

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ
Константиновского района Амурской области в связи с подключением
подстанции 110 кВ Константиновка

Исполнитель
студент группы 142 - узб _____ А.А. Филиппченко
(подпись, дата)

Руководитель
профессор, докт. техн. наук _____ Н.В. Савина
(подпись, дата)

Консультант: по безопасности
и экологичности доцент,
канд. техн. наук _____ А.Б. Булгаков
(подпись, дата)

Нормоконтроль
старший преподаватель _____ Л.А. Мясоедова
(подпись, дата)

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
«____» _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Филипченко Анны Андреевны

1. Тема магистерской диссертации: Реконструкция электрических сетей 110 кВ Константиновского района Амурской области в связи с подключением подстанции 110 кВ «Константиновка»

(утверждено приказом от 10.04.2025 г. № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практик, в том числе: нормальная схема электрической соединений объектов электроэнергетики Амурской области; контрольные замеры зимнего и летнего периода 2024 года; схема потокораспределения в электрических сетях Амурской области.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов Общая характеристика электрических сетей Константиновского района Амурской области, анализ установившихся режимов в существующих сетях, обоснование необходимости реконструкции, разработка и выбор оптимального варианта схемы реконструкции сети Константиновского района Амурской области, Проектирование подстанции 110 кВ Константиновка, расчет токов короткого замыкания и выбор первичного оборудования. Молниезащита и заземление. Инвестиционная привлекательность варианта развития электрической сети. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): выпускная квалификационная работа содержит 6 листов графической части формата А1.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. доцент, канд. техн. наук по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 01.03.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующий кафедры энергетики, доктор технических наук, профессор.

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 134 с., 23 рисунка, 128 формул, 41 таблицу, 26 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В выпускной квалификационной работе предложен вариант усиления электрической сети 110 кВ Константиновского района с целью увеличения надежности электроснабжения потребителей путем присоединения нового центра питания 110 кВ подстанции Константиновка. Для этого были составлены возможные варианты подключения новой подстанции к существующей сети, на основе технико – экономического расчета выбран один вариант присоединения. Рассчитаны токи короткого замыкания, осуществлен выбор силовых трансформаторов и основного электротехнического оборудования. Выбраны и рассчитаны устройства релейной защиты и автоматики. Рассмотрены вопросы защиты ОРУ 110 кВ нового центра питания от прямых ударов молнии, путем установки молниеотводов и рассчитано защитное заземление. Проведен расчет и анализ установившихся режимов после реконструкции. В работе рассмотрены вопросы инвестиционной привлекательности выбранного варианта, а также безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень принятых сокращений	8
Введение.....	9
1 Общая характеристика района реконструкции электрических сетей Константиновского района Амурской области	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	11
1.2 Характеристика электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района..	14
1.2.1 Общая характеристика источника питания.....	16
1.2.2 Общая характеристика подстанций	17
1.2.3 Общая характеристика линий электропередач.....	18
1.3 Анализ существующих режимов сети 110 кВ Константиновского района	19
1.4 Обоснование необходимости реконструкции сети 110 кВ Константиновского района	25
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.....	26
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети 110 кВ Константиновского района Амурской области	29
3.1 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции электрической сети	29
3.1.1 Первый вариант реконструкции сети	30
3.1.2. Второй вариант реконструкции сети	31
3.1.3 Третий вариант реконструкции сети	32
3.2 Выбор компенсирующих устройств	33
3.3 Расчет и выбор силового трансформатора на подстанции 110/35 кВ Константиновка	35

3.4 Выбор сечения провода	37
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети.....	41
4.1 Расчет капиталовложений	41
4.1.1 Второй вариант реконструкции.....	42
4.1.2 Третий вариант реконструкции	44
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	44
4.2.1 Расчет издержек для второго варианта.....	45
4.2.2 Расчет издержек для третьего варианта	47
4.3 Определение приведенных затрат.....	47
5 Проектирование ПС Константиновка	49
6 Расчет токов короткого замыкания	51
6.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров. 53	
6.2 Расчет токов короткого замыкания	56
6.2.1 расчёт токов короткого замыкания для точки К1	57
6.2.2 Расчет трехфазного короткого замыкания для точки К1.....	57
6.2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания для точки К1	58
7 Выбор оборудования на ПС 110/35/10 кВ Константиновка	61
7.1 Выбор и проверка выключателей.....	63
7.2 Выбор и проверка разъединителей	67
7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	69
7.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	72
7.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)	74
7.6 Выбор гибких шин	79
7.7 Выбор жестких шин 10 кВ	80
7.8 Выбор изоляторов	85

7.8.1 Выбор опорных изоляторов	85
7.8.2 Выбор проходных изоляторов	85
7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	86
8 Молниезащита и заземление подстанции Константиновка.....	89
8.1 Расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ ПС Константиновка	89
8.2 Расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Константиновка	91
9 Релейная защита трансформатора ТДТН 110/35/10 на ПС Константиновка...	98
9.1 Расчет продольной дифференциальной токовой защиты.....	99
9.2 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора.....	103
9.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки	104
9.4 Выбор газовой защиты трансформатора	104
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети Константиновского района Амурской области.....	107
10.1 Расчет максимального режима	107
10.2 Расчет минимального режима	112
10.3 Расчет послеаварийного режима	115
11 Инвестиционная привлекательность выбранного варианта реконструкции электрической сети	119
11.1 Расчет чистого дисконтированного дохода	120
12 Безопасность и экологичность.....	123
12.1 Безопасность.....	123
12.2 Воздушные линии электропередачи	125
12.3 Экологичность	126
12.3.1 Расчёт маслоприёмника	127
12.4 Чрезвычайные ситуации.....	129

Заключение	131
Библиографический список	132

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;
ВН – высшее напряжение;
ГН – график нагрузки;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
НН – низшее напряжение;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СН – среднее напряжение;
ТН – трансформатор напряжения;
ТКЗ – ток короткого замыкания;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В Амурской области, учитывая ее расположение и наличие природных ресурсов, наблюдается тенденция к развитию территории. В Константиновском районе Амурской области активно развиваются различные отрасли. Особое внимание уделяется сельскому хозяйству, в частности выращиванию риса, сои, зерновых культур и производству мяса. Кроме того, здесь хорошо развита лесная промышленность. И существуют все предпосылки к развитию данной территории и соответственно к росту электропотребления.

В данной бакалаврской работе рассматривается участок сети 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» обеспечивающий электроснабжение потребителей Константиновского района Амурской области. Центр района село Константиновка получает питание по одноцепной ВЛ 110 кВ Тамбовка – Узловая. Резервирование по сети 110 кВ не осуществляется, и, следовательно возникает проблема надежного электроснабжения потребителей района.

Учитывая ближайшее развитие территории, требуется ввод нового источника питания 110/35/10 кВ, который позволил повысить надежность электроснабжения

Новый центр питания подстанция Константиновка предлагается к размещению непосредственно в селе Константиновка.

Задачей данного проекта является разработка наиболее выгодного варианта реконструкции электрической сети 110 кВ с целью присоединения нового источника питания с соблюдением следующих требований:

- обеспечение надежного электроснабжения потребителей Константиновского района путем выбора правильного электрооборудования;
- удобное и безопасное обслуживание за счет логичного расположения электрооборудования и установки защитного заземления
- взрыво- и пожаробезопасность в том числе за счет выбора оборудования с элегазовой и вакуумной изоляцией.

Для достижения поставленной задачи в работе было выполнено следующее:

- проведен анализ существующего режима сети 110 кВ рассматриваемого района;

- рассмотрено три варианта присоединения нового центра питания к существующей сети 110 кВ и исходя из экономического сопоставления выбран оптимальный вариант;

- произведен выбор главной схемы подстанции;

- выбрано оборудование на подстанции;

- рассчитано защитное заземление и произведена расстановка молниеотводов для защиты оборудования от прямых ударов молнии;

- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

При выполнении ВКР применялось следующее свободно распространяемое и лицензионное программное обеспечение в операционной системе Windows 7 Pro с использованием программ: Microsoft Office Word 2010 г., ПКВ Rastrwin 3. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КОНСТАНТИНОВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

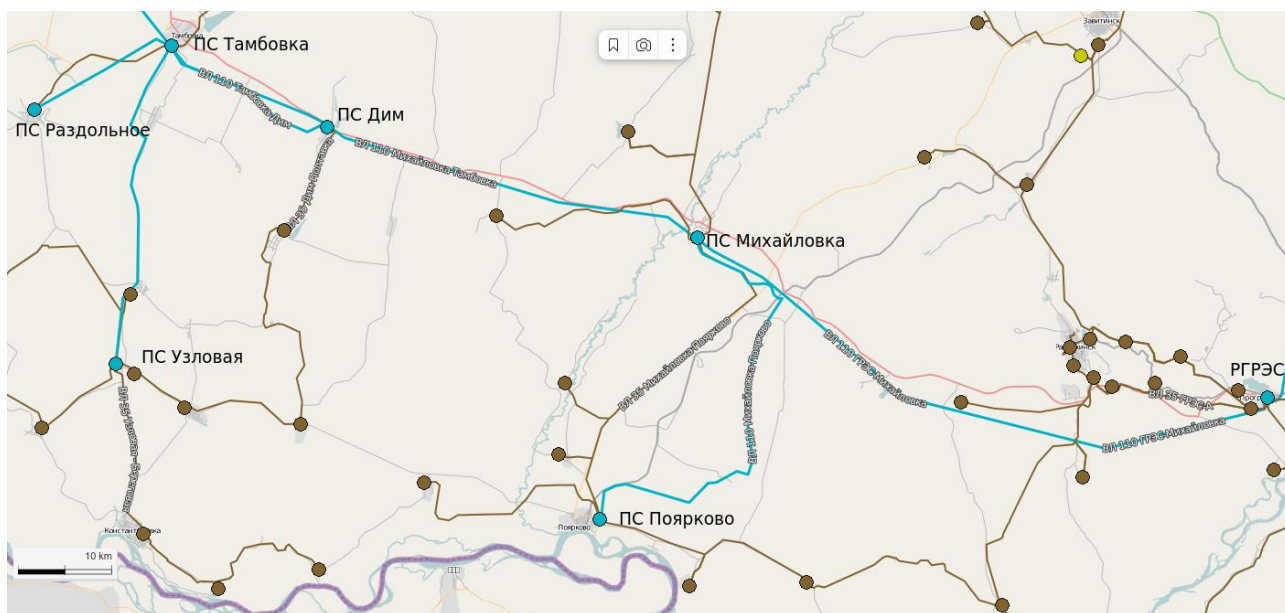
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Константиновский район Амурской области расположен на юге Зейско-Буреинской равнины. Граничит на северо-западе и севере с Тамбовским районом, на востоке – с Михайловским, на юге – государственная граница с КНР. Площадь района – 1,8 тыс. кв. км.

Центр района - село Константиновка, расположенное в 104 км от областного центра.

В настоящее время в состав Константиновского муниципального района входит 16 населенных пунктов, объединенных 11 муниципальными образованиями поселений, которые связаны с районным центром автомобильными дорогами. Карта схема района представлена на рисунке 1.

Рисунок 1 – Карта схема Константиновского района



К наиболее крупным селам относятся с. Константиновка (4629 человек), с. Нижняя Полтавка (1118 человек), с. Крестовоздвиженка (839 человек), с. Ключи

(700 человек). Ещё 7 населенных пунктов имеют численность населения от 300 до 500 человек и в 5 селах – от 100 до 300 человек.

Согласно [26] в геологическом отношении: песок, песчано-гравийная смесь и глина, пригодные для строительных целей, встречаются на всей территории района. На территории района имеется два крупных карьера по добыче песчано-гравийной смеси, использующий в основной части для ремонта автомобильных дорог.

Согласно [26] на территории района разведано и определено следующее месторождение строительных материалов:

- Константиновское – месторождение кирпичной глины расположено на окраине с. Константиновка, на левом берегу р. Амур.

Данное месторождение глины используется для производства красного кирпича. Действующий кирпичный завод осуществляет производство красного кирпича марки М-150; М-170.

Район располагает ресурсами подземных минеральных вод, которые добывают из двух скважин, расположенных в разных местах райцентра.

В Константиновском районе Амурской области активно развиваются различные отрасли экономики. Особое внимание уделяется сельскому хозяйству, в частности, выращиванию риса, сои, зерновых культур и разведению скота. Лесная промышленность также вносит значительный вклад в экономику региона, обеспечивая рабочие места и доходы для местного населения.

В центральной части Амурской области активно развивается промышленность, которая специализируется на производстве строительных материалов, продуктов питания, мебели и изделий из древесины. Благодаря развитой транспортной инфраструктуре, включающей автомобильные дороги, железнодорожные пути и водные маршруты, обеспечивается свободное перемещение людей и товаров.

Климат Константиновского района Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. Зима холодная (средняя температура января $-24,7^{\circ}\text{C}$), лето жаркое (средняя температура июля $+21,7^{\circ}\text{C}$).

Вегетационный период 168 дней, безморозных дней 142. Годовое количество осадков 470-500 мм, из которых 70% выпадает летом и около 8 % зимой. Мощность снегового покрова не превышает 20 см. [26]

Показания годовых осадков за 2024 год приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показания годовых осадков, мм

Мес.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Абс. макс	11	9	16	39	126	156	237	284	167	95	32	19
Сред.	7	8	14	21	45	89	129	112	82	29	12	11
Абс. мин.	2	2	11	6	7	23	24	21	35	4	2	1

На основании соответствующих карт климатического районирования территории РФ [18] Константиновский район Амурской области относится к третьему району по гололеду и третьему району по ветровому давлению. Климатические характеристики Константиновского района представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические характеристики Константиновского района Амурской области

Климатические характеристики	Количественное значение
1	2
Преобладающее направление ветра	3, СЗ
Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	32 м/с
Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	16 м/с
Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	15 мм
Температура воздуха при гололеде	– 5 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	– 52 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 36.1 °С
Среднегодовая температура воздуха	+6.2
Глубина промерзания грунта	2 м
Степень загрязнения атмосферы	II
Среднегодовая продолжительность гроз	50 часов

Продолжение таблицы 2

1	2
Среднегодовое количество осадков	900–1000 мм
Район по пляске проводов	умеренный
Район по гололеду	III
Ветровой район	III

Исходя из проведенного анализа климатических условий Константиновского района Амурской области для обеспечения надежной и безопасной работы оборудования, а также для предотвращения преждевременного износа, согласно [20] следует выбирать оборудование с климатическим исполнением УХЛ, что соответствует умеренному и холодному климату. К установке допускаются металлические опоры. Линии электропередачи допускаются воздушного исполнения.

1.2 Характеристика электрических сетей 110 кВ рассматриваемого района

Рассмотрим участок электросетевого комплекса центральной части Амурской области. Проведем анализ источников питания, а также анализ существующих подстанций и линий электропередач.

В качестве аналога возьмём часть сети, которая включает в себя подстанции с напряжением 110 кВ. Границы этой части сети определяются подстанциями с напряжением 110 кВ «Центральная» и ближайшим источником питания с таким же напряжением — Райчихинской ГРЭС.

Составим и будем в дальнейшем анализировать эквивалент участка сети. Однолинейная схема участка рассматриваемой сети представлена на рисунке 2.

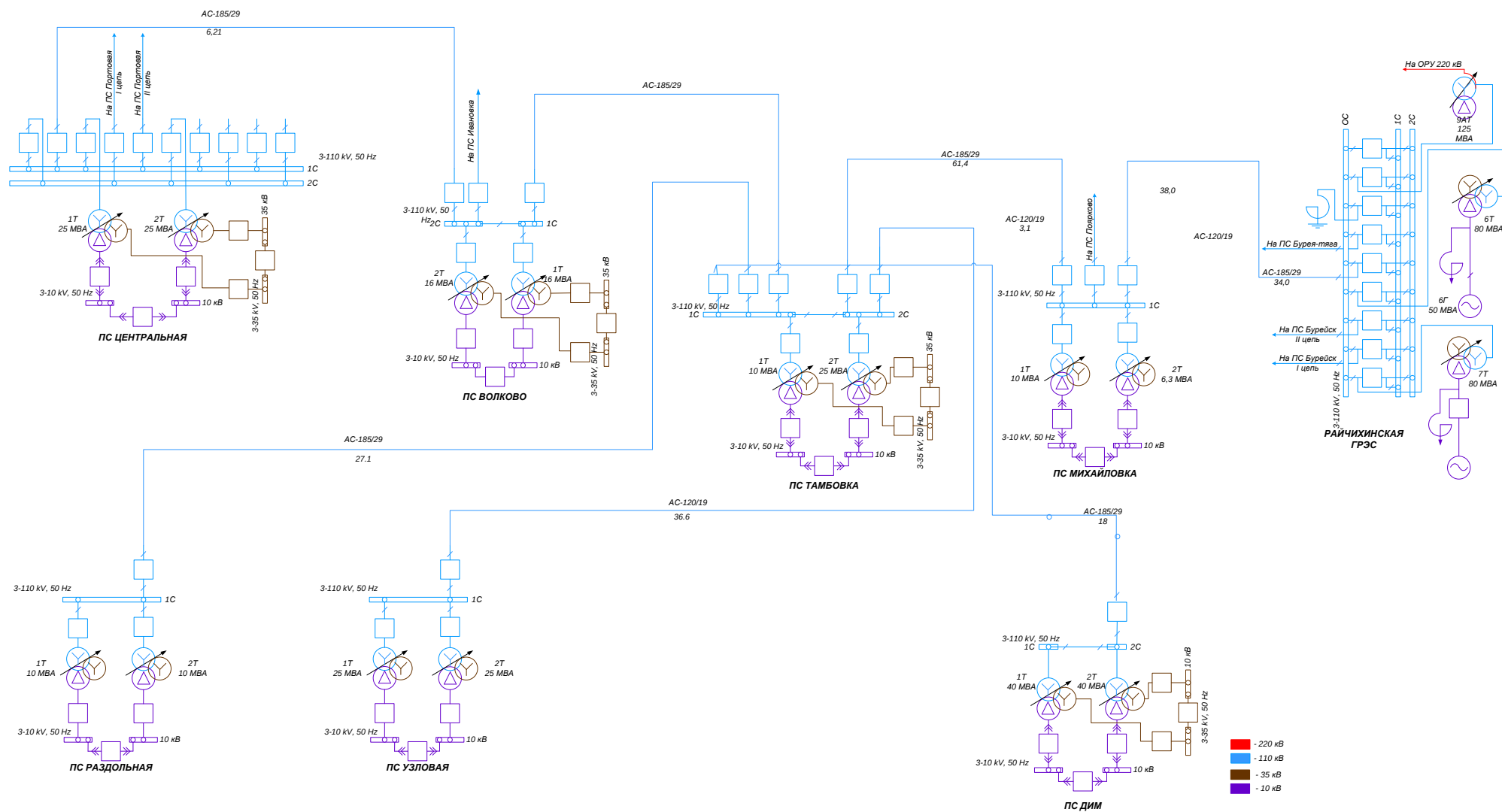


Рисунок 2 – Однолинейная схема электрической сети 110 кВ рассматриваемого участка сети

1.2.1 Общая характеристика источника питания

Ближайшим источником питания рассматриваемого района является Райчихинская ГРЭС.

Райчихинская ГРЭС — это тепловая электростанция, которая работает на паровых турбинах и производит как электричество, так и тепло. Установленная мощность станции составляет 83 мегаватта. Станция работает по схеме, которая предполагает выработку тепла в качестве побочного продукта при производстве электроэнергии. Основным топливом для станции является бурый уголь, добываемый на Райчихинском месторождении.

Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 35 кВ.

Схема РУ 220 кВ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные и 1 ячейка с обходным выключателем.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую систему шин.

Схема РУ 110 кВ: 13Н Две рабочие и обходная системы шин.

Количество ячеек: 4 линейных, 3 трансформаторные, 1 с обходным выключателем и 1 для подключения реактора.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую систему шин.

Параметры трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Трансформаторы на стороне 110 кВ

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АТДЦТН-125000/220/110	1	11	45	28	430	125	625	0,5
ТЦ-80000/110/10	2	13			600	250	1125	0,45

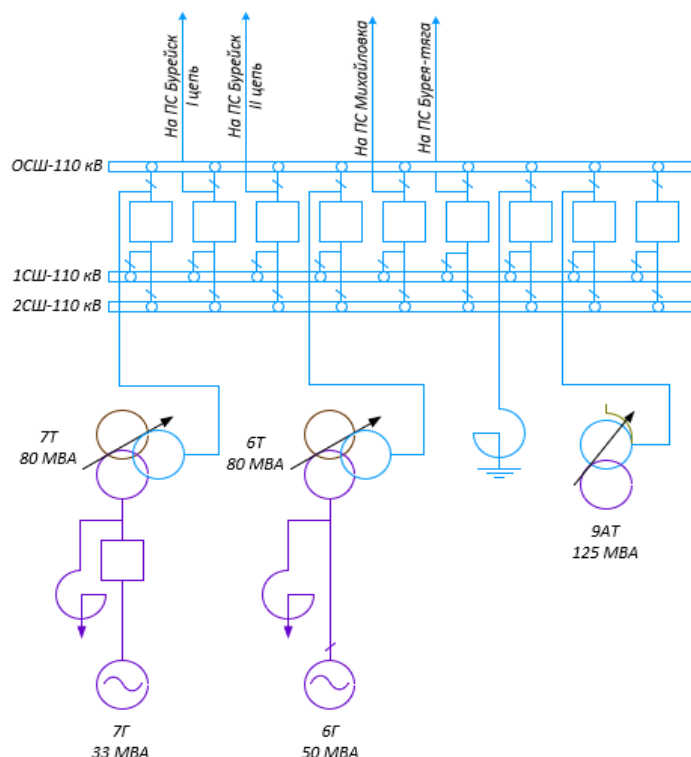


Рисунок 3 – Упрощенная однолинейная схема выдачи мощности Райчихинской ГРЭС 110 кВ

1.2.2 Общая характеристика подстанций

Эквивалент рассматриваемого участка сети включает в себя 12 подстанций, 4 из которых имеют высокий уровень напряжения 110 кВ, 8 имеют уровень высокого напряжения 35 кВ.

Более детальную информацию, с указанием типа трансформаторов, способа присоединения подстанции к сети и наименовании распределительного устройства приведем в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика существующих ПС 110 кВ

Наименование ПС	Тип трансформатора	Способ присоед. к сети	Вид РУ
1	2	3	4
ПС 110 кВ Тамбовка	ТДТН - 10000/110/35/10 ТДТН- 25000/110/35/10	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Волково	ТДТН- 10000/110/10 ТМТ-10000/110/10	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ПС 110 кВ Центральная	2 х ТДТН- 25000/110/35/10	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Михайловка	ТДТН- 10000/110/10 ТМТ-10000/110/10	Проходная	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Раздольное	2 х ТДТН - 10000/110/35/10	Тупиковая	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Узловая	2 х ТДТН- 25000/110/35/10	Тупиковая	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4)
ПС 110 кВ Дим	2 х ТДТН- 10000/110/35/10	Тупиковая	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4)
ПС 110 кВ Поярково	2 х ТДТН- 10000/110/35/10	Тупиковая	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4)

1.2.3 Общая характеристика линий электропередач

На рассматриваемой территории электрической сети реализована радиально-магистральная схема. Общая длина линий напряжением 110 кВ достигает 240 километров.

Основные параметры ЛЭП приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики линий электропередач 110 кВ

Наименование линии	Марка провода	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4
Центральная - Волково	АС – 185/24	6,1	ВЛ
Волково - Тамбовка	АС – 185/24	31	ВЛ
Раздольное – Тамбовка	АС – 185/24	17,1	ВЛ
Тамбовка - Узловая	АС - 120/19	25	ВЛ
Тамбовка - Михайловка	АС - 185/24 АС - 120/19	61,4 3,1	ВЛ
Михайловка - РГРЭС	АС - 120/19 АС - 185/29	38,0 34,0	ВЛ

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Тамбовка - Дим	АС - 120/19 АС - 95/16	7 12	ВЛ
Михайловка - Поярково	АС - 95/16	55,7	ВЛ

Анализ существующих линий 110 кВ показал, что все линии воздушного исполнения. Провода располагаются на стальных опорах в виде пространственных решетчатых конструкций, которые устанавливаются на железобетонных фундаментах. На ОРУ 110 кВ подстанций Дим, Узловая и Тамбовка имеются резервные ячейки, что является положительным фактором для дальнейшего развития территории. ОРУ 110 кВ ПС Тамбовка выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин и территория подстанции позволяет выполнить расширение ОРУ 110 кВ при необходимости

1.3 Анализ существующих режимов сети 110 кВ Константиновского района

Расчет электрических режимов и их анализ относятся к важной задаче при оценке состояния электросетевого комплекса, выявлении проблемных моментов.

В качестве исходных данных использовалась однолинейная схема электрической сети рассматриваемого района и информация о нагрузке подстанций в день зимнего контрольного замера 2024 года.

При прохождении производственной практики в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» в отделе организации энергоснабжения потребителей, с целью определения проблемных участков сети с точки зрения обеспечения надежного электроснабжения потребителей был произведен расчет существующего режима рассматриваемого участка сети.

Для расчета электрического режима рассматриваемого участка сети необходимо сформировать математическую модель электрической сети для решения нелинейного уравнения. При расчете режима сети, состоящей из множества элементов, пользуются программно-вычислительными комплексами.

В данной работе с целью расчета установившихся режимов будем использовать ПК RastrWin 3 [8].

Программный комплекс RastrWin 3 представляет собой специализированное программное обеспечение, предназначенное для проведения детальных расчетов, всестороннего анализа и оптимизации установившихся режимов функционирования электрических сетей и систем.

Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Пользователями данного расчетного комплекса являются не только ведущие ВУЗы страны, но крупные сетевые компания и Системный Оператор Единой Энергетической Системы.

С целью определения проблемных мест в рассматриваемом режиме были сделаны расчеты максимального режима.

Для моделирования рассматриваемого участка сети в нормальном режиме, зададим параметры в программный комплекс всех узлов и ветвей сети.

Базисный узел в сети - шина 110 кВ подстанции Центральная и в качестве генераторного узла- шины 110 кВ РГРЭС.

Описание узлов схемы замещения и расчет максимального режима приведены в таблицах 6 и 7. И на рисунке 4.

Таблица 6 – Параметры узлов в максимальном режиме существующей сети

Тип	№ узла	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ
				$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВт	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, МВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	1	Центральная	115						115
Нагр	2	Волково	110						114.03

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	3	Тамбовка	110	-	-		-	-	113.59
Нагр	4	Михайловка	110			-	-	-	113,54
Нагр	5	Узловая	110						113.08
Нагр	6	Дим	110	-	-	-	-	-	109.72
Ген	7	РГРЭС	110	-	-	2	12.6	115,0	115,00
Нагр	8	Раздольное	110						113.29
Нагр	21	Волково нейтр	110						
Нагр	22	Волково СН	35	5.2	1.2				35.01
Нагр	23	Волково НН	10	10.3	1				10.18
Нагр	30	Тамбовка нейтр	110	-	-	-	-	-	109.27
Нагр	31	Тамбовка СН	35	2-	-0.4	-	-	-	34.75
Нагр	32	Тамбовка НН	10	7	1.7	-	-	-	9.8
Нагр	41	Михайловка нейтр	110						114.07
Нагр	42	Михайловка СН	35	1	0.2				35.27
Нагр	43	Михайловка НН	10	1.8	0.4				10.14
Нагр	51	Узловая нейтр	110						112.3
Нагр	52	Узловая СН	35	1.5	0.4				35.71
Нагр	53	Узловая НН	10	7.3	2.3				10.07
Нагр	61	Дим нейтр	110	-	-	-	-	-	112.3
Нагр	62	Дим СН	35	-	-	-	-	-	34.79
Нагр	63	Дим НН	10	1.4	0.4	-	-	-	10.2
Нагр	81	Раздольное нейтр	110	-	-	-	-	-	113.11
Нагр	82	Раздольное СН	35	-	-	-	-	-	35.97
Нагр	83	Раздольное НН	10	6.7	0.8	-	-	-	10.16

Таблица 7 – Параметры ветвей в максимальном режиме существующей сети

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Коэффициент трансформации	Максимальный ток I _{max} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	2	Центральная - Волково	2.6	4.8	-66		251
ЛЭП	2	3	Волково - Тамбовка	2.4	4.6	-58		175
ЛЭП	3	4	Михайловка - Тамбовка	1.8	5.3	-73	-	67
ЛЭП	7	4	РайГРЭС - Михайловка	2.4	4.3	-66	-	69
ЛЭП	3	5	Тамбовка - Узловая	3.2	5.5	-76	-	48
ЛЭП	3	6	Тамбовка - Дим	2.2	4.4	-	-	18
ЛЭП	3	8	Тамбовка - Раздольное	1.6	2.8	- 46	-	69
Тр-р	2	21	Волково – Волково нейтр	0.75	28	25	1	80
Тр-р	21	22	Волково нейтр - Волково СН	0.75	-	-	0.318	27
Тр-р	21	23	Волково нейтр - Волково НН	0.75	17	-	0.09	53
Тр-р	3	31	Тамбовка – Там- бовка нейтр.	0.75	28	25	1	48
Тр-р	31	32	Тамбовка нейтр – Тамбовка СН	0.75	-	-	0.318	10
Тр-р	31	33	Тамбовка нейтр – Тамбовка НН	0.75	17	-	0.09	59
Тр-р	4	41	Михайловка - Михайловка нейтр	2.1	40	56	1	37
Тр-р	41	42	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	-	-	0.318	15
Тр-р	41	43	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	26	-	0.09	5
Тр-р	5	51	Узловая - Узловая нейтр	0.75	28	25	1	45
Тр-р	51	52	Узловая нейтр – Узловая СН	0.75	-	-	0.318	8
Тр-р	51	53	Узловая нейтр – Узловая НН	0.75	17	-	0.09	39
Тр-р	6	61	Дим – Дим нейтр	0.75	28	25	1	8

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	61	62	Дим нейтр – Дим СН	0.75	-	-	0.318	-
Тр-р	61	63	Дим нейтр – Дим НН	0.75	17	-	0.09	7
Тр-р	8	81	Раздольное - Раздольное нейтр	2.1	40	56	1	35
Тр-р	81	82	Раздольное нейтр - Раздольное СН	2.1	-	-	0.318	-
Тр-р	81	83	Раздольное нейтр - Раздольное НН	2.1	26	-	0.09	34

В рассматриваемом максимальном режиме уровни напряжений соответствуют требованиям. При сравнении расчётного напряжения и напряжения контрольных замеров видно, что эквивалент соответствует реальному режиму сети. Далее проводим анализ режима, используя сформированную модель сети.

Исследование максимального режима исследуемого участка сети позволило сделать следующие выводы:

В стандартных условиях эксплуатации при текущей нагрузке напряжение в узлах сети не превышает допустимых значений. Сила тока также не выходит за рамки допустимых показателей. Наиболее загруженным является участок Центральная – Волкова. Токовая нагрузка на данном участке – 255 А.

Следует отметить, что ПС 110/35/10 кВ Дим, ПС 110/35/10 кВ Раздольное и ПС 110/35/10 кВ Узловая не резервируются по сети 110 кВ. Все питаются от ПС 110/35/10 кВ Тамбовка по одноцепным ВЛ 110 кВ. Участок сети 35 кВ, который питает потребителей сел Орловка, Луговое и Береговое Константиновского района также не резервируется.

Результаты расчета максимального режима представлены на рисунке 4.

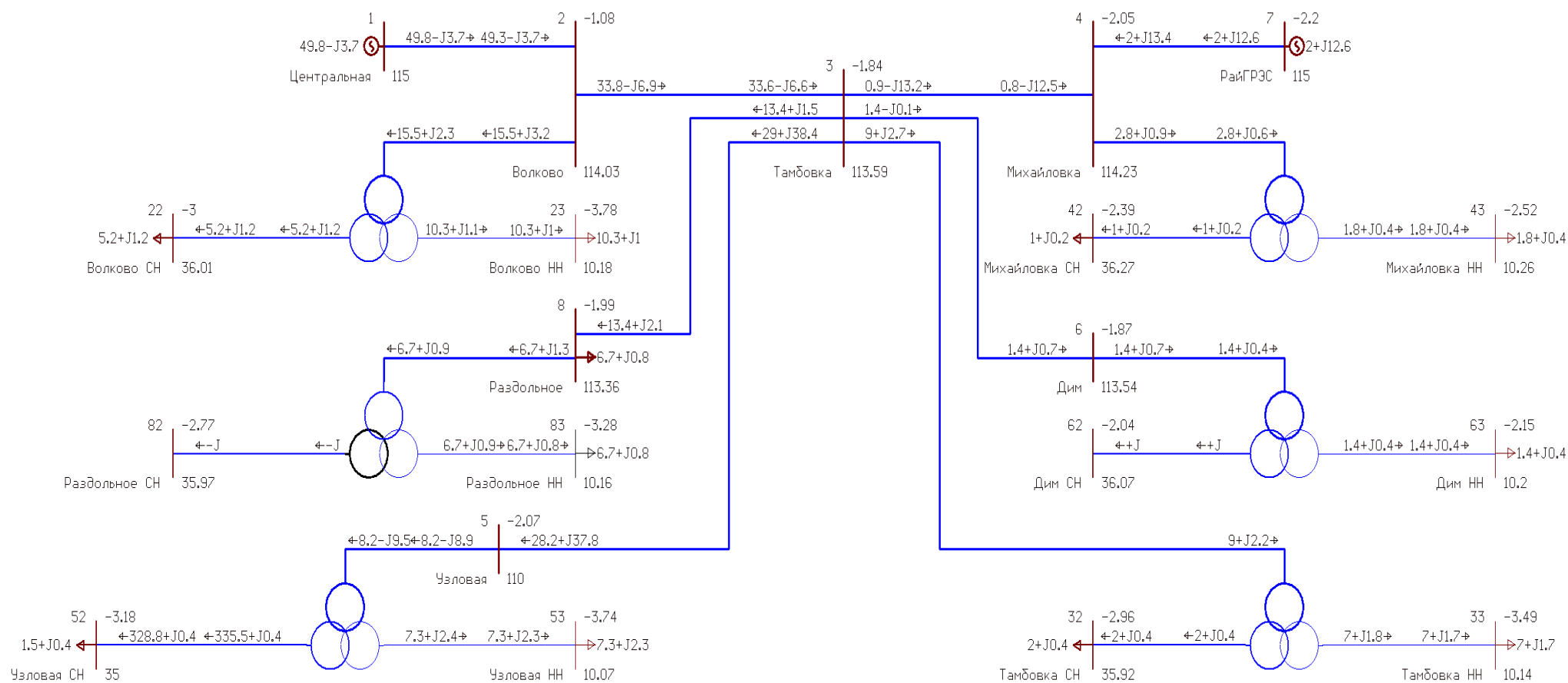


Рисунок 4 – Расчет максимального режима

1.4 Обоснование необходимости реконструкции сети 110 кВ Константиновского района

Электроснабжение Константиновского района в настоящий момент осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ Тамбовка-Узловая. От ПС Узловая по ВЛ-35 кВ питаются ПС Коврижка, Семидомка, Береговая, Орловка, Луговая. Питание резервировано только по напряжению 35 кВ., что недостаточно для надёжного электроснабжения района.

Согласно расчетам, проводимых службой режимов филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» при отключении ВЛ –110 кВ Тамбовка – Узловая, уровень напряжения в послеаварийном режиме на шинах 35 кВ подстанциях Береговая, Орловка, Узловая значительно ниже допустимого значения. Кроме этого, обрыв единственной питающей одноцепной ВЛ 35 кВ Узловая- Береговая приведет к погашению трех ПС 35/10 кВ, а именно ПС Береговая, ПС Орловка, ПС Луговая.

Учитывая, что Константиновский район постоянно развивается, с целью повышения надежности электроснабжения потребителей района предлагается сооружение подстанции 110/35/10 кВ Константиновка непосредственно в селе Константиновка.

Далее в работе рассмотрим реконструкцию сети Константиновского района при подключении подстанции 110/35/10 кВ Константиновка.

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Прогнозирование нагрузки является важным этапом проектирования электросетевого комплекса. Именно от правильного определения нагрузочных характеристик зависит правильность выполнения таких этапов проектирования, как выбор силовых трансформаторов, выбор сечения провода, выбор компенсирующих устройств.

Электрические нагрузки определяются при снятии контрольных показаний в дни контрольных замеров два раза в год в зимний и летний периоды.

Алгоритм расчета электрических нагрузок следующий:

Максимальные мощности, потребляемые потребителями подстанций рассматриваемого участка сети, были приняты исходя из зимнего контрольного замера в декабре 2024 года.

Средняя мощность представляет собой математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение периода наблюдения и применяется для подбора силовых трансформаторов.

По представленным формулам можно определить средние активную и реактивную мощности:

$$P_{\text{CP}} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (1)$$

$$Q_{\text{CP}} = \frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (2)$$

Эффективная активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\left(\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i \right)} \quad (3)$$

$$Q_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\left(\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i\right)} \quad (4)$$

Таблица 8 – Вероятностные характеристики электрических нагрузок на 2024 год

Зимний период							Летний период					
ПС	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{ма} х, МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
ПС 110 кВ Тамбовка	9.2	9.8	11	1.6	1.8	2	8.8	8.9	9.2	0.8	0.9	1
ПС 110 кВ Михайлов ка	1.7	1.9	2.1	0.3	0.4	0.5	1.2	1.3	1.8	0.2	0.2	0.3
ПС 110 кВ Раздольно е	7.3	7.7	7.8	1.1	1.4	1.9	6.2	6.4	6.8	0.9	1.1	1.3
ПС 110 кВ Узловая	0.67	0.7	0.8	0	0	0.1	0.5	0.5	0.6	0	0	0
ПС 110 Дим	1.8	1.9	2.1	0.3	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9	0.1	0.1	0.2
ПС 110 кВ Волково	12.6	11.3	14.3	2.1	1.9	2.7	10.7	9.4	12.2	1.8	1.6	2.3
ПС 110 кВ Константи новка	7	8,2	8,8	3,4	3,9	4,2	6,3	7,6	8,0	2,9	3,1	3,8

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов.

$$P_{\text{ср}i}^{\text{прогн}} = P_{\text{ср}i}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прогн}} - t_{\text{баз}}} \quad (5)$$

где $P_{\text{ср}i}^{\text{баз}}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки для Амурской области;

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки для Амурской области согласно [26] составляет 2,07 %, Прогноз нагрузок осуществляется на 2029 год.

Вероятностные характеристики представлены в таблице 8, результаты прогнозирования представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозируемые вероятностные характеристики на 2029 год

ПС	Зимний период						Летний период					
	$P_{ср},$ МВт	$P_{эф},$ МВт	$P_{max},$ МВт	$Q_{ср},$ Мвар	$Q_{эф},$ Мвар	$Q_{max},$ Мвар	$P_{ср},$ МВт	$P_{эф},$ МВт	$P_{max},$ МВт	$Q_{ср},$ Мвар	$Q_{эф},$ Мвар	$Q_{max},$ Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПС 110 кВ Тамбовка	9.8	10.2	11	1.6	1.8	2	8.8	8.9	9.2	0.8	0.9	1
ПС 110 кВ Михайловка	2.1	2.3	2.6	0.3	0.4	0.6	1.2	1.3	1.8	0.2	0.2	0.3
ПС 110 кВ Раздольное	7.3	7.7	8.3	1.1	1.4	1.9	6.2	6.4	6.8	0.9	1.1	1.3
ПС 110 кВ Узловая	0.67	0.7	0.81	0	0	0.1	0.5	0.5	0.6	0.1	0.1	0.1
ПС 110 Дим	2.3	2.2	2.4	0.3	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9	0.2	0.2	0.3
ПС 110 кВ Волково	12.6	11.3	14.3	2.1	1.9	2.7	10.7	9.4	12.2	1.8	1.6	2.3
ПС 110 кВ Константиновка	7,7	8,9	9,7	3,8	4,1	4,7	6,9	8,1	8,2	3,1	3,7	8,8

В результате расчета определили прогнозные вероятностные характеристиками электрических нагрузок на 2029 год.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ КОНСТАНТИНОВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов реконструкции электрической сети

При разработке вариантов реконструкции в связи с подключением новой подстанции следует учитывать определенные принципы.

Варианты должны быть обеспечивать надежное электроснабжения, с учетом категоричности потребителей.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения потребители - электроприемники разделяются на следующие категории:

I категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

II категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

III категория – все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

В контексте планируемого подключения потребителей I и II категорий надежности к подстанции Константиновка, необходимо обеспечить их непрерывное электроснабжение. Для этого подстанция должна быть подключена к двум независимым источникам питания или снабжена двухцепной линией электропередачи. Данный подход обеспечивает высокую степень резервирования и минимизирует риск перебоев в электроснабжении, что является критически важным для обеспечения бесперебойного функционирования потребителей, относящихся к

указанным категориям надежности. Также следует рассматривать варианты присоединения подстанции к подстанциям, расположенным на минимальном расстоянии, с учетом наличия возможности расширения распределительного устройства.

Для решения поставленной задачи по увеличению надежности электроснабжения потребителей Константиновского района Амурской области путем резервирования сети 110 и 35 кВ в качестве нового центра питания предлагается подстанция напряжением 110/35/10 кВ.

Рассмотрим несколько вариантов реконструкции сети Константиновского района с целью увеличения надежности электроснабжения потребителей данного района.

3.1.1 Первый вариант реконструкции сети

В качестве варианта рассмотрим присоединение ПС 110/35/10 Константиновка одноцепной ВЛ к ПС 110/35/10 кВ Узловая и одноцепной ВЛ к подстанции 110/35/10 Тамбовка. Схема подключения показана на рисунке 5.

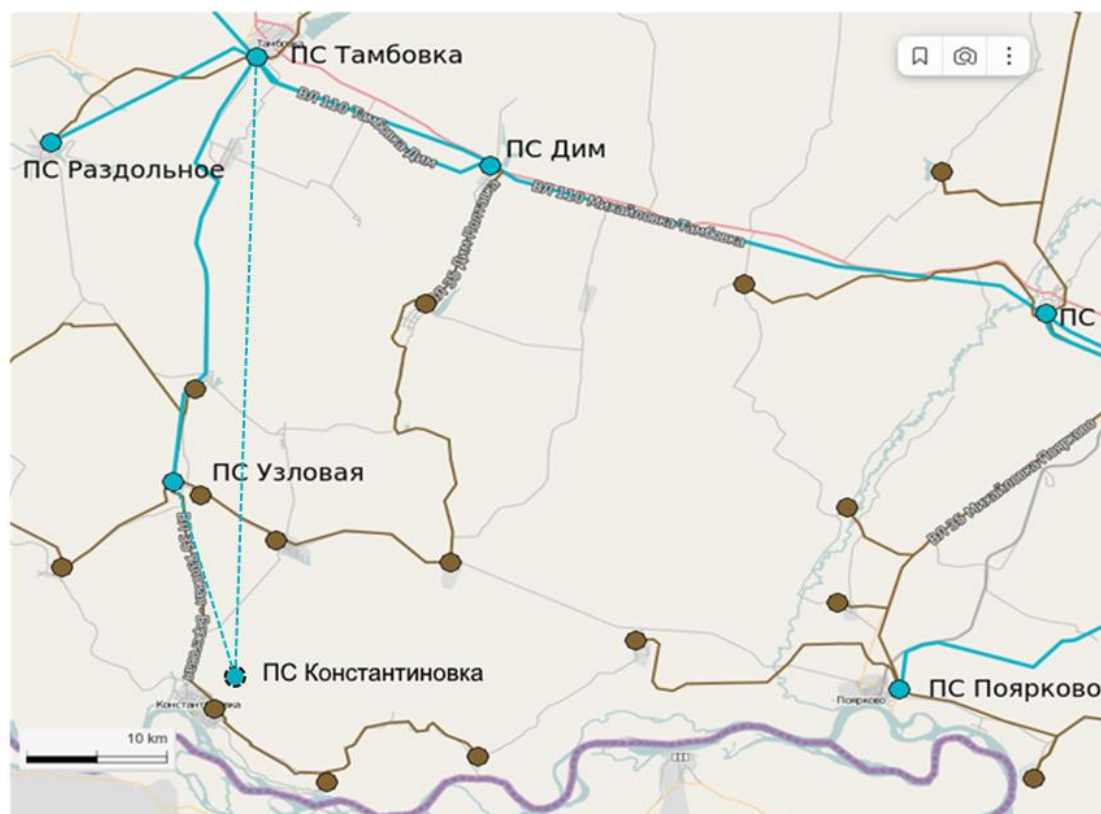


Рисунок 5 – Схема присоединения ПС Константиновка по первому варианту

При такой схеме присоединения подстанция 110/35/10 Константиновка

является проходной. В данном случае необходимо выполнить:

- сооружение ВЛ 110 кВ Константиновка – Тамбовка общей протяженностью 60 км;
- сооружение ВЛ 110 кВ Константиновка –Узловая общей протяженностью 17 км;
- сооружение двухтрансформаторной ПС Константиновка.
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Тамбовка в связи с расширением на 1 линейную ячейку;
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Узловая в связи с установкой 1 линейной ячейки.

3.1.2. Второй вариант реконструкции сети

В качестве второго варианта рассмотрим присоединение ПС 110/35/10 Константиновка одноцепной ВЛ к ПС 110/35/10 кВ Узловая и одноцепной ВЛ к подстанции 110/35/10 Дим. Схема подключения показана на рисунке 6.

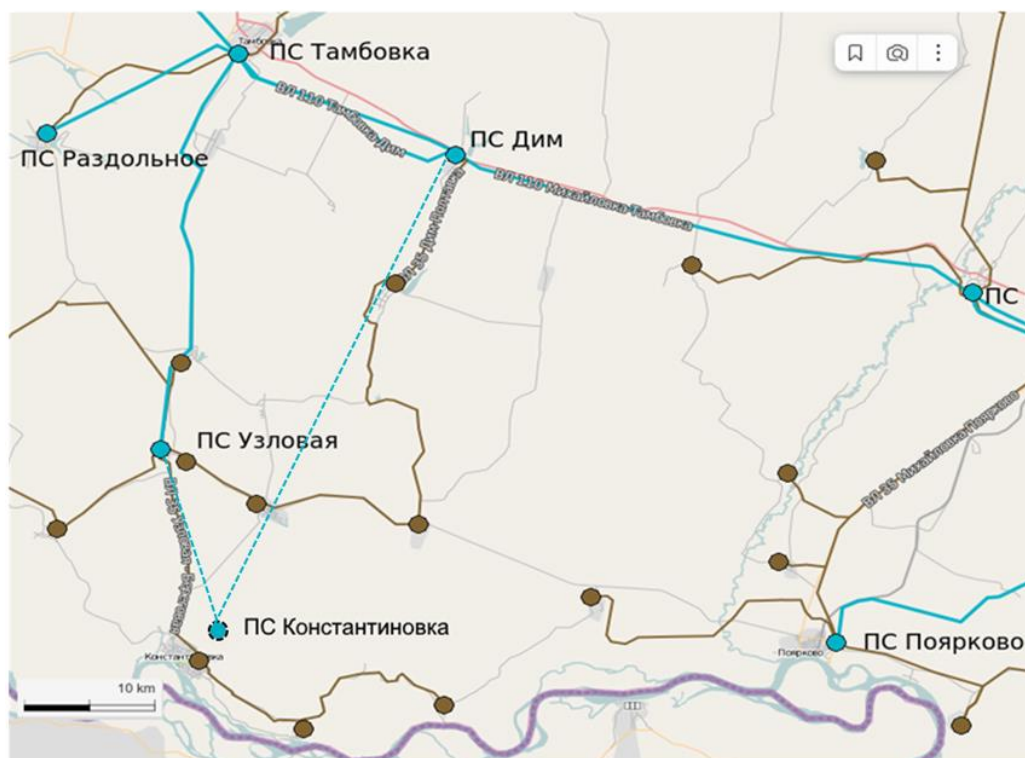


Рисунок 6 – Схема присоединения ПС Константиновка по второму варианту

При такой схеме присоединения подстанция 110/35/10 Константиновка

является проходной. В данном случае требуется:

- сооружение ВЛ 110 кВ Константиновка – Дим общей протяженностью 53 км;
- сооружение ВЛ 110 кВ Константиновка – Узловая общей протяженностью 17 км;
- сооружение двухтрансформаторной ПС Константиновка.
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Дим в связи с расширением на 1 линейную ячейку;
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Узловая в связи с расширением на 1 линейную ячейку.

Достоинством данного варианта является высокая надежность передачи электрической энергии (мощности).

3.1.3 Третий вариант реконструкции сети

В качестве третьего варианта рассмотрим присоединение ПС 110/35/10 Константиновка одноцепной ВЛ к ПС 110/35/10 кВ Узловая и одноцепной ВЛ к подстанции 110/35/10 Тамбовка. Схема подключения показана на рисунке 7.

При такой схеме присоединения подстанция 110/35/10 Константиновка является проходной. В данном случае требуется:

- сооружение ВЛ 110 кВ Узловая – Константиновка общей протяженностью 17 км;
- сооружение ВЛ 110 кВ Константиновка – Поярково общей протяженностью 57 км;
- сооружение двухтрансформаторной ПС Константиновка.
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Поярково в связи установкой 1 ячейки;
- реконструкция РУ 110 кВ ПС Узловая в связи с установкой 1 ячейки.

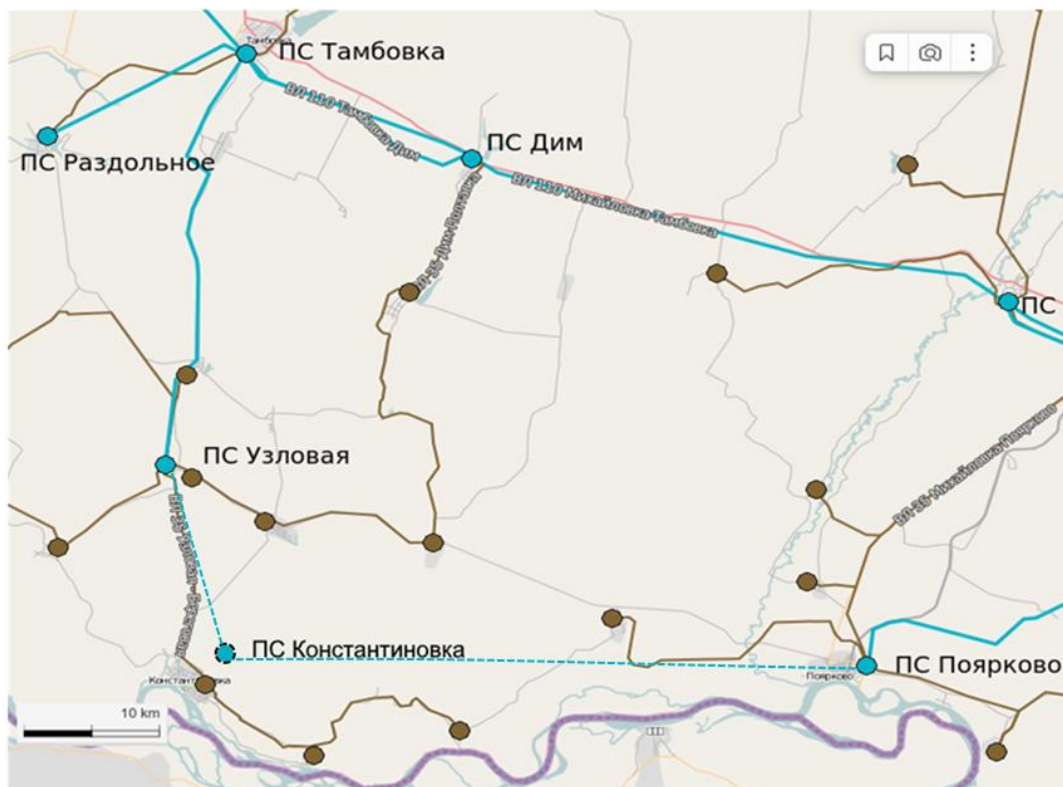


Рисунок 7 – Схема присоединения ПС Константиновка по третьему варианту

3.2 Выбор компенсирующих устройств

Вопросы компенсации реактивной мощности имеют большое значение для передачи электрической энергии (мощности) до потребителя надлежащего качества. Если по элементам электрической сети протекает большая реактивная мощность, что вызывает падение напряжения в сети и увеличивает потери электроэнергии и мощности.

Перетоки реактивной мощности оказывают отрицательное воздействие на изоляцию компонентов электроэнергетической системы. Особенно это касается силовых трансформаторов.

Когда через трансформатор проходит реактивная мощность, возникают дополнительные потери нагрузки, что приводит к его дополнительному нагреву. При этом нагреваются не все части трансформатора, а только определённые участки, которые и так испытывают термическую нагрузку в нормальном режиме работы. Это приводит к быстрому износу изоляции на этих участках.

Реактивную мощность эффективнее не передавать непосредственно из энергосистемы, а генерировать непосредственно на подстанции. В отличие от активной мощности, реактивная мощность может быть создана не только генераторами, но и специальными устройствами, которые называются компенсаторами. К таким устройствам относятся конденсаторы, синхронные компенсаторы и статические источники реактивной мощности, которые устанавливаются на подстанциях электрической сети.

В процессе установки компенсирующих устройств на низком напряжении (НН) подстанции наблюдается значительное снижение потоков реактивной мощности, циркулирующих через трансформатор. Это приводит к существенному уменьшению теплового воздействия на изоляционные материалы трансформатора, что, в свою очередь, способствует увеличению его эксплуатационного ресурса и повышению надежности функционирования. Таким образом, внедрение компенсирующих устройств является эффективным техническим решением для оптимизации работы трансформаторного оборудования и минимизации рисков, связанных с термическим старением изоляции.

Для выбора КУ на ПС Константиновка проводим расчет по следующему алгоритму.

Рассчитываем требуемую мощность компенсирующего устройства на подстанции:

$$Q_{КУ} = Q_{max} - P_{max}tg \quad (6)$$

где P_{max} – максимальная мощность подстанции, МВт;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности, 0.48.

На подстанции, определяем, какую реактивную мощность необходимо компенсировать на каждой секции шин в течение одной секунды:

$$Q_{\text{КУ1сш}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{КУ}}}{N_{\text{сш}}} \quad (7)$$

где $N_{\text{сш}}$ – число секций шин на низкой стороне ПС, принимаем равным 2.

Из ассортимента стандартных компенсаторов, которые производит предприятие по КУ, выбирается подходящий вариант учитывая значение $Q_{\text{КУ1сш}}$. Затем идет обнаружение несглаженной реактивной мощности:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - N_{\text{сш}} \cdot Q_{\text{КУФ}} \quad (8)$$

где $Q_{\text{КУФ}}$ - фактическая мощность всех компенсирующих устройств на ПС, Мвар.

Производим расчет по формулам 6-7:

$$Q_{\text{КУ}} = 4.7 - 9.7 \cdot 0.4 = 0.8 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{КУ1сш}} = 1,1 \cdot \frac{0.8}{2} = 0.45 \text{ МВАр}$$

Выбираем компенсирующие устройства марки УКРЛ(П)-100-10.5-2 штуки и УКРЛ(П)-250-10.5-1 на каждую секцию шин.

$$Q_{\text{неск}} = 4.7 - 2 \cdot (0.2 + 0.25) = 3.8 \text{ МВАр}$$

В процессе анализа проблем, связанных с регулированием реактивной мощности, были выбраны устройства для компенсации на новом узле питания. В частности, были выбраны два устройства УКРМ – 100-10 и одно устройство УКРЛ(П)-250-10.5, которые будут установлены на каждой секции 10 кВ.

На действующих подстанциях нет необходимости в установке компенсирующих устройств, поскольку показатель реактивной мощности в узлах находится в рамках допустимых значений.

3.3 Расчет и выбор силового трансформатора на подстанции 110/35 кВ Константиновка

На подстанции 110/35/10 кВ в Константиновке необходимо установить не менее двух силовых трансформаторов. Это связано с тем, что к подстанции уже

подключены и планируется подключение потребителей первой и второй категории надёжности.

В случае выхода из строя одного из трансформаторов, для обеспечения необходимого уровня надёжности предусмотрен автоматический ввод резерва. Это достигается за счёт включения секционных выключателей, которые установлены между соответствующими секциями шин.

Расчётную мощность силового трансформатора можно определить по следующей формуле:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_3} \quad (9)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

P_{cpi} – среднее значение активной мощности одной ПС в зимний период;

$Q_{нески}$ – некомпенсированная мощность ПС в зимний период

Определяем расчетную мощность на подстанции Константиновка

$$S_{рас} = \frac{\sqrt{9,7^2 + 3,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,2 \text{ МВА}$$

Выбираем трехобмоточный трансформатор ТДТН 10000/110/35/10.

Трансформатор трёхфазный, трёхобмоточный, с масляным охлаждением, предназначенный для работы в сетях общего назначения. Оснащён устройством для регулирования напряжения под нагрузкой.

Далее определим коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме используя формулы 10 и 11.

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{рас}} \quad (10)$$

$$K_{3па} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{рас}} \quad (11)$$

В нормальном режиме K_3 не должен превышать 0,7. В послеаварийном режиме K_3 должен быть меньше или равен 1,4.

Коэффициенты загрузки трансформаторов на ПС Константиновка:

$$K_3 = K_3 = \frac{\sqrt{9,7^2 + 3,8^2}}{2 \cdot 10} = 0,55;$$

$$K_{3па} = \frac{\sqrt{9,7^2 + 3,8^2}}{10} = 1,1$$

Условие не превышения коэффициентов загрузки нормативных значений для выбранных трансформаторов, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах соблюдается.

3.4 Выбор сечения провода

Существует несколько методов, позволяющих выбрать сечение провода, который бы соответствовал не только необходимой токовой нагрузки, но и был экономически обоснован.

В работе применен метод экономических токовых интервалов.

Выбор сечений воздушных линий ведется по рабочему току, который определяется исходя из максимального тока:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max.з}^2 + Q_{неск.з}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}} \cdot 10^3 \quad (12)$$

где n – количество цепей;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение;

P_{max} – максимальная мощность нагрузки на участке цепи;

$Q_{\text{НЕСК}}$ – некомпенсированная мощность нагрузки на участке цепи.

$$I_P = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (13)$$

где I_{max} – максимальный ток, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ($T_M = 6000\text{ч}$). Примем данный коэффициент равных 1,3.

Выбранное сечение провода следует проверить по длительно допустимому току.

$$I_{\text{д.д}} = I_{\text{р.п}} \quad (14)$$

где $I_{\text{д.д}}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{\text{р.п}}$ – расчетный послеаварийный ток, А.

Определим сечение провода для первого варианта.

Потокораспределение активной и реактивной мощности для второго варианта реконструкции представлен на рисунке 8.

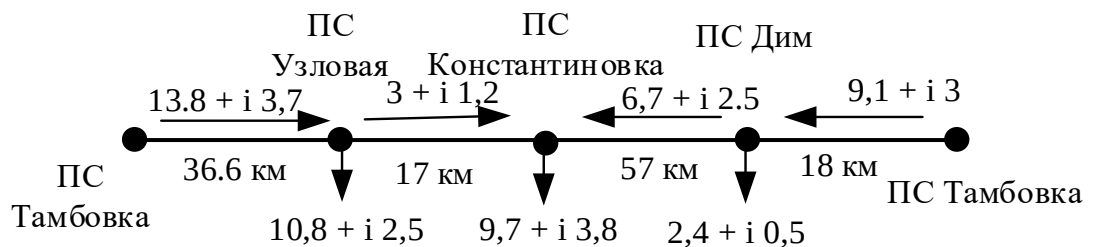


Рисунок 8 – Потокораспределение активной и реактивной мощности

Таким образом, определим максимально рабочий ток, который будет протекать по ВЛ 110 кВ Дим– Константиновка по формуле 12:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{6.7^2 + 2.5^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{110} \cdot 1} \cdot 10^3 = 36 \text{ A}$$

По расчетному значению тока, принимая, что будут установлены стальные опоры, определяется сечение линии по экономическим токовым интервалам [7].

Учитывая, что территория проектирования расположена в Ш районе по гололеду, провод будет располагаться на одноцепных стальных опорах принимается провод марки АС-150/24.

В зависимости от принятого сечения определяется длительно допустимый ток. Для сечения провода АС – 150/24 длительно допустимый ток $I_{дд} = 450 \text{ A}$.

Проверим, что выбранное сечение провода не превышает параметры тока в послеаварийном режиме длительно допустимого тока.

Режим, в котором происходит восстановление работы линии электропередачи Тамбовка — Узловая после аварии, является тяжелым послеаварийным. Потокораспределение активной и реактивной мощности в послеаварийном режиме представлено на рисунке 9.

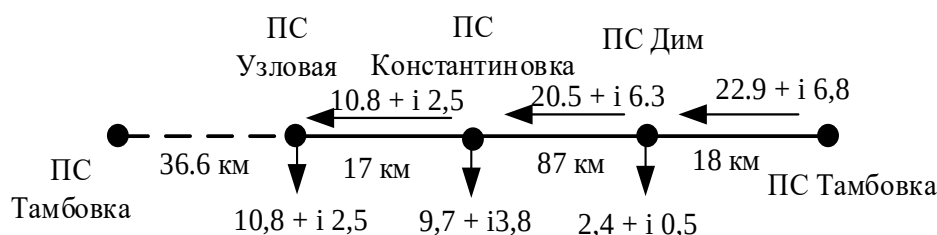


Рисунок 9 – Потокораспределение активной и реактивной мощности при отключении линии 110 кВ Тамбовка - Узловая.

Производим расчёт тока в послеаварийном режиме по формуле 12:

$$I_{П.АВ} = \frac{\sqrt{20.5^2 + 6.3^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1.05 \cdot 1.3 = 158 \text{ A}$$

$$158 \leq 450$$

Условие соблюдается.

Аналогично выбираем сечение провода ВЛ для остальных вариантов.

Данные выбора сечения линии электропередач сведены в таблицу 10.

Таблица 10 - Выбор сечения провода

Участок	$I_{\text{расч}}, \text{ А}$	Марка	L, км	$I_{\text{П.ЛВ}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6
1 вариант реконструкции					
ВЛ 110 кВ Тамбовка - Константиновка	44	АС-150/24	57	112	450
ВЛ 110 кВ Узловая - Константиновка	32	АС-150/24	17	97	450
2 вариант реконструкции					
ВЛ 110 кВ Дим - Константиновка	36	АС-150/24	87	158	450
ВЛ 110 кВ Узловая - Константиновка	22	АС-150/24	17	82	450
3 вариант реконструкции					
ВЛ 110 кВ Поярково - Константиновка	36	АС-150/24	87	158	450
ВЛ 110 кВ Узловая - Константиновка	22	АС-150/24	17	82	450

Таким образом, был произведен выбор сечения провода для трех вариантов реконструкции сети методом экономических токовых интервалов. Учитывая климатические характеристики Константиновского района – III район по ветру и III район по гололеду, минимальное сечение провода ВЛ 110 кВ на стальных опорах является провод АС-150/24.

Учитывая, что в трех рассматриваемых вариантах отличия составляет длина сооружаемых ВЛ, то для дальнейшего рассмотрения оставляем два варианта с наименьшей длиной линий. Это вариант 2 и вариант 3.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решения по выбору варианта реконструкции электрической сети района Константиновского района Амурской области проведем на основе технико – экономического сопоставления.

Сравнение вариантов происходит на основе анализа сравнительной экономической эффективности инвестиций.

Для выбора наиболее выгодного варианта используется экономический показатель, который называется приведёнными затратами. Они рассчитываются по формуле и должны быть минимальными.

$$З = E \cdot K + И \quad (15)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,12;

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

$И$ – ежегодные эксплуатационные издержки, руб./год.

4.1 Расчет капитальных вложений

Цель этого раздела — рассчитать инвестиции в строительство линий электропередач и подстанций.

Для создания новых объектов, расширения существующих, а также для модернизации и технического переоснащения предприятий требуются материальные, трудовые и финансовые ресурсы. Общая сумма этих ресурсов называется капитальными вложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [28]:

- капитальные вложения на сооружение подстанций;
- капитальные вложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \quad (16)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – капитальные вложения в строительство в подстанции;

$K_{\text{ВЛ}}$ – капитальные вложения в строительство линий электропередачи.

Инвестиции в строительство подстанций определяются стоимостью трансформаторов и компенсирующих устройств, а также затратами на создание распределительного устройства. Кроме того, необходимо учитывать постоянные расходы, связанные с прокладкой коммуникаций, благоустройством территории и другими работами.

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ТР}} + K_{\text{От.З.}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ЗОН}} \quad (17)$$

где $K_{\text{ТР}}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{\text{От.З.}}$ – стоимость отведенной земли;

$K_{\text{КУ}}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{\text{ОРУ}}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постоянная часть затрат;

$K_{\text{П}}$ – переводной коэффициент (индекс изменения сметной стоимости);

$K_{\text{ЗОН}}$ – зональный коэффициент (для ДВ);

Все цены, применяемые в данном расчете, согласно [16] указаны на 2000 год.

4.1.1 Второй вариант реконструкции

Подстанция 110/35/10 Константиновка и расширение ПС 110 кВ Дим и ПС 110 кВ Луговая на одну ячейку выключателя.

Постоянная часть:

$$K_{\text{ПОСТ.2}} = 21000 \text{ тыс. руб}$$

Капитальные вложения в сооружение ОРУ:

$$K_{\text{ОРУ.Конст.2}} = 3 \cdot 7000 + 5 \cdot 2000 = 31000 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ОРУ.Дим.2}} = 7000 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ОРУ.Узловая.2}} = 7000 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\text{ОРУ.сумм.2}} = K_{\text{ОРУ.Узловая.1}} + K_{\text{ОРУ.Дим.1}} + K_{\text{ОРУ.Конст.1}} = 45000 \text{ тыс. руб}$$

Капитальные вложения в установку трансформаторов:

$$K_{\text{ТР.Конст.2}} = 2 \cdot 5900 = 11800 \text{ тыс. руб}$$

Капитальные вложения в компенсирующие устройства:

$$K_{\text{КУ.Конст.2}} = 3500 \text{ тыс. руб}$$

Исходя из этого:

$$K_{\text{ПС.2}} = (11800 + 45000 + 3500 + 28000 + 21000) \cdot 11,5 \cdot 1,4 = \\ = 1759730 \text{ тыс. руб.}$$

Далее определяем капитальные вложения на сооружение линий 110 кВ Константиновка – Дим и Константиновка – Узловая общей протяженностью 70 км.

Затраты на отвод земли:

Площадь постоянного отвода земли для стальных опор ВЛ принимаем равной 70 м².

Затраты на вырубку просеки устройство лежневых дорог для ВЛ 110 кВ составляют 95 тыс. руб/км

$$K_{\text{От.З.Л.2}} = 70 \cdot 70 + 95 \cdot 104 = 9880 \text{ тыс. руб}$$

Удельные затраты на 1 км для одноцепной линии составляют 1050 тыс. руб/км.

Исходя из этого:

$$K_{\text{ЛЭП.2}} = 70 \cdot 1050 = 87200 \text{ тыс. руб}$$

Рассчитываем капитальные вложения на строительство линий по формуле 18:

$$K_{\text{ВЛ}} = (K_{\text{От.З.Л}} + K_{\text{ЛЭП}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{ЗОН}} \quad (18)$$

Получаем:

$$K_{\text{ВЛ.2}} = (87200 + 9800) \cdot 11,5 \cdot 1,4 = 920900 \text{ тыс. руб}$$

Итого капитальные вложения на сооружение электросетевого комплекса для второго варианта реконструкции:

$$K_2 = 1759730 + 920900 = 2875630 \text{ тыс. руб}$$

4.1.2 Третий вариант реконструкции

Принимая во внимание, что инвестиции в строительство подстанции в данном случае соответствуют расчётам по второму варианту модернизации, рассчитаем затраты на строительство линий.

Длина обеих линий составит 74 км.

Затраты на отвод земли:

Площадь постоянного отвода земли для стальных опор ВЛ принимаем равной 70 м².

Затраты на вырубку просеки устройство лежневых дорог для ВЛ 110 кВ составляют 95 тыс. руб/км.

Получаем:

$$K_{\text{от.з.л.з}} = 74 \cdot 70 + 74 \cdot 95 = 12210 \text{ тыс. руб}$$

Удельные затраты на 1 км для одноцепной линии составляют 1050 тыс. руб/км.

Исходя из этого:

$$K_{\text{лэп.з}} = 74 \cdot 1050 = 77700 \text{ тыс. руб}$$

По итогу рассчитываем капиталовложения на сооружение линий:

$$K_{\text{вл.з}} = (12210 + 77700) \cdot 11,5 \cdot 1,4 = 1447551 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения на сооружение электросетевого комплекса для второго варианта:

$$K_3 = 1759730 + 1447551 = 3207281 \text{ тыс. руб}$$

4.2 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек

Издержки включают в себя три составляющие и определяются по формуле:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{э.р}} + И_{\text{дв}} \quad (19)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на покупку электроэнергии с целью компенсации потерь, возникающих в электросетевом комплексе;

Амортизационные отчисления на реновацию находим по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cp}} \quad (20)$$

где K – капиталовложения в сооружения, руб;

T_{cp} – срок службы оборудования, принимаем равным 25 лет.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{нэолэп} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{нэопс} \cdot K_{ПС} \quad (21)$$

где $\alpha_{нэолэп}$, $\alpha_{нэопс}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{нэолэп} = 0,008$; $\alpha_{нэопс} = 0,059$ - для 110 кВ).

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (22)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

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

Для территории Амурская область среднегодовой тариф на покупку потерь составляет 3,2 руб/кВтч.

4.2.1 Расчет издержек для второго варианта

Амортизационные отчисления на реновацию находим по формуле 20.

$$I_{AM.2} = \frac{3675630}{25} = 147025,2 \text{ тыс. руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле 21.

$$И_{Э.Р.2} = 0,008 \cdot 1759730 + 0,059 \cdot 1915900 = 113038,1 \text{ тыс. руб}$$

Потери электроэнергии включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

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

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP} \quad (23)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_L = 3I_{\max}^2 \cdot R_L \cdot T_{\max} \quad (24)$$

$T_{\max}$ – продолжительность использования наибольшей нагрузки, принимаем
 $T_{\max} = 5900 \text{ ч.};$

Активное сопротивление линии, Ом:

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot L_{TP}, \quad (25)$$

где n - число цепей;

r_0 - удельное сопротивление провода, Ом/км;

L_{TP} - длина трассы, км.

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = (\Delta P_c + P_{Мном} \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2) \cdot T_{\max} \quad (26)$$

$$\Delta W_{.2} = 12474 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки на компенсацию потерь, определяются с учетом тарифа на покупку электроэнергии с целью компенсации потерь. В бизнес плане филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» тариф принят 3.2 рубля за кВтч

$$И_{\Delta W.2} = 12474 \cdot 3,2 = 39917 \text{ тыс. руб}$$

Определим суммарные издержки для первого варианта:

$$И_{.2} = 147025,2 + 113038,1 + 39917 = 299980,3 \text{ тыс. руб}$$

4.2.2 Расчет издержек для третьего варианта

Амортизационные отчисления на реновацию находим по формуле 20.

$$И_{\text{АМ.3}} = \frac{3207281}{25} = 128291,2 \text{ тыс. руб}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле 21.

$$И_{\text{Э.Р.3}} = 0,008 \cdot 1759730 + 0,059 \cdot 1447551 = 99483,3 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta W_{.3} = 11260 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таким образом издержки на компенсацию потерь, с учетом тарифа потерь для территории Амурской области

$$И_{\Delta W.3} = 11260 \cdot 3,2 = 36032 \text{ тыс. руб}$$

Определим суммарные издержки для второго варианта:

$$И_{.3} = 128291,2 + 99483,3 + 36032 = 263806,5 \text{ тыс. руб}$$

4.3 Определение статических приведенных затрат

Определим статические приведенные затраты для двух вариантов реконструкции сети 110 кВ подстанции Константиновка по формуле 15.

$$З_{.2} = 0,14 \cdot 3207281 + 263806,5 = 712825,8 \text{ тыс. руб}$$

$$З_{.3} = 0,14 \cdot 3675630 + 299980,3 = 814568,5 \text{ тыс. руб}$$

Результаты расчетов для определения оптимального варианта реконструкции сетей 110 кВ Константиновского района сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Технико-экономические показатели для вариантов реконструкции сети 110 кВ Константиновского района

Показатель	Вариант 2	Вариант 3
Капиталовложения, тыс. руб.	2 698 682	3 207 281
Издержки, тыс. руб.	195 605,3	263 806,5
Приведённые затраты, тыс. руб.	573 420,8	712 825,8

По итогу сравнения двух предложенных вариантов реконструкции сети 110 кВ Константиновского района выбираем для дальнейшей проработки вариант с наименьшими приведенными затратами, то есть 2: подключение подстанции 110 кВ Константиновка ВЛ 110 кВ Узловая – Константиновка и ВЛ кВ Константиновка - Дим.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС КОНСТАНТИНОВКА

Электрическую подстанцию 110/35/10 кВ Константиновка предлагается установить непосредственно в селе Константиновка, что повысит надежность электроснабжения потребителей Константиновского района. Кроме того, новый центр питания в рассматриваемом энергоузле позволит в дальнейшем осуществить подключение перспективной нагрузки потребителей по заявкам на технологическое присоединение.

Предлагается сооружение ПС открытого типа, в котором предусматривается размещение следующего основного электротехнического оборудования:

- силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 (ТДН-10000/110/35/10);
- выключатели;
- ограничители перенапряжений;
- трансформаторы собственных нужд 10 кВ.

Учитывая, что ПС Константиновка по способу подключения является проходной и работает на транзит электроэнергии (мощности) ОРУ 110 кВ в соответствии п.1.5.5 СТО 56947007- 29.240.30.047-2008 и п.4 таблицы 2.3 и 3.1 СТО 56947007-29.240.30.047-2010, выполняется по типовой схеме №110-5Н «мостик с выключателями в цепях линии и неавтоматической перемычкой со стороны линии» Данная схема показана на рисунке 10.

ОРУ 35 кВ выполняется по схеме 35-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

РУ 10 кВ выполнено по схеме 10-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин».

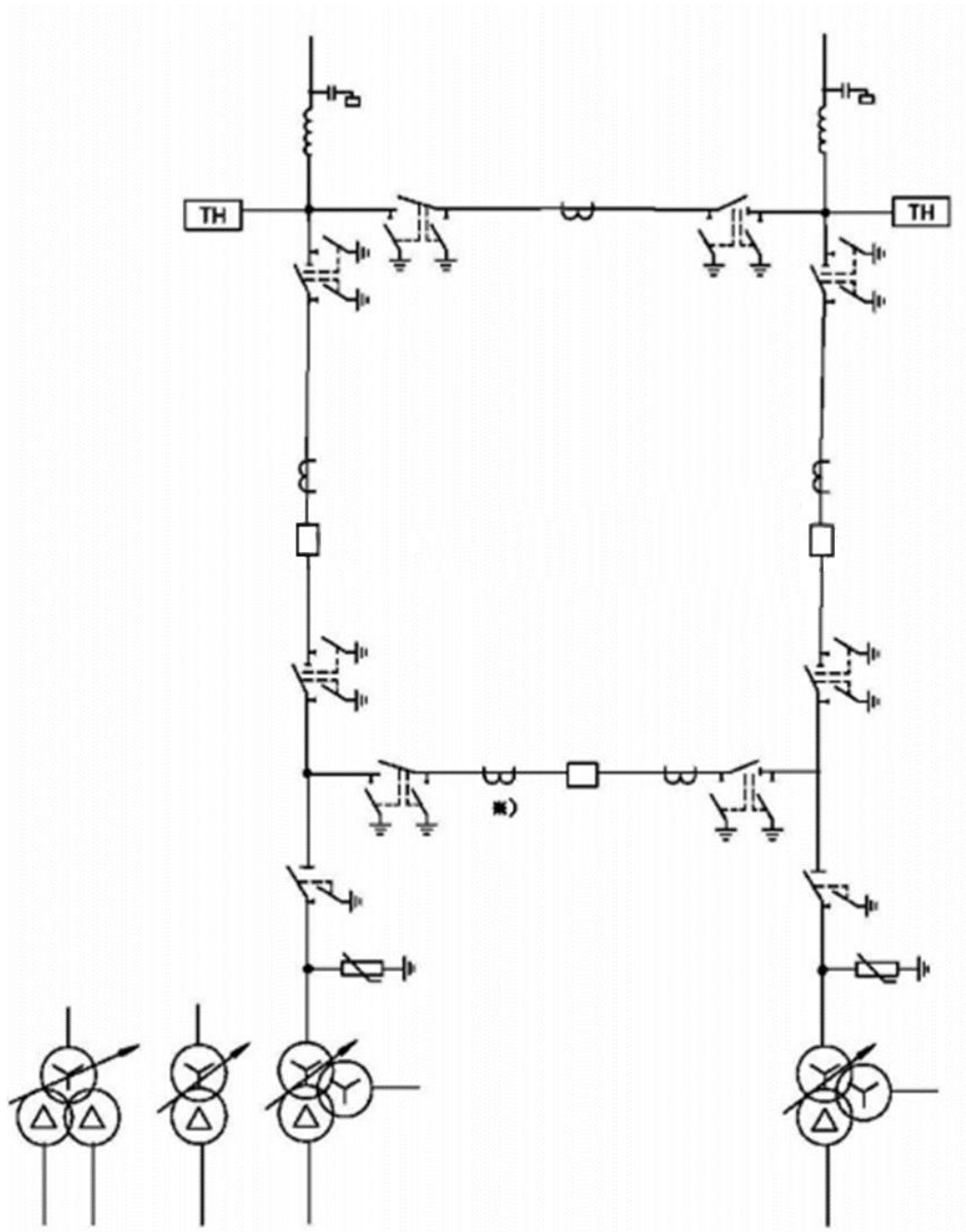


Рисунок 10 – Схема ОРУ 110 кВ

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего короткие замыкания происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, которая возникает в месте повреждения изоляции. Иногда могут возникать металлические короткие замыкания без переходного сопротивления.

Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчёте токов короткого замыкания рассматривают металлическое короткое замыкание без учёта переходных сопротивлений. В трёхфазных электроустановках могут возникать трёх- и двухфазные короткие замыкания. Кроме того, в трёхфазных сетях с глухо- и эффективно-заземлёнными нейтралями могут происходить одно- и двухфазные короткие замыкания на землю.

При трёхфазном коротком замыкании все фазы электрической сети находятся в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах коротких замыканий фазы сети находятся в разных условиях, что приводит к искажению векторных диаграмм токов и напряжений. Такие короткие замыкания называют несимметричными.

Короткие замыкания обычно сопровождаются увеличением токов в повреждённых фазах до значений, которые в несколько раз превышают номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может

ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и устройства должны быть способны выдерживать нагрев от токов короткого замыкания в течение определённого времени, не подвергаясь повреждениям. Это означает, что они должны обладать термической стойкостью.

При коротких замыканиях также возникают значительные электродинамические силы между проводниками. Если не принять меры, эти силы могут привести к разрушению токоведущих частей и их изоляции. Поэтому токоведущие части, устройства и электрические машины должны быть спроектированы таким образом, чтобы выдерживать электродинамические нагрузки, возникающие при коротких замыканиях.

Короткие замыкания сопровождаются снижением напряжения в электрической сети, особенно в месте повреждения. Резкое падение напряжения при коротком замыкании может привести к нарушению синхронной работы генераторов и системной аварии с серьёзными последствиями для экономики. Для обеспечения надёжной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

Исходные данные для расчёта токов короткого замыкания.

Данные для расчётов токов короткого замыкания приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические данные элементов электрической сети

Трансформатор		ПС Константиновка	
$S_{\text{ном}}$, МВА		10	
$U_{\text{вн}}$, кВ		110	
$U_{\text{квн}}$, %		17,5	
$U_{\text{квс}}$, %		10,5	
$U_{\text{кcn}}$, %		6,5	
Система 1	Система 2	Нагрузки	
$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$S_{\text{н1}}$, МВА	$S_{\text{н2}}$, МВА
11	10	3,19	3,19

Характеристики ЛЭП представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики ЛЭП

Длины линий, км		Удельное сопротивление, Ом/км
L1	L2	$X_{уд}$
12	36	0,4

6.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения.

При этом установлены средние номинальные напряжения:

$U_{ср}$: 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0,4; 0,23кВ.

Составленная исходная схема электрической сети показана на рисунке 11. На рисунке 12 представлена схема замещения.

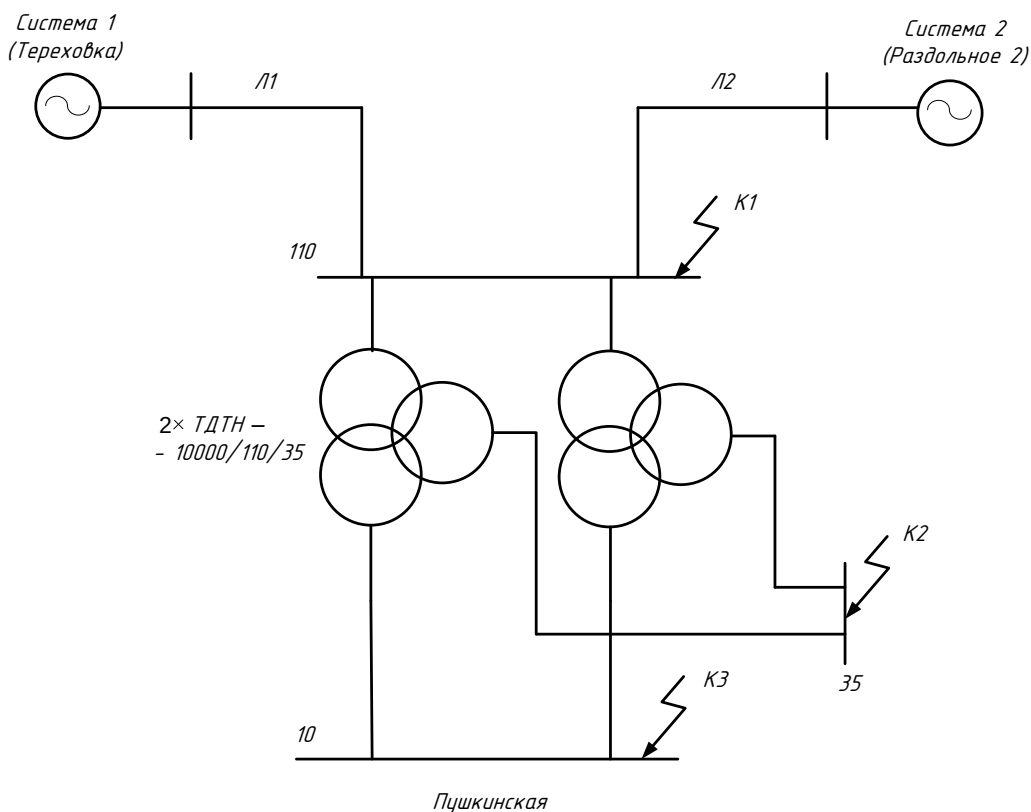


Рисунок 11 – Исходная схема сети

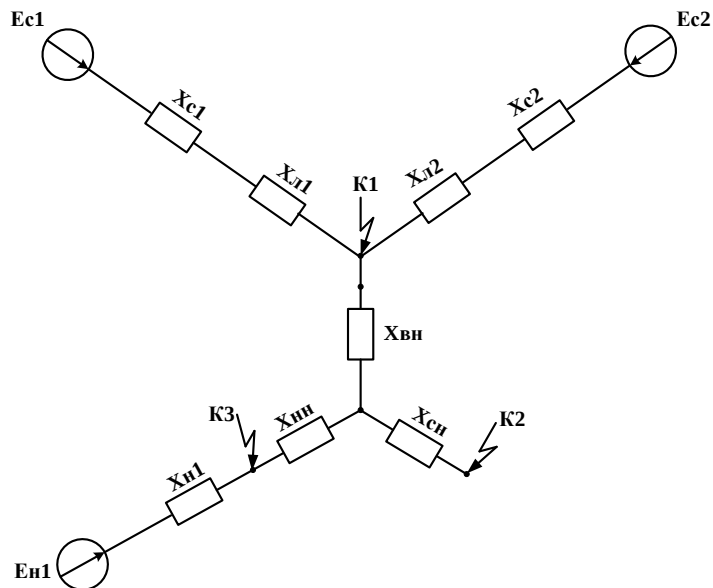


Рисунок 12 – Схема замещения

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие значения:

- 1) $I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;
- 2) i_y - ударный ток короткого замыкания;
- 3) i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Расчет проведем в относительных единицах приближенным приведением и задаемся следующими величинами:

- базисную мощность примем равной $S_б = 100$ МВА;
- базисные напряжения: $U_б = 110$ кВ, $U_{cp} = 115$ кВ.

Мощность короткого замыкания определяется по формуле:

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{б1} \cdot I_K \quad (27)$$

где I_K - ток короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС.

Мощность короткого замыкания для системы 1:

$$S_{КЗ1} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 11 = 2096 \text{ МВА}$$

Мощность короткого замыкания для системы 2:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10 = 1905 \text{ MVA}$$

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{K3}} \quad (28)$$

где S_{K3} - мощность короткого замыкания системы;

S_6 – базисная мощность.

Сопротивление системы 1:

$$X_{c1} = \frac{100}{2096} = 0,048 \text{ о. е.}$$

Сопротивление системы 2.

$$X_{c2} = \frac{100}{1905} = 0,052 \text{ о. е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_L = X_{OVL} \cdot I_{VL} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (29)$$

Сопротивление первой линии.

$$X_{L1} = 0,4 \cdot 26 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,079 \text{ о. е.}$$

Сопротивление второй линии.

$$X_{L2} = 0,4 \cdot 26 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,079 \text{ о. е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$X_T = \frac{U_K, \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Tном}} \quad (30)$$

$$U_{KV} = 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KVH} - U_{KCH}) = 0.5 \cdot (10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75$$

$$U_{KC} = 0.5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KVH}) = 0.5 \cdot (10.5 + 6.5 - 17.5) = -0.25$$

$$U_{KH} = 0.5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0.5 \cdot (6.5 + 17.5 - 10.5) = 6.75$$

$$X_{BH} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{THOM}} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1.075 \text{ о. е.}$$

$$X_{CH} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{THOM}} = 0 \text{ о. е.}$$

$$X_{HH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{THOM}} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0.675 \text{ о. е.}$$

Сопротивления нагрузок определяются по формулам:

$$X_H = X_{нагр} \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0.35 \cdot \frac{100}{2.96} = 11.824 \text{ о. е.} \quad (31)$$

где $X_{нагр} = 0.35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H - мощность нагрузки на НН.

6.2 Расчет токов короткого замыкания

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{61ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{1ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.525 \text{ кА} \quad (32)$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{62ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{2ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1.65 \text{ кА} \quad (33)$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{63ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{3ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5.774 \text{ кА} \quad (34)$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_6 \quad (35)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{n0} K_{уд} \quad (36)$$

6.2.1 Расчёт токов короткого замыкания для точки К1

Расчетная схема замещения для точки К1 приведена на рисунке 13.

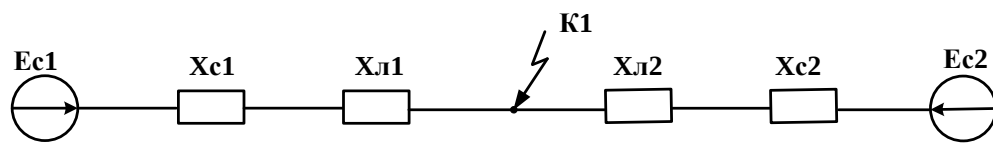


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения для К1

В результате преобразования получим следующую схему, представленную на рисунке 14.

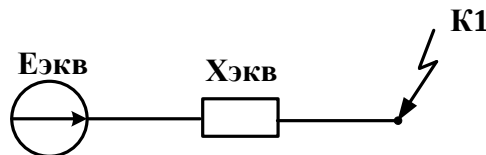


Рисунок 14 – Расчетная схема замещения для К1

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} = 0,048 + 0,079 = 0,126 \text{ о. е.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2} = 0,052 + 0,036 = 0,089 \text{ о. е.};$$

$$X_{ЭКВ} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,126 \cdot 0,089}{0,126 + 0,089} = 0,052 \text{ о. е.};$$

$$E_{ЭКВ} = \frac{E_{C1} \cdot X_2 + E_{C2} \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,089 + 1 \cdot 0,126}{0,126 + 0,089} = 1 \text{ о. е.};$$

6.2.2 Расчет трехфазного короткого замыкания для точки К1

Нахождение отдельных составляющих тока КЗ для каждой ветви.

Периодическая составляющая тока КЗ

$$I_{n0\Sigma} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}} I_{61} = \frac{1}{0,052} \cdot 0,525 = 10,066 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока КЗ

$$I_{a\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0 \Sigma} = \sqrt{2} \cdot 10,066 = 14,235 \text{ кА};$$

Суммарный ток КЗ

$$I_{\Sigma} = \sqrt{I_{a\Sigma}^2 + I_{\Pi 0 \Sigma}^2} = \sqrt{14,235^2 + 10,066^2} = 17,434 \text{ кА};$$

Рассчитываем ударный ток $i_{уд}$:

$$i_{уд} = I_{a\Sigma} \cdot K_{уд} = 14,235 \cdot 1,65 = 23,488 \text{ кА};$$

$K_{уд}$ - принимается в зависимости от напряжения и места КЗ и принимается равным 1,65.

Рассчитываем мощность КЗ

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{\Pi 0 \Sigma} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10,066 = 2005 \text{ МВА};$$

6.2.3 Расчет несимметричного короткого замыкания для точки К1

6.2.3.1 Обратная последовательность.

Определение параметров элементов схемы. В обратной последовательности произойдет изменение сопротивлений генераторов, т.е. X''_d заменится на X_2 . ЭДС генераторов не учитываются. Так как в схеме для расчёта токов короткого замыкания генераторов нет, следовательно сопротивление обратной последовательности будет равно сопротивлению прямой последовательности. В результате получаем:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} = 0,052$$

6.2.3.2 Нулевая последовательность

Определение параметров элементов схемы. В нулевой последовательности произойдет изменение параметров системы, ЛЭП и нагрузки. Сопротивления трансформаторов останутся неизменными и будут равны значениям прямой последовательности. ЭДС не учитываются, а также те элементы, которые стоят за низшей обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник. Нейтрали всех трансформаторов заземлены.

Таким образом, формулы для нахождения параметров схемы нулевой последовательности имеют вид:

Воздушные линии:

В таблице 14 представлены коэффициенты для перерасчета сопротивления ЛЭП.

Таблица 14 – Коэффициенты для пересчёта сопротивления ЛЭП

Характеристика линии	Отношение $\frac{X_0}{X_1}$
Одноцепная со стальными тросами	3

$$X_{л} = \frac{X_0}{X_1} \cdot X_{л} \text{ о. е.} \quad (37)$$

$$X_{л1} = 3 \cdot 0,079 = 0,236 \text{ о. е.}$$

$$X_{л2} = 3 \cdot 0,036 = 0,109 \text{ о. е.}$$

На рисунке 15 показана схема замещения нулевой последовательности.

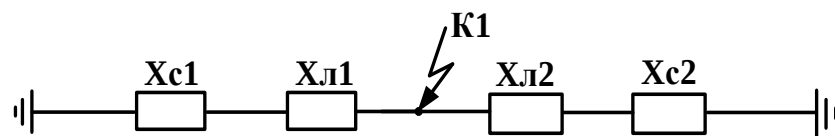


Рисунок 15 - Схема замещения нулевой последовательности

На рисунке 16 показана схема в результате эквивалентирования.

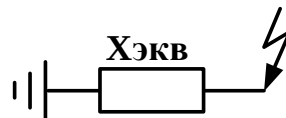


Рисунок 16 – Преобразованная схема

где $X_{экв} = 0,125 \text{ о. е.}$

6.2.3.3 Расчет токов в месте короткого замыкания

Определим базисный ток для точки K1

$$I_{б1ст} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^{1ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА}$$

Для однофазного короткого замыкания на землю:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{3 \cdot E_{\text{экв}}}{X_{\Sigma 0} + X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2}} \cdot I_{\text{б1ст}}, \text{кА} \quad (38)$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 0,525}{0,125 + 0,052 + 0,052} = 6,879 \text{ кА}$$

Для двухфазного короткого замыкания на землю:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = I_{n0\Sigma}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \text{кА} \quad (39)$$

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = 10,066 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 8,717 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываем токи для точек К2 и К3. Результаты расчета покажем в таблице 15.

Таблица 15 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$K_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}, \text{кА}$
К1	10,066	1,65	23,488	14,235
К2	1,463	1,608	3,328	2,07
К3	3,619	1,6	8,188	5,118

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 110/35/10 КВ КОНСТАНТИНОВКА

Выбор электрического оборудования осуществляется на основании его номинального напряжения и номинального тока, а также с учетом специфики установки (внутренней или наружной). После этого проводится тщательная проверка оборудования на устойчивость к воздействию токов короткого замыкания, что является критически важным аспектом для обеспечения его надежной и безопасной эксплуатации.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.ном.}} \geq U_{\text{уст.ном.}} \quad (40)$$

где $U_{\text{ап.ном.}}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст.ном.}}$ - номинальное напряжение установки (среднее номинальное напряжение сети).

Величина напряжения, которую способны выдерживать выбранные устройства, должна быть не ниже, чем напряжение в цепях, в которые эти устройства будут включены.

Все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, чем напряжение $U_{\text{ном.}}$, но тогда их предельная отключаемая мощность (ток) уменьшается пропорционально уменьшению напряжения (например, при применении выключателей 10 кВ в сетях 6 кВ – в 1,67 раза).

Необходимо соблюсти условие, при выборе по номинальному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном.}} \quad (41)$$

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

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{\text{раб.мах}}$, не должен превышать значение тока, указанного в каталожных данных аппарата.

Необходимо различать обычный и усиленный режимы работы. Усиленный режим возникает, когда используются максимальные возможности трансформаторов и кабелей, одна из параллельных линий отключается, нагрузка в цепях секционных и междушинных выключателей распределяется неравномерно, нагрузка на плечи сдвоенного реактора распределяется неравномерно, напряжение на клеммах генератора снижается, а его мощность должна оставаться номинальной.

Предварительно выбранные устройства проверяются на способность выдерживать токи короткого замыкания как в динамическом, так и в термическом отношении. При проверке устройства и токоведущих частей распределительного устройства на термическую и динамическую прочность за расчётный тип короткого замыкания принимается трёхфазное короткое замыкание.

Для большинства устройств должно выполняться условие динамической прочности:

$$i_{уд} \leq i_{max} \text{ или } I_{уд} \leq I_{max} \quad (42)$$

где i_{max} и I_{max} - соответственно максимально допускаемое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать длительность КЗ, $t_{откл}$ или расчетное время действия тока КЗ. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя, $t_{о.в.}$ и собственным временем срабатывания резервной защиты, $t_{р.з.}$

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину, B_k теплового импульса КЗ, характеризующего количества тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{откл}$.

При удаленном КЗ:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (43)$$

Условием термической устойчивости аппаратов является:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (44)$$

где I_t - ток термической устойчивости аппарата для определенного времени действия его (односекундный, трехсекундный, пятисекундный или десятисекундный ток термической устойчивости);

$t_{\text{тер}}$ - время, соответствующее току термической устойчивости.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), нет необходимости проводить проверку на термическую стойкость для устройств и оборудования, которые защищены плавкими предохранителями, а также для проводов воздушных линий.

В случае с аппаратами и проводниками, находящимися в ячейках трансформаторов напряжения, а также с оборудованием, которое защищено плавкими предохранителями с низким номинальным током, не требуется проверка на динамическую устойчивость. Это связано с тем, что предохранители выполняют функцию ограничения тока.

7.1 Выбор и проверка выключателей

При выборе выключателя необходимо учитывать его номинальное напряжение, длительный ток и проверять его отключающую способность, а также способность выдерживать динамические и термические нагрузки при токах короткого замыкания. Также важно определить тип привода для выбранного выключателя.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном.}}$ (приведен в каталогах) и номинальное относительное значение апериодической составляющей $\beta_{\text{норм.}}$.

На рисунке 17 показано, где находятся выключатели на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 110 кВ.

Для удобства использования на ОРУ 110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока. Они более современны, имеют повышенную отключающую способность и надёжны в эксплуатации. Кроме того, они просты в применении.

Например, для выбора выключателя на 110 кВ необходимо определить следующие параметры.

Максимальный ток, проходящий через выключатель I_{max} :

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (45)$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{6.7^2 + 2.5^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{110} \cdot 1} \cdot 10^3 = 37 \text{ А}$$

Для монтажа предлагается использовать элегазовый выключатель ВГБУ-110-40/2000 УХЛ-1, оснащённый встроенными трансформаторами тока.

Необходимо определить значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент, когда контакты выключателя начинают расходиться.

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \text{ кА} \quad (46)$$

Где $\beta_{норм}$ - номинальное содержание апериодической составляющей, %.

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА}$$

Определяется номинальный ток отключения выключателя:

$$i_{откном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) \quad (47)$$

$$i_{откном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{45}{100}\right) = 82 \text{ кА}$$

Определяется значение апериодической составляющей в момент разведения контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-0,01/T_a} \quad (48)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,066 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 8,63 \text{ кА}$$

Для проверки на термическую стойкость определяется тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = I_{п0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a) \quad (49)$$

где $I_{п0}$ - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, кА;

$t_{р.з.}$ - время срабатывания резервной релейной защиты, с;

$t_{о.в.}$ - время отключения выключателя.

$$B_k = 10,066^2 \cdot (2,3 + 0,06 + 0,02) = 241,15$$

Определяется номинальный коэффициент термической стойкости:

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (50)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости, приведенный в каталожных данных, кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости, с.

$$B_{кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Результаты выбора выключателя 110 кВ (Q1) сведены в таблицу 16, где указаны каталожные данные выбранного выключателя и условия выбора.

Таблица 16 – Выбор выключателя 110 кВ (Q₁)

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$ $i_{\text{аном}} = 25,45 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.скв.}} = 102 \text{ кА}$ $i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 72,2 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 10,066 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 8,63 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 23,5 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 241,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Из данной таблицы видно, что условия соблюдаются, следовательно, принимается к установке выключатель типа ВГБУ-110-40/2000 УХЛ 1.

Остальные выключатели на стороне 110 кВ устанавливаются аналогичен В таблице 17 показаны условия и данные для выбора вводных выключателей 35 кВ.

Таблица 17 – Выбор вводных выключателей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 32 \text{ кА}$ $i_{\text{аном}} = 5,65 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.скв.}} = 35 \text{ кА}$ $i_{\text{скв}} = 20 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 468,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 108,5 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 1,463 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 1,25 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 3,328 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 5,07 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

К установке принимается элегазовый выключатель типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ 1.

Место расположения выключателей 10 кВ представлено на рисунке 17, где Q₉ – вводной выключатель на 10 кВ, защищающий секцию шин, Q₁₁ – секционный выключатель, в нормальном режиме отключен.

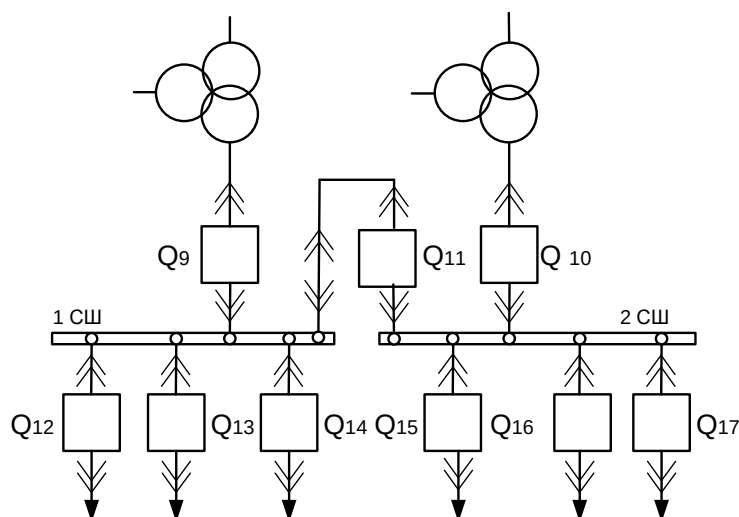


Рисунок 17 – Расположение выключателей 10 кВ.

В таблице 18 показаны условия и данные для выбора выключателей 10 кВ.

Таблица 18 – Выбор выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$ $i_{\text{аном}} = 11,314 \text{ кА}$ $I_{\text{пр.скв.}} = 52 \text{ кА}$ $i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 379,7 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 3,619 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 3,104 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 8,188 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 2,357 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по0}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$ $I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

К установке принимается вакуумный выключатель типа ВВУ-10-20/1000 УХЛ1.

7.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей осуществляется по аналогии с выбором выключателей, однако не проводится проверка на способность к отключению, поскольку разъединители не предназначены для размыкания цепей, находящихся под нагрузкой.

Для подбора разъединителей необходимо определить максимальный ток, который будет проходить через них в обычном режиме работы:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (51)$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{6,7^2 + 2,5^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{110} \cdot 1} \cdot 10^3 = 37 \text{ А}$$

Определяется тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a) \quad (52)$$

$$B_k = 10,066^2 \cdot (2,3 + 0,06 + 0,02) = 241,15$$

Сравнение справочных данных и расчетных и указание условий выбора приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор разъединителей 110кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 37 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 23,448 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 3969 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_k = 241,15 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{Т}} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 992,25 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_k = 241,15 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{Т}} \geq B_k$

К установке принимаются разъединители РНДЗ-2-110/630 У1. На стороне 110 кВ где необходимо два заземляющих ножа устанавливаем разъединители следующего вида РНДЗ-2-110/630 У1, а где необходим один заземляющий нож разъединители вида РНДЗ-1-110/630 У1.

Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ аналогичен выбору разъединителей на ОРУ 110 кВ. На ОРУ 35 кВ к установке принимаем разъединители РНДЗ-1-35/1000 У1 и РНДЗ-2-35/1000 У1.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока должны иметь две вторичные обмотки: одна предназначена для подключения электроизмерительных приборов, а другая — для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока осуществляется на основе их номинального напряжения, которое должно соответствовать классу изоляции. Также учитываются ток первичной цепи, ток вторичных обмоток при выбранном классе точности, а также электродинамическая и термическая стойкость при коротких замыканиях.

При использовании трансформаторов тока в цепи электрических счётчиков необходимо обеспечить класс точности 0,5.

Трансформаторы тока должны иметь вторичный ток 5 А и два сердечника с соответствующими классами точности в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ). В качестве примера покажем выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ.

Принимаем соединительные провода марки МКРНГ с медными жилами, минимальное и максимальное сечение которых 2,5 и 6 мм² соответственно, удельное сопротивление $\rho = 0,019 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Для подбора трансформаторов тока на отходящее соединение необходимо распределить устройства, которые подключаются к вторичной обмотке трансформатора тока по фазам А и С, поскольку на соединение устанавливается два трансформатора тока. Нагрузка вторичных цепей трансформатора тока и приборы вторичных цепей приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Распределение приборов по фазам на напряжении 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий	2,5		2,5
Итого		3		2,5

Далее расчет ведется по наиболее загруженной фазе – фазе А.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{S_{2Н}}{I_{2Н}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} \quad (53)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

$I_{2Н}$ - номинальный ток вторичной цепи, А.

Определяется сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} \cong Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2Н}^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

где $S_{\text{приб}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы.

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2Н} - (\sum Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}}) = 0,4 - (0,14 + 0,05) = 0,21 \text{ Ом}$$

где $Z_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, при 2-3 приборов принимается равным 0,05.

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,019 \cdot 5}{0,21} = 0,45 \text{ мм}^2 \quad (54)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимается равной 5 м.

Принимается сечение проводов 2,5 мм², как минимально допустимое.

Действительное сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = \frac{0,019 \cdot 5}{0,45} = 0,211 \text{ Ом} \quad (55)$$

Расчетное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_{p2} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} = 0,14 + 0,05 + 0,21 = 0,4 \text{ Ом}$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_{p2} \quad (0,4 \geq 0,4)$$

Осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,619^2 \cdot (0,1 + 0,06 + 0,02) = 2,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 8,7^2 \cdot 3 = 227,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для монтажа предлагаются трансформаторы тока ТОЛ-10, которые предназначены для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ) с номинальным первичным током 400 А. Характеристики трансформаторов тока приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока на вводе в секцию

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10$ $I_{\text{max}} = 379,7 \text{ А}$ $Z_{p2} = 0,4 \text{ Ом}$ $Z_{\text{приб}} = 0,14 \text{ Ом}$ $Z_{\text{пров}} = 0,21 \text{ Ом}$ $i_{y\partial} = 8,188 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$ $Z_{2\text{доп}} = 0,4 \text{ Ом}$ $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{1\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ $Z_{2\text{доп}} \geq Z_{p2}$ $i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}}$

На отходящие линии установлены трансформаторы тока ТОЛ-10 с номинальным первичным током 150 А.

На напряжении 110 кВ используются элегазовые выключатели, оснащённые встроенными трансформаторами тока ТВГ-110-0,5 с номинальным первичным током 1000 А.

На напряжении 35 кВ установлены элегазовые выключатели, оснащённые встроенными трансформаторами тока ТВГ-35-0,5 с номинальным первичным током 400 А.

Выбор и проверка трансформаторов тока для напряжений 110 и 35 кВ представлены в таблицах 22 и 23 соответственно.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 110\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110\text{кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 180\text{А}$
$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$	$Z_{2\text{ном}} = 1,1550\text{м}$	$Z_2 = 0,840\text{м}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 102\text{кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,7\text{кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 38,93\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 23 – Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35\text{кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}} = 400\text{А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 150\text{ А}$
$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$	$Z_{2\text{ном}} = 1,1550\text{м}$	$Z_2 = 0,840\text{м}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 94\text{кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,7\text{кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 38,93\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН), являющиеся ключевыми элементами в системах электроснабжения, интегрируются в распределительные устройства трансформаторных подстанций. Их основная функция заключается в обеспечении корректного питания обмоток напряжения измерительных приборов, устройств контроля, а также аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Эти устройства играют важную роль в обеспечении надежной и безопасной эксплуатации электрических сетей, способствуя поддержанию оптимального уровня контроля и управления энергетическими системами.

Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- Номинальному напряжению
- Классу точности
- Схеме соединения обмоток
- Конструктивному выполнению

Для проверки на соответствие классу точности составляется таблица нагрузок и определяется расчетная нагрузка во вторичной цепи $S_{2расч}$.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование прибора	Тип Прибора	Мощность одной обмотки. S ВА	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, кВт	Q, В·А
Вольтметр	Э-350	2	1	0	1	2	-
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий	1,5	0,38	0,92	6	3,42	8,28
Ваттметр	Н395	2	0,42	0,91	1	0,84	1,82
Варметр	Н395	2	0,42	0,91	1	0,84	1,82
Сумма:		9			15	10,52	20,2

Расчетная нагрузка вторичной цепи:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2} = \sqrt{10,52^2 + 20,2^2} = 22,7 \text{ ВА}$$

Для соблюдения класса точности должно выполняться условие:

$$S_{расч} \leq S_{доп} \quad (56)$$

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$ $S_{расч} = 22,7 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $S_{2ном} \geq S_{расч}$

К установке приняты трансформаторы напряжения НАМИ – 10 - ХЛ2.

Выбор трансформаторов напряжения на 110 и 35 кВ приведен в таблице 26 и 27 соответственно.

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные для ТН ОРУ 110 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{уст} = 110\text{кВ}$
$S_{2расч} \leq S_{2ном}$	$S_{2ном} = 150\text{ВА}$	$S_{2расч} = 26\text{ВА}$

На напряжения 110 кВ, к установке приняты трансформаторы напряжения НАМИ – 110 .

Таблица 27 – Каталожные и расчетные данные для ТН ОРУ 35 кВ

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35\text{ кВ}$	$U_{уст} = 35\text{ кВ}$
$S_{2расч} \leq S_{2ном}$	$S_{2ном} = 150\text{ВА}$	$S_{2расч} = 26\text{ВА}$

На напряжения 35 кВ, к установке приняты трансформаторы напряжения НАМИ – 35

7.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные – это устройства, которые не имеют искровых промежутков. В их состав входит активная часть, состоящая из нелинейных резисторов, изготовленных по керамической технологии из оксида цинка (ZnO) с добавлением других металлов.

Ограничители перенапряжений нелинейные на напряжение 110 кВ выбираются по определённым параметрам в соответствии с методикой, описанной в источнике [17].

Один из основных параметров – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение. Оно должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования ($U_{нрф}$) [17].

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) U_{нрф}, \quad (57)$$

Чтобы предотвратить взрывное разрушение ограничителя перенапряжения (ОПН) при его внутреннем повреждении, необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ОПН ($I_{вб}$) был на 15–20% больше наибольшего из токов короткого замыкания ($I_{кз}$), который определяется для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} = I_{кз} (1,15 - 1,2), \quad (58)$$

В процессе переключения элементов электрической сети может происходить временное повышение напряжения, которое затем стабилизируется. Это явление называется квазиустановившимся перенапряжением. Оно характеризуется амплитудой U_y и продолжительностью t_y . Для устранения этого явления применяются специальные меры, либо оно исчезает само по себе.

Кратность напряжения:

$$K_y = \frac{U_y}{U_{нд}} \leq 1,4 \quad (59)$$

Уровень защиты ОПН от грозовых перенапряжений. Остаточное напряжение, которое выдерживает ОПН ($U_{ост.опн}$), при грозовых перенапряжениях не должно превышать остаточное напряжение, выдерживаемое вентильным разрядником ($U_{ост.рв}$), при тех же значениях токов координации.

$$U_{ост.опн} < U_{ост.рв}, \quad (60)$$

Уровень защиты от коммутационных перенапряжений для ОПН. Если остающееся напряжение при воздействии коммутационного импульса тока ($U_{ост.к}$) меньше испытательного напряжения коммутационного импульса ($U_{ки}$) для защищаемого оборудования, то ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений. При этом запас прочности составляет 15–20%.

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 \dots 1,2), \quad (61)$$

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ), для открытых распределительных устройств (ОРУ) и подстанций (ПС) устанавливается нормативная удельная эффективная длина пути утечки внешней изоляции ($\lambda_{э}$). Это необходимо для обеспечения требуемого уровня надёжности при воздействии на поверхность изоляции промышленных загрязнений.

Длина пути утечки ОПН ($l_{ут.опн}$) — это паспортная характеристика, которая должна быть больше расчётной длины пути утечки в месте установки ОПН.

$$l_{ут.опн} > l_{ут.р}, \quad (62)$$

Удельная энергоёмкость ОПН. Способность ОПН рассеивать энергию, которая выделяется в нём, определяют его удельной энергоёмкостью ($W_{уд}$). По этому показателю ОПН делятся на пять классов. Для каждого класса указаны максимальные значения испытательного прямоугольного импульса ($I_{пн}$) и удельной энергоёмкости ($W_{уд}$). Удельная энергоёмкость ОПН $W_{опн}$ должна быть больше или равна расчётной энергоёмкости ($W_{р}$).

$$W_{р} = \frac{C}{2} ((3\sqrt{2} \cdot U_{нс})^2 - (\sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot I_{нро})^2), \quad (63)$$

где C – ёмкость батареи или кабеля, Ф;

$U_{нс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети фаза-земля, кВ;

В соответствии с описанными выше требованиями, осуществляется выбор ограничителей перенапряжения (ОПН), которые будут установлены перед трансформаторами со всех сторон. Эти ОПН будут размещены в ячейках с трансформаторами напряжения на всех секциях шин и в ячейках с трансформаторами собственных нужд на стороне 10 кВ.

На напряжении 110 кВ устанавливаются ОПН-У/TEL, основные параметры которых указаны в таблице 28.

Таблица 28 – Технические характеристики ОПН-У/TEL 110/73

Наименование параметров	Паспортные данные
1	2
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	73
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	450
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Длина пути утечки, мм	2800
Высота Н, мм	1200
Масса, не более, кг	30

Устройства ОПН-У/TEL созданы для того, чтобы оберегать трансформаторы, электрическое оборудование распределительных систем и устройства от перенапряжений, вызванных атмосферными явлениями и коммутационными процессами.

На напряжении 35 кВ используются ОПН-У/TEL, основные параметры которых представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Технические характеристики ОПН-У/TEL35/38,5

Наименование параметров	Паспортные данные
1	2
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	38,5
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Пропускная способность не менее, А	450
Удельная энергия, кДж/кВ	4,0
Длина пути утечки, мм	1050
Высота Н, мм	735
Масса, не более, кг	20

На напряжение 10 кВ устанавливаем ОПН-КР/TEL 10/12, основные технические данные которого приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Наименование параметров	Паспортные данные
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100

1	2
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205
Высота Н, мм	125
Масса, не более, кг	9

Благодаря высокому уровню ограничения перенапряжений, ограничители перенапряжений (ОПН) эффективно защищают оборудование в кабельных сетях и продлевают его срок службы. Они удобны в использовании, так как не требуют обслуживания и ремонта, а также являются взрывобезопасными. Предназначены для защиты электрооборудования распределительных устройств в кабельных сетях напряжением 10 (6) кВ переменного тока (48-62 Гц) с изолированной или резонансно заземленной нейтралью. ОПН КР/TEL предназначены для использования внутри помещений в регионах с умеренным и холодным климатом. Температура окружающей среды может варьироваться от -60°C до +40°C. Высота над уровнем моря не должна превышать 1000 метров.

7.6 Выбор гибких шин

В устройствах распределения электроэнергии на 110 кВ используются гибкие шины, изготовленные из алюминиевых проводов. Провода из сталеалюминиевого сплава, входящие в состав пучка, несут основную нагрузку, связанную с собственным весом, а также с гололёдом и ветром. Остальные провода, выполненные из алюминия, служат только для передачи электрического тока.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (64)$$

Максимальный расчетный ток:

$$I_{\max} = 117 \text{ А}$$

Принимаются провода АС 185/24 с $I_{\text{доп}} = 520 \text{ А}$.

При значительных токах короткого замыкания ($I_{n0}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$) в результате динамического взаимодействия проводники в фазах могут настолько приблизиться друг к другу, что произойдет их соприкосновение или пробой между фазами. Провод с площадью поперечного сечения 185 мм² является минимально допустимым с точки зрения возникновения коронного разряда, то есть при таком сечении коронный разряд не возникает, поэтому нет необходимости проводить проверку на его наличие.

Таким образом, гибкие шины 110 кВ выполняются проводами марки АС 185/24.

На 35 кВ принимаем гибкие шины, выполненные проводами марки АС 70/11.

7.7 Выбор жестких шин 10 кВ

Для ошиновки и сборных шин используются жесткие алюминиевые шины. Медные шины не применяются из-за их высокой стоимости. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. Сборные шины и ответвления к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ изготавливаются из прямоугольных проводников и крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Шинодержатели, которые фиксируют шины на изоляторах, позволяют им смещаться в продольном направлении при нагреве. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала.

На концах шин на изоляторе предусмотрено скользящее крепление через овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам шины изгибаются или устанавливаются компенсаторы, чтобы предотвратить передачу усилий, возникающих при температурных расширениях шин, на аппарат.

Шины располагаются горизонтально, как показано на рисунке 18.

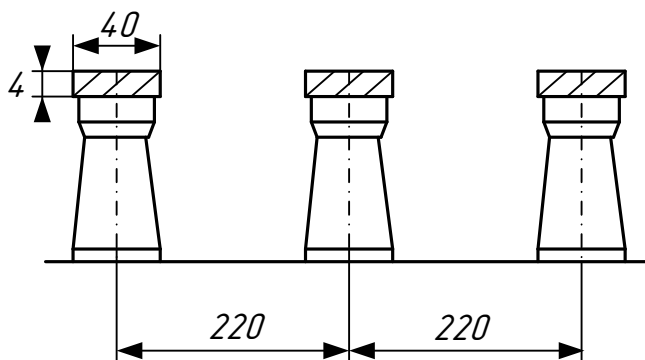


Рисунок 18 – Горизонтальное расположение шин

Для соединения шин по длине обычно используется метод сварки. Если требуется присоединить алюминиевые шины к медным или латунным зажимам аппаратов, применяются специальные переходные зажимы, которые предотвращают образование электролитической пары между медью и алюминием.

Для улучшения теплоотдачи и удобства эксплуатации шины при переменном токе окрашиваются в разные цвета: фаза А — в жёлтый, фаза В — в зелёный, фаза С — в красный.

При проектировании электроустановок и выборе ошиновки в открытых и закрытых распределительных устройствах не учитывается экономическая плотность тока.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонта и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора:

$$I_{max} \leq I_{доп} \quad (65)$$

где $I_{доп}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки на при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\theta_{0.ном} = 25^\circ\text{C}$):

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}} \quad (66)$$

$I_{\text{max}} = 379,7$ А, принимаются шины прямоугольного сечения с размерами 40х4 мм и $I_{\text{доп.ном}} = 480$ А.

$$I_{\text{доп}} = 480 \cdot \sqrt{\frac{70-15}{70-25}} = 530,7 \text{ А.}$$

Условие $I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$ соблюдается.

Требуется провести анализ шин на способность выдерживать электродинамические нагрузки. Шины, которые закреплены на изоляторах, представляют собой динамическую систему, подверженную воздействию электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жёсткости конструкции. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие с частотами 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебаний системы «шина — изолятор» совпадают с этими значениями, то нагрузка на шины и изоляторы увеличивается. Если собственные частоты системы меньше 30 Гц или больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве конструкций, которые используются на практике, эти условия выполняются, поэтому Правила устройства электроустановок не требуют проведения проверки на электродинамическую стойкость с учётом механических колебаний.

Производится механический расчет жестких шин для проверки на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{\alpha} \cdot 10^{-7} \quad (67)$$

где α – расстояние между фазами, $\alpha \gg 2(a + b)$, принимается 0,22 м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{8188^2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 52,78 \text{ Н/м}$$

Равномерно распределенная сила $f^{(3)}$ создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} \quad (68)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, определяется из выражения:

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{J}{q}} \cdot \frac{173,2}{200},$$

где q – сечение выбранных шин, 1,6 см²;

J – момент инерции шин, для шин прямоугольного сечения:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{4 \cdot 0,4^3}{12} = 0,021 \text{ см}^4$$

где b – ширина шин, см;

h – высота шин, см.

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{0,021}{1,6}} \cdot \frac{173,2}{200} = 0,1 \text{ м}$$

$$M = \frac{52,78 \cdot 0,1}{10} = 0,52 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W} \quad (69)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси перпендикулярной действию усилия, при горизонтальном расположении шин вычисляется по выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{10 \cdot 0,4^2}{6} = 0,266 \text{ см}^3 \quad (70)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{0,52}{0,26} = 2 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если соблюдается условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют прессованные шины из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные АД31Т или закаленные и искусственно состаренные АД31Т1.

Выбираются шины из сплава марки АД31Т, для которых $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$

Согласно ПУЭ, $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}}$.

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

$$q_{\min} \leq q,$$

где $q_{\min}$ - минимальное сечение шин из условий термической устойчивости, определяется по выражению:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{2,357 \cdot 10^6}}{91} = 16,87 \text{ мм}^2$$

Сечение выбранных шин:

$$q = b \cdot h = 40 \cdot 4 = 160 \text{ мм}^2$$

Сравнение расчетных и справочных данных для выбора жестких шин приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max}=379,7 \text{ А}$	$I_{\text{доп}}=530,7 \text{ А}$	$I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\max}$
$q_{\min}=16,87 \text{ мм}^2$	$q=160 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
$\sigma_{\text{расч}}=2 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}}=75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

7.8 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

7.8.1 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

Принимаем к установке изоляторы ИОСК-4/10 УХЛ1 с $F_{разр} = 4000$ Н.

При вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила

$F_{расч}$ определяется по выражению:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8188^2 \cdot 0,25 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{0,22} = 13,2 \text{ Н.}$$

где a – расстояние между фазами

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

Проверяем: $13,2 \leq 2400$, следовательно, изоляторы выбраны, верно.

7.8.2 Выбор проходных изоляторов

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

- По номинальному току $I_{max} \leq I_{ном}$.

Устанавливаются изоляторы наружновнутренней установки ИП-10/630-7500 УХЛ 1 с параметрами: $I_{ном} = 630$ А; $F_{разр} = 7500$ Н;

Для проходных изоляторов расчетная сила $F_{расч}$ определяется:

$$F_{расч} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 8188^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{0,22} = 26,4 \text{ Н}$$

где a – расстояние между фазами

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

Проверяем: $26,4 \leq 4500$.

Максимальный ток, протекающий по изоляторам: $I_{\text{max}} = 379,7 \text{ А.}$

Проверяем по номинальному току: $379,7 \leq 630$.

Оба условия выбора изоляторов соблюдаются, следовательно, изоляторы выбраны, верно.

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Количество потребителей, которые обеспечивают собственные нужды подстанций (с.н.), определяется типом подстанции, мощностью трансформаторов, наличием синхронных компенсаторов и типом электрооборудования.

Подстанции, выполненные по упрощённым схемам, без синхронных компенсаторов и без постоянного присутствия персонала, имеют наименьшее количество потребителей с.н. К ним относятся электродвигатели для обдува трансформаторов, обогрев приводов QR и QN, освещение подстанции и шкафы КРУН.

Наиболее важными потребителями с.н. на подстанциях являются оперативные цепи, системы связи и телемеханики, системы охлаждения трансформаторов и СГ, аварийное освещение, системы пожаротушения и электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они подключаются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с.н. (ТСН) выбирается:

- При двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с.н.

$$S_T \geq S_{\text{расч}} \quad (71)$$

- При двух трансформаторах с.н. на подстанции с постоянным дежурством

$$S_T \geq S_{\text{расч}}/K_{\text{П}} \quad (72)$$

где K_{Π} - коэффициент допустимой перегрузки, принимают равным 1,4;

- Если число трансформаторов с.н. больше двух, то

$$S_T \geq S_{\text{расч}}/n \quad (73)$$

Предельная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВА, при технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВА с $u_k = 8\%$.

На всех двухтрансформаторных подстанциях, функционирующих в диапазоне напряжений от 35 до 750 кВ, устанавливается два трансформатора собственных нужд (с.н.). Это решение обеспечивает надежность и стабильность работы подстанции, а также гарантирует наличие резервного источника питания в случае отказа основного оборудования.

На однострансформаторных подстанциях с напряжением от 35 до 220 кВ, где применяется постоянный оперативный ток и отсутствуют синхронные компенсаторы и воздушные выключатели, а силовые трансформаторы имеют тип ТМ, устанавливается один трансформатор собственных нужд (Т1). В таких системах резервирование осуществляется за счет наличия второго трансформатора (Т2), который, в случае необходимости, может взять на себя функции основного трансформатора. Это позволяет обеспечить непрерывность работы подстанции даже при отказе основного оборудования.

В случае наличия шин 10 кВ на подстанции, трансформаторы собственных нужд Т1 и Т2 подключаются непосредственно к этим шинам, что обеспечивает их максимальную эффективность и надежность. Если же шины 10 кВ отсутствуют, трансформаторы Т1 и Т2 подключаются к обмотке низкого напряжения основных трансформаторов. Это решение позволяет сохранить работоспособность подстанции и обеспечить подачу электроэнергии потребителям даже при отсутствии шин 10 кВ.

Таким образом, применение двух трансформаторов собственных нужд на двухтрансформаторных подстанциях и резервирование за счет наличия второго трансформатора на однитрансформаторных подстанциях являются ключевыми факторами обеспечения надежности и стабильности работы электрических сетей. Эти меры позволяют минимизировать риски отказов оборудования и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей.

Принимаем расчётную мощность собственных нужд равной 270 кВА.

$$S_{\text{расч}} = 270 \text{ кВА}$$

Определяется мощность ТСН по формуле:

$$S_{\text{тс.н.расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{N_{\text{с.н.}} \cdot k_3} \quad (74)$$

где $N_{\text{с.н.}}$ - число трансформаторов с.н., из приведенных выше условий принимается равным 2.

$$S_{\text{тс.н.расч}} = \frac{110}{2 \cdot 0,7} = 78,85 \text{ кВА.}$$

Принимается трансформатор ТМ 100/10. Выбранные трансформаторы проверяются на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{\text{расч}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{78,85}{2 \cdot 100} = 0,54 \quad (75)$$

8.1 Расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ ПС Константиновка

Для расчетов выбирается зона защиты А.

Для защиты данного ОРУ принимается система из 5 стержневых молниеотводов одинаковой высоты $h = 25$ м, установленных на линейных порталах (4 шт) и 1 отдельно стоящий. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x = 11$ м.

Так как $h = 25 < 150$ м, используются следующие формулы для определения внешней зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (76)$$

где $h_{\text{эф}}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h \quad (77)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right)r_0 \quad (78)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Так как во всех расчетных случаях соблюдается условие:

$$h < L \leq 2h,$$

где L - расстояние между молниеотводами в метрах, то для определения

внутренней зоны защиты пользуются следующими формулами:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h) \quad (79)$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$$r_{c0} = r_0,$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0} \quad (80)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

Например, для молниеотводов 1 и 2, $L = 45,5$ м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 45,5 = 21,25 \text{ м};$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м};$$

$$r_x = \left(1 - \frac{11}{21,25} \right) \cdot 26,25 = 12,662 \text{ м};$$

$$h_{cx} = 21,25 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(45,5 - 25) = 17,611 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 26,25 \text{ м};$$

$$r_{cx} = \left(\frac{17,611 - 11}{21,25} \right) 26,25 = 9,854 \text{ м}.$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1	2	3	4	5	6	7	8
1 и 2	45,5	21,25	26,25	12,662	17,611	26,25	9,854
1 и 3	29,5	21,25	26,25	12,662	20,451	26,25	12,131
2 и 3	49,6	21,25	26,25	12,662	16,883	26,25	9,148
2 и 5	26,776	21,25	26,25	12,662	20,935	26,25	12,457

1	2	3	4	5	6	7	8
4 и 5	26,776	21,25	26,25	12,662	20,935	26,25	12,457
1 и 4	49,6	21,25	26,25	12,662	16,883	26,25	9,148
3 и 4	45,5	21,25	26,25	12,662	17,611	26,25	9,854
2 и 4	29,5	21,25	26,25	12,662	20,451	26,25	12,131

Зона защиты молниеотводов представлена в графической части на листе 5 и на рисунке 21.

8.2 Расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Константиновка

Система заземления представляет собой сетку. Она охватывает территорию вокруг оборудования, выходя за его пределы на 1,5 метра. Это необходимо для того, чтобы люди не оказались в зоне, где присутствует электрическое поле.

Размеры ОРУ, которое мы рассчитываем, составляют А х В. Для напряжения 110 кВ: А = 76 метров, В = 38 метров.

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 3)(B + 3) = (76 + 3)(38 + 3) = 3239 \text{ м}^2 \quad (81)$$

Для горизонтальных проводников сетки, выполненных в виде прутков по условиям механической прочности, выбираем диаметр $d_r=30$ мм.

Производится проверка выбранного прута:

- По условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot r^2 = 3,14 \cdot 15^2 = 706,86 \text{ Н} \quad (82)$$

- По термической стойкости:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к.з.}}^2 \cdot t_{\text{отк}}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{10066^2 \cdot 2,355}{400 \cdot 21}} = 168,54 \text{ Н} \quad (83)$$

где β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

- Коррозионная стойкость:

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (84)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты аппроксимации, зависят от коррозионной стойкости грунта, для грунта с весьма высокой коррозионной активностью:

$$a_k = 0,0118, b_k = 0,035, c_k = -0,0612, \alpha_k = 0,148.$$

$T = 20$ лет = 240 мес. - время использования заземлителя.

$$\begin{aligned} S_{\text{ср}} &= 0,0118 \cdot \ln^3 240 + 0,035 \cdot \ln^2 240 + 0,0612 \cdot \ln 240 + 0,148 = \\ &= 2,806 \text{ м}^2 \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор.ст.}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) = 3,14 \cdot 2,806 \cdot (30 + 2,806) = 289,25 \text{ Н.}$$

По приведенным параметрам сечение горизонтальных проводов должно удовлетворять условию:

$$706,85 \geq F_{\text{мин.}} = 168,54 + 289,25 = 457,79.$$

Принимается расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{A+3}{l_{n-n}} \cdot (B+3) + \frac{B+3}{l_{n-n}} \cdot (A+3) = \frac{140}{6} \cdot 80 + \frac{80}{6} \cdot 143 = 3813 \text{ м.} \quad (85)$$

Число горизонтальных полос по длине:

$$n_{\Gamma}(A) = \frac{A+3}{l_{n-n}} = \frac{76+3}{6} = 13 \quad (86)$$

$$n_{\Gamma}(B) = \frac{B+3}{l_{n-n}} = \frac{38+3}{6} = 7 \quad (87)$$

Общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma}(A) + n_{\Gamma}(B) = 13 + 7 = 20 \quad (88)$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S}$.

В этом случае число ячеек m :

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{1080}{2\sqrt{3239}} - 1 = 8 \quad (89)$$

Длина стороны ячейки $\sqrt{S}/m$:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{3239}}{8} = 7,114 \text{ м.} \quad (90)$$

Длина горизонтальных полос в расчетах горизонтальной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m + 1) = 2\sqrt{3239} \cdot (8 + 1) = 1024 \text{ м.} \quad (91)$$

Принимается расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 2l_{n-n} = 2 \cdot 6 = 12 \text{ м.}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3239}}{12} = 19 \text{ шт.} \quad (92)$$

Принимается длина вертикальных электродов $l_B = 5 \text{ м.}$

Эквивалентное сопротивление первого слоя грунта (суглинок не водоносный):

$$\rho_{13} = \frac{h_{13}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (93)$$

где h_{13} – толщина эквивалентной двухслойной модели;

ρ_1 - сопротивление первого слоя грунта (суглинок не водоносный), равно 46 Ом·м.

ρ_2 - сопротивление второго слоя грунта (не водоносная песчаная глина), равно 2000 Ом·м.

$$h_{13} = h_3 + l_b \quad (94)$$

где h_3 - глубина заложения заземлителя, принята 0,8 м.

$$h_{13} = 0,8 + 5 = 5,8 \text{ м.}$$

Для вычисления ρ_{13} принимается толщина второго слоя грунта $h_2 = 7$ м:

$$\rho_{13} = \frac{5,8}{\frac{0,5}{46} + \frac{7}{2000}} = 403,631 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Рассчитывается эквивалентное сопротивление второго слоя грунта:

$$\rho_{13} = \frac{H_{\text{расч}} - h_{13}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (95)$$

где $H_{\text{расч}}$ - толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели:

$$H_{\text{расч}} = 1,4 \cdot l_b = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.} \quad (96)$$

$$\rho_{13} = \frac{7-5,8}{\frac{0,5}{46} + \frac{7}{2000}} = 83,51 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить следующие соотношения:

$$\frac{h_{13}-h_3}{l_B} = \frac{5,8-0,8}{5} = 1;$$

$$\frac{\rho_{13}}{\rho_{23}} = \frac{403,631}{83,51} = 4,833.$$

Для вычисления ρ_3 по кривым определяем отношение $\frac{\rho_3}{\rho_{23}}$:

$$\frac{\rho_3}{\rho_{23}} = 3,8.$$

Отсюда:

$$\rho_3 = 3,8 \cdot \rho_{23} = 3,8 \cdot 83,51 = 317,337 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_3}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left(\frac{4l_B(2h_3 + l_B)}{d_B(4h_3 + l_B)} \right), \quad (97)$$

где d_B - диаметр вертикальных электродов, принят 12 мм.

$$R_{ЭВ} = \frac{317,337}{3,14 \cdot 2 \cdot 5} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,8 + 5)}{12(4 \cdot 0,8 + 5)} \right) = 2,967 \text{ Ом}$$

Рассчитывается эквивалентное сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_3}{\pi \cdot L} \cdot \ln \left(\frac{1,5L}{\sqrt{2d_\Gamma h_3}} \right) \quad (98)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{317,337}{3,14 \cdot 1024} \cdot \ln \left(\frac{1,5 \cdot 1024}{\sqrt{2 \cdot 30 \cdot 0,8}} \right) = 0,533 \text{ Ом}.$$

Определяется общее стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{ст} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_\Gamma \cdot R_{ЭВ})} = \frac{2,967 \cdot 0,533}{0,75(20 \cdot 0,533 + 19 \cdot 2,967)} = 0,03 \text{ Ом}$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение, растекание тока молнии из-за взаимного экранирования, равен 0,75.

Определяется импульсное сопротивление вертикального электрода:

$$R_{\text{ИБ}} = \frac{\alpha_{\text{ИБ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}} = \frac{1 \cdot 2,967}{0,75 \cdot 19} = 0,208 \text{ Ом} \quad (99)$$

где $\alpha_{\text{ИБ}} = 1$ - импульсный коэффициент для вертикального электрода.

Определяется удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_0 = 0,2 \left(\ln \frac{L}{D_{\text{пр}} \cdot 10^{-3}} \right) = 0,2 \left(\ln \frac{1024}{30 \cdot 10^{-3}} \right) = 2,088 \text{ мкГн} \quad (100)$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{\text{ИГ}} = 1 + \frac{L_0 \cdot L}{3 \cdot \tau_{\text{ср}} \cdot R_{\text{ЭГ}}} = 1 + \frac{2,088 \cdot 1024}{3 \cdot 2 \cdot 0,533} = 670,214 \quad (101)$$

где $\tau_{\text{ср}} = 2 \text{ мкс}$ – длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяженного электрода:

$$R_{\text{ИГ}} = \alpha_{\text{ИГ}} \cdot R_{\text{ЭГ}} = 670,214 \cdot 0,533 = 356,977 \text{ Ом} \quad (102)$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_{\text{ИБ}} \cdot R_{\text{ИГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ИГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ИБ}})} = \frac{0,208 \cdot 356,977}{0,75(20 \cdot 1510 + 19 \cdot 356,977)} = 0,015 \text{ Ом.}$$

Заземление ОРУ 110 кВ ПС и расстановка молниеотводов представлено на рисунке 20.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТДТН 110/35/10 НА ПС КОНСТАНТИНОВКА

Для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Чтобы предотвратить многофазные короткие замыкания в обмотках и на вводах трансформатора на подстанции Константиновка, используется продольная дифференциальная защита. Для дополнительной защиты и предотвращения протекания токов внешних коротких замыканий применяется максимальная токовая защита. Она также обеспечивает защиту от перегрузки, которая может быть либо предупредительной, либо приводящей к отключению. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

На подстанции применяется постоянный оперативный ток.

Ниже в данном дипломном проекте, приведен расчет основных защит трансформатора ТДТН – 10000/110/35, выбранного для подстанции Константиновка 110/35/10 кВ и имеющего следующие данные:

- номинальная мощность 10 МВА;
- номинальное напряжение обмоток 110/35/10 кВ;
- питание автотрансформатора осуществляется со стороны высокого напряжения.

9.1 Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для обеспечения безопасности трансформаторов, работающих под высоким и сверхвысоким напряжением, используется устройство RET 521 от компании АВВ. Это устройство представляет собой микропроцессорный терминал релейной защиты.

RET 521 может использоваться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов, а также шунтирующих реакторов.

Поскольку настройка параметров терминала имеет свои особенности, расчёт уставок продольной дифференциальной защиты производится в соответствии с методикой производителя. Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{ТР.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (103)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение соответствующей стороны автотрансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,486 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ А};$$

Для выбора первичных токов трансформаторов тока (ТТ) мы используем стандартный ряд номинальных первичных токов. Значения округляем до ближайшего большего.

На подстанции установлены следующие ТТ: на стороне ВН — ТВГ-110-0,5 с номинальным первичным током 1000 А; на стороне СН — ТВГ-35-0,5 с номинальным первичным током 400 А; на стороне НН — ТОЛ — 10 с номинальным первичным током 400 А.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{\text{ТТ.СН}} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{400}{5} = 80;$$

Номинальные вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{\text{ВН.2}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{52,486}{200} = 0,262 \text{ А}; \quad (104)$$

$$I_{CH.2} = \frac{I_{НОМ.СН}}{K_{ТТ.СН}} = \frac{164,957}{80} = 2,062 \text{ A}; \quad (105)$$

$$I_{НН.2} = \frac{I_{НОМ.СН}}{K_{ТТ.СН}} = \frac{577,35}{80} = 7,217 \text{ A}; \quad (106)$$

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K' = \frac{I_1 \cdot K_{ТТ}}{I_{НОМ.Т}} \geq \frac{I_{КЗ.ВН.мах}}{I_{НОМ.Т}} \quad (107)$$

$$K'_{ВН} = \frac{1000 \cdot 200}{52,486} = 3810,54 \geq 191,784;$$

$$K'_{СН} = \frac{400 \cdot 80}{164,957} = 193,99 \geq 61,022;$$

$$K'_{НН} = \frac{400 \cdot 80}{577,35} = 55,426 \geq 17,435;$$

Т.о., все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле:

$$I_{НБ} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*} \quad (108)$$

где $K''_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 10 МВА принимаем $K'_{ПЕР} = 1,2$; $K''_{ПЕР} = 2,0$;

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

$\Delta U_{\text{РЕГ}^*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения автотрансформатора, $\Delta U_{\text{РЕГ}^*} = 0,02$;

$\Delta f_{\text{ВЫР}^*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{\text{ВЫР}^*} = 0,02$.

$$I_{\text{НБ}} = 2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,24 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{d.\text{min}^*} \geq 1,25 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (K'_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}^*} + \Delta f_{\text{ВЫР}^*}) \quad (109)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки от тока небаланса, $K_{\text{ОТС}} = 1,1$.

$$I_{d.\text{min}^*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,2 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,22$$

Подбираем тормозную характеристику из списка стандартных характеристик, доступных для терминала. Параметры характеристик можно найти в таблице 33.

Таблица 33 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{T1}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{\text{T.расч}^*}$	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 $I_{\text{T.расч}^*}$ по формуле:

$$K_{\text{T1.3}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}^*} \cdot I_{\text{СКВ}^*} - 0,7}{I_{\text{СКВ}^*} - I_{\text{Tрасч}^*}} = \frac{1,1 \cdot 0,24 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,219 \leq 0,3; \quad (110)$$

Условие выполнено для третьей тормозной характеристики.

9.2 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Система максимальной токовой защиты обеспечивает полную безопасность трансформатора, а также предотвращает его перегрузку при возникновении внешних коротких замыканий.

Ток срабатывания защиты, кВ:

$$I_{\text{сз.мгз}} = \frac{K_{\text{над}} \cdot K_{\text{сам.з}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.мах}}, \quad (111)$$

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

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $K_{\text{в}} = 0,8$;

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

$I_{\text{р.мах}}$ – максимальный рабочий ток автотрансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора определяется по его максимальной загрузке:

$$I_{\text{р.мах.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.ном}}} = \frac{10000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 36,74 \quad (112)$$

$$I_{\text{сз.мтз.ВН}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 36,74 = 101,035 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне.

Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч.мтз}} = \frac{I_{\text{к.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сз.мтз.ВН}}} = \frac{8717,412}{101,035} = 86,28 > 1,5 \quad (113)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаем $t_{\text{л.наиб.}} = 1,5 \text{ с}$):

$$t_{\text{СЗ.МТЗ}} = t_{\text{Л.наиб.}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.} \quad (114)$$

$$t_{\text{СЗ.2}} = \frac{I_{\text{СЗ.МТЗ}} \cdot 100}{K_{\text{ТТ}} \cdot 5} = \frac{101,035 \cdot 100}{200 \cdot 5} = 10,104 \% \quad (115)$$

9.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки

Предохранитель от перегрузки функционирует по принципу МТЗ, но реагирует на сигнал или отключает устройство при длительном превышении допустимых значений тока.

Мы устанавливаем защиту от перегрузки со всех сторон автотрансформатора. Для этого мы используем функциональные блоки максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС. В этом случае защита срабатывает на низкой уставке.

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

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (116)$$

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

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 36,74 = 48,221 \text{ А;}$$

$$I_{\text{СР}} = \frac{48,221 \cdot 100}{200 \cdot 5} \cdot 4,822 \%$$

В устройстве RET 521 также предусмотрена система термозащиты, которая активируется при повышении температуры обмоток, сердечника или других компонентов трансформатора.

Рост температуры может указывать на наличие межвитковых замыканий в обмотках, которые не были обнаружены газовой защитой, неисправность системы охлаждения, протекание сверхтоков, возгорание стали и другие проблемы.

9.4 Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Скорость образования газов определяется типом и масштабом повреждения. Это позволяет создать систему газовой защиты, которая может определять степень повреждения и соответственно реагировать на сигнал либо отключать систему.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В России активно применяется газовое реле, состоящее из двух шарообразных поплавков из пластика. Оно относится к типу BF80/Q.

Конструкция реле имеет свои особенности, но принцип его работы аналогичен другим газовым реле.

На рисунке 21 представлена схема газового реле BF-80/Q.

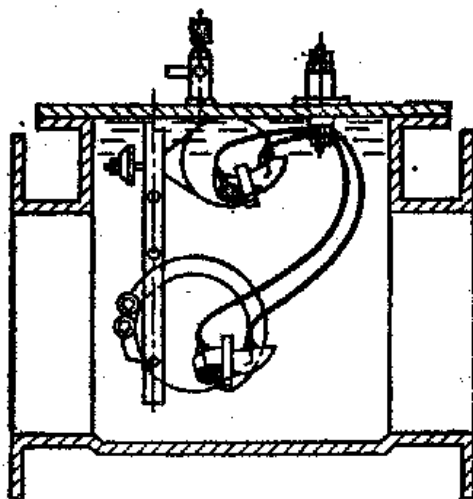


Рисунок 21 – Газовое реле типа BF-80/Q

Преимущества газовой защиты: высокая чувствительность и способность реагировать практически на любые повреждения внутри бака; быстрое срабатывание; простота установки и обслуживания; способность защищать трансформатор при критическом снижении уровня масла по любой причине.

Однако у газовой защиты есть и недостатки. Основной из них — она не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в пространстве между трансформатором и выключателями.

Также защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при доливке масла или установке системы охлаждения.

Кроме того, газовая защита может ложно срабатывать на трансформаторах, установленных в районах с высокой сейсмической активностью. В таких случаях допускается возможность перенастройки отключающего элемента на сигнал.

Из-за этих особенностей газовую защиту нельзя использовать как единственный способ защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Важно отметить, что начальная стадия виткового замыкания может не сопровождаться появлением дуги и выделением газа. В таком случае газовая защита не сработает, и витковые замыкания в трансформаторе могут оставаться незамеченными в течение длительного времени.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах меньшей мощности.

Для трансформаторов, установленных внутри помещений, газовую защиту следует устанавливать практически на всех трансформаторах, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливается газовое реле типа BF-80/Q.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ КОНСТАНТИНОВСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Чтобы определить параметры работы электросети на конкретном участке, нужно создать математическую модель сети и решить нелинейное уравнение. Для этого используются специальные программные комплексы.

В данной работе с целью расчета установившихся режимов будем использовать ПВК RastrWin 3.

Для моделирования рассматриваемого участка сети в нормальном режиме, зададим параметры в программный комплекс всех узлов и ветвей сети.

Базисный узел в сети - шина 110 кВ подстанции Центральная и в качестве генераторного узла- шины 110 кВ РГРЭС.

10.1 Расчет максимального режима

Описание узлов схемы замещения и расчет максимального режима приведены в таблицах 34 и 35. и на рисунке 22.

Таблица 34 – Параметры узлов в максимальном режиме существующей сети

Тип	№ узла	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ
				$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВт	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, МВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	1	Центральная	115			69.4	-0.9	115	115
Нагр	2	Волково	110						113.5
База	3	Тамбовка	110	-	-		-	-	112.8
Нагр	4	Михайловка	110			-	-	-	113,8
Нагр	5	Узловая	110						111.9
Нагр	6	Дим	110	-	-	-	-	-	112.72

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ген	7	РГРЭС	110	-	-	2	20.6	115,0	115,00
Нагр	8	Раздольное	110						112.5
Нагр	21	Волково нейтр	110						112.02
Нагр	22	Волково СН	35	7.1	1.8				35.61
Нагр	23	Волково НН	10	14.3	2.7				10.03
Нагр	30	Тамбовка нейтр	110	-	-	-	-	-	113.27
Нагр	31	Тамбовка СН	35	2-	-0.4	-	-	-	36.09
Нагр	32	Тамбовка НН	10	9.2	2.2	-	-	-	10.21
Нагр	41	Михайловка Н	110						111.9
Нагр	42	Михайловка СН	35	1	0.2				35.6
Нагр	43	Михайловка НН	10	1.8	0.4				10.21
Нагр	51	Узловая нейтр	110						111.3
Нагр	52	Узловая СН	35	1.5	0.4				35.71
Нагр	53	Узловая НН	10	7.3	2.3				10.07
Нагр	61	Дим нейтр	110	-	-	-	-	-	112.3
Нагр	62	Дим СН	35	-	-	-	-	-	35.79
Нагр	63	Дим НН	10	1.4	0.4	-	-	-	10.26
Нагр	81	Раздольное нейтр	110	-	-	-	-	-	113.11
Нагр	82	Раздольное СН	35	-	-	-	-	-	35.97
Нагр	83	Раздольное НН	10	7.8	1.4	-	-	-	10.16
Нагр	9	Константиновка	110						111.5
Нагр	91	Константиновка Н	110						111.3
Нагр	92	Константиновка СН	35						35.3
Нагр	93	Константиновка НН	10	8.8	3.8				9.96

Таблица 35 – Параметры ветвей в максимальном режиме существующей сети

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мксим	Коэффициент трансформации	Максимальный ток I _{max} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	2	Центральная - Волково	2.6	4.8	-66		348
ЛЭП	2	3	Волково - Тамбовка	2.4	4.6	-58		243
ЛЭП	3	4	Михайловка - Тамбовка	1.8	5.3	-73	-	106
ЛЭП	7	4	РайГРЭС - Михайловка	2.4	4.3	-66	-	109
ЛЭП	3	5	Тамбовка - Узловая	3.2	5.5	-76	-	79
ЛЭП	3	6	Тамбовка - Дим	2.2	4.4	-	-	18
ЛЭП	3	8	Тамбовка - Раздольное	1.6	2.8	- 46	-	82
Тр-р	2	21	Волково – Волково нейтр	0.75	28	25	1	114
Тр-р	21	22	Волково нейтр - Волково СН	0.75	-	-	0.318	38
Тр-р	21	23	Волково нейтр - Волково НН	0.75	17	-	0.09	75
Тр-р	3	31	Тамбовка – Там- бовка нейтр.	0.75	28	25	1	66
Тр-р	31	32	Тамбовка нейтр – Тамбовка СН	0.75	-	-	0.318	16
Тр-р	31	33	Тамбовка нейтр – Тамбовка НН	0.75	17	-	0.09	59
Тр-р	4	41	Михайловка - Михайловка нейтр	2.1	40	56	1	37
Тр-р	41	42	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	-	-	0.318	15
Тр-р	41	43	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	26	-	0.09	5
Тр-р	5	51	Узловая - Узловая нейтр	0.75	28	25	1	45
Тр-р	51	52	Узловая нейтр – Узловая СН	0.75	-	-	0.318	8
Тр-р	51	53	Узловая нейтр – Узловая НН	0.75	17	-	0.09	39

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	6	61	Дим – Дим нейтр	0.75	28	25	1	8
Тр-р	61	62	Дим нейтр – Дим СН	0.75	-	-	0.318	-
Тр-р	61	63	Дим нейтр – Дим НН	0.75	17	-	0.09	7
Тр-р	8	81	Раздольное - Раздольное нейтр	2.1	40	56	1	35
Тр-р	81	82	Раздольное нейтр - Раздольное СН	2.1	-	-	0.318	-
Тр-р	81	83	Раздольное нейтр - Раздольное НН	2.1	26	-	0.09	34
ЛЭП	5	9	Константиновка - Узловая	2.6	4.2			
Тр-р	9	91	Константиновка- Дим	3.3	5.8			109
Тр-р	91	92	Константиновка – Константиновка Н	0.75	28	25		22
Тр-р	92	93	Константиновка Н – Константиновка СН	0.75	-	-		
ЛЭП	6	9	Константиновка Н – Константиновка НН	0.75	17	-		24

В рассматриваемом максимальном режиме уровни напряжений соответствуют требуемым значениям.

Анализ максимального режима рассматриваемого участка сети показал следующее:

В штатном режиме работы сети, при текущих нагрузках, напряжение в узлах не превышает допустимых показателей. Токовая нагрузка не превышает длительно допустимого тока. Наиболее загруженным является участок Центральная – Волкова. Токовая нагрузка на данном участке – 348 А.

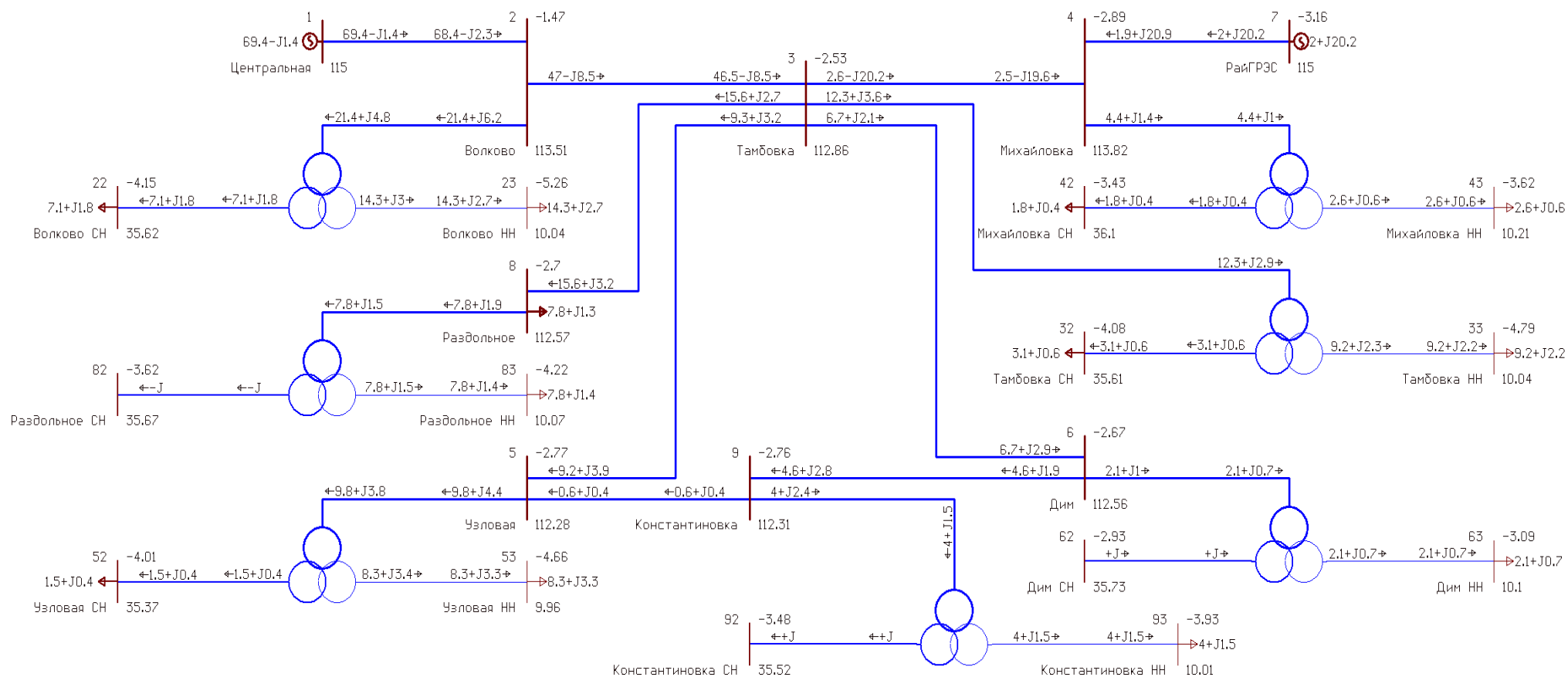


Рисунок 22 – Расчет максимального режима сети после реконструкции

10.2 Расчет минимального режима

При расчете минимального режима задаем минимальные летние мощности в узлах, так же в генераторном узле и базисном узле задаем напряжение 112 кВ.

Описание узлов схемы замещения и расчет максимального режима приведены в таблицах 36 и 37.

Таблица 36 – Параметры узлов в минимальном режиме существующей сети

Тип	№ узла	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ	Расчетный модуль напряжения V , кВ
				$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВт	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, МВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	1	Центральная	112			69.4	-0.9	112	112
Нагр	2	Волково	110						110.5
База	3	Тамбовка	110	-	-		-	-	109.8
Нагр	4	Михайловка	110			-	-	-	110,8
Нагр	5	Узловая	110						110.3
Нагр	6	Дим	110	-	-	-	-	-	110.72
Ген	7	РГРЭС	110	-	-	2	20.6	115,0	112,00
Нагр	8	Раздольное	110						110.5
Нагр	21	Волково нейтр	110						110.02
Нагр	22	Волково СН	35	7.1	1.8				35.81
Нагр	23	Волково НН	10	14.3	2.7				10.03
Нагр	30	Тамбовка нейтр	110	-	-	-	-	-	110.27
Нагр	31	Тамбовка СН	35	2-	-0.4	-	-	-	35.09
Нагр	32	Тамбовка НН	10	9.2	2.2	-	-	-	10.21
Нагр	41	Михайловка Н	110						110.9
Нагр	42	Михайловка СН	35	1	0.2				35.6
Нагр	43	Михайловка НН	10	1.8	0.4				10.21
Нагр	51	Узловая нейтр	110						111.3

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	52	Узловая СН	35	1.5	0.4				35.71
Нагр	53	Узловая НН	10	7.3	2.3				10.07
Нагр	61	Дим нейтр	110	-	-	-	-	-	110.3
Нагр	62	Дим СН	35	-	-	-	-	-	35.79
Нагр	63	Дим НН	10	1.4	0.4	-	-	-	10.26
Нагр	81	Раздольное нейтр	110	-	-	-	-	-	110.11
Нагр	82	Раздольное СН	35	-	-	-	-	-	35.97
Нагр	83	Раздольное НН	10	7.8	1.4	-	-	-	10.16
Нагр	9	Константиновка	110						110.5
Нагр	91	Константиновка Н	110						110.3
Нагр	92	Константиновка СН	35						35.3
Нагр	93	Константиновка НН	10	8.8	3.8				9.96

Таблица 37 – Параметры ветвей в минимальном режиме существующей сети

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Коэффициент трансформации	Максимальный ток I _{max} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	2	Центральная - Волково	2.6	4.8	-66		334
ЛЭП	2	3	Волково - Тамбовка	2.4	4.6	-58		223
ЛЭП	3	4	Михайловка - Тамбовка	1.8	5.3	-73	-	102
ЛЭП	7	4	РайГРЭС - Михайловка	2.4	4.3	-66	-	98
ЛЭП	3	5	Тамбовка - Узловая	3.2	5.5	-76	-	69
ЛЭП	3	6	Тамбовка - Дим	2.2	4.4	-	-	18
ЛЭП	3	8	Тамбовка - Раздольное	1.6	2.8	- 46	-	82
Тр-р	2	21	Волково – Волково нейтр	0.75	28	25	1	92

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	21	22	Волково нейтр - Волково СН	0.75	-	-	0.318	28
Тр-р	21	23	Волково нейтр - Волково НН	0.75	17	-	0.09	65
Тр-р	3	31	Тамбовка – Там- бовка нейтр.	0.75	28	25	1	66
Тр-р	31	32	Тамбовка нейтр – Тамбовка СН	0.75	-	-	0.318	16
Тр-р	31	33	Тамбовка нейтр – Тамбовка НН	0.75	17	-	0.09	59
Тр-р	4	41	Михайловка - Михайловка нейтр	2.1	40	56	1	37
Тр-р	41	42	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	-	-	0.318	15
Тр-р	41	43	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	26	-	0.09	5
Тр-р	5	51	Узловая - Узловая нейтр	0.75	28	25	1	45
Тр-р	51	52	Узловая нейтр – Узловая СН	0.75	-	-	0.318	8
Тр-р	51	53	Узловая нейтр – Узловая НН	0.75	17	-	0.09	39
Тр-р	6	61	Дим – Дим нейтр	0.75	28	25	1	8
Тр-р	61	62	Дим нейтр – Дим СН	0.75	-	-	0.318	-
Тр-р	61	63	Дим нейтр – Дим НН	0.75	17	-	0.09	7
Тр-р	8	81	Раздольное - Раздольное нейтр	2.1	40	56	1	35
Тр-р	81	82	Раздольное нейтр - Раздольное СН	2.1	-	-	0.318	-
Тр-р	81	83	Раздольное нейтр - Раздольное НН	2.1	26	-	0.09	34
ЛЭП	5	9	Константиновка - Узловая	2.6	4.2			
Тр-р	9	91	Константиновка- Дим	3.3	5.8			31
Тр-р	91	92	Константиновка – Константиновка Н	0.75	28	25		22
Тр-р	92	93	Константиновка Н – Константиновка СН	0.75	-	-		
ЛЭП	6	9	Константиновка Н – Константиновка НН	0.75	17	-		24

В рассматриваемом минимальном режиме уровни напряжений соответствуют требуемым значениям.

Анализ минимального режима рассматриваемого участка сети показал следующее:

Напряжение в узлах сети в нормальном режиме при существующих нагрузках не выходят за пределы допустимых значений. Токовая нагрузка не превышает длительно допустимого тока. Наиболее загруженным является участок Центральная – Волкова. Токовая нагрузка на данном участке – 334 А.

10.3 Расчет послеаварийного режима

В качестве аварии рассмотрим отключение линии 110 кВ Тамбовка – Узловая. При расчете послеаварийного режима принимаем максимальные зимние мощности в узлах, так же в генераторном узле и базисном узле задаем напряжение 115 кВ.

Описание узлов схемы замещения и расчет максимального режима приведены в таблицах 38 и 39.

Таблица 38 – Параметры узлов в послеаварийном режиме существующей сети

Тип	№ узла	Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузок		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, ккВ	Расчетный модуль напряжения V , ккВ
				$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВт	$P_{г}$, МВт	$Q_{г}$, МВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	1	Центральная	115			69.4	-0.9	115	115
Нагр	2	Волково	110						113.5
База	3	Тамбовка	110	-	-		-	-	112.8
Нагр	4	Михайловка	110			-	-	-	113,8
Нагр	5	Узловая	110						111.9
Нагр	6	Дим	110	-	-	-	-	-	112.72
Ген	7	РГРЭС	110	-	-	2	20.6	115,0	115,00

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	8	Раздольное	110						112.5
Нагр	21	Волково нейтр	110						112.02
Нагр	22	Волково СН	35	7.1	1.8				35.61
Нагр	23	Волково НН	10	14.3	2.7				10.03
Нагр	30	Тамбовка нейтр	110	-	-	-	-	-	113.27
Нагр	31	Тамбовка СН	35	2-	-0.4	-	-	-	36.09
Нагр	32	Тамбовка НН	10	9.2	2.2	-	-	-	10.21
Нагр	41	Михайловка Н	110						111.9
Нагр	42	Михайловка СН	35	1	0.2				35.6
Нагр	43	Михайловка НН	10	1.8	0.4				10.21
Нагр	51	Узловая нейтр	110						111.3
Нагр	52	Узловая СН	35	1.5	0.4				35.71
Нагр	53	Узловая НН	10	7.3	2.3				9.8
Нагр	61	Дим нейтр	110	-	-	-	-	-	112.3
Нагр	62	Дим СН	35	-	-	-	-	-	35.6
Нагр	63	Дим НН	10	1.4	0.4	-	-	-	10.26
Нагр	81	Раздольное нейтр	110	-	-	-	-	-	113.11
Нагр	82	Раздольное СН	35	-	-	-	-	-	35.57
Нагр	83	Раздольное НН	10	7.8	1.4	-	-	-	10.00
Нагр	9	Константиновка	110						111.3
Нагр	91	Константиновка Н	110						110.7
Нагр	92	Константиновка СН	35						35.2
Нагр	93	Константиновка НН	10	8.8	3.8				9.93

Таблица 39 – Параметры ветвей в минимальном режиме существующей сети

Тип	№ нач.	№ кон.	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Коэффициент трансформации	Максимальный ток I _{max} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	2	Центральная - Волково	2.6	4.8	-66		349
ЛЭП	2	3	Волково - Тамбовка	2.4	4.6	-58		243
ЛЭП	3	4	Михайловка - Тамбовка	1.8	5.3	-73	-	107
ЛЭП	7	4	РайГРЭС - Михайловка	2.4	4.3	-66	-	109
ЛЭП	3	5	Тамбовка - Узловая	3.2	5.5	-76	-	-
ЛЭП	3	6	Тамбовка - Дим	2.2	4.4	-	-	90
ЛЭП	3	8	Тамбовка - Раздольное	1.6	2.8	- 46	-	82
Тр-р	2	21	Волково – Волково нейтр	0.75	28	25	1	114
Тр-р	21	22	Волково нейтр - Волково СН	0.75	-	-	0.318	38
Тр-р	21	23	Волково нейтр - Волково НН	0.75	17	-	0.09	75
Тр-р	3	31	Тамбовка – Тамбовка нейтр.	0.75	28	25	1	66
Тр-р	31	32	Тамбовка нейтр – Тамбовка СН	0.75	-	-	0.318	16
Тр-р	31	33	Тамбовка нейтр – Тамбовка НН	0.75	17	-	0.09	59
Тр-р	4	41	Михайловка - Михайловка нейтр	2.1	40	56	1	37
Тр-р	41	42	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	-	-	0.318	15
Тр-р	41	43	Михайловка нейтр - Михайловка СН	2.1	26	-	0.09	5
Тр-р	5	51	Узловая - Узловая нейтр	0.75	28	25	1	45
Тр-р	51	52	Узловая нейтр – Узловая СН	0.75	-	-	0.318	8
Тр-р	51	53	Узловая нейтр – Узловая НН	0.75	17	-	0.09	39

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	6	61	Дим – Дим нейтр	0.75	28	25	1	8
Тр-р	61	62	Дим нейтр – Дим СН	0.75	-	-	0.318	-
Тр-р	61	63	Дим нейтр – Дим НН	0.75	17	-	0.09	7
Тр-р	8	81	Раздольное - Раздольное нейтр	2.1	40	56	1	35
Тр-р	81	82	Раздольное нейтр - Раздольное СН	2.1	-	-	0.318	-
Тр-р	81	83	Раздольное нейтр - Раздольное НН	2.1	26	-	0.09	34
ЛЭП	5	9	Константиновка - Узловая	2.6	4.2			56
Тр-р	9	91	Константиновка- Дим	3.3	5.8			80
Тр-р	91	92	Константиновка – Константиновка Н	0.75	28	25		22
Тр-р	92	93	Константиновка Н – Константиновка СН	0.75	-	-		
ЛЭП	6	9	Константиновка Н – Константиновка НН	0.75	17	-		24

В рассматриваемом послеаварийном режиме уровни напряжений соответствуют требуемым значениям. На участке Дим – Узловая – Константиновка незначительно снизились напряжения. Токовые нагрузки находятся в допустимых пределах и не превышают длительно допустимых токов.

11 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В ходе реализации проекта по реконструкции электрических сетей 110 кВ Константиновского района предусматривается строительство новой ВЛ 110 кВ. Узловая – Дим с заходами на подстанцию 110/35/10 Константиновка. Реконструкция будет производиться за счет средств ОА "ДРСК" и объекты будут приняты на баланс Общества.

Филиал «Амурские электрические сети» входит в состав АО «ДРСК» в качестве его обособленного подразделения без прав юридического лица.

Ключевым направлением работы филиала «Амурские электрические сети» является обеспечение бесперебойного и качественного снабжения электроэнергией в соответствии с установленными стандартами.

Основные задачи филиала «Амурские электрические сети»: обеспечение надёжной работы электрических сетей, энергетического оборудования и систем управления, контроля и защиты; обеспечение доставки электроэнергии до конечных потребителей через сеть; соблюдение требований и нормативов по безопасной эксплуатации электроустановок, охране труда на производстве, защите окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Методы оценки результативности проекта, которые базируются на использовании дисконтированных оценок, отличаются высокой точностью, поскольку они принимают во внимание множество аспектов, таких как уровень инфляции, динамика процентных ставок и нормы прибыли.

Среди таких методов можно выделить метод индекса рентабельности, который позволяет определить чистую стоимость проекта, также известную как чистый дисконтированный доход.

Дисконтирование – определение стоимости денежных потоков, относящихся к будущим периодам. С точки зрения экономики, ставка дисконтирования представляет собой норму прибыли на вложенный капитал,

которую ожидает получить инвестор. С помощью ставки дисконтирования можно рассчитать сумму, которую инвестор должен заплатить в текущий момент, чтобы получить ожидаемый доход в будущем. [51].

11.1 Расчет чистого дисконтированного дохода

Ключевая цель оценки стоимости результатов инвестиционного проекта — определить доход от его реализации. Для недавно запущенного объекта это несложно сделать, используя формулу, которая учитывает объёмы продаж электроэнергии потребителю за год t .

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i \quad (117)$$

где W_t — полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

T_i — одноставочный тариф для i -го потребителя, тыс. руб /МВт·ч;

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

$$O_{Pt} = 10 \cdot 6000 \cdot 3300 = 198000 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли после вычета налогов ($\Pi_{\text{ч}t}$) численно равна прибыли от реализации ($\Pi_{\text{б}t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{\text{ч}t} = \Pi_{\text{б}t} - H_t = O_{Pt} - I_t - H_t \quad (118)$$

где O_{Pt} — стоимостная оценка результатов без НДС;

I_t — суммарные эксплуатационные издержки в год.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t \quad (119)$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot P_{6t} \quad (120)$$

Дисконтированный чистый доход вычисляется как дисконтированный чистый денежный поток $\mathcal{E}_t$, который представляет собой разницу между поступлениями и расходами денежных средств (без учёта источников финансирования).

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t - Y = P_{ч.т.} + I_{м.т} - K_t - Y \quad (121)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (122)$$

где $E = 10\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в строительство электросетевого комплекса составляет 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 23.

В процессе расчёта было принято во внимание, что сетевая организация в течение трёх лет осуществит капитальные вложения, связанные с проектированием, строительством линий и подстанции. В первый год после подключения к новому центру питания потребители будут использовать 10% от максимальной мощности, а затем в течение пяти лет постепенно увеличивать потребление.



Рисунок 23 – ЧДД для выбранного варианта присоединения ПС 110 кВ
Константиновка к существующей сети

Из графика ЧДД видно, что проект окупается 16 лет.

Реконструкция электрических сетей 110 кВ Константиновского района Амурской области прежде всего вызвана необходимостью увеличения надежности электроснабжения данного региона.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В рамках своего дипломного проекта я разработал меры, направленные на создание оптимальных условий труда. Среди них:

а) Создание подстанции, которая позволяет проводить ремонт и обслуживание автокранов, телескопических вышек, инвентаря и средств малой механизации.

б) Установка рабочего и аварийного освещения.

в) Заземление корпусов аппаратов.

г) Создание путей для перемещения трансформаторов, что упрощает установку тяжёлого оборудования.

д) Ограждение территории подстанции.

е) Защита подстанции от ударов молнии и волн перенапряжения, а также обеспечение безопасности оборудования.

ж) Соблюдение норм, установленных Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), в отношении габаритов подстанции и оборудования.

12.1 Безопасность

Для ранее выбранных в основной части дипломного проекта трансформаторов выполняются условия надежной работы. Силовые трансформаторы ТДТН-6300/110/38.5/11кВ и условия их эксплуатации на подстанции. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов, характеристики масла и параметры изоляции находятся в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

Необходим контроль правильности установки трансформаторов, так как они оборудованы устройствами газовой защиты. Крышка имеет подъем по направлению к газовому реле не менее 1%, а маслопровод к расширителю - не менее 2%. Полость выхлопной трубы соединена с полостью расширителя.

В разделе, посвящённом безопасности и экологичности проекта, мы рассмотрим стационарные системы пожаротушения, которые используются на

подстанциях.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники находятся в исправном состоянии. Расчет маслосборника для масляного трансформатора 110/38.5/11кВ приведен в этом разделе, но расчет и описание приведены далее.

На баках трансформаторов наружной установки указаны стационарные (подстанционные) номера. Такие же номера на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер. Трансформаторы наружной установки окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Масло в расширителе неработающего трансформатора ТМТН 6300/110/38.5/11кВ на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе.

При номинальной нагрузке трансформаторов, установленных на подстанциях, температура верхних слоев масла должна быть не выше 95°C, т.к. трансформаторы с естественным охлаждением масла.

Для трансформаторов выбранной марки допустима длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Кроме того, допустимы систематические перегрузки, в зависимости от режима работы сети, значение и длительность которых регламентируются типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов заводов-изготовителей.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах для масляных трансформаторов.

В таблице 40 сведены данные о длительности перегрузки по току.

Таблица 40 - Длительность перегрузки по току

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

12.2 Воздушные линии электропередачи

При выполнении данного дипломного проекта производилось проектирование линии 110кВ, которая обеспечила реконструкцию энергосистемы Константиновского энергорайона. Согласно правилам технической эксплуатации, имеющиеся данные о фактических условиях в зоне, проектируемой ВЛ (данные по гололеду и ветру, отказам ВЛ и их элементов и другие данные, характеризующие местные условия), указаны и описаны ранее в разделе основной части климатических условий.

При эксплуатации воздушной линии электропередачи (ВЛ) 110кВ Тамбовка-Константиновка производится техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Прием в эксплуатацию законченных строительством ВЛ организацией, эксплуатирующей электрические сети, производится в соответствии со строительными нормами и правилами устройства электроустановок.

При техническом обслуживании данной спроектированной линии производятся работы по поддержанию работоспособности и исправности ВЛ и их элементов выполняя профилактические проверки и измерения, предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа.

При выполнении капитального ремонта спроектированной в дипломном проекте ВЛ напряжением 110кВ выполняются работы по восстановлению исправности и работоспособности ВЛ и их элементов путем ремонта или замены новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

Техническое обслуживание и ремонтные работы организованы комплексно путем проведения всех необходимых работ с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Они могут производиться с отключением ВЛ, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения.

Техническое обслуживание и ремонт ВЛ выполняется с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

При эксплуатации ВЛ строго соблюдаются правила охраны электрических сетей и контроль за их выполнением.

Организация, эксплуатирующая электрические сети (в моем дипломном проекте принадлежность линий подробно описана в разделе технико-экономического обоснования) «ДРСК» «Амурские электрические сети» осуществляет контроль за соблюдением правил охраны электрических сетей информирует предприятия, организации и граждан, находящихся в районе прохождения ВЛ, о положениях правил эксплуатации линий 110кВ.

Организации, эксплуатирующие электрические сети, обеспечивают линии в исправном состоянии:

- а) - Устройства светоограждения, установленные на опорах ВЛ в соответствии с правилами маркировки и светоограждения высотных препятствий;
- б) - Постоянные знаки, установленные на опорах в соответствии с проектом ВЛ и положениями нормативных документов.

Реконструкция ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям (т.к. в области преобладает сельскохозяйственная промышленность), производится по согласованию с землепользователями и, в тот период, когда эти угодья не заняты сельскохозяйственными культурами.

Работы по предотвращению нарушений в работе ВЛ и ликвидации последствий таких нарушений производятся в любое время года без согласования с землепользователями, но с уведомлением их о проводимых работах.

После выполнения указанных работ организация, эксплуатирующая электрические сети в моем дипломном проекте – АмурЭнерго должна привести земельные угодья в состояние, пригодное для их использования по целевому назначению, а также возместить землепользователям убытки, причиненные при производстве работ.

12.3 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при маслonaполненных силовых трансформаторах с массой более 1 тонны проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Объём маслоприёмника должен быть рассчитан на одновременный приём 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допускается выполнение маслоприёмников без отвода масла. При этом маслоприёмники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объём масла, содержащегося в установленном над ним оборудовании, и закрываться металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан толщиной не менее 0.25 м. слой чистого гравия или промытого гранитного щебня, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприёмника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом. При применении маслоприёмника без отвода масла рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприёмнике.

12.3.1 Расчёт маслоприёмника

Определение габаритов маслоприемника трансформатора.

Марка трансформатора:	ТМТН – 6300/110/38.5/11
Масса трансформаторного масла:	М=7280 кг
Длина трансформатора:	А=4835 мм
Ширина трансформатора:	Б=3905 мм

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 1 метр при массе масла от 2 до 10 тонн согласно /13. с.359/

Габариты маслоприемника:

$V=A+1000$	$V=4835+1000$	$V=5835$ мм
$\Gamma=B+1000$	$\Gamma=3905+1000$	$\Gamma=4905$ мм

Площадь маслоприемника:

$$S=B*\Gamma$$

$$S=5.835*4.905=28.62 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТР.М.}} = \frac{M}{\rho} \quad (123)$$

где М-масса трансформаторного масла =7.28 тонны;

ρ - плотность трансформаторного масла =850 (кг/м³).

$$V_{\text{ТР.М.}} = \frac{7280}{850} = 8,565 \text{ м}^3$$

Высота маслоприемника определяется по формуле, м:

$$H_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТР.М.}}}{S} \quad (124)$$

$$H_{\text{МП}} = \frac{8,565}{28,62} = 0,299 \text{ м}$$

Объём воды для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = \kappa \cdot t(S + S_{\text{БПТ}}) \quad (125)$$

где κ – интенсивность пожаротушения;

t – время пожаротушения;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора

$$S_{\text{БПТ}} = 2(A + B) \cdot H_{\text{МП}} \quad (126)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2(4,835 + 3,905) \cdot 4,5 = 78,66 \text{ м}^2.$$

По формуле 125 производим расчёт объёма воды для тушения пожара.

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,2 \cdot 1800(28,62 + 78,66) = 38620,8 \text{ литров} = 38,6208 \text{ м}^3.$$

Объём маслоприёмника рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТР.М}} + 0,8V_{\text{ВОДЫ}} \quad (127)$$

$$V_{\text{МП}} = 8,565 + 0,8 \cdot 38,6208 = 39,462 \text{ м}^3.$$

Расчёт глубины маслоприёмника производим по формуле:

$$h_{\text{МП}} = H_{\text{МП}} + h_{\text{ЗАЗ}} + h_{\text{ЗАС}} \quad (128)$$

где $h_{\text{ЗАЗ}}$ – воздушный зазор = 0,05 м.

$h_{\text{ЗАС}}$ – высота засыпки = 0,25 м.

$$h_{\text{МП}} = 0,299 + 0,05 + 0,25 = 0,599 \text{ м.}$$

12.4 Чрезвычайные ситуации

Риск возгорания в электроустановках обусловлен использованием горючих изоляционных материалов, таких как резина, лаки, масла и другие.

Источниками возгорания могут стать электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузки проводов, неисправности электрических машин и аппаратов, а также грозовые перенапряжения и удары молнии.

Чтобы обеспечить пожарную безопасность на подстанции Константиновка 110/38.5/11кВ по проекту её обеспечивают пожарными щитами первичных средств пожаротушения.

Для размещения первичных средств пожаротушения на открытых территориях используют пожарные щиты, тип которых определял в зависимости от категоричности территории и типа класса пожара горючих веществ.

Щиты, предназначенные для пожарных, служат для хранения и размещения в одном месте ручных огнетушителей, а также немеханизированных инструментов и инвентаря, которые используются для тушения пожаров на различных объектах, включая склады и строительные площадки.

Щиты металлические (ЩПМ).

Пожарные щиты имеют габаритные размеры 1200х600 мм и окрашены в соответствии с требованиями государственного стандарта.

Норма комплектации пожарного щита немеханизированным инструментом и инвентарем показана в таблице 41. Покажу для двух категории пожара:

Тип В – пожары горючих жидкостей и газов

Тип Е – пожары, связанные с горением электроустановок

Таблица 41 - Норма комплектации пожарного щита.

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара	
	ЩП-В	ЩП-Е
Огнетушители углекислотные	2	-
Лом	1	-
Крюк с деревянной рукояткой	1	-
Ведро	1	-
Асбестовое полотно, грубошерстяная ткань или войлок	1	1
Лопата штыковая	1	-
Ящик с песком	1	1

Объём песка в ящике составляет 0.5 м³. Песок, который хранится в металлических ящиках должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков. Один раз в год его необходимо перемешивать и удалять комки.

Тушение песком должно производиться путём разбрасывания его по горячей поверхности, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

Чтобы избежать причин пожара на подстанции, вследствие прямых ударов молнии на территорию подстанции сооружается молниезащита, которая рассматривалась ранее.

Огнетушителей на подстанции нет так как подстанция без дежурного персонала. Машина оперативно выездной бригады оснащена углекислотными огнетушителями ОУ-5 в количестве 4 штук. По норме положено не менее 20 литров.

Углекислотные огнетушители (ОУ) универсальны в применении, компактности и эффективности тушения.

Углекислотные огнетушители предназначены для тушения загораний различных веществ и материалов, а также электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением до 10 кВ (10000 В).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения проекта был разработан оптимальный вариант усиления электрической сети 110 кВ с целью увеличения надежности электроснабжения потребителей Константиновского района Амурской области путем строительства нового центра питания в селе Константиновка 110/35/10 кВ Константиновка и присоединения данной подстанции двумя линиями 110 кВ Константиновка – Узловая и Константиновка – Дим.

Был решен вопрос компенсации реактивной мощности путем установки компенсирующих устройств. Выбрано сечение провода, выбраны силовые трансформаторы.

Предлагаемый способ укрепления сети 110 кВ отличается повышенной стабильностью, сниженными потерями в системе и более низкими общими расходами. После анализа токов короткого замыкания на подстанции было подобрано оборудование, соответствующее актуальным стандартам в сфере электроэнергетики.

Для защиты трансформаторов на ПС Константиновка выбрана микропроцессорная защита на базе терминала «RET 521».

С помощью современного программного комплекса RASTR WIN был произведен расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов.

Также в проекте были рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ и ВЛ 110 кВ. Выполнен расчет маслоприемника и маслоборника под трансформатором ПС Константиновка.

.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб.пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. -2-ое издание. - Санкт-Петербург
3. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 1978.
4. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». (утв. Приказом Министерства Труда РФ от 15.12.2020 г. № 903н);
5. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070);
6. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с. - Б. ц.
7. Гужов Н.П., Системы электроснабжения : учебник / Гужов Н.П. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. - 258 с. ("Учебники НГТУ") - ISBN 978-5-7782-2734-7 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785778227347.html>
8. Казакул, А.А. Алгоритмы задач электроэнергетики: Методические указания по выполнению лабораторных работ / А.А. Казакул. - Благовещенск, 2014. – 132 с.
9. Быстрицкий, Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учебное пособие для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 201 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-08404-7. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/470416> (дата обращения: 09.05.2025)

10. . Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 37 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7755.pdf
11. 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.
12. Consultant.Ru: Индексы изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2025 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> - 01.06.25.
13. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017.- 168с
14. Изоляция и перенапряжения. Лабораторный практикум [Текст] : учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Н. В. Савина [и др.] ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008
15. Куффель, Е. Техника и электрофизика высоких напряжений [Текст] : учеб.-справ. рук. / Е. Куффель, В. Цаенгль, Дж. Куффель ; пер. с англ. С. М. Смольского ; И. П. Кужекина. - Долгопрудный : Интеллект, 2011. - 520 с
16. . Ветров В.И. Режимы электрооборудования электрических станций [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.И. Ветров, Л.Б. Быкова, В.И. Ключенович. — Электрон. текстовые данные. — Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2010. — 243 с. — 978-5-7782-1456-9. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45158.html>
17. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

18. Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
19. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
20. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.
21. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.
22. 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.
23. СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».
24. Русина, А. Г. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов / А. Г. Русина, Т. А. Филиппова. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 399 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534- 04370-9. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <http://www.biblioonline.ru/bcode/453167> .
25. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование : учебное пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. — 3-е изд., испр. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 192 с. — ISBN 978-5-8114-1164-1. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/168632> (дата обращения: 09.06.2025). — Режим доступа: для авториз. пользователей
26. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.
27. Сервис доступа к электронной информации систем Росгеолфонда https://reports.geologyscience.ru/kadastr_view_one.php?id=36402