 1Т ВН	35	37,3	6,58
15	Трикотажная 1Т НН	6	6,34	5,74
16	Шахтовая 1Т ВН	35	37,32	6,63
17	Шахтовая 1Т НН	6	6,34	5,73
18	Шахтовая 2Т ВН	35	37,32	6,63
19	Шахтовая 2Т НН	6	6,34	5,73
20	Артемовская 1Т ВН	35	37,19	6,25
21	Артемовская 1Т НН	6	6,35	5,9
22	Артемовская 2Т ВН	35	37,19	6,25
23	Артемовская 2Т НН	6	6,35	5,9
24	М-70/АС-70	35	37,12	6,05
28	Западная 1Т-2Т ВН	110	116,93	6,3
38	Ключевая 1Т ВН	35	36,94	5,53
40	Ключевая 2Т ВН	35	36,94	5,53
42	Касатка 1Т ВН	35	36,98	5,64
44	Касатка 2Т ВН	35	36,98	5,64
46	Птицефабрика 1Т ВН	35	37,64	7,55
47	Птицефабрика 1Т НН	6	6,4	6,62
48	Птицефабрика 2Т ВН	35	37,64	7,55
49	Птицефабрика 2Т НН	6	6,4	6,62
50	Кролевцы 1Т -2Т СН	35	37,61	7,47
51	Кролевцы 1Т-2Т НН	6	6,5	8,38
52	Кролевцы 1Т-2Т о.т	110	118,33	7,57
53	Кролевцы 1Т-2Т ВН	110	119,25	8,4
54	Отпайка 1 АС-150	110	119,27	8,43
55	Отпайка 2 АС-150	110	119,27	8,42
56	Шахта-7 1Т ВН	110	119,93	9,03
57	Шахта-7 1Т НН	6	6,57	9,57
58	Шахта-7 2Т ВН	110	119,93	9,03
59	Шахта-7 2Т НН	6	6,57	9,57

Из результатов расчётов послеаварийного режима эквивалента сети, производимого в данной выпускной квалификационной работе можно сделать вывод о стабильном состоянии электрической сети. Все линии в состоянии

пропускать необходимый переток мощности, т.к. фактическое значение тока не превышает длительно допустимое значение для существующего провода.

10.5 Регулирование напряжения

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств [1].

Локальное регулирование может быть централизованным и местным. Централизованное управление выполняется в центрах питания. Местное регулирование проводится непосредственно у потребителей. Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

Регулирование напряжения в ЭЭС можно осуществлять, изменяя [1,5]:

а) напряжение генераторов электростанций;

б) коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

в) параметры питающей сети;

г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПВВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Для определения добавки напряжения, создаваемой трансформатором с РПН (линейным регулятором), необходимо выбрать нужное напряжение ответвлений (отпаек) РПН трансформатора или линейного регулятора[1].

В выпускной квалификационной работе данное регулирование не требуется, т.к. отклонение напряжения в узлах не превышает 10% в соответствии с ГОСТ 24126-80 Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия. [19].

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

11.1.1 Требования к персоналу, выполняющему электромонтажные и наладочные работы

Пусконаладочные работы в электроустановках должен производить подготовленный электротехнический персонал, не моложе 18 лет, который прошел [2]:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Данные лица должны получить допуск к самостоятельной работе с оборудованием.

Перед допуском ко всем работам на действующей электроустановке персоналу требуется пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений электроустановки. Электромонтажному и наладочному персоналу строго запрещается проводить работы, которые относятся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны проводить трудовую дисциплину в бригаде и исполнять требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и исполнять указания, полученные на инструктажах.

11.1.2 Техника безопасности и противопожарная техника при монтаже и наладке устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен исполнять

персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы требуется выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение таких работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объёмами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление [29].

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть априори закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой выполняют инструментом (отвёрткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности [2]:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник должен находиться на металлической подставке с лотком, при этом флюс и нагар стряхивается в лоток. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Пайка мелких деталей и концов проводов проводится с удержанием их пинцетом или плоскогубцами. Запрещается промывать места пайки бензином и другими легко воспламеняющимися растворителями.

Растворители хранят в плотно закрытых небьющихся ёмкостях, открываемых только в момент пользования жидкостью.

По окончании работ отключают все приборы от источника электропитания.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Помещение, в котором проводятся работы с содержащими дихлорэтан веществами, должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией. Содержание паров дихлорэтана в рабочих помещениях не должно превышать 0,05 мг/л.

При работе с веществами, содержащими дихлорэтан, необходимо:

- соблюдать противопожарные меры;
- использовать тару с плотно закрытыми крышками и пробками;
- хранить грязный обтирочный материал в металлических ёмкостях;
- выполнять работы в медицинских перчатках.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены

правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо [2]:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведённое место.

11.1.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: оформляется допуск к работе; подбирается полный комплект проектной и заводской документации; необходимые инструкции и программы испытаний; утверждённые установки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. На данном этапе производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организация рабочего места: подготовка необходимых испытательных устройств (отсоединение всех кабелей, подключённых к рядам зажимов проверяемой панели); подготовка измерительных приборов, инструментов и приспособлений, паспортов-протоколов на все устройства налагаемого присоединения.

3. Визуальный внешний осмотр: проверяется соответствие установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам; точность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

4. Внутренний осмотр: прозвонкой цепи проверяется место установки и

выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре; в механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надёжность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Тактильно на реле, проводится проверка хода, перемещения и отсутствия износа подвижных частей, наличия допустимых люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов налаживаемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В невозможна при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами.

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанных соответствует не менее 1 МОм.

Испытание сопротивления изоляции производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок: постоянный оперативный ток испытательной аппаратуры и источников её питания, подаётся со строгим соблюдением полярности. Проверка электрических характеристик завершается настройкой заданных уставок, после чего производится сборка всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с рабочими устройствами.

7. Измерение и испытание изоляции: проверка каждой группы электрически не связанных вторичных цепей с полностью собранной схемой и установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п [30].

Проверка взаимодействия элементов устройства: проверяется правильность связи реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации в соответствии с принципиальной схемой путем замыкания и размыкания вручную цепей контактов реле различными сочетаниями токов и

напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах возобновляются все связи с другими аппаратами и устройствами, находящимися в работе, и проводится проверка действия на коммутационную аппаратуру и контроль взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты испытаний оформляются записью в журнале релейной защиты, после чего исключаются работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска.

8. Подготовка устройства к включению в работу: производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединённых и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты вводятся в работу с действием на отключение. После включения производится дополнительная проверка наладочным персоналом и оперативным персоналом устройств под нагрузкой. Данная проверка является окончательной и подтверждает правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой производится осмотр и восстановление перемычек на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты отмечается состояние проверенных устройств и возможность включения их в работу.

11.1.4 Требования к качеству работ, сдаче и приёмке вторичных устройств в эксплуатацию

Проверку правильности монтажа вторичных цепей выполняют инженерно-технические работники монтажной организации, а проверку при пусконаладочных работах – персонал пусконаладочной организации.

В процессе работы технический монтажный персонал в соответствии с указаниями проекта и заводских инструкций проводит контроль правильности установки и монтажа аппаратуры, приборов, наборных зажимов и проводок.

По окончании электромонтажных работ технический персонал должен проверить [2]:

- правильность и надёжность крепления аппаратов, приборов, наборных зажимов и проводок;
- надёжность пайки или опрессовки наконечников с образованием колец и штифтов на концах проводников;
- надёжность подключения проводников к наборным зажимам и выводам на чистоту и выбор контактных винтов, гаек, шайб, наличия антикоррозионных покрытий;
- правильность маркировки на окольцевателях;
- качество и чёткость и долговечность маркировочных надписей;
- качество окраски металлоконструкций, шинок;
- соответствие расцветки проводов надписям на панелях;
- присутствие на реле и приборах пломб и уплотнений.

Правильность монтажа вторичных цепей в пределах одного участка определяют пробником по уточнённым схемам.

Путём внешнего осмотра проложенных по панелям проводов с последующей прозвонкой их проверяют внутренние соединения щитов управления.

Контактные соединения проводов и жил контрольных кабелей со сборками наборных зажимов, приборами и другими аппаратами вторичных цепей исследуют контрольной затяжкой винтов и гаек.

Испытания изоляции всех элементов вторичного устройства проводят во всех фиксированных и не фиксированных рабочих положениях ключей управления и переключателей.

Электрические испытания вторичных цепей проводят в соответствии с объёмами и нормами, приведёнными в Правилах устройства электроустановок.

Для эксплуатации вторичных устройств обслуживающему персоналу передаётся следующая техническая документация [2]:

- исполнительные принципиальные схемы;

- исполнительные схемы соединений и подключений;
- протоколы испытаний сопротивления изоляции и качества контактных соединений;
- инструкции заводов-изготовителей по монтажу и обслуживанию приборов и аппаратов.

11.2 Экологичность проекта

Защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на рассматриваемой подстанции осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями [27].

11.2.1. Защита почвы

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания [26].

При выявлении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр-прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении масляных выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1. Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние 1,5 м.

2. Устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.

3. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дна на уровне окружающей планировки земли).

Воздействия электромагнитного поля предусматривают определённые условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест путём установки тросовых экранов над дорогами, экранирующих козырьков и

навесов над шкафами управления.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно - гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений допустимый уровень шума на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки с 7 до 23 часов не должен превышать 55 дБА (максимальный 70 дБА), а с 23 до 7 часов - 45 дБА (максимальный 60 дБА).

Для ориентировочной оценки шумовых характеристик трансформаторов в зависимости от их типовой мощности можно воспользоваться данными в соответствии с (ГОСТ 12.2.024 – 87).

На открытом воздухе на территории подстанции установлены N трансформаторов.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 55.

Таблица 55 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	63	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

Решение.

1. По таблице 3 колонка № 9 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 95 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 13).

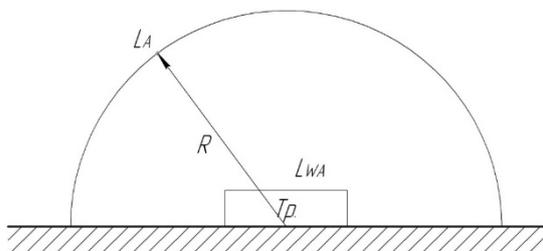


Рисунок 13 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (104)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (105)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 14. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

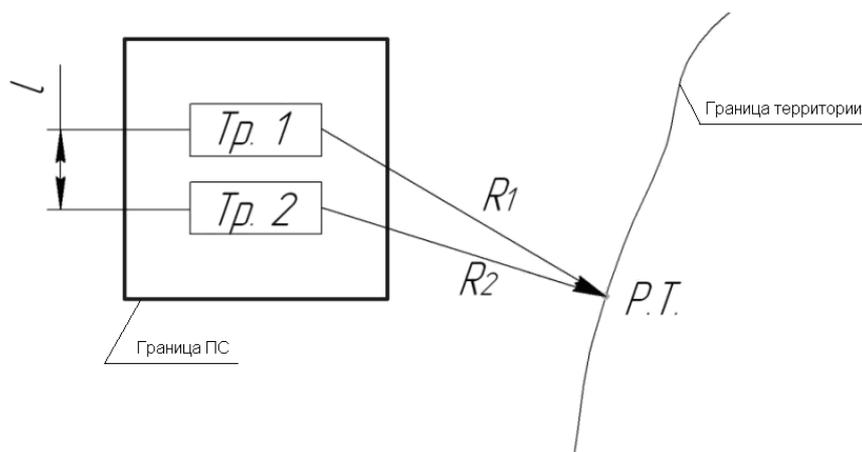


Рисунок 14 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{PAi}},$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,195} = 98 \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (21) можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}.$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}};$$
$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(98-45)}}{2\pi}} = 178 \text{ м.}$$

Расстояния до территории прилегающих к домам принимаем $R = 178$ м, так как ТП строятся на значительно больших расстояниях.

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 $R_{min} = L_{CЗ}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее часто чрезвычайная ситуация устанавливается во время пожара на подстанции. Пожарная опасность электроустановок сопряжена с использованием горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причиной возникновения возгорания могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, руководствуются «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок действий во время пожара на энергообъекте [32]:

1. Персонал, заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключить оборудование, снять напряжение, слить масло). Далее необходимо приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, которое хорошо осведомлено о расположении подъездных путей и водоисточников.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5. Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведённом отключении.

6. Пожарные подразделения приступают к тушению пожара после инструктажа, проведённого старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учётом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего

оборудования.

8. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Во время пожара усиливается охрана территории и к месту пожара не допускаются посторонние лица.

Щиты с пожарным инвентарём, первичные средства пожаротушения находятся на видных местах, имеют свободный доступ и окрашиваются масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение совершается передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной). Автоматический пуск пожаротушения дублируется дистанционно со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, защищают распылённой водой от повышения температуры.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее серьёзной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При возгорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь с них снимают напряжение, затем приступают к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. Для тушения используют углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные – бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распылённую воду.

В случае тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещено.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведен анализ схем проблемных участков, собственно это линии 35 кВ Ключевая- Артемовская, Артемовская – Шахтовая, Артемовская ТЭЦ – Шахтовая, Кролевцы – Касатка. для повышения надежности сети.

На основании перспективных нагрузок были произведены технико-экономическое сравнение и выбор оптимального варианта.

В связи с вводом новой нагрузки к стороне высокого напряжения подстанции Западная были предложены и разобраны варианты сети для оптимизации режима и повышение надежности системы.

Проведен расчет токов короткого замыкания, выбрано основное электрическое оборудование. В связи с этим расширили РУ с вводом 2х ячеек и выбрано основное электрическое оборудование для всей подстанции Западная.

Также в выпускной квалификационной работе проведен расчет молниезащиты ПС «Западная» после реконструкции.

Рассмотрены вопросы безопасности и эко логичности при эксплуатации подстанции Западная 110/35 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 2 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 1986 . – 464 с.
- 3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 4 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 6 Иманов, Г.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.И. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.В. Таджибаев. – Санкт-Петербург, 2004. – 31с.
- 7 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.
- 8 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 192 с.
- 9 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.
- 11 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 12 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

13 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

14 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.

15 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.

16 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

17 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

18 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

19 Тарасов, А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002.-144 с.

20 Тиходев, Н.Н. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

21 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

23 ГОСТ Р 52 725-2007. «Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. общее техническое требование и методы испытаний». Введен с 1-го января 2008 г.

24 Дмитриев М.В. Методика выбора ОПН для защиты оборудования 110 – 750 кВ от грозных и внутренних перенапряжений: Дисс. канд. техн. наук: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2006. – 248 с.

25 Дмитриев М.В. ПУЭ и защита от грозových перенапряжений // «Новости электротехники», №3-4(45-46), 2007.

26 ГОСТ 24126-80 Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.

Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: ВШ, 1990.

27 Неумин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неумин, Е. В.Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.

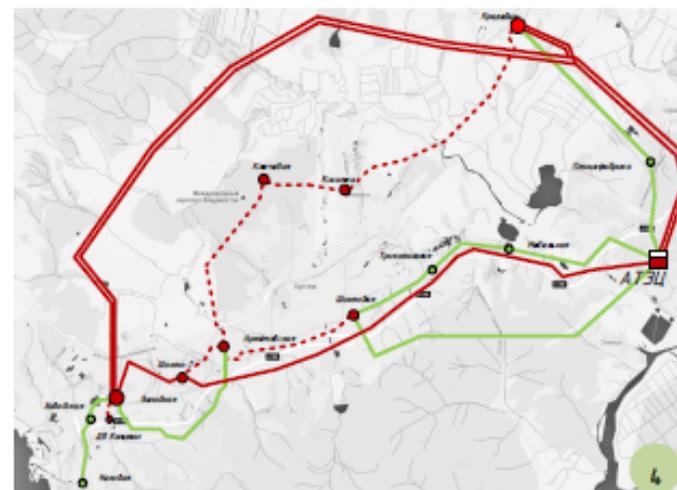
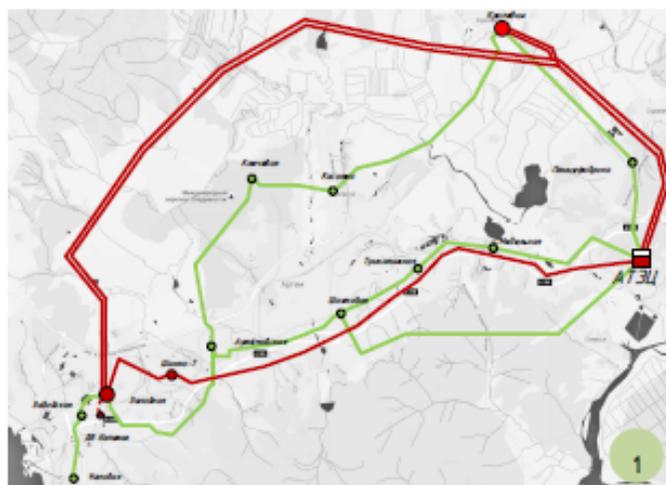
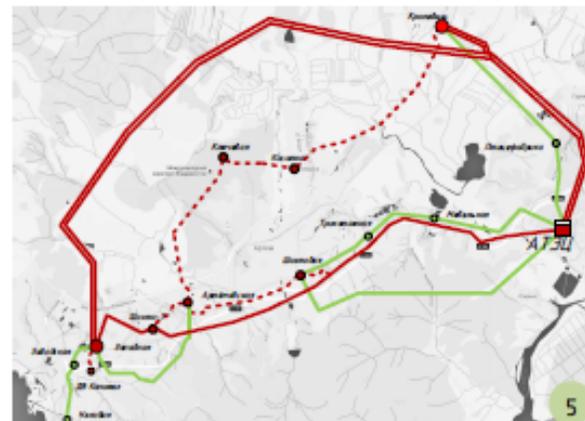
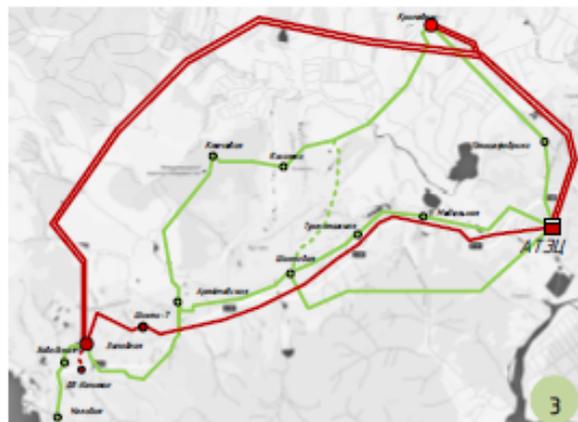
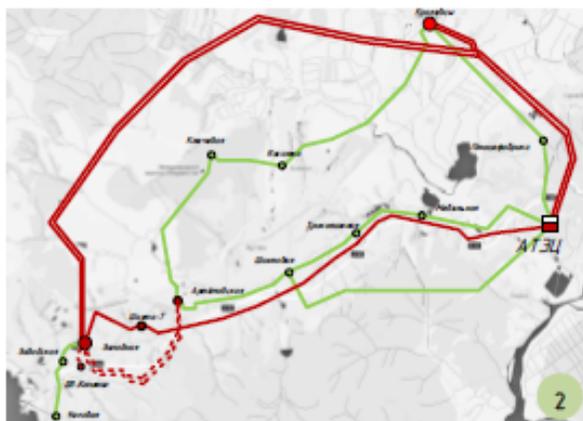
28 СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

29 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.

30 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии, М. : Энергоатомиздат, 1986.

31 СНиП II-12-77. «Нормы проектирования. Защита от шума». Система нормативных документов в строительстве. М. : 2010. – 67 с.

32 СНиП 21-01-97*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97*. Строительные нормы и правила РФ.



Условные обозначения

Знаки	Описание
	Тепловая электростанция
	ПС 110 кВ
	ПС 35 кВ
	ВЛ 110 кВ
	ВЛ 110 кВ, оправа
	ВЛ 35 кВ

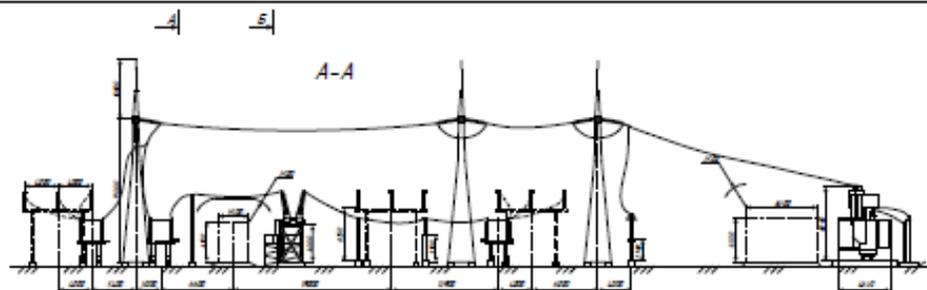
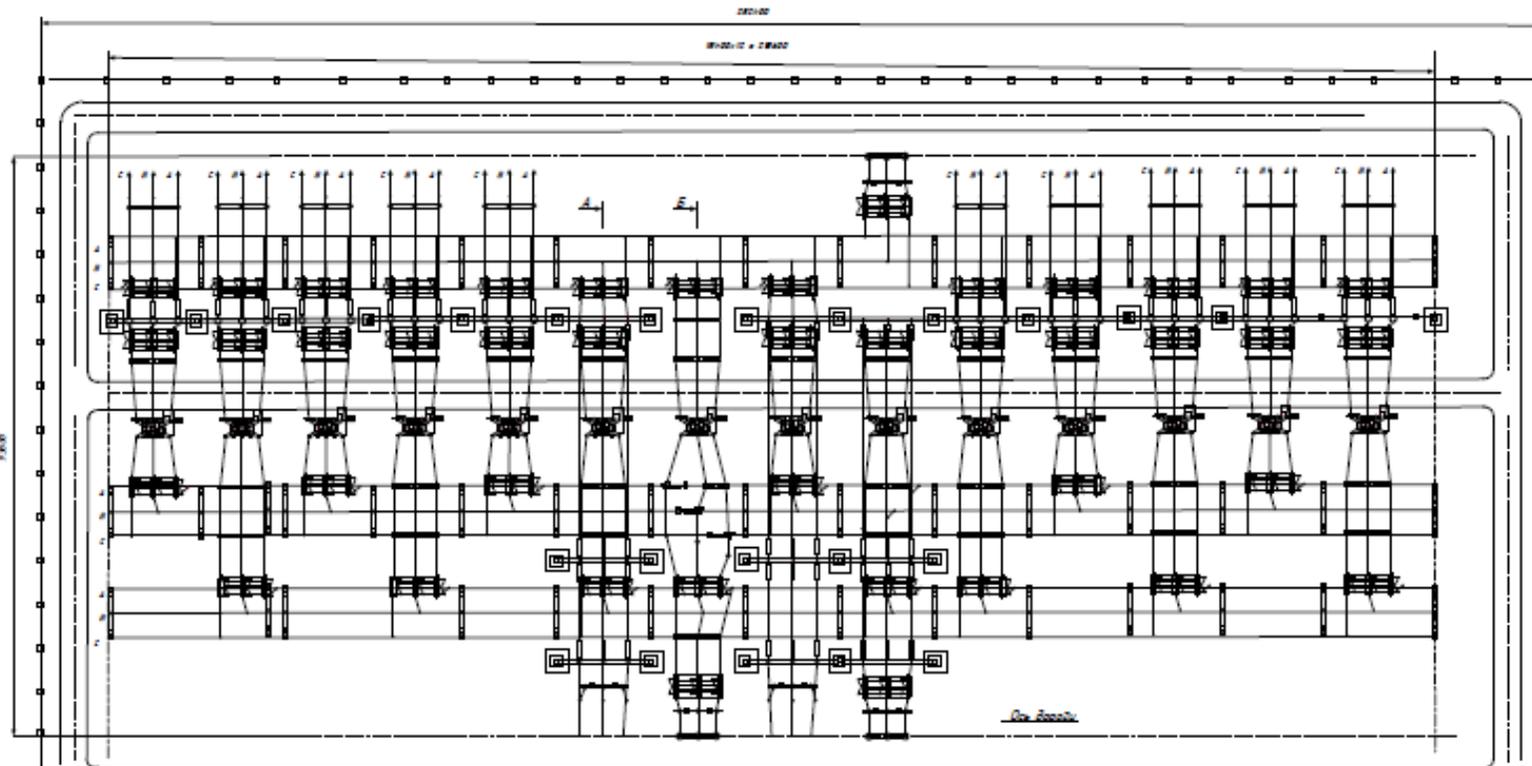
Технический анализ

№ варианта	Средняя длина линий L, км	Количество выключателей N, шт
Вариант 1	107,9	35
Вариант 2	119,9	37
Вариант 3	112,03	36
Вариант 4	110,9	37
Вариант 5	113,05	44

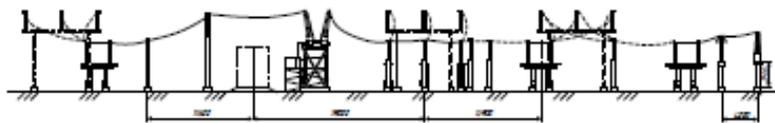
Техико - экономические показатели двух конкурентоспособных вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 4
Объем		
Капиталовложения, тыс.руб	56060	71940
Издержки на эксплуатацию, тыс.руб	5627,3	5696,4
Суммарные потери электроэнергии, тыс.руб	15600	6505
Среднегодовой аэтарат, тыс.руб	11212,3	12893,7

ВКР.14.4.065.13.03.02 СХ			
№ п/п	Имя	Фамилия	Подпись
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

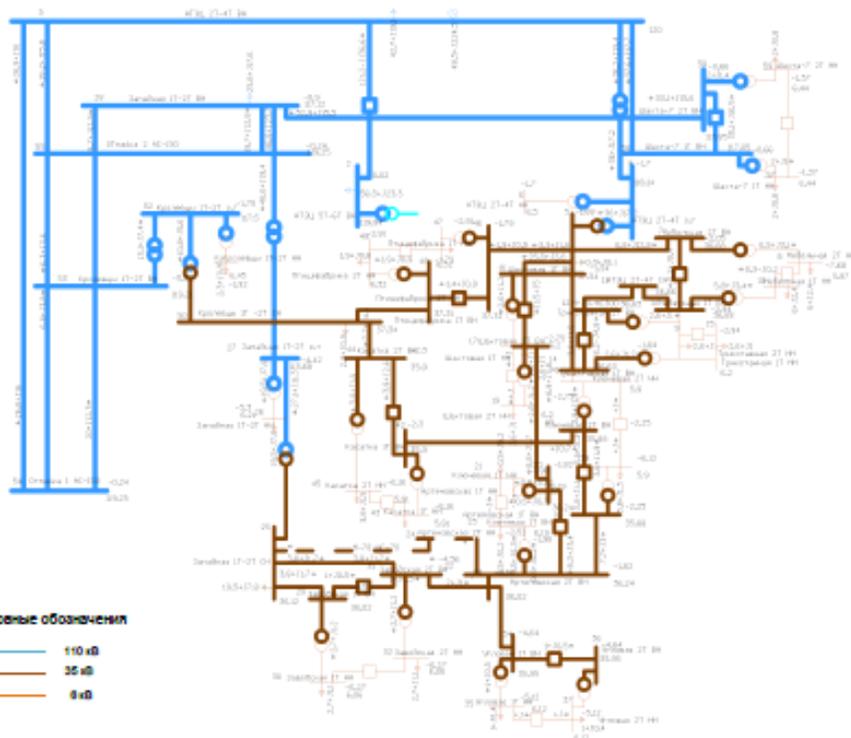


5-5



БКР.14.065.13.03.02.СХ			
Схема ОПУ 110 кВ			
№	Изм.	Дата	Исполн.
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			
95			
96			
97			
98			
99			
100			

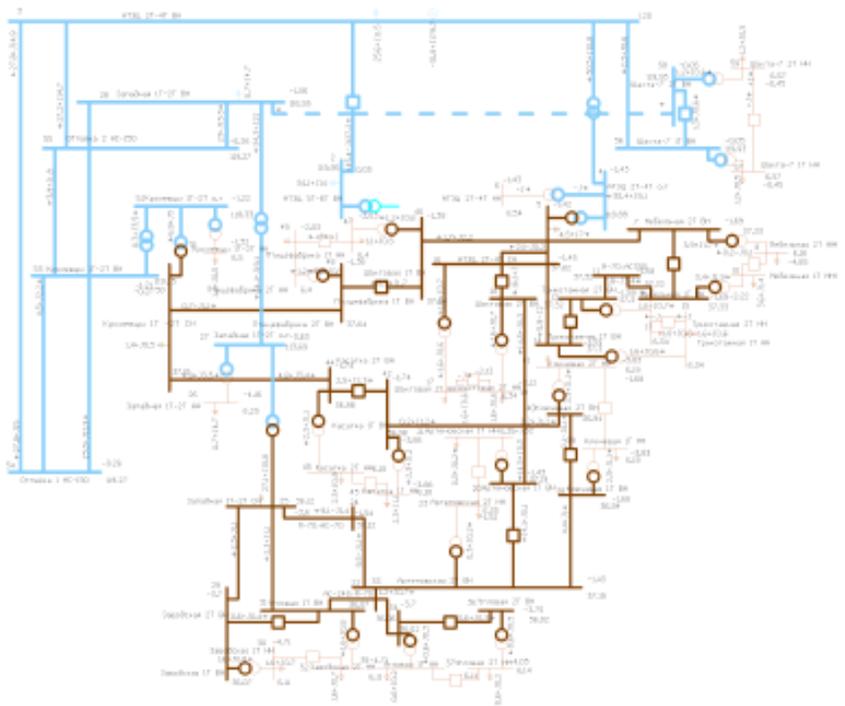
Максимальный режим сети



Условные обозначения

- 110 кВ
- 35 кВ
- 6 кВ

Максимальный режим сети



Такая же нагрузка /ЛЭП в номинальном режиме

Такая же нагрузка в максимальном режиме

№ узла начала линии	№ узла конца линии	Марка и типоразмер провода	Тип в начале ЛЭП, А	Тип в конце ЛЭП, А	Длина ЛЭП, км
3	7	АС-100	211	211	480
9	11	АС-300/30	104	104	480
11	12	АС-300/30	104	104	327
12	18	АС-300/30	103	103	327
14	5	АС-183	473	473	320
18	20	М-70/АС-70	202	202	363
22	24	М-70/АС-70	183	183	363
22	28	АС-150	124	124	220
24	25	М-70/АС-70	183	183	363
25	29	АС-240	66	66	403
25	31	АС-240	66	66	403
28	34	АС-150	96	96	420
28	36	АС-150	96	96	420
31	33	АС-240/М-70	36	36	420
31	35	АС-240/М-70	36	36	420
33	34	АС-240/М-70	36	36	327
35	42	АС-70	31	31	320
44	30	АС-70	133	133	363
44	5	АС-70	45	45	363
30	48	АС-70	30	30	363
33	34	АС-150	30	30	420
35	33	АС-150	36	36	420
34	5	АС-150	123	124	420
35	5	АС-150	122	122	420
34	5	М-70	184	183	327
28	36	М-70	183	183	327

№ узла начала линии	№ узла конца линии	Марка и типоразмер провода	Тип в начале ЛЭП, А	Тип в конце ЛЭП, А	Длина ЛЭП, км
3	7	АС-100	128	128	480
9	11	М-70/АС-300	48	48	480
11	12	М-70/АС-300	48	48	327
12	18	АС-300/М-70	97	97	327
18	5	М-70/АС-70	360	360	363
22	24	М-70/АС-70	225	225	363
22	28	М-70/АС-70	148	148	363
22	28	АС-70	30	30	220
24	25	М-70/АС-70	148	148	363
25	29	АС-180	40	40	403
25	31	АС-180	40	40	403
28	34	АС-150	129	129	420
28	36	АС-150	129	129	420
31	33	АС-240/М-70	22	22	420
31	35	АС-240/М-70	22	22	420
40	42	АС-50	18	18	220
44	30	АС-70	96	96	363
44	5	АС-70	42	42	363
30	48	АС-70	30	30	363
33	34	АС-150	24	24	420
35	33	АС-150	31	31	420
34	5	АС-150	132	132	420
35	5	АС-150	148	148	420
34	5	АС-180	11	11	327
28	36	М-70	183	183	327

ВНП.Н.40/05.15.03.02.СХ			
№	Имя	Имя	Имя
1	Имя	Имя	Имя
2	Имя	Имя	Имя
3	Имя	Имя	Имя
4	Имя	Имя	Имя
5	Имя	Имя	Имя
6	Имя	Имя	Имя
7	Имя	Имя	Имя
8	Имя	Имя	Имя
9	Имя	Имя	Имя
10	Имя	Имя	Имя
11	Имя	Имя	Имя
12	Имя	Имя	Имя
13	Имя	Имя	Имя
14	Имя	Имя	Имя
15	Имя	Имя	Имя
16	Имя	Имя	Имя
17	Имя	Имя	Имя
18	Имя	Имя	Имя
19	Имя	Имя	Имя
20	Имя	Имя	Имя
21	Имя	Имя	Имя
22	Имя	Имя	Имя
23	Имя	Имя	Имя
24	Имя	Имя	Имя
25	Имя	Имя	Имя
26	Имя	Имя	Имя
27	Имя	Имя	Имя
28	Имя	Имя	Имя
29	Имя	Имя	Имя
30	Имя	Имя	Имя
31	Имя	Имя	Имя
32	Имя	Имя	Имя
33	Имя	Имя	Имя
34	Имя	Имя	Имя
35	Имя	Имя	Имя
36	Имя	Имя	Имя
37	Имя	Имя	Имя
38	Имя	Имя	Имя
39	Имя	Имя	Имя
40	Имя	Имя	Имя
41	Имя	Имя	Имя
42	Имя	Имя	Имя
43	Имя	Имя	Имя
44	Имя	Имя	Имя
45	Имя	Имя	Имя
46	Имя	Имя	Имя
47	Имя	Имя	Имя
48	Имя	Имя	Имя
49	Имя	Имя	Имя
50	Имя	Имя	Имя
51	Имя	Имя	Имя
52	Имя	Имя	Имя
53	Имя	Имя	Имя
54	Имя	Имя	Имя
55	Имя	Имя	Имя
56	Имя	Имя	Имя
57	Имя	Имя	Имя
58	Имя	Имя	Имя
59	Имя	Имя	Имя
60	Имя	Имя	Имя
61	Имя	Имя	Имя
62	Имя	Имя	Имя
63	Имя	Имя	Имя
64	Имя	Имя	Имя
65	Имя	Имя	Имя
66	Имя	Имя	Имя
67	Имя	Имя	Имя
68	Имя	Имя	Имя
69	Имя	Имя	Имя
70	Имя	Имя	Имя
71	Имя	Имя	Имя
72	Имя	Имя	Имя
73	Имя	Имя	Имя
74	Имя	Имя	Имя
75	Имя	Имя	Имя
76	Имя	Имя	Имя
77	Имя	Имя	Имя
78	Имя	Имя	Имя
79	Имя	Имя	Имя
80	Имя	Имя	Имя
81	Имя	Имя	Имя
82	Имя	Имя	Имя
83	Имя	Имя	Имя
84	Имя	Имя	Имя
85	Имя	Имя	Имя
86	Имя	Имя	Имя
87	Имя	Имя	Имя
88	Имя	Имя	Имя
89	Имя	Имя	Имя
90	Имя	Имя	Имя
91	Имя	Имя	Имя
92	Имя	Имя	Имя
93	Имя	Имя	Имя
94	Имя	Имя	Имя
95	Имя	Имя	Имя
96	Имя	Имя	Имя
97	Имя	Имя	Имя
98	Имя	Имя	Имя
99	Имя	Имя	Имя
100	Имя	Имя	Имя