

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

И.о. зав. кафедрой

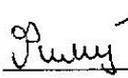

_____ Н.В. Савина
«20» 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Чныррах напряжением 110/35/6 кВ для электроснабжения территории опережающего развития Николаевск в Хабаровском крае

Исполнитель

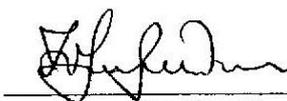
студент группы 542об1


_____ 17.06.2019
подпись, дата

Д.Н. Филимонов

Руководитель

профессор,
канд.техн.наук


_____ 17.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и
экологичности

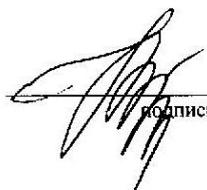
доцент, канд.техн.наук


_____ 08.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


_____ 19.06.19
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Филимонова Дмитрия Нтколаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Чныррах напряжением 110/35/6 кВ для электроснабжения территории опережающего развития Николаевск в Хабаровском крае

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 7 июня 2019 года

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчёт варианта строительства и подключения подстанции “Чныррах”.

Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; осуществлён выбор типа и мощности силовых трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токопроводы, токоведущие части и шины распределительных устройств, а также рассмотрен расчёт релейной защиты трансформатора. Произведен расчет экономической части проекта, и рассмотрены вопросы по безопасности и экологичности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) : Схема сети, главная схема ПС, схема замещения и результаты расчетов токов КЗ, план РУ и разрез; молниезащита и заземление ПС, релейная защита.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность- Булгаков А.Б., *доцент, канд.техн.наук.*

7. Дата выдачи задания 4 апреля 2019 года

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович 
профессор, *канд.техн.наук.*

Задание принял к исполнению (дата): Рим 7.07.2019г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 139 стр., 20 рисунков, 45 таблиц, 20 источников.

МОЩНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование подстанции, для этого был рассчитан ток короткого замыкания, выбрано и проверено оборудование, релейная защита трехобмоточного трансформатора, также была спроектирована система заземления и молниезащиты выбранной подстанции. Рассчитаны издержки, капиталовложения и срок окупаемости проекта. В разделе экологичность и безопасность было рассмотрено влияние данной подстанции на окружающую среду, а также безопасность при работе персонала.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	10
1.1.1 Общая информация	10
1.1.2 Географическое положение	10
1.1.3 Климат	11
1.1.4 Население	12
1.2 Характеристика источника питания	13
1.3 Характеристика Николаевского энергорайона	13
1.4 Характеристика потребителей энергии	15
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	17
2.1 Расчет мощности	19
2.2 Баланс активной мощности в Николаевском энергорайоне	23
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	25
2.4 Выбор типов схем РУ подстанции	28
3 Расчет токов КЗ	30
4 Выбор оборудования	39
4.1 Оборудование 110 кВ	39
4.1.1 Выбор высоковольтного оборудования	39
4.1.2 Выбор разъединителя	41
4.1.3 Выбор и проверка трансформатора тока	42
4.1.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения	46
4.2 Выбор шинных конструкций	48
4.3 Выбор ОПН	52
4.4 Выбор и проверка жестких шин	54
4.5 Выбор изоляторов	58
4.6 Выбор оборудования 35 кВ	61

4.6.1	Выбор и проверка выключателя	62
4.6.2	Выбор и проверка трансформатора тока	63
4.6.3	Выбор и проверка трансформатора напряжения	66
4.7	Выбор оборудования 6 кВ	68
4.7.1	Выбор и проверка выключателя	69
4.7.2	Выбор и проверка трансформатора тока	70
4.7.3	Выбор и проверка трансформатора напряжения	73
4.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	74
5	Релейная защита	76
5.1	Функции микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ»	76
5.2	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	78
5.3	Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	80
5.4	Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	88
5.5	Проверка чувствительности дифференциальной защиты	89
5.6	Защита от перегрузки	89
5.7	Обдув	91
5.8	Блокировка РПН	91
5.9	Газовая защита	91
5.10	Сигнализация	91
5.11	Комплекты защит и автоматика управлением выключателя	92
	линии 6 кВ	
5.12	Защита секционного выключателя 6 кВ	93
5.13	Трансформатор напряжения 110 кВ	93
5.14	Трансформатор напряжения 6 кВ	94
6	Заземление и молниезащита	95
6.1	Расчет заземления	95
6.2	Молниезащита	103
6.3	Защита подстанции от волн, набегающих с ЛЭП	106
7	Экономический расчет	109
7.1	Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	109

7.2	Расчет капиталовложений на строительство ПС	111
7.3	Расчет амортизационных отчислений	114
7.4	Расчет эксплуатационных затрат	115
7.5	Себестоимость передачи электроэнергии	118
7.6	Простой срок окупаемости	118
8	Безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации на подстанции	120
8.1	Безопасность	120
8.1.1	Мероприятия по защите от шума	120
8.1.2	Определение размеров санитарно-защитной зоны	125
8.1.3	Воздействие электромагнитных полей	126
8.2	Экологичность	128
8.2.1	Результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду	128
8.2.2	Обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод	129
8.2.3	Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировки и размещению опасных отходов	129
8.2.4	Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а так же при авариях	131
8.3	Чрезвычайные ситуации на подстанции	132
8.3.1	Пожарная безопасность	132
8.3.2	Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной безопасности	133
8.3.3	Особенности тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением	134

Заключение	136
Библиографический список	137
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет токов короткого замыкания	142
ПРИЛОЖЕНИЕ В Выбор сечения и марки провода	148

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АУВ – автоматика управления выключателем;
ВН – высшее напряжение;
ВЛ – воздушная линия;
ГЗ – газовая защита;
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство ;
ЛЗШ – логическая защита шин;
МТЗ – максимальная токовая защита;
НН – низшее напряжение;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РЗиА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СВ – секционный выключатель;
СР – секционный разъединитель;
СН – среднее напряжение;
ТН – трансформатор напряжения;
ТОР – территория опережающего развития;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время первоочередной задачей ставится развития Дальнего Востока, одним из решений этой задачи являются территории опережающего развития (ТОР). ТОР это экономическая зона со льготными налоговыми условиями, и другими привилегиями в России, создаваемая для привлечения инвестиций, ускоренного роста и развития экономики и улучшения качества жизни населения.

В данной выпускной квалификационной работе (ВКР) ставится задача проектирование подстанции Чныррах напряжением 110/35/6 кВ в поселке Чныррах Николаевского района Хабаровского края, основным потребителем электроэнергии, является ТОР “Николаевск” на котором предполагается строительство цехов по первичной переработке рыбы, изготовлению консервов, переработке отходов в рыбной продукции.

Актуальность работы заключается в том, что в связи с открытием новых производств, ростом промышленности необходимо развивать, модернизировать существующие и проектировать новые источники электроэнергии, чтобы обеспечить электроснабжение всех потребителей.

Решением поставленной задачи является сбор и систематизация информации о территории проектирования, расчет токов короткого замыкания необходимых для выбора и проверки устанавливаемого оборудования, расчет микропроцессорной защиты силового трансформатора, расчет и проверка заземления и молниезащиты проектируемой подстанции.

Практическая значение ВКР заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения мощности которая требуется для бесперебойной работы ТОР «Николаевск».

Ожидаемые результаты работы: разработать проект новой подстанции 110/35/6 кВ Чныррах, разработка наиболее оптимального варианта схемы подстанции с точки зрения капитальных затрат и надёжности. Разработанная схема обеспечит безотказную работу в течение срока эксплуатации.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая и географическая характеристика района проектирования

1.1.1 Общая информация

В состав Николаевского района входят 14 муниципальных образований, объединяющих 27 населённых пунктов. Административный центр – город Николаевск-на-Амуре. Площадь района составляет 17,2 тыс. кв. км (2,2% от территории края). Район отнесен к местностям, приравненным к районам Крайнего Севера.

1.1.2 Географическое положение

Николаевский район расположен в восточной части Хабаровского края, между 51°31' с.ш. и 54°20' с.ш. и 138°40' в.д. и 141°30' в.д. Территория района занимает площадь 17 188,3 км². Район граничит на северо-западе — с Тугуро-Чумиканским районом, на западе, юго-западе и юге — с Ульчским районом Хабаровского края. На севере-северо-востоке Николаевский район омывается водами Охотского моря, на востоке — Татарского пролива. Расстояние до краевого центра, г. Хабаровска — 997 км.

Основные реки: Амур. По территории района река Амур протекает с запада на восток на протяжении 80 км. Равнинные участки приурочены к долине реки Амур и низменностям вокруг крупных озер – Орель и Чля, а также к узкой полосе морского побережья[20].

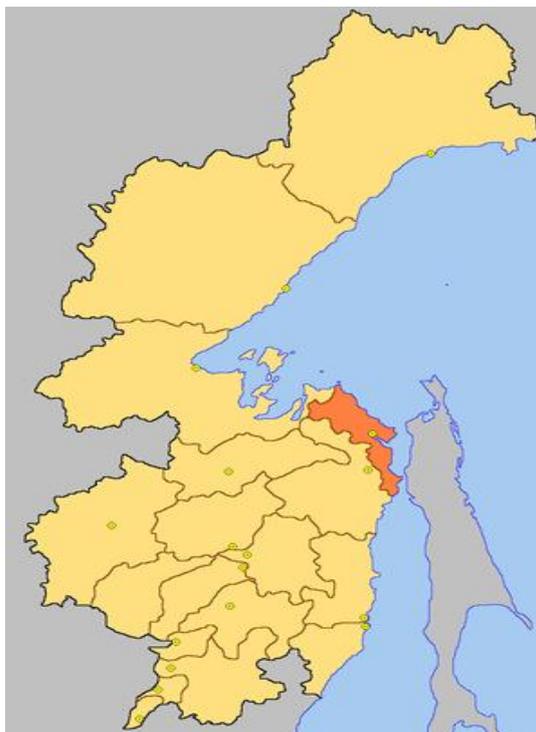


Рисунок 1 – Географическое положение Николаевского района
Хабаровского края

1.1.3 Климат

Территория района относится к умеренно-холодному влажному климату с продолжительной и морозной зимой. Средняя температура января составляет $-26,5^{\circ}\text{C}$, июля $+19,9^{\circ}\text{C}$, среднегодовая сумма осадков составляет 513 мм. Продолжительность периода с температурой выше $+10^{\circ}\text{C}$ составляет 110-115 дней, безморозного периода 100 дней, устойчивый снежный покров устанавливается в конце октября и продолжается 165-200 дней[20].

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Показатель	Единица измерения	Примечание
1	2	3
Район по ветру	-	3
Скоростной напор ветра	Кгс/м ²	45
Район по гололеду	-	2

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Толщина стенки гололеда	мм	10
Глубина промерзания грунта	м	1,9-2,81
Среднегодовая влажность	%	51
Минимальная температура	°C	-26,5
Максимальная температура	°C	20
Среднегодовая температура	°C	-1,3

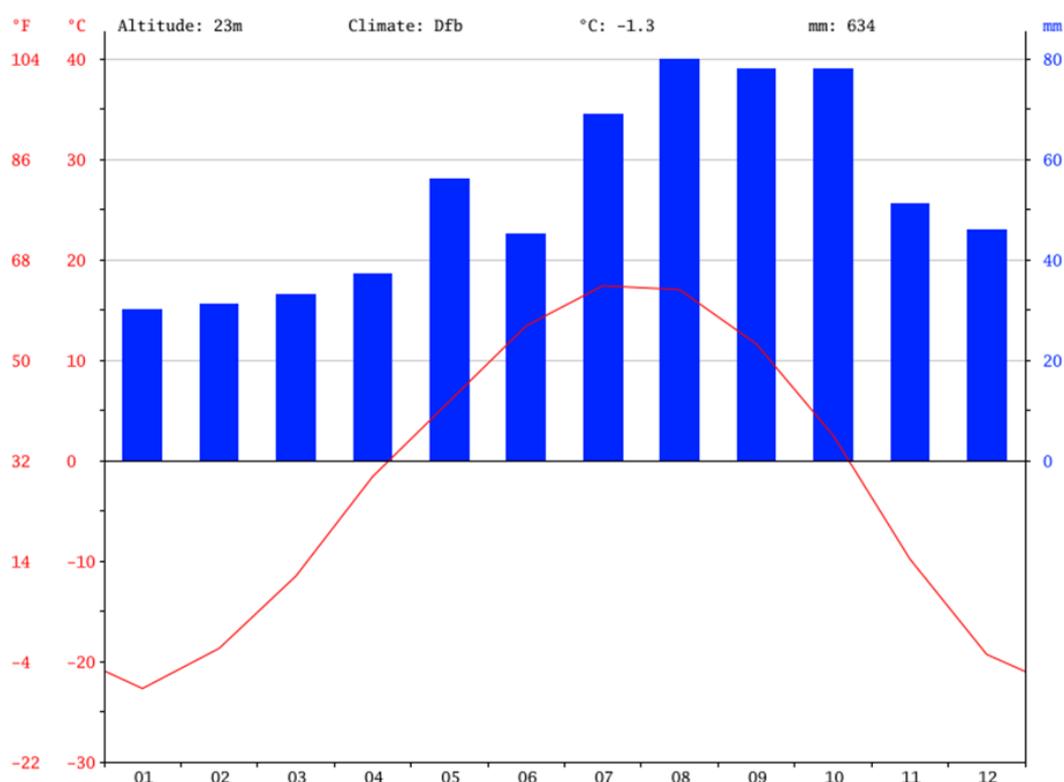


Рисунок 2 – График температуры и количества осадков в Николаевском районе Хабаровского края

1.1.4 Население

Численность населения Николаевского района по состоянию на 01 января 2018 года - 26782 тыс. человек (2,1% от численности населения края). В районном центре проживает 70% населения района. Остальные населенные пункты расположены на побережье Охотского моря и вдоль реки Амур.

1.2 Характеристика источника питания

Николаевская ТЭЦ — тепловая электростанция в городе Николаевск-на-Амуре. Основной источник тепло и электроснабжения в изолированном от единой энергосистемы Николаевском энергорайоне. Входит в состав АО «Дальневосточная генерирующая компания» (группа РусГидро), филиал «Хабаровская генерация».

Николаевская ТЭЦ является тепловой паротурбинной электростанцией (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Установленная мощность ТЭЦ— 130,6 МВт, установленная тепловая мощность — 321,2 Гкал/час. В качестве топлива используется природный газ месторождений из Сахалина (3 котла) и мазут (3 котла).

Основное оборудование станции включает в себя:

-Турбоагрегат № 1 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10-1,2 с генератором Т-2-12-2, введён в 1973 году;

-Турбоагрегат № 2 мощностью 12 МВт, в составе турбины ПТ-12-35/10-1,2 с генератором Т-2-12-2, введён в 1973 году;

-Турбоагрегат № 3 мощностью 55 МВт, в составе турбины К-50-90-4 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1983 году;

-Турбоагрегат № 4 мощностью 55 МВт, в составе турбины Т-50/55-90-4 с генератором ТВФ-63-2, введён в 1987 году;

-Два дизель-генератора ДГ-72-1 мощностью по 0,3 МВт, введены в 1979 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла БКЗ-75-39ФБ и три котла БКЗ-160-100ГМ.

1.3 Характеристика Николаевского энергорайона

Энергосистема Хабаровского края включает в себя два энергорайона: объединенный в составе шести электростанций, связанных системообразующими ЛЭП и Николаевский энергорайон в составе Николаевской ТЭЦ и сетей 110 кВ. Николаевский энергорайон работает

изолированно от объединенной энергосистемы, в него входит Николаевская ТЭЦ и подстанции Маго 110/10 кВ трансформаторной мощностью 16 МВА, подстанция Многовершинная 110/6 кВ (20 МВА) и подстанции Белая гора 110/6 кВ (12,6 МВА).

Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края с 2012 г. по 2016 г. представлены на рисунке 3.

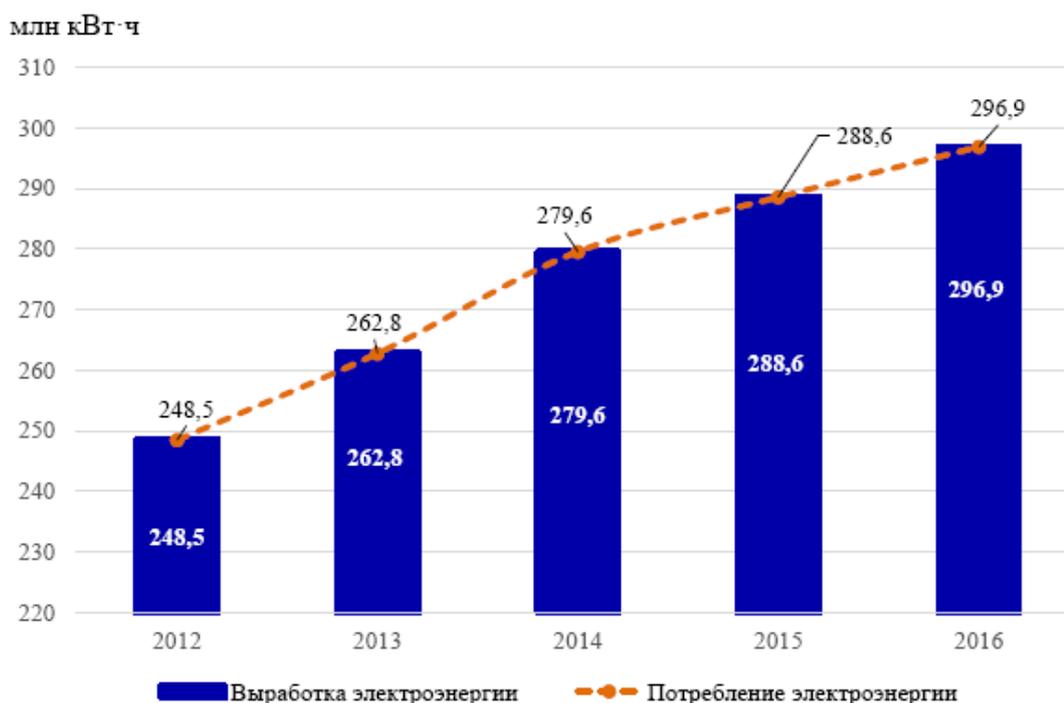


Рисунок 3 - Балансы электрической энергии Николаевского энергорайона энергосистемы Хабаровского края с 2012г. по 2016г.

Учитывая, что Николаевский энергорайон функционирует изолированно, фактические балансы электрической энергии за последние 5 лет складывались с нулевым сальдо-перетоком электрической энергии[5].

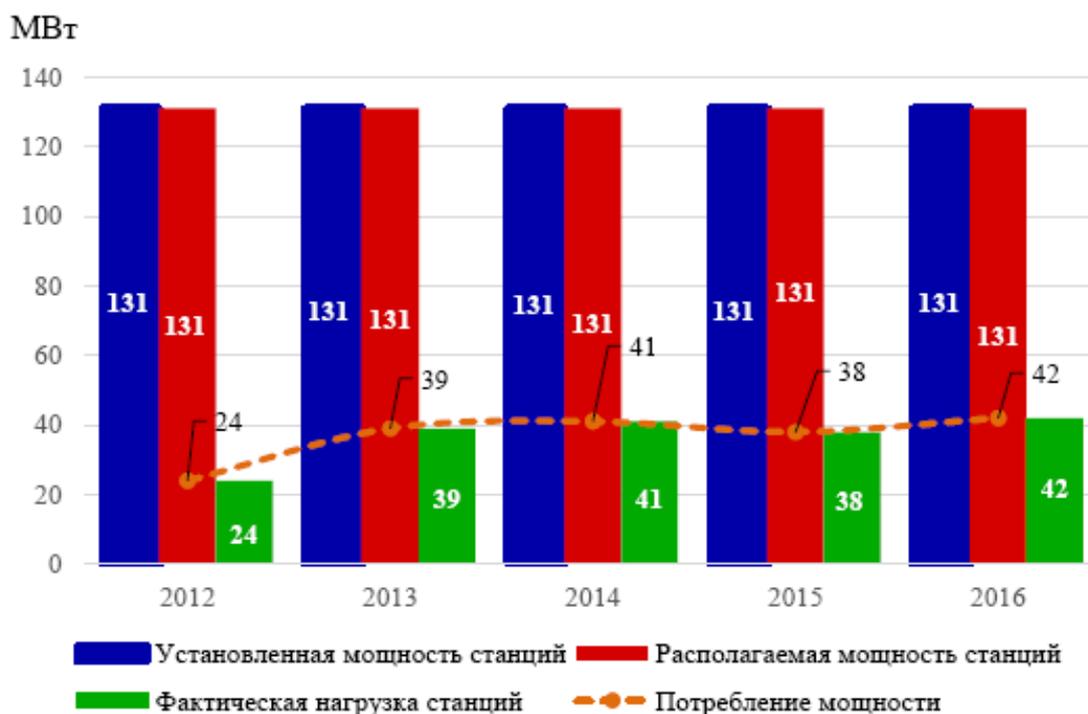


Рисунок 4 - Балансы мощности Николаевского энергорайона (на час прохождения максимума энергосистемы Хабаровского края) с 2012 г. по 2016г.

1.4 Характеристика потребителей электроэнергии

Согласно договору об осуществлении технологического присоединения к электрической сети основной категорией надежности электроснабжения является 2 категория.

Вторая категория надежности электроснабжения [7] включает электропотребителей, отключение электроэнергии у которых, может привести к массовому браку на производстве и/или длительному простое, а также к нарушению жизнедеятельности больших групп населения в городской и/или сельской местности. В этой категории предусмотрено два независимых источника электроэнергии, при этом допускается время для перевода сети на резервный источник снабжения (например, для осуществления дежурным персоналом необходимых переключений вручную).

Основными потребители электроэнергии проектируемой подстанции «Чныррах» являются территории опережающего развития (ТОР)

“Николаевск” в Николаевском районе Хабаровского края на котором предполагается строительство цехов по первичной переработке, изготовлению консервов, переработке отходов в рыбной продукции, а также на площадке «Оремиф» строительство рыбоперерабатывающего комбината. ТОР - это экономическая зона льготных налоговых условий, с упрощёнными административными процедурами и другими привилегиями в Российской Федерации, создана для привлечения инвестиций, улучшения жизни населения и ускоренного развития экономики.



Рисунок 5 – Карта проектируемой сети

2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Питание подстанции 110/35/6 «Чныррах» выполняется от вновь строящейся ВЛ 110 кВ как отпайки от ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ – ПС «Многовершинная» и ВЛ 110 кВ Николаевская ТЭЦ – ПС «Белая Гора» с отпайкой на ПС «Маго» до ПС 110 кВ «Чныррах». Объект проектирования располагается в с. Чныррах Николаевского района Хабаровского края.

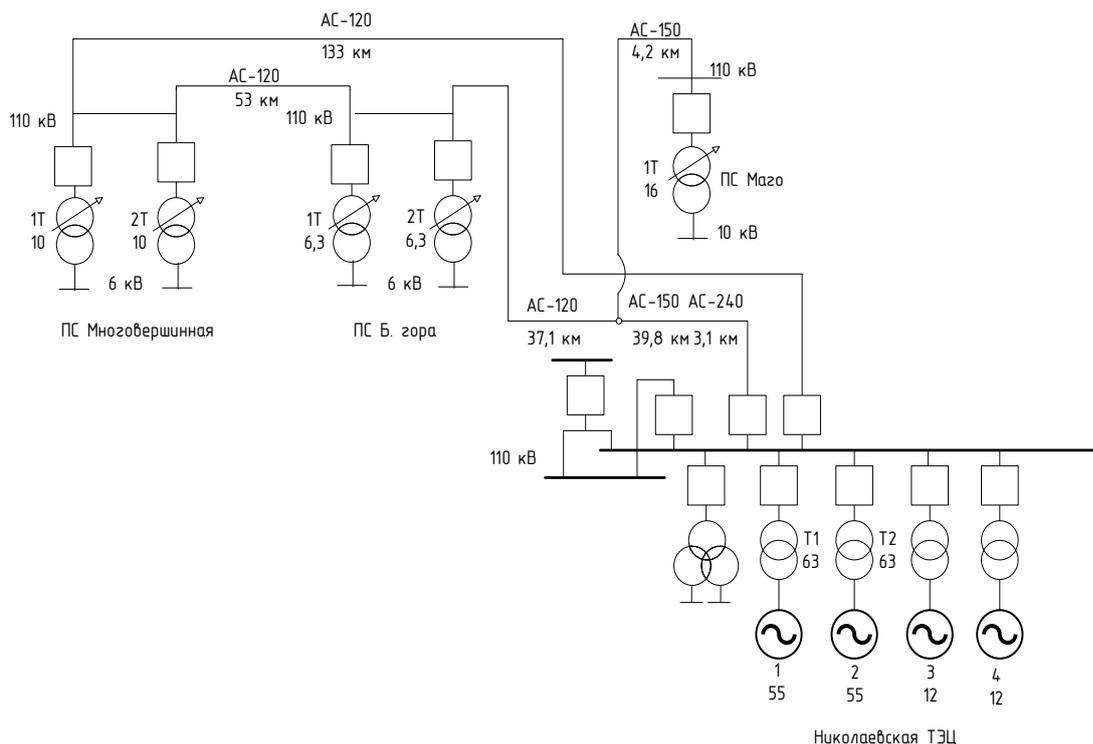


Рисунок 6 – Схема Николаевского энергорайона

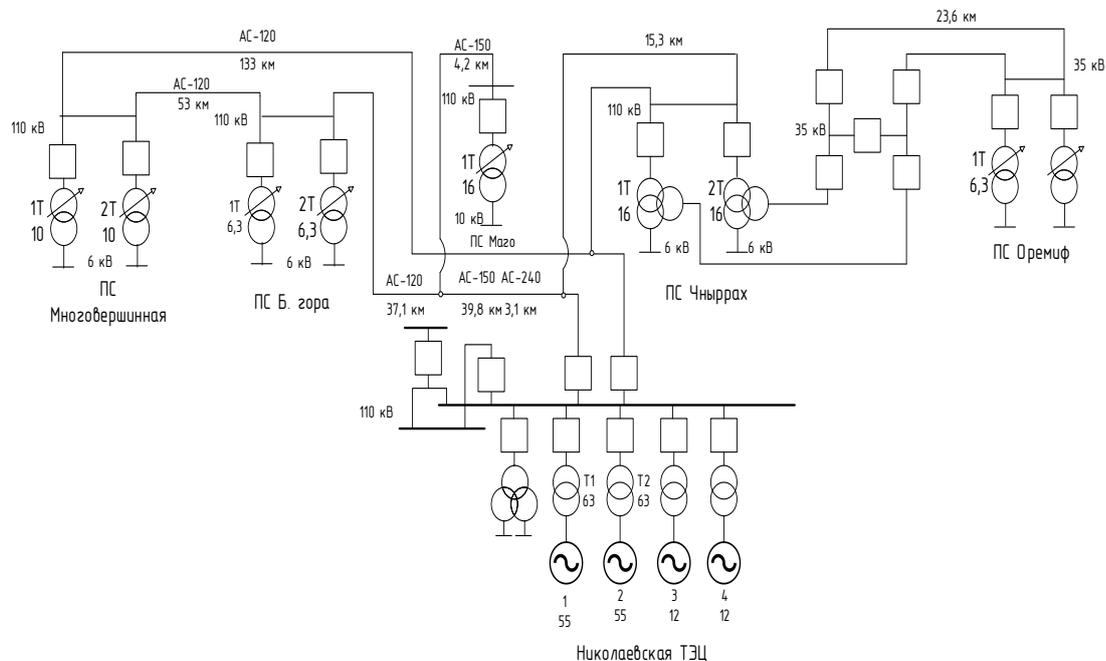


Рисунок 7 – Схема Николаевского энергорайона после подключения проектируемой подстанции

Согласно договору об осуществлении технологического присоединения к электрической сети максимальная мощность 14,2 МВт, в том числе: на площадке «Чныррах» - 8,7 МВт, на площадке «Оремиф» - 5,5 МВт, категория надежности электроснабжения – 2, класс напряжения электрических сетей, к которым осуществляется технологическое присоединение на площадке «Чныррах» - 6 кВ. Основными потребителями электроэнергии проектируемой подстанции являются территории опережающего развития (ТОР).

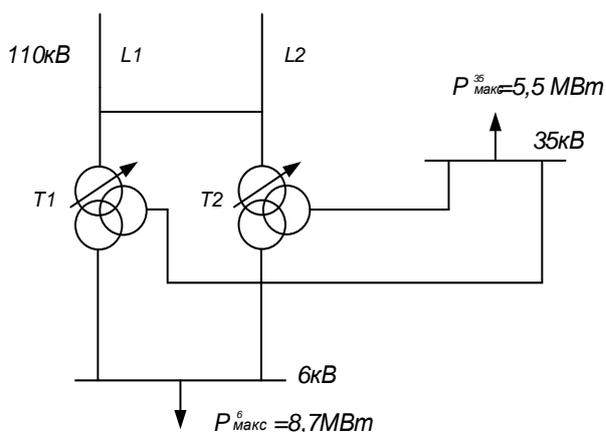


Рисунок 8 – Структурная схема подстанции Чныррах

2.1. Расчет мощности

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций.

Информация о технологическом присоединении с разбивкой прироста нагрузки на пятилетний период 2018-2022 годов в Николаевском энергорайоне приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Информация о технологическом присоединении с разбивкой прироста нагрузки на пятилетний период 2018-2022 годов в Николаевском энергорайоне

Наименование объекта присоединения	Наименование центра питания	Наименование центра питания для РП, ТП и т.п.	Максимальная мощность, МВт				
			2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство завода по производству рыбных консервов и прочей рыбной продукции ООО «Восточный рыбный комбинат (ВРК)»	Николаевская ТЭЦ	ПС Чныррах	2	2	2	2	2
Строительство цеха первичной переработки рыбы ООО «Восточный рыбный комбинат (ВРК)»	Николаевская ТЭЦ	ПС Чныррах	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство золотодобывающего предприятия на месторождении «Полянка» ООО НГК «Ресурс»	Николаевская ТЭЦ	ПС Чныррах	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Организация производства по переработке рыбы ООО «РПК «Восточное»	Николаевская ТЭЦ	ПС Чныррах	1	1	1	1	1
Прочие резиденты	Николаевская ТЭЦ	ПС Чныррах	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Создание рыбоперерабатывающего завода ООО «Союз»	Николаевская ТЭЦ	ПС Оремиф	1	1	1	1	1
Создание предприятий пищевой промышленности ООО «ТОТ»	Николаевская ТЭЦ	ПС Оремиф	2	2	2	2	2
Организация производства по переработке рыбы ООО «РПК «Восточное»	Николаевская ТЭЦ	ПС Оремиф	2	2	2	2	2
Прочие резиденты	Николаевская ТЭЦ	ПС Оремиф	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО:			14,2	14,2	14,2	14,2	14,2

Для расчёта необходимо значения средней, эффективной и максимальной активной и реактивной мощности. Используя исходные данные: суммарную установленную мощность подстанции и

соответствующие им коэффициенты мощности нагрузки представленные в таблице 3, можно посчитать необходимые величины[15].

Таблица 3 – Показатели графика электрических нагрузок

Коэффициент графика нагрузки	Коэффициент использования	Коэффициент максимума	Коэффициент формы	Коэффициент летнего снижения нагрузки
Значение	0,7	1,2	1,17	0,85

$$P_{\max} = 14,2 \text{ MВт}$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1)$$

$$Q_{\max} = 14,2 \cdot 0,4 = 5,68 \text{ МВар}$$

Алгоритм расчета вероятностных характеристик (летний и зимний период года):

- средняя мощность – значение ее величины требуется для выбора силовых трансформаторов и для анализа электропотребления:

$$P_{\text{ср.зима}} = \frac{P_{\max}}{1,2} \quad (2)$$

$$P_{\text{ср.лето}} = P_{\text{ср.зима}} \cdot 0,85 \quad (3)$$

$$Q_{\text{ср.зима}} = \frac{Q_{\max.\text{зима}}}{1,2} \quad (4)$$

$$Q_{\text{ср.лето}} = \frac{Q_{\text{max.лето}}}{1,2} \quad (5)$$

- эффективная (среднеквадратичная) мощность – она показывает, насколько эффективно эксплуатируется энергосистема. Ее величина необходима для расчета потерь электроэнергии и мощности:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} \cdot 1,17 \quad (6)$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{ср}} \cdot 1,17 \quad (7)$$

- максимальная мощность – средняя мощность за ½ часа в период максимальных нагрузок энергосистемы, по ее величине выбираются элементы системы, кроме силовых трансформаторов.

$$P_{\text{max.лето}} = P_{\text{max}} \cdot 0,85 \quad (8)$$

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (9)$$

- минимальная мощность - средняя мощность в период минимальных нагрузок энергосистемы:

$$P_{\text{min}} = P_{\text{ср}} \cdot 0,7, \quad (10)$$

Полный расчет вероятностных характеристик приведен в приложении А. Полученные данные запишем в таблицу 4.

Таблица 4 - Вероятностные характеристики

Подстанция	Время	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар	P_{min} , МВт	Q_{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Чныррах	Зима	11,83	13,85	14,2	4,73	5,54	5,68	8,28	3,31
	Лето	10,06	11,76	12,07	4,11	4,81	4,83	7,04	2,88
Чныррах СН	Зима	4,58	5,36	5,5	1,83	2,14	2,2	3,21	1,28
	Лето	3,89	4,55	4,68	1,59	1,86	1,87	2,72	1,11
Чныррах НН	Зима	7,25	8,48	8,7	2,9	3,39	3,48	5,08	2,03
	Лето	6,16	7,21	7,4	2,52	2,95	2,96	4,31	1,76

2.2. Баланс активной мощности в Николаевском энергорайоне

Расчет баланса мощности выполняется только для нормального режима работы при наибольших нагрузках потребителей. В проекте рассматривается электроснабжение от Николаевской ТЭЦ, способной обеспечить выдачу активной мощности всем потребителям проектируемой сети.

Наибольшая суммарная активная мощность, потребляемая в проектируемой сети, составляет

$$P_{н.лб} = \kappa_0 \sum P_{max} + \Delta P_c \sum P_{max} \quad (11)$$

$$P_{н.лб} = 0,95 \cdot (38,9 + 14,2) + 0,05 \cdot (38,9 + 14,2) = 53,1 \text{ МВт}$$

где P_{max} — наибольшая активная нагрузка подстанции ;

$\kappa_0(P) = 0,95 - 0,96$ — коэффициент одновременности наибольших нагрузок подстанций;

$\Delta P_c = 0,05$ — суммарные потери мощности в сети в долях от суммарной нагрузки подстанций.

Соответствующая данной, $P_{н.лб}$ необходимая установленная мощность генераторов электростанций определяется следующими составляющими:

$$P_{эс} = P_g - P_{сн} - P_{рез} \quad (12)$$

$$P_{эс} = 130,6 - 18 - 55 = 57,6 \text{ МВт}$$

где $P_{сн}$ — электрическая нагрузка собственных нужд (12% от $P_{э}$) и $P_{рез}$ — оперативный резерв мощности электростанций (10% от $P_{э}$).

Нагрузка собственных нужд зависит от типа электрической станции и может быть ориентировочно принята для КЭС 3—8 %, для ТЭЦ 8 — 14 %, для АЭС 5 — 8 % и для ГЭС— 0,5 — 3 % от установленной мощности генераторов электрической станции.

Оперативный резерв обосновывается экономическим сопоставлением ущербов от вероятного недоотпуска электроэнергии при аварийном повреждении агрегатов на электростанции с дополнительными затратами на создание резерва мощности. Резервная мощность электростанций должна составлять ориентировочно 10—12% от установленной суммарной мощности генераторов электростанции, но быть не менее номинальной мощности наиболее крупного из генераторов, питающих рассматриваемых потребителей.

Наибольшая суммарная активная мощность, которая планируется к потреблению в проекте полностью покрывается за счет выработки генераторами электростанции, $P_{эс} > P_{п.нб}$.

Определим коэффициент реактивной мощности для определения необходимости ее компенсации в режиме максимальных нагрузок в зимний период по формуле:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{макс.зим}}}{P_{\text{макс.зим}}} \quad (13)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{5,68}{14,2} = 0,4$$

Для напряжения 6 кВ $\text{tg}\varphi$ согласно приказа Министерства энергетики РФ от 23.06.2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии)» должен быть равен не более 0,4, следовательно, компенсация реактивной мощности на подстанции не требуется.

2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств Заявителя, в соответствии с техническими условиями 14,2 МВт, что с учетом $\text{tg } \varphi \leq 0,4$, не превысит 15,3 МВА.

Мощность выбираемых к установке силовых трансформаторов должно обеспечивать электроснабжение энергопринимающих устройств заявителя, в соответствии с заявленной мощностью, при условии вывода одного из трансформаторов в длительный ремонт, другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей.

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность и некомпенсированная мощность, передаваемая через силовой трансформатор :

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot K_3} \quad (14)$$

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

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность в зимний период, Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Число 2 указывает на то, что на подстанции установлено 2 трансформатора. Двухтрансформаторные ПС применяются при

преобладании электроприемников I и II категорий, коэффициент загрузки для таких подстанций равен.:

$$K_3 = 0,7.$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов согласно ГОСТ 9680-77. Значение номинальной мощности должно быть больше расчётной. Выбранный трансформатор необходимо проверить по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{2 \cdot S_{ном.тр}}, \quad (15)$$

$$K_3^{нав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ном.тр}} \quad (16)$$

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

Полученное значение нормального коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75, послеаварийного коэффициента не более 1,4[18].

Пример расчета выбора трансформатора для подстанции Чныррах по формулам (14)-(16):

$$S_P = \frac{\sqrt{11,83^2 + 5,54^2}}{1,4} = 9,33$$

Принимаем трансформатор ТДТН-16000/110.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{11,83^2 + 5,54^2}}{2 \cdot 16} = 0,41$$

$$K_{3}^{наб} = \frac{\sqrt{14,17^2 + 6,24^2}}{16} = 0,7$$

Мощность проектируемой подстанции определяется исходя из мощности устанавливаемых трансформаторов Т-1 и Т-2 типа ТДТН-16000/110, каждый[19]. Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов составит 32 МВА.

$$16\text{МВА} \geq 15,3\text{МВА}$$

ТДТН-16000/110 - трехфазный трехобмоточный понижающий трансформатор который выпустила компания Гольяттинский трансформатор, масляное охлаждение с дутьем, с регулированием напряжения под нагрузкой на нейтрали обмотки высокого напряжения в диапазоне ± 9 ступеней $\times 1,78$ % без регулирования напряжения на стороны СН, номинальная мощность 16000 кВА, класс напряжения обмотки ВН 110 кВ[15]. Характеристики трансформатора приведены в таблице 5 и 6.

Таблица 5 – Характеристики трансформатора

Серия	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ		
			ВН	СН	НН
ТДТН-16000/110 - УХЛ1	16000	Y _H /Y _H /D-0-11	115	38,5	6,6

Таблица 6 – Характеристики трансформатора

Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %	Габаритные размеры , мм. Длина-ширина-высота.
Холостого хода	Короткого замыкания	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
15,8	90	10,5	17,5	6,5	0,5	7200-3600-6000

2.4 Выбор типов схем РУ подстанций

При выборе схем РУ ПС необходимо учитывать класс номинального напряжения, число подходящих к подстанции линий и требования по надежности электроснабжения потребителей. Так же следует учитывать стоимость подстанции, что бы она была минимально возможная, для этого необходимо выбрать наиболее упрощенные схемы подстанции, с наименьшим количеством выключателей[11].

Данным требованиям и вариантам сети данного курсового проекта будут отвечать следующие схем РУ:

1 Для ОРУ - 110 кВ- №110-4Н «Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии». Применяется для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемые по двум линиям на напряжение 35-220 кВ[12], рисунок 11.

2 Для КРУ - 35 кВ – №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Применяется для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ резервируемых от других подстанций , нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выходе в ревизию секции шин[12]. Применяется на напряжение 20-220 кВ, рисунок 10.

3 Для КРУ – 6 кВ – «Одна секционированная выключателем, система шин». Применяется при двух трансформаторах, присоединенных каждый к одной секции[12] , на напряжение 6(10) кВ, рисунок 9.

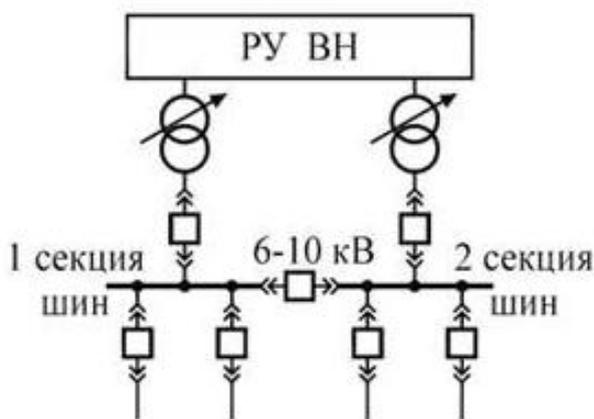


Рисунок 9 – Одна секционированная выключателем, система шин

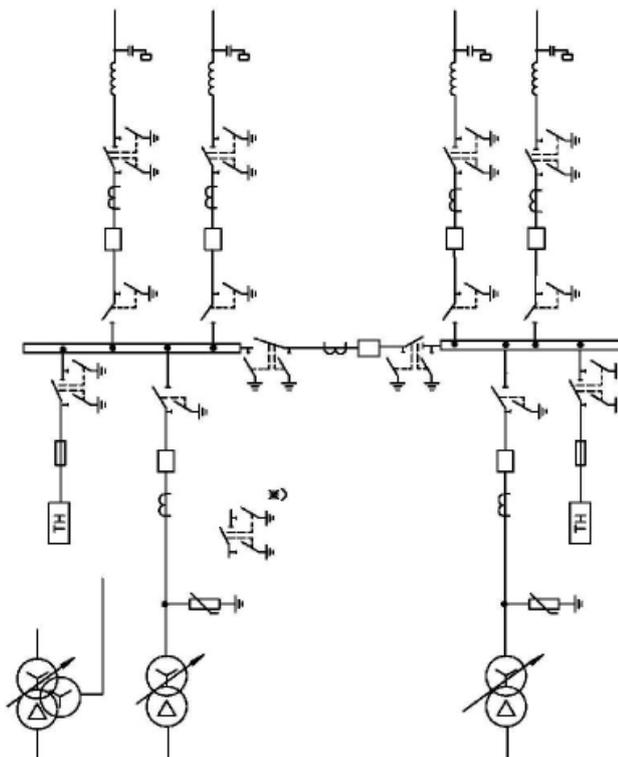


Рисунок 10 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

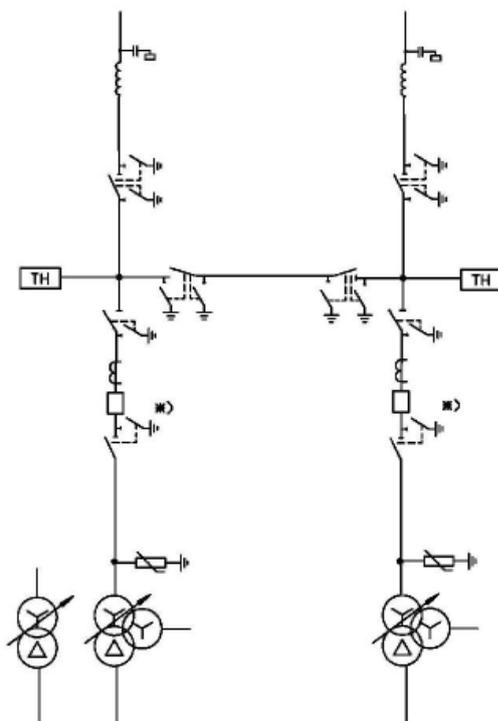


Рисунок 11 – Два блока с выключателями с неавтоматизированной ремонтной перемычкой со стороны линии

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчет токов короткого замыкания осуществляем приближенным методом в относительных единицах.

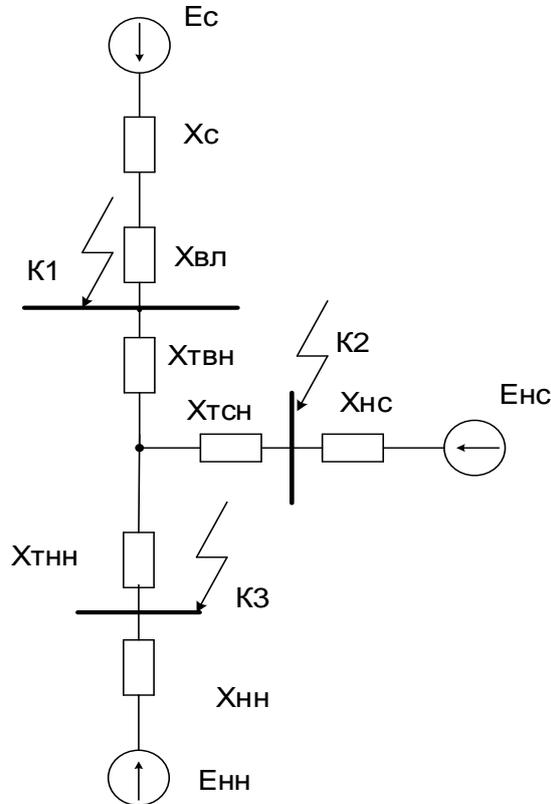


Рисунок 12 – Расчетная схема замещения подстанции

Расчетный вид короткого замыкания – трехфазное, по которому согласно ПУЭ[7], проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

В процессе расчета токов короткого замыкания необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

Определяем параметры схемы замещения. Базисную мощность принимаем равной $S_6 = 100$ МВА; ЭДС системы $E_c = 1$, ЭДС нагрузки $E_n = 0,85$ в относительных единицах[4].

Зададимся базисными напряжениями:

$$U_{61} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{62} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{63} = 6,3 \text{ кВ}$$

Сопротивление системы X_c определяется по формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}} \quad (17)$$

где $S_{кз}$ - мощность короткого замыкания системы;

S_6 – базисная мощность.

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{к.з.} \quad (18)$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,5 = 697,15 \text{ МВА}$$

$$X_{c*} = \frac{100}{697,15} = 0,143 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} \quad (19)$$

где U_{61} - базисное напряжение первой ступени трансформации.

$$X_{л*} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 15,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,02 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}) \quad (20)$$

$$U_{кВН} = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) \quad (21)$$

$$U_{кСН} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \%$$

$$U_{кНН} = 0,5 \cdot (u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}) \quad (22)$$

$$U_{кНН} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

$$X_{ВН} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{2 \cdot S_{номТ}} \text{ о.е.} \quad (23)$$

$$X_{ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 16} = 0,336 \text{ о.е.}$$

$$X_{СН} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{НН} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{2 \cdot S_{номТ}} \text{ о.е.} \quad (24)$$

$$X_{НН} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{2 \cdot 16} = 0,21 \text{ о.е.}$$

где $U_{кВ}$, $U_{кС}$, $U_{кН}$ - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно;

$S_{номТ}$ - номинальная мощность трансформатора.

Сопротивления нагрузок определяются по формулам:

$$X_{*нСН} = X_{нагр}^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нСН}} \quad (25)$$

$$X_{*нСН} = 0,35 \cdot \frac{100}{5,9} = 5,93 \text{ о.е.}$$

$$X_{*нНН} = X_{нагр}^* \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нНН}} \quad (26)$$

$$X_{*нНН} = 0,35 \cdot \frac{100}{9,37} = 3,73 \text{ о.е.}$$

где $X_{нагр}^* = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

$S_{нНН}$, $S_{нСН}$ - мощность нагрузки на стороне СН и НН соответственно.

Расчет токов короткого замыкания.

Базисный ток для точки К1 определяется по формуле:

$$I_{\delta 1cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{1cm}} \quad (27)$$

$$I_{\delta 1cm} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К2 определяется по формуле:

$$I_{\delta 2cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{2cm}} \quad (28)$$

$$I_{\delta 2cm} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Базисный ток для точки К3 определяется по формуле:

$$I_{\delta 3cm} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}^{3cm}} \quad (29)$$

$$I_{\delta 3cm} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}$$

Токи рассчитываем по формуле:

$$I_{n0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} I_{\delta} \quad (30)$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\delta} \quad (31)$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки К1.

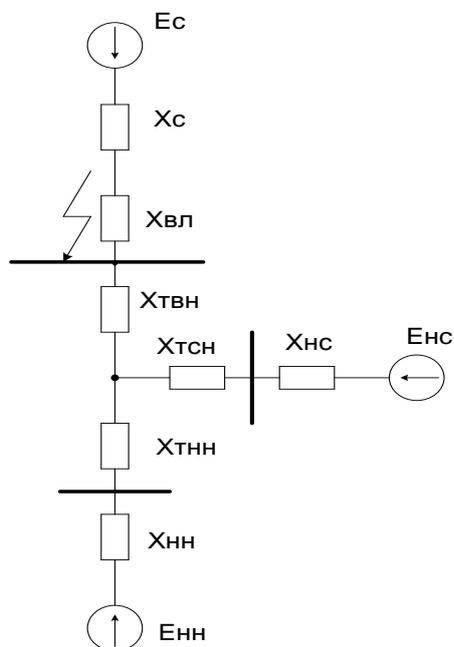


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения для К1

Эквивалентрируем схему замещения:

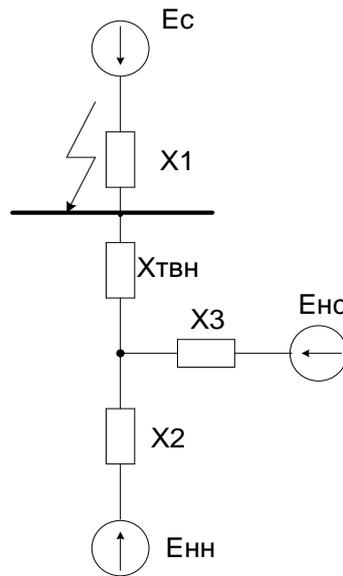


Рисунок 14 – Преобразование схемы замещения для К1

$$X_1 = X_{C*} + X_{Л*} \quad (32)$$

$$X_1 = 0,143 + 0,02 = 0,163 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_{ТН} + X_{НН} \quad (33)$$

$$X_2 = 0,21 + 3,73 = 3,94 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = X_{ТС} + X_{НС} \quad (34)$$

$$X_3 = 0 + 5,93 = 5,93 \text{ о.е.}$$

В результате преобразования получим следующую схему:

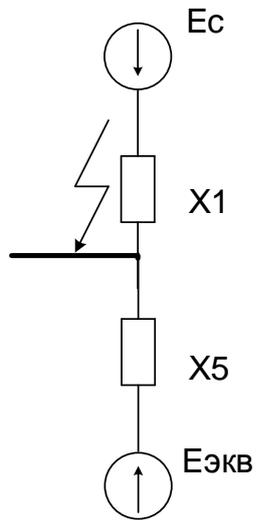


Рисунок 15– Расчетная схема замещения для К1

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_{\text{НС}} \cdot X_3 + E_{\text{НН}} \cdot X_2}{X_2 + X_3} \quad (35)$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{0,85 \cdot 3,94 + 0,85 \cdot 5,93}{3,94 + 5,93} = 0,85$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} \quad (36)$$

$$X_4 = \frac{3,94 \cdot 5,93}{3,94 + 5,93} = 2,37 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_4 + X_{\text{ТВН}} \quad (37)$$

$$X_5 = 2,37 + 0,336 = 2,71 \text{ о.е.}$$

Рассчитываем токи:

$$I_{n01} = \frac{E_c}{X_1} I_{\sigma 1} \quad (38)$$

$$I_{n01} = \frac{1}{0,163} \cdot 0,5 = 3,07 \text{ кА}$$

$$I_{n02} = \frac{E_{nc}}{X_5} I_{\sigma 1} \quad (39)$$

$$I_{n02} = \frac{0,85}{2,71} \cdot 0,5 = 0,16 \text{ кА}$$

$$I_{n0} = I_{n1} + I_{n2} \quad (40)$$

$$I_{n0} = 3,07 + 0,16 = 3,23 \text{ кА.}$$

Для того чтобы найти $i_{y\partial}$, необходимо знать ударный коэффициент, который мы берём из справочных данных [4], $K_{y\partial}$ равен 1,7.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 3,23 = 7,77 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (41)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 3,23 = 4,57 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (42)$$

$$i_{at} = 4,57 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 3,27 \text{ кА.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \times (t_{отк} + T_a) \text{кА}^2\text{с} \quad (43)$$

где $t_{отк} = t_{pz} + t_{cv}$ - время отключения короткого замыкания

t_{pz} - время действия защиты

t_{cv} - собственное время отключения выключателя

$$B_{\kappa} = 3,23^2 \times ((0,2 + 0,035) + 0,03) = 2,76 \text{кА}^2\text{с}$$

Аналогично рассчитываем токи для точек К2 и К3. Результаты расчета покажем в таблице 7.

Таблица 7 – Токи короткого замыкания

Точка короткого замыкания	Ucp, кВ	I _{ПО} , кА	T _a	i _{уд} , кА	i _{a0} , кА	i _{at} , кА	B _κ , кА ² с
К1	115	3,23	0,03	7,77	4,57	3,27	2,76
К2	37	3,68	0,02	8,37	5,2	3,15	3,45
К3	6,3	15,55	0,01	35,19	21,99	8,1	56,82

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Оборудование 110 кВ

Рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_T \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (44)$$

$$I_p = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80 \text{ A}$$

Рабочий максимальный ток:

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{раб}} \quad (45)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot 80 = 112,5 \text{ A}$$

4.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению ;
- по номинальному току,
- по номинальному току отключения.

Проверка выключателей производится по следующим параметрам:

- коммутационной способности:
- начальное действующее значение периодической составляющей тока включения;
- возможность отключения полного тока короткого замыкания
- термическая стойкость.

Выбираем к установке элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110. Выключатель предназначен для эксплуатации в ОРУ и ЗРУ в сетях

переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°С). Выключатель имеет пружинный привод типа ППрК и встроенные трансформаторы тока.

Выключатель ВЭБ-110 снабжен устройствами электроподогрева полюсов, которые при понижении температуры окружающего воздуха до минус 25°С автоматически включаются и отключаются при температуре минус 19 - 22°С.

Контроль утечки элегаза из полюсов выключателя осуществляется при помощи электроконтактных сигнализаторов плотности. Полюсы выключателя снабжены аварийной разрывной мембраной[4].

Проверка по отключающей способности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.}} \cdot \frac{\beta}{100} \tag{46}$$

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

где β - Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 8.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 112,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

1	2	3
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,23 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{ОТКЛНОМ}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 2,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} \leq I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,23 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{Ат}} = 3,27 \text{ кА}$	$I_{\text{Ат}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

4.1.2 Выбор разъединителя

Выбор разъединителей производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному длительному току;
- по конструкции;
- по роду установки.

Проверка разъединителей производится по следующим параметрам:

- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость.

По каталогу выбираем разъединитель 110 кВ горизонтально-поворотного типа с электродвигательным приводом главных и ручным приводом заземляющих ножей РГ-110 (УХЛ1).

Управление главными контактными ножами разъединителей и заземлителями может осуществляться как электродвигательными приводами ПД-14УХЛ1, так и ручными приводами ПРГ-6УХЛ1. Приводы ПД-14УХЛ1 комплектуются блоками коммутации на базе микровыключателей. Все приводы комплектуются модернизированной электромагнитной блокировкой типа ЗБ-1М с электромагнитным ключом КЭЗ-1М и ключом КМ-1 для аварийного деблокирования.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 112,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,77 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{пр}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 3,23 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$

4.1.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока произведен по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- по току термической стойкости;
- по току электродинамической стойкости;
- по классу точности;
- по конструктивному исполнению.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки, по условию:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и сопротивления всех контактных соединений в цепи тока R_K :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K \quad (47)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов, определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 10.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	ЦП 8506	0,3	-	0,3
Варметр	ЦП 8506	0,3	-	0,3
Счетчик АЭ	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01	0,6	0,6	0,6
Счетчик РЭ	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01	0,6	0,6	0,6
ИТОГО		3,3	2,7	3,3

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_K); \quad (48)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТВГ 110 УХЛ2. Встроенные трансформаторы тока применяются для работы внутри конструкции элегазового бакового выключателя ВЭБ-110

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K \quad (49)$$

$$r_{ПР} = Z_{2ном} - r_{ПРИБ} - r_K \quad (50)$$

$r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

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

Номинальная вторичная нагрузка обмотки, предназначенной для подключения счетчика электроэнергии, трансформатора тока типа ТВГ составляет 10 ВА, а номинальный вторичный ток 5 А. Полное допустимое сопротивление обмотки при номинальном токе составляет:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{обм.ном}}{I_{обм}^2} \quad (51)$$

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 Ом$$

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \quad (52)$$

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{3,3}{5^2} = 0,13 Ом$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$R_K = 0,05 \text{ Ом}$ - Сопротивление всех контактных соединений в цепи тока

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k \quad (53)$$

$$r_{np} = 0,4 - 0,13 - 0,05 = 0,22 \text{ Ом}$$

Минимально допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора тока определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (54)$$

$$q = \frac{0,01762 \cdot 75}{0,22} = 6 \text{ мм}^2$$

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

$\rho = 0,01762 \text{ Ом} \times \text{мм}^2/\text{м}$ - удельное электрическое сопротивление материала (медь).

Минимальные сечения должно быть $2,5 \text{ мм}^2$ медных и 4 мм^2 алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 [4].

Принимаем сечение кабеля токовых цепей 6 мм^2 .

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (55)$$

$$r_{np} = \frac{0,01762 \cdot 75}{6} = 0,2 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,13 + 0,2 + 0,05 = 0,38 \text{ Ом}$$

Что составляет 95 % от номинального и соответствует требованиям ГОСТ 7746-2015.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 12.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 112,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,38 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 7,77 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 2,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

4.1.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению;
- по классу точности;
- по конструктивному исполнению;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

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

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЕТН-110 Ш УХЛ1. Измерительные трансформаторы напряжения ЕТН – емкостные, однофазные, масляные, антирезонансные, наружной установки, предназначены для применения в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц с заземленной нейтралью, с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления, а также обеспечения высокочастотной связи. Трансформаторы ЕТН имеют герметичную конструкцию.

Номинальное напряжение, кВ 110

Трансформатор напряжения Однофазный, емкостной

Напряжение обмоток, В:

-первичной 110000/ $\sqrt{3}$

-вторичной основной 100/ $\sqrt{3}$

-вторичной основной для коммерческого учета электроэнергии 100/ $\sqrt{3}$

-вторичной дополнительной 100

Параметры вторичных обмоток

Основной:

-класс точности 0,5

-мощность, ВА 30

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 13.

Таблица 13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	Число обмоток
1	2	3	4
Вольтметр	ЦП 8501	0,5	1
Частотомер	PD194F-2X1T	1,5	1
Ваттметр	ЦП 8506	0,3	2
Варметр	ЦП 8506	0,3	2
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	0,6	2
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	0,6	2
Сумма		4,4	

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 110$ кВ	$U_{Н} = 110$ кВ	$U_{НТ} \geq U_{Н}$
$S_{Н} = 30$ ВА	$S_{Р} = 4,4$ ВА	$S_{Н} \geq S_{Р}$

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

4.2 Выбор шинных конструкций

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{доп} \geq I_{раб.утяж}, \quad (56)$$

где $I_{раб.утяж}$ - расчетный ток утяжеленного режима для

электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (57)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (58)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}} = \text{const}, \quad (59)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [19];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. При больших расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}, \quad (60)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

Проверка шин на сжестывание не производится, так как $I_{н,0}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ [19].

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе [19].

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 120/19, допустимый ток которых $I_{доп} = 380 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 7,6 \text{ мм}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 1000 \text{ мм}$.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 380 \text{ А} \quad (61)$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 84 = 117,6 \text{ А}$$

$$380 \geq 117,6$$

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ [7] минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ 70 мм^2 . Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных ЛЭП, проведем проверочный расчет.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Условие образования короны можно записать в виде:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (62)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (63)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (64)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (65)$$

где D – расстояние между фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 20,9 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (66)$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 20,9 = 22,36 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 33,368 = 30,03 \text{ кВ/см,}$$

$$22,36 \leq 30,03$$

Выбранный провод подходит для установки. Для крепления проводов на опоры выбираю подвесные изоляторы ПС-70Д 8 штук.

4.3 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной внешней изоляцией предназначены для защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчётную величину напряжения максимального допустимого $U_{нр}$, которое для сетей напряжением 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.110} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (67)$$

$$U_{н.р.110} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ.}$$

Время действия КЗ (время работы защиты) составляет – 0,2 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , который учитывает увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение 1,48.

Величина расчетного длительного допустимого напряжения на ограничителе:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} \quad (68)$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ}$$

$$U_{р.н.р.35} = 42 \text{ кВ}$$

$$U_{p.n.p.} = 7,2 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем на ВН: ОПН-П2-110/88/10/2УХЛ, на СН: ОПН-35/42-10/900(III) УХЛ2, на НН: ОПН-А-6/7,2-10/900(III) УХЛ2. Основные характеристики ОПН представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
110	126,5	88	10	315
35	40,5	42	10	120
6	7,2	7,2	10	26

4.4 Выбор и проверка жестких шин

В РУ 110 кВ, КРУ 35 и 6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, [19].

При токах до 3000 А рекомендуется применять одно- и двухполосные шины. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых на изоляторах закреплены шины, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима:

$$I_p = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (69)$$

$$I_{pB.H.} = \frac{16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 A$$

$$I_{pC.H} = I_{p.max} = \frac{5,92 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97,7 A$$

$$I_{pH.H} = I_{p.max} = \frac{9,37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 901,6 A$$

$$I_{p.maxBH} = 117,6 A$$

Принимаю в РУ 6 кВ однополосные шины (80×6)мм; $I_{ном} = 1150 A$;

$S = 480 \text{ мм}^2$, а в РУ 110 кВ и 35 кВ однополосные шины (30×4);

$I_{ном} = 365 A$; $S = 120 \text{ мм}^2$.

Проверка на термическую стойкость:

Тепловой импульс тока к.з.:

$$W_{KBH} = 2,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$W_{КСН} = 3,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{KH} = 56,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c} \quad (70)$$

где $c = 91$ принимаю по таблице, [19].

$$q_{\min BH} = \frac{\sqrt{2,76 \cdot 10^6}}{91} = 18,3 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min CH} = \frac{\sqrt{3,45 \cdot 10^6}}{91} = 20,41 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min HH} = \frac{\sqrt{56,82 \cdot 10^6}}{91} = 82,83 \text{ мм}^2$$

Что меньше принятого сечения $q_{\min} < S$.

Из этого следует, что шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании определяется по формуле, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (71)$$

где a – расстояние между фазами, м.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (72)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, которое возникает при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W_a} \quad (73)$$

Примем, что шины жёстко соединены, тогда момент сопротивления $W_a = 167 \text{ см}^3$

$$\sigma_{расч110} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{7770^2 \cdot 2^2}{167} = 0,025 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч35} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{8370^2 \cdot 2^2}{167} = 0,03 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч6} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{35190^2 \cdot 2^2}{167} = 0,52 \text{ МПа.}$$

Шинная конструкция является электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{доп}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (74)$$

$$0,025 \leq 40$$

$$0,03 \leq 40$$

$$0,052 \leq 40$$

Из этого следует, что шины механически прочны.

4.5 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. На стороне 6 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ИОЭЛ-6-8-065-00 УХЛ2, $F_{разр} = 8000 \text{ Н}$, на 35 кВ изолятор опорный ИОЭЛ 35-5-025-00 УХЛ2 $F_{разр} = 5000 \text{ Н}$, а на 110 кВ – полимерные опорные изоляторы ОСК-10-110-А-2 УХЛ1, $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{y\partial} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (75)$$

где a – расстояние между фазами согласно ПУЭ[7] равное для 110 кВ - 1 м., для 35 кВ - 0,44 м., для 6 кВ – 0,22 м.

Для 6 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{35190^2 \cdot 2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 1823,7 \text{ Н.}$$

Для 35 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{8370^2 \cdot 2}{0,44} \cdot 10^{-7} = 51,6 \text{ Н.}$$

Для 110 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{7770^2 \cdot 2}{1} \cdot 10^{-7} = 19,6 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{доп}$ принимается равной 60% от разрушающей минимальной нагрузки $F_{разр}$, приложенной к головке изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (76)$$

Для 6 кВ:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Для 35 кВ:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Для 110 кВ:

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

$$F_{доп} \geq F_u \quad (77)$$

Для 6 кВ:

$$4800 \text{ Н} \geq 1823,7 \text{ Н.}$$

Для 35 кВ:

$$3000 \text{ Н} \geq 51,6 \text{ Н.}$$

Для 110 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 19,6 \text{ Н.}$$

Опорные изоляторы марок ИОЭЛ-6-8-065-00 УХЛ2; ИОЭЛ 35-5-025-00 УХЛ2 и ОСК-10-110-А-2УХЛ1 механически прочные.

Выбираем проходные полимерные изоляторы ИПЛ-10/8 II УХЛ2 и ИПЛ-35/1000 УХЛ2 .

Расчетная сила находится по формуле:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (78)$$

$$F_{расчCH} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{8370^2 \cdot 2}{0,44} \cdot 10^{-7} = 27,58 \text{ Н.}$$

$$F_{расчHH} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{35190^2 \cdot 2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 974,9 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

$$F_{донHH} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н}$$

Сопоставление расчётных и каталожных данных приведено в таблице 16 и 17.

Таблица 16 – Сопоставление расчётных и каталожных данных изоляторов 6 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{доп} = 4800 \text{ Н}$ $F_{расч} = 974,9 \text{ Н}$	$F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
		$I_{ном} \geq I_{max}$

Таблица 17 – Сопоставление расчётных и каталожных данных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{доп} = 4500 \text{ Н}$ $F_{расч} = 27,58 \text{ Н}$	$F_{разр} = 7500 \text{ Н}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
		$I_{ном} \geq I_{max}$

4.6 Выбор оборудования 35 кВ

По формуле (44) найдем рабочий ток:

$$I_p = I_{p.m} = \frac{5,92 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 88,8 A$$

Выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СВЭЛ-К-3.1 Ячейки КРУ-СВЭЛ-К-3.1 могут быть установлены в блочно-модульное здание (БМЗ), оборудованные системой обогрева и вентиляции. Используется, как в качестве отдельного распределительного устройства, так и в составе подстанций 220/35/10 (6), 110/35/10 (6), как распределительное устройство среднего напряжения, как вводное устройство в КТП 35/10 (6) кВ, а так же в качестве пунктов секционирования. Основные параметры КРУ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные параметры шкафа КРУ

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	63
Термическая стойкость, кА ² с	1875
Выключатель	ВВУ-СЭЩ-35-25/1000 У2
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТЛК-35-І -100/5
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ 35
Ограничители перенапряжения	ОПН-35/42-10/900(ІІІ) УХЛ2

4.6.1 Выбор и проверка выключателя

Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-35-20/1000 У2 предназначен для установки в закрытых распределительных устройствах, а также в КРУ напряжением 35 кВ.

Проверка по отключающей способности по формуле (46):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40}{100} = 11,31 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 88,8 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{отклном}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$i_{аном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{аном}$

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

4.6.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Вторичная нагрузка трансформатора тока приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТЛК-35-І -100/5

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
Амперметр	2	Satec PM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3

Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М.01	1	1	1
Линии 35 кВ					
Амперметр	2	Satec PM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М.01	1	1	1
Секционный выключатель 35 кВ					

1	2	3	4	5	6
Амперметр	1	Satec PM130P Plus	0,1	0,1	0,1
Итого			3,5	2,9	3,5

По формулам (51)-(52) рассчитаем

$$Z_{2ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{ПРИБ} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

Таким образом, приближенное сопротивление провода согласно формулам (53) - (54):

$$r_{np} = 0,4 - 0,14 - 0,05 = 0,21 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,01762 \cdot 50}{0,21} = 4,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля токовых цепей 6 мм². Найдем сопротивление принятого кабеля по формуле (55):

$$r_{np} = \frac{0,01762 \cdot 50}{6} = 0,15 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно по формуле (56):

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,14 + 0,15 + 0,05 = 0,34 \text{ Ом}$$

Что составляет 85 % от номинального и соответствует требованиям ГОСТ 7746-2015.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 97,7 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,34 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,37 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1212 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

4.6.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения

На сторону СН выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ 35. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
1	2	3	4
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	Satec PM130P Plus	0,1
Вольтметр пофазный	2	Satec PM130P Plus	0,1
Варметр	2	ЦП 8506/120	3
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М.01	1

Номинальное напряжение, кВ 35

Трансформатор напряжения трехфазный антирезонансный с литой изоляцией

Линейное напряжение обмоток, В:

-первичной 35000

-вторичной основной 100

-вторичной основной для коммерческого учета электроэнергии 100

-вторичной дополнительной $100/\sqrt{3}$

Параметры вторичных обмоток

Основной:

-класс точности 0,5

-мощность, ВА 150

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_p = 4,2 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

4.7 Выбор оборудования 6 кВ

$$I_p = I_{p.m} = \frac{9,37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 901,6 \text{ А}$$

Выбираем комплектное распределительное устройство «Классика» серии D-12РТ Шкафы КРУ «Классика» серии D-12РТ могут быть установлены в специальные электротехнические модули, представляющие собой готовое строительное решение полной заводской готовности, оборудованные системами освещения, обогрева и вентиляции, кондиционирования, охранной и пожарной сигнализации.

Основные характеристики КРУ D-12РТ представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные параметры ячеек КРУ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	63
Термическая стойкость, кА ² с	1200
Выключатель	ВВ/TEL-10-20/1000У2

1	2
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-У2 1000/5
Трансформатор напряжения	НАЛИ - СЭЦ-6(10)
Ограничители перенапряжения	ОПН-А-6/7,2-10/900(ІІІ) УХЛ2

4.7.1 Выбор и проверка выключателя

ВВ/TEL-10-20/1000У2

Вакуумные выключатели ВВ/TEL применяются в ячейках КРУ внутренней и наружной установки, а также в камерах КСО, как при новом строительстве, так и при замене выключателей прежних лет выпуска.

Проверка по отключающей способности по формуле (46):

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{40}{100} = 11,3 \text{ кА}$$

Таблица 25 - Сравнение каталожных и расчетных данных для вакуумного выключателя ВВ/TEL-10-20/1000У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 901,6 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,55 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 35,19 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 56,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 15,55 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{a.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{ат} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

4.7.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10-І

ТОЛ - 10 – І

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	SatecPM13 OP Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М. 01	1	1	1
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	SatecPM13 OP Plus	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3
Варметр	10	ЦП 8506/120	0,3	-	0,3

1	2	3	4	5	6
Счетчик комплексный	10	СЭТ 4ТМ.03М. 01	1	1	1
ТСН					
Амперметр	2	SatecPM13 OP Plus	0,1	0,1	0,1
Счетчик комплексный	2	СЭТ 4ТМ.03М. 01	1	1	1
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	SatecPM13 OP Plus	0,1	0,1	0,1
Итого			4,6	3,4	4,6

Счетчик активной и реактивной электроэнергии примем СЭТ 4ТМ.03М.01 номинального напряжения 3*57.7/100 номинальный (максимальный) ток 5(10) А, класса точности 0,5S для активной и 1 для реактивной энергии, два интерфейса связи RS-485.

Номинальная вторичная нагрузка обмотки, предназначенной для подключения счетчика электроэнергии, трансформатора тока типа ТОЛ-10 составляет 30 ВА, а номинальный вторичный ток 5 А. По формулам (51)-(52) найдем полное допустимое сопротивление обмотки при номинальном токе составляет:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 1,2 - 0,184 - 0,05 = 0,966 \text{ Ом}$$

Минимально допустимое сечение жил кабеля по нагрузочной способности трансформатора тока определяется по формуле (53):

$$q = \frac{0,01762 \cdot 10}{0,966} = 0,18 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение кабеля токовых цепей 2,5 мм². Найдем сопротивление согласно формуле (54)

$$r_{np} = \frac{0,01762 \cdot 10}{2,5} = 0,07 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки по формуле (55) будет равно:

$$Z_2 = 0,184 + 0,07 + 0,05 = 0,304 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 27.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 901,6 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,304 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 102 \text{ кА}$	$I_{УД} = 35,19 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 56,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.7.3 Выбор трансформатора напряжения

Выбираем НАЛИ - СЭЩ-6(10) - трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформатор НАЛИ-СЭЩ на класс напряжения 6, 10, 35 кВ. устанавливаются в комплектные распределительные устройства КРУ. Трансформатор изготавливается в климатическом исполнении “У” “УХЛ” и “Т” категории размещения 2 и 1 по ГОСТ 15150-69.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 28.

Таблица 28- Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка S, ВА
1	2	3	4
Шины 6 кВ			
Вольтметр	2	Satec PM130P Plus	0,1
Вольтметр пофазный	2	Satec PM130P Plus	0,1
Варметр	2	ЦП 8506/120	3
Счетчик комплексный	8	СЭТ 4ТМ.03М.01	1
Итого			4,2

$$S_p = 4,2 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 29.

Таблица 29 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 10 \text{ ВА}$	$S_p = 4,2 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 30 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт·ч	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН-16000/110	22,2 · 2	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев КРУ 35 кВ	-	10	1	10	-
Подогрев КРУ 6 кВ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение	-	30	1	30	-
Освещение РУ	-	5	1	5	-
Итого				99,4	27,5

Расчетная нагрузка при $K_c = 0,8$:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (79)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{99,4^2 + 27,5^2} = 82,51 \text{ кВА};$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (80)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{82,51}{1,4} = 58,94 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора марки ТМ – 100/6, [15].

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

5.1 Функции микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ»

Рассчитаем параметры релейной защиты силового трехобмоточного трансформатора ТДТН-16000/110 ($115 \pm 12\%$ / 38,5 / 6,6) кВ, Y/Y/ Δ -11 для терминала «Сириус-ТЗ». Устройства регулирования напряжения – в нейтральном положении.

Функции защиты, выполняемые устройством микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ»:

-Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

-Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.

-Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

-Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

-Входы отключения от ГЗ трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

-Ненаправленная двухступенчатая МТЗ ВН трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон НН и СН. Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

-Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

-Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН и НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН и НН.

-Защита от перегрузки с действием на сигнал.

Таблица 31 – Токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ
На стороне 110 кВ (К1)	$I_{к1}^{(3)} = 3230 A$
На стороне 35 кВ (К2)	$I_{к2}^{(3)} = 3680 A$
На стороне 6 кВ (К3)	$I_{к3}^{(3)} = 15550 A$

Защиты силового трансформатора подключены к трансформаторам тока, установлены на стороне ВН, поэтому необходимо узнать, какие токи протекают при повреждении на сторонах НН и СН. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{к2}^{(3)ВН} = \frac{I_{к}^{(3)}}{K_m}, \quad (81)$$

где $I_{к}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах;

K_m – коэффициент трансформации силового трансформатора, который равен отношению высшего напряжения трансформатора к низшему.

По формуле (81) ток трёхфазного КЗ в на шинах СН (точка К2), приведённый к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{3680}{110/35} = 1170,9 \text{ A}.$$

По формуле (81) ток трёхфазного КЗ на шинах НН трансформатора (точка КЗ), приведённый к стороне ВН трансформатора:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{15550}{110/6} = 848,2 \text{ A}$$

5.2 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Расчет сведем в таблицу 32

Таблица 32 - Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины, обозначение и расчетная формула	Результаты расчета		
	Сторона высокого напряжения – 115 кВ	Сторона среднего напряжения – 38,5 кВ	Сторона низкого напряжения – 11 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А $I_{перв.ном.i} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}$	$\frac{15876}{\sqrt{3} \cdot 115} = 79,7$	$\frac{5920}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 88,8$	$\frac{9370}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 858,7$
Схема соединения вторичных обмоток трансформаторов тока	звезда	звезда	звезда
Коэффициент схемы $k_{сх.i}$	1	1	1
Принятый к установке коэффициент трансформации ТТ $k_{ТА.i} \geq \frac{I_{перв.расч.i}}{5}$	$\frac{100}{5}$	$\frac{100}{5}$	$\frac{1000}{5}$

1	2	3	4
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А $I_{втор.ном.i} = \frac{I_{перв.ном.i} \cdot k_{сх.i}}{k_{ТА.i}}$	$\frac{79,7 \cdot I}{100/5} =$ $= 3,985$	$\frac{88,78 \cdot I}{100/5} =$ $= 4,439$	$\frac{858,71 \cdot I}{1000/5} =$ $= 4,294$
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ - см. ниже)	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0/1/5/6/7/11)	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы). Диапазон значений (0/1/5/6/7/11)	Группа ТТ ВН 11	Группа ТТ СН 11	Группа ТТ НН 0
Размах РПН, %	16 %		

Базисные токи проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{ном.} = 5$ А базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 3,985; 4,439 и 4,294 входят в указанный диапазон.

Звезда ТТ, токи которой подводятся к устройству, может иметь одну из двух групп – 0 или 6. Это показано на рисунке 16. Рисунок 16,а, соответствует нулевой группе (вторичные токи сохранили направление, соответствующее первичным), рисунок 16,б соответствует шестой группе (вторичные токи направлены встречно первичным).

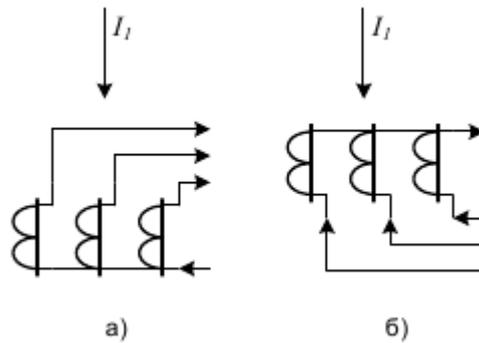


Рисунок 16- Соединение ТТ в нулевую (а) и в шестую (б) группы.

Уставки «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого силового трансформатора и групп сборки измерительных ТТ.

5.3 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{\Delta 1} / I_{баз.}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Значение $I_{\Delta 1.чувст.(груб.)} / I_{баз.}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока силового трансформатора:

$$I_{диф.} / I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} \quad (82)$$

где $k_{отс.} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч.*}$ – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

Расчетный ток небаланса, создаваемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.} \quad (83)$$

Где в первом слагаемом (обусловленном погрешностями ТТ):

$k_{пер.}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн.}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,1 (для ТТ класса 10Р).

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов, рекомендуется принимать $k_{пер.} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или $k_{пер.} = 2,0$, если доля двигательной нагрузки менее 50%.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. При расчете уставок грубой тормозной характеристики принимается случай недействия подстройки под текущее положение РПН и $\Delta U_{РПН}$ принимается равным полному размаху РПН.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора – округление при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение принимается $\Delta f_{добав.} = 0,04$.

Если расчетное значение $I_{диф.} / I_{баз.}$ окажется меньше 0,3, то необходимо принять $I_{диф.} / I_{баз.} = 0,3$.

Коэффициент торможения $k_{торм.}$ должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{баз.}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Рассчитываются значения $k_{торм.чувст.}$ и $k_{торм.груб.}$ – для чувствительной и грубой тормозных характеристик соответственно.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв.}$, он может вызвать дифференциальный ток, который равняется току небаланса:

$$I_{диф.} = I_{нб.расч.} = (k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \cdot I_{скв.} \quad (84)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся

режиме (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1, для 5Р – 0,05).

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{баз.}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном режиме тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ незначительно изменяет первичные токи, тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_{т.} / I_{баз.} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_{т.} / I_{баз.} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок, поэтому рекомендуются уставки срабатывания для чувствительной и грубой характеристик:

$$I_{m2чувст.} / I_{баз.} = I_{m2груб.} / I_{баз.} = 1,5 \div 2 \cdot \quad (85)$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в устройстве автоматически и равна:

$$I_{m1\text{чувст.}(зруб.)} / I_{баз.} = \left(I_{\partial 1\text{чувст.}(зруб.)} / I_{баз.} \right) \cdot 100 / k_{\text{торм.чувст.}(зруб.)} \quad (86)$$

При больших уставках $I_{\partial 1\text{чувст.}(зруб.)} / I_{баз.}$ следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую: $I_{m1\text{чувст.}(зруб.)} / I_{баз.} < I_{m2\text{чувст.}} / I_{баз.}$

Уставка блокировки по второй гармонике $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ на основании опыта фирм, использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая $\Delta U_{РПН}$ не превышает значение 0,04. Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики в таблице 33.

Таблица 33 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,04 + 0,04 = 0,28$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\partial I_{чувст.} / I_{баз.}} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*}$	$1,2 \cdot 0,28 = 0,336$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\partial I_{чувст.} / I_{баз.}}$ », диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{баз.}$	принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{сн.т.} = \sqrt{1 - I_{нб.расч.*}}$	$\sqrt{1 - 0,28} = 0,85$
Расчетный коэффициент торможения, в процентах	$k_{торм.} = 100 \cdot k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} / k_{сн.т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,28 / 0,85 = 39,5$

1	2	3
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $k_{\text{торм.чувст.}}$, %» диапазон уставки (10 - 100)%	40 %
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2чувст.}} / I_{\text{баз.}}$ », рекомендуемый диапазон уставки (1,0 - 2,0) $I_{\text{баз.}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{\text{дз2}} / I_{\text{дз1}}$ диапазон уставки (0,06 - 0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходим из реального диапазона регулирования РПН, принимая $\Delta U_{\text{РПН}} = 0,16$.

Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики в таблице 34.

Таблица 34 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения
1	2	3
Расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч.*} = k_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}$	$2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4$
Выбор уставки срабатывания	$I_{\partial I_{груб.}} / I_{баз.} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*}$	$1,2 \cdot 0,4 = 0,48$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\partial I_{груб.}} / I_{баз.}$ », диапазон уставки $(0,3 - 1,0)I_{баз.}$	принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{сн.т.} = \sqrt{1 - I_{нб.расч.*}}$	$\sqrt{1 - 0,4} = 0,77$
Расчетный коэффициент торможения, в процентах	$k_{торм.} = 100 \cdot k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.*} / k_{сн.т.}$	$100 \cdot 1,2 \cdot 0,4 / 0,77 = 62,34$

1	2	3
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $k_{\text{торм.чувст.}}$, %» диапазон уставки (10 - 100)%	63 %
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т2груб.}} / I_{\text{баз.}}$ », рекомендуемый диапазон уставки (1,0 - 2,0) $I_{\text{баз.}}$	2,0

Тормозные характеристики ступени ДЗТ-2 приведены на рис. 13

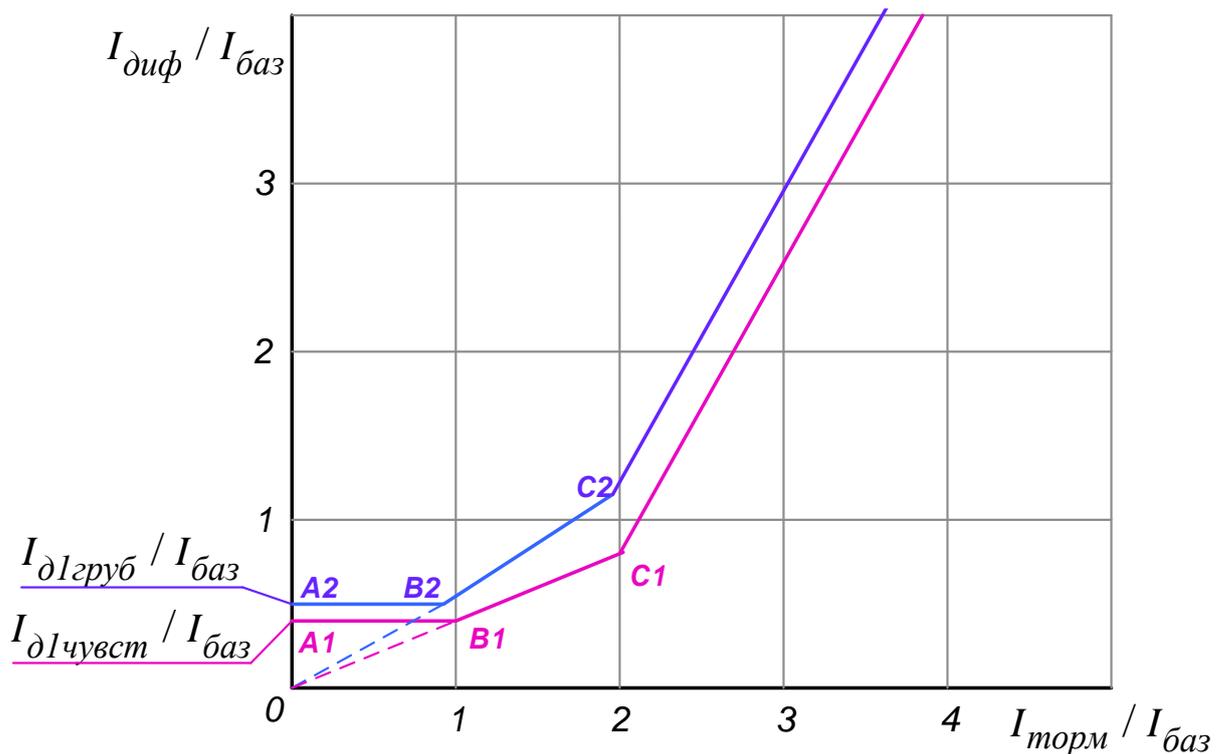


Рисунок 17- Тормозные характеристики чувствительной (A1, B1, C1) и грубой (A2, B2, C2) ступеней ДЗТ-2.

5.4 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Отстройку производим от срабатывания при КЗ на стороне НН, а также при КЗ на стороне СН. Принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1. Расчет сведем в таблицу 35.

Таблица 35 -Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения (расчетная формула)	Числовые значения для стороны	
		СН	НН
1	2	3	4
Максимальный ток внешнего к.з., приведенный к стороне ВН, А	$I_{к.з.внеш.макс.}$	1170,9	848,2
Расчетный ток максимального внешнего к.з., приведенный к номинальному току трансформатора (в о.е.)	$I_{к.з.внеш.макс.*} = I_{к.з.внеш.макс.} / I_{баз.ВН}$	$1170,9 / 79,7 = 14,7$	$848,2 / 79,7 = 10,6$
Расчетный ток небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	$I_{нб.} = k'_{отс.} \cdot (k'_{пер.} \cdot k_{одн.} \cdot \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав.}) \cdot I_{к.з.внеш.макс.*}$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 14,7 = 11,03$	$1,5 \cdot (3,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 10,6 = 7,95$
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем к.з. (в о.е.)	Должны выполняться условия: $I_{диф} / I_{баз} \geq I_{нб}$ и $I_{диф} / I_{баз} \geq 6$	принимаем значение 11,0	

1	2	3	4
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	$I_{диф.чувст.} / I_{баз} =$ $= I_{диф.груб.} / I_{баз}$ диапазон уставки $(4,0 - 30,0)I_{баз}$	11,0	

5.5 Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах НН, но в нашем случае расчетные режимы - другие. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не обязательно.

5.6 Защита от перегрузки

Перегрузка контролируется по току в трех обмотках трансформатора. Уставка сигнала перегрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B} \quad (87)$$

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

$K_B = 0,9$ - коэффициент возврата;

$I_{ном}$ - номинальный ток.

Сторона ВН:

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 79,7}{0,9} = 93A \quad (88)$$

Сторона СН:

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 88,8}{0,9} = 103,6A \quad (89)$$

Сторона НН:

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 858,7}{0,9} = 1001,8A \quad (90)$$

Время срабатывания защиты $T=9с$.

5.7 Обдув

Пуск обдува осуществляется по двум критериям – по превышению током заданной уставки и по дискретным сигналам от датчика температуры.

Контролируются три фазы тока всех сторон трансформатора. Уставки по току пуска обдува задаются отдельно для высшего и низшего напряжений.

Уставка обдува определяется по формуле:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot I_{ном} \quad (91)$$

Сторона ВН:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot 79,7 = 55,8A \quad (92)$$

Сторона СН:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot 88,8 = 62,2 \quad (93)$$

Сторона НН:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot 858,7 = 601,1 \quad (94)$$

Время срабатывания $T=10\text{с}$.

5.8 Блокировка РПН

Контролируются три фазных тока высшей стороны трансформатора.

Уставка блокировки РПН определяется по формуле:

$$I_{сз} = 2 \cdot I_{ном} \quad (95)$$

$$I_{сз} = 2 \cdot 79,7 = 159,4\text{А}$$

Время срабатывания $T=10\text{с}$.

5.9 Газовая защита

Согласно ПУЭ[7] газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом образовании газа и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном образовании газа и дальнейшем понижении уровня масла. Газовая защита маслонаполненных аппаратов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака. Газовая защита — одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

5.10 Сигнализация

Комплект центральной сигнализации выполнен терминалом типа Сириус-2-ЦС производства ЗАО «РАДИУС Автоматика».

В состав центральной сигнализации входит:

- схема звуковой аварийной сигнализации;
- схема звуковой предупредительной сигнализации;
- схема распределения цепей сигнализации;
- схема управления центральной сигнализации;
- сигнальные табло и указательные реле.

Сигнализация подстанции имеет два участка для повышения надежности работы при повреждениях в её разветвленных цепях:

- 1 участок - ОПУ, ОРУ 110 кВ;
- 2 участок – КРУ 35 и 6 кВ.

На звуковую аварийную и предупредительную сигнализацию выводятся

сигналы неисправности устройств РЗА и ПА, ЩСН, СОПТ, срабатывания защит РЗА.

Сигнализация положения выключателей 110 кВ, вводов и СВ 35 и 6 кВ выводится на индикаторы мнемосхемы в ОПУ. О положении выключателей сигнализируют лампы расположенные около ключей управления:

- красная – «включено»;
- зеленая - «отключено».

При аварийном отключении выключателя работает аварийная звуковая и световая сигнализация.

Сигнализация положения выключателей присоединений 6 кВ отображается на индикаторах ячеек КРУ 6 кВ.

5.11 Комплекты защит и автоматика управлением выключателя линии 6 кВ

Защита выполняется на базе МП терминалов Сириус 2-МЛ, для линий с двигательной нагрузкой приняты терминалы Сириус 21-Д, РЗА линий к ТСН выполняются на базе Сириус 21-Л. Терминалы устанавливаются в релейных отсеках соответствующих ячеек КРУ 6 кВ. Каждый комплект защит и АУВ линии 6 кВ реализует следующие функции:

- максимальная токовая отсечка;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, может быть выполнена направленной (не выполняется для линий к ТСН);
- защита от однофазных замыканий на землю;

- АУВ;
- АПВ;
- ЛЗШ;
- УРОВ.

В случае кабельного исполнения линий функция АПВ выводится из работы.

Все отходящие присоединения 6 кВ вводятся под действие АЧР и ЧАПВ.

5.12 Защита секционного выключателя 6 кВ

Комплект защит и АУВ СВ 6 кВ размещается в релейном отсеке соответствующей ячейки КРУ 6 кВ.

Комплект защит и АУВ ячейки СВ 6 кВ выполнен на базе МП терминала

Сириус-21-С и реализует следующие функции:

– максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- АУВ;
- АПВ;
- автоматическое включение резерва (АВР);
- восстановление нормального режима (ВНР);
- ЛЗШ;
- УРОВ

5.13 Трансформатор напряжения 110 кВ

На шинах 110 кВ устанавливаются емкостные однофазные трансформаторы напряжения, каждый из которых имеет по три вторичные обмотки. Основные вторичные обмотки класса 0,2 соединены в звезду и предназначены для учета электроэнергии. Основные вторичные обмотки класса 0,5 соединены в звезду и предназначены для измерения и релейной защиты. Дополнительные вторичные обмотки класса 3 соединены в

разомкнутый треугольник и предназначены для измерения напряжения нулевой последовательности.

Схема контроля и автоматики обеспечивает:

- защиту минимального напряжения (ЗМН);
- контроль наличия напряжения на секции (КН);
- контроль исправности цепей напряжения (КИ);
- секционирование цепей напряжения.

5.14 Трансформатор напряжения 6 кВ

Трансформаторы напряжения 6 кВ устанавливаются ячейках КРУ 6 кВ. К установке приняты антирезонансные, трехфазные литые трансформаторы напряжения с двумя вторичными обмотками. В каждой секции 6 кВ устанавливаются ячейки ТН 6 кВ: ТН используется для измерения и РЗА и для учёта. Основные вторичные обмотки класса 0,5 соединены в звезду, дополнительные вторичные обмотки класса 3 соединены в разомкнутый треугольник. Комплекты РЗА ТН 6 кВ выполняются на базе МП терминалов Сириус-ТН и устанавливаются в релейных отсеках ячеек КРУ ТН 6 кВ, каждый комплект реализует следующие функции:

- защита минимального напряжения;
- защита от повышения напряжения;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- пуск АВР;
- АЧР; ЧАПВ;
- контроль наличия напряжения на секции.

6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Согласно ПУЭ[7] устройство заземления должно выполняться с соблюдением требований, которые предъявляются к напряжению прикосновения и должны соблюдаться при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжения прикосновения в любое время года, которые не превышают значений ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». Сопротивление устройства заземления определяется по току замыкания на землю и допустимому напряжению на заземляющем устройстве. Заземление должно иметь сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Расчетное время воздействия при определении допустимого напряжения прикосновения следует принять из суммы времени полного отключения выключателя и времени действия защиты.

Для выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

В случае объединения устройств заземления разного уровня напряжения в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему значению ТКЗ на землю объединяемых РУ.

6.1 Расчет заземления

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x30 мм (площадь сечения – $F_{\text{пол}}=160 \text{ мм}^2$), уложенную на глубину $h_3=2 \text{ м}$. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка

диаметром $d = 15$ мм ($F_{\text{пр}} = 176,6$ мм²) и длиной $l_B = 5$ м.

Грунт в месте сооружения ПС – глина, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,12 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 100$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 4,5 для горизонтальных электродов, длиной 4 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,5.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_B = 4$ м с сечение $S_{\text{пр.в}} = 200$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×4 мм с поперечным сечением $S_{\text{пол}} = 160$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ПС 55 метров, длина 65 метров.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (96)$$

$$S = (55+2 \cdot 1,5) \cdot (65+2 \cdot 1,5) = 3944 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ПС, м;

B – длина территории ПС, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам КЗ по формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\kappa}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (97)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания шин 110 кВ;

t - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K^{(1)} = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (98)$$

$$I_K^{(1)} = 3 \cdot 3,23 = 9,69 \text{ кА}$$

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{9690^2 \cdot 0,175}{400 \cdot 21}} = 44,2 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{т.с}}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{\text{кор.}} = \pi \cdot S_{\text{ср.}} \cdot (D_z + S_{\text{ср.}}) \quad (99)$$

$$S_{\text{ср.}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (100)$$

где T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, $T = 240$ месяцев;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, зависящие от грунта, $a_k = 0,005$, $\alpha_k = 0,243$, $b_k = 0,0031$, $c_k = 0,041$.

$$S_{\text{ср.}} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм},$$

$$q_{кор.} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{т.с.} + q_{кор.} < q_{м.п.}, \quad (101)$$

$$194,442 + 4,42 = 198,862 < 200$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C} \text{ Ом} \quad (102)$$

где $r_C = 1,3$ Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,812 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{ЭКВ.}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right) \quad (103)$$

где $\rho_{ЭКВ.}$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода , м ;

T - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае $L/2+0,8$ м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{ЭКВ.} = K_C \cdot \rho_{уд} \text{ Ом}\cdot\text{м} \quad (104)$$

где $\rho_{уд}$ - удельное сопротивление грунта, 100 Ом·м;

$K_C = 1,5$ - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{ЭКВ.} = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$R_0 = \frac{150}{2\pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,018} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 13,28 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (105)$$

$$n_0 = \frac{13,28}{0,6 \cdot 0,812} = 28 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе

электродов порядка 20 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_{\Gamma}=0,24$.

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t} \quad \text{Ом} \quad (106)$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_{\Gamma}=0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей[13].

t - заглубление вертикального заземлителя (глубина траншеи) $t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \quad \text{Ом} \cdot \text{м} \quad (107)$$

где $K_C=1,5$, коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 4,5 \cdot 100 = 450 \quad \text{Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 240} \cdot \ln \frac{2 \cdot 240^2}{0,04 \cdot 0,8} = 8,16 \quad \text{Ом}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} + R_H} \quad \text{Ом} \quad (108)$$

$$R_B = \frac{8,16 \cdot 0,812}{8,16 + 0,812} = 0,9 \quad \text{Ом}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_B=0,47$, принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равным 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (109)$$

$$n_B = \frac{13,28}{0,9 \cdot 0,47} = 32 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (110)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_a = \frac{55 + 2 \cdot 1,5}{6} + 1 = 11 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_b = \frac{65 + 2 \cdot 1,5}{6} + 1 = 13 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_T = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a$$

$$L_T = 13 \cdot (11 - 1) \cdot 6 + 11 \cdot (13 - 1) \cdot 6 = 1572 \text{ м.}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (111)$$

$$S_3 = (11 - 1) \cdot 6 \cdot (13 - 1) \cdot 6 = 4320 \text{ м}^2.$$

Средняя длина полос:

$$L_{CP} = 63 \text{ м.}$$

Среднее количество полос:

$$n_{CP} = \frac{L_{\Gamma}}{L_{CP}} + 1$$

$$n_{CP} = \frac{1572}{63} + 1 = 26 \text{ шт.}$$

Окончательно к установке принимаем 26 полос по 63 метра с 32 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест. Расстояние от границ заземлителя до забора с внутренней стороны должно быть не менее 3 м.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{PV} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{CP} \cdot R_B)} \quad (112)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, $\eta = 0,5$.

$$R_{PV} = \frac{0,9 \cdot 8,16}{0,5 \cdot (32 \cdot 8,16 + 26 \cdot 0,9)} = 0,052 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя.

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{OPV} \text{ Ом} \quad (113)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (114)$$

где I_M - ток молнии равный 65 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4320}}{(450 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 1,16$$

$$R_u = 1,16 \cdot 0,052 = 0,06 \text{ Ом}$$

$$0,06 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ЗРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ[7]. Расположение сетки заземлителя показано в графической части ВКР.

6.2 Молниезащита

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте линейных порталов ОРУ, а также защищали КРУ[13].

В нашем случае молниеотводы отдельно стоящие. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейные порталы.

Высота молниеотвода $h=25$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 50$ м

Расстояние между порталами L_1

Высота защищаемого объекта $h_X = 11,35$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (115)$$

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

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (116)$$

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

$$h < L \leq 2h$$

$$25 < 50 \leq 50$$

$$r_{C0} = r_0 = 26,25 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (117)$$

$$h_{1CX} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (50 - 25) = 16,81 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}} \text{ м} \quad (118)$$

$$r_{1CX} = 26,25 \cdot \frac{16,81 - 11,5}{16,48} = 8,29$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right) = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{21,25}\right) = 12,04 \quad (119)$$

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}}\right) = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11,5}{21,25}\right) = 12,04$$

Расстояние между молниеотводами наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{2CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (120)$$

$$h_{2CX} = 26,18 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (30 - 25) = 20,36 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{2CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{2CX} - h_X}{h_{2CX}} \quad (121)$$

$$r_{2CX} = 26,25 \cdot \frac{20,36-11,35}{20,36} = 11,62 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{2X} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right) \quad (122)$$

$$r_{2X} = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{21,25} \right) = 12,2 \text{ м}$$

Вывод: при высоте молниеотвода в 25 метров обеспечивается надежная защита подстанции на высоте линейных порталов 110 кВ.

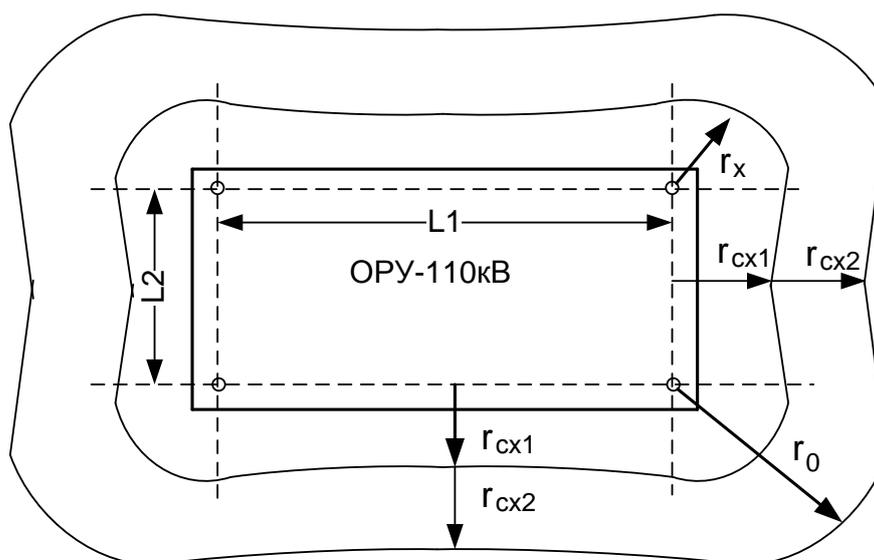


Рисунок 18 - Схема грозозащиты ОРУ-110кВ.

6.3 Защита подстанции от волн, набегающих с ЛЭП

Причиной возникновения на ПС опасных перенапряжений от набегающих волн являются грозовые поражения ВЛЭП. При ударе молнии в линию, на ней возможны перекрытия, в результате которых на проводах ВЛ образуется волна напряжения, движущаяся в сторону ПС [13].

По формуле (123) рассчитывают допустимое напряжение для изоляции силовых трансформаторов.

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (123)$$

где $U_{\text{п.и}}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{\text{п.и}}=480$ согласно ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»

$U_{\text{ном}}$ – действующее значение номинального напряжения.

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (480 - 0,5 \cdot 110) = 467,5 \text{ кВ}. \quad (124)$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (125)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{\text{ост}}=307$ кВ

l – расстояние от ОПН до автотрансформатора, $l=9$ м

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (467,5 - 307)}{2 \cdot 9} = 2675 \text{ кВ/мкс} \quad (126)$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \quad (127)$$

где $\Delta\tau$ - удлинение фронта под действием импульсной короны, которое можно определить для линий с одиночными проводами по формуле (128);

$U_{50\%}$ - импульсное 50% разрядное напряжение для линий, на металлических и железобетонных опорах класса 110 кВ напряжение $U_{50\%}$ 600-700 кВ.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (128)$$

где $h_{\text{пр.ср}}$ – средняя высота подвеса провода $h_{\text{пр.ср}} = 11,35\text{ м}$;

k – коэффициент, учитывающий расщепления фазы ВЛ, при одном проводом в фазе равный 1.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 700}{11,35} \right) = 0,99 \text{ мкс/км.} \quad (129)$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} = \frac{700}{2675 \cdot 0,99} = 0,264 \text{ км.} \quad (130)$$

Длина защищенного подхода составляет 264 м.

7 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

При расчёте затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства.

При определении фактических цен электросетевого строительства по данным ОАО «ФСК ЕЭС» индекс изменения стоимости проектных работ на 2 квартал 2019 года (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года) принимаем равным 4 .

Укрупнённые стоимостные показатели учитывают все затраты на сооружение ВЛ и ПС.

7.1 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП

Капитальные вложения на сооружение ЛЭП состоят из: подготовки трассы (отвод земли, организация дорог и т. д.), затрат на изыскательные работы, затраты на приобретение опор, проводов, линейной арматуры, изоляторов, заземлителей, грозозащитных тросов, транспортировку и монтаж[15].

Базовые показатели стоимости ВЛЭП 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения, соответствуют расчетному напору ветра до 0,6 кПа и средним условиям строительства.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида и материала опор, от сечения провода и от числа цепей на опоре.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Параметры линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
АС – 120/19	15,3	1280

Капитальные затраты на сооружение ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{тер.} \cdot K_{инф.} \cdot (K_{пр} + K_{зем} + K_{ЛЭП} + K_{дор}) \quad (131)$$

где $K_{инф.}$ – индекс изменения стоимости проектных работ для строительства на 2 квартал 2019 года (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года) равный 4,15;

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент равный 1,4;

$K_{пр.}$ – затраты на вырубку просеки, тыс. руб.;

$K_{зем.}$ – затраты на отвод земель, тыс. руб.;

$K_{ЛЭП}$ – затраты на сооружение линии, тыс. руб.;

$K_{дор.}$ – затраты на устройство лежневых дорог, тыс. руб.

Затраты на сооружение линии определяются:

$$K_{ЛЭП} = l \cdot k_{ЛЭП}, \quad (132)$$

$$K_{ЛЭП} = 15,3 \cdot 1280 = 19584 \text{ тыс.руб.}$$

где l – длина линии, км;

$k_{ЛЭП}$ – удельная стоимость линии, с учётом дополнительных коэффициентов.

Затраты на вырубку просеки определяются:

$$K_{пр} = l \cdot k_{пр}, \quad (133)$$

$$K_{пр} = 15,3 \cdot 95 = 1453,5 \text{ тыс.руб.}$$

где $k_{пр}$ – удельная стоимость вырубки просеки на 1 км.

Затраты на устройство лежневых дорог определяются:

$$K_{IP} = l \cdot k_{IP}, \quad (134)$$

$$K_{дор} = 15,3 \cdot 370 = 5661 \text{ тыс.руб.}$$

где $k_{дор}$ – удельная стоимость устройства лежневых дорог на 1 км.

Затраты на отвод земли определяются:

$$K_{зем} = l \cdot k_{зем} \cdot k_{отв.зем}, \quad (135)$$

$$K_{зем} = 15,3 \cdot 70 \cdot 0,007 = 7,5 \text{ тыс.руб.}$$

где $k_{зем}$ – площадь постоянного отвода земли для типовых опор ВЛ на 1 км., м²

$k_{отв.зем}$ – нормативная цена земли в субъектах РФ руб./ м². (для Хабаровского края 7 руб./ м².)

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
Затраты на вырубку просеки ($K_{пр.}$)	1453,5
Затраты на отвод земель ($K_{зем.}$)	7,5
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	19584
Затраты на устройство лежневых дорог ($K_{дор.}$)	5661
Итого	26706

Общие капитальные затраты на сооружение ВЛ 110 кВ составят:

$$K_{ВЛ} = 1,4 \cdot 4,15 \cdot (1453,5 + 7,5 + 19584 + 5661) = 155161,9 \text{ тыс.руб.}$$

7.2 Расчёт капиталовложений на строительство ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли, подготовку территории, приобретение РУ ВН (СН) и НН, приобретение трансформаторов и затраты на монтаж и наладку[15].

Базовые показатели стоимости ПС учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства.

Суммарные капиталовложения на сооружение ПС вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \cdot K_{тер.} \cdot (K_{Тр} + K_{РУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{зем}) \quad (136)$$

где $K_{Тр}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{РУ}$ – стоимость РУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, тыс. руб.;

$K_{яч}$ – стоимость ячеек в КРУ, тыс. руб.;

$K_{инф.}$ – индекс изменения стоимости проектных работ для строительства на 2 квартал 2019 года (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года) равный 4,15;

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Хабаровского края 1,3.

Капиталовложения на покупку трансформаторов:

$$K_{Тр} = \sum K_{Трi} \quad (137)$$

где $\sum K_{Трi}$ – стоимость трансформаторов на ПС, а также сумма на их монтаж/демонтаж, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение КРУ:

$$K_{3PY} = n_{PY} \cdot K_{PY} \quad (138)$$

где K_{PY} – стоимость РУ, тыс. руб.;

n_{PY} – количество РУ, шт.

В таблице 38 представлены типы трансформаторов, выбранные для проектируемой подстанции, и их базовая стоимость на период 2001 г.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Таблица 38 – Стоимость трансформаторов

Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
ТДТН – 16000/110	2	6200

Капитальные затраты на РУ (количество выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Стоимость РУ

Схема РУ	Стоимость, тыс. руб.	Срок полезного использования $T_{сл}$, лет
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий 110 кВ	64000	20
Одна рабочая секционированная выключателем система шин 35 кВ	$8 \cdot 200 = 1600$	20
Одна секционированная выключателем система шин 6 кВ	$16 \cdot 160 = 2560$	20

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Чныррах»:

$$K_{ПС} = 1,3 \cdot (4,15 \cdot (12400 + 4160 + 11000 + 35)) + 64000 = 232075 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций $K_{ПС}$, тыс. руб.;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП $K_{ВЛ}$, тыс. руб.

$$K_{Общ} = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (139)$$

Таким образом, общие капиталовложения составят:

$$K_{Общ} = 232075 + 155161,9 = 387236,9 \text{ тыс. руб.}$$

7.3 Расчёт амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления - это постепенное погашение стоимости основных фондов предприятия (здания, оборудование и т.п.), изнашивающихся в процессе работы и от времени.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{Ам} = \frac{K_{пс} + K_{вл}}{T_{сл}}, \quad (140)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения в ПС, тыс. руб.;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения в ВЛ, тыс. руб.;

$T_{сл}$ – срок службы, 20 лет.

Расчёт издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{Ам} = \frac{232075 + 155161,9}{20} = 19361,8 \text{ тыс. руб.}$$

7.4 Расчёт эксплуатационных затрат

Для расчёта эксплуатационных издержек учитывают потери электроэнергии в трансформаторах, потери в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (141)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС равные 0,008 и 0,059 соответственно.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (142)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W} = 1,79$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч

Потери электроэнергии определяются по эффективной мощности и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и КУ в максимальный и минимальный периоды года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{Тр} + \Delta W_{Кор} + \Delta W_{КУ} \quad (143)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{Тр}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, МВт;

$\Delta W_{Кор}$ – потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$ – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, МВт.

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л, \quad (144)$$

где $T_3, T_Л$ – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{ВЛ}$ – активное сопротивление линии, Ом;

L – длина линии, км.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{Кор} = \Delta q_k \cdot L, \quad (145)$$

где Δq_k – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, МВт·ч/км;

L – длина линии, км.

Потери на корону учитываются в ВЛ свыше 220 кВ включительно.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Тр} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_2,$$

где $\Delta P_{ХХ}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

$T_3, T_Л$ – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$ – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{тр}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт для ПС Чныррах:

$$I_{\text{ЭР}} = 0,008 \cdot 155161,9 + 0,059 \cdot 232075 = 14933,7 \text{ тыс. руб.};$$

Рассчитаем потери для ПС Чныррах:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{13,85^2 + 5,54^2}{115^2} \cdot 3,81 \cdot 4800 + \frac{11,76^2 + 4,81^2}{115^2} \cdot 3,81 \cdot 3960 = 491,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = \frac{13,85^2 + 5,54^2}{115^2} \cdot 1,3 \cdot 4800 + \frac{11,76^2 + 4,81^2}{115^2} \cdot 1,3 \cdot 3960 + 2 \cdot 0,0158 \cdot 8760 = 444,6$$

МВт·ч/год;

$$\Delta W_{\text{общ}} = 491,9 + 444,6 = 936,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

Рассчитаем издержки на потери:

$$I_{\Delta W} = 936,5 \cdot 1,79 = 1676,3 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭР}} + I_{\Delta W}, \quad (146)$$

Рассчитаем издержки:

$$I = 19361,8 + 14933,7 + 1676,3 = 35971,8 \text{ тыс.руб.}$$

где $I_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{\text{ЭР}}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

7.5 Себестоимость передачи электроэнергии

Полная себестоимость передачи электрической энергии определяется как отношение издержек на сооружение сети к среднегодовому суммарному потреблению.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.з}} \cdot T_3 + P_{\text{ср.л}} \cdot T_{\text{л}}; \quad (147)$$

где $P_{\text{ср.л}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.з}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{л}}$ – число часов летного периода, час;

T_3 – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что в зимнем периоде 4800 часов, а в летнем 3960 часов.

$$W = 11,83 \cdot 4800 + 10,06 \cdot 3960 = 96621,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (148)$$

$$C = \frac{35971800}{96621600} = 0,37 \text{ руб} / \text{Квт} \cdot \text{ч}$$

где I_{Σ} – суммарные издержки для всего варианта с учётом потерь электрической энергии, определяется по формуле (146);

W_{Σ} – среднегодовое электропотребление проектируемой сети.

7.6 Простой срок окупаемости

$$T_{\text{ок.}} = \frac{K}{Пч + Иам} \quad (149)$$

где K – капиталовложения;

Пч- чистая прибыль;

Иам- амортизационные издержки.

Чистая прибыль определяется по следующей формуле:

$$Пч = O - И - Н \quad (150)$$

$$Пч = 144932,2 - 35971,8 - 21792,1 = 87168,3 \text{ тыс. руб.}$$

где O-доход от полезного отпуска;

И- суммарные издержки;

Н-налог на прибыль равен 20%.

Налог на прибыль равен:

$$Н = 0,2 \cdot (O - И) \quad (151)$$

$$Н = 0,2 \cdot (144932,4 - 35971,8) = 21792,1 \text{ тыс. руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{по} \cdot T \quad (152)$$

$$O = 1500 \cdot 96621,6 = 144932,4 \text{ тыс. руб.}$$

Где $W_{по}$ - полезный отпуск;

T-средний тариф на передачу электроэнергии. Для Хабаровского края- 1500 руб /тыс.кВт*ч.

Срок окупаемости равен:

$$T_{ок.} = \frac{387236,9}{19361,8 + 87168,6} = 3,6$$

Проектируемая ПС «Чныррах» 110/35/6 кВ располагается в поселке Чныррах в Николаевском районе Хабаровского края. Основными потребители электроэнергии проектируемой подстанции «Чныррах» являются территории опережающего развития (ТОР) «Николаевск».

В соответствии с п.4.2.6. ПУЭ трансформаторная подстанция — электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения энергии и состоящая из трансформаторов, РУ, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений. Согласно ФЗ «Об электроэнергетике» целями государственного регулирования безопасности в сфере электроэнергетики являются обеспечение ее безопасного и надежного функционирования и предотвращение возникновения аварийных ситуаций, связанных с эксплуатацией объектов электроэнергетики и энергоустановок потребителей электрической энергии.

8.1 Безопасность

8.1.1 Мероприятия по защите от шума

Основными источниками непостоянного шума в период строительно-монтажных работ являются автомобильные транспортные средства и дорожно-строительная техника. Шумы, создаваемые строительной техникой – широкополосные, с частотным сектором (125-8000 Гц), механического или аэродинамического происхождения[10]. Шумовое воздействие носит локальный кратковременный характер, не оказывает значительного воздействия, уровень звукового давления, не превышает нормативное значение уровня звука территорий, прилегающих к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий.

При эксплуатации объекта постоянными и основными источником шума является работающие трансформаторы.

Расчет уровня шумового воздействия при эксплуатации подстанции приведен ниже. Расчет учитывает установку двух силовых трансформатора ТДТН-16000/110-УХЛ1. По результатам расчетов, не наблюдается превышение нормативного значения уровня звука, на границе территорий, прилегающих к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий.

Таблица 40 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (система охлаждения вида Д)	16	110	Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. Уровень шума допустимый для территорий, прилегающих к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий составляет: 75 дБА [10].

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни мощности звука приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) шум трансформаторов обусловлен двумя составляющими: аэродинамическим шумом, вызываемым вентиляционными устройствами и электромагнитным шумом уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$): $L_{PA} = 88 \text{ дБА}$.

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы, прилегающей к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным трансформатором будет равным L_A (см. рисунок 19).

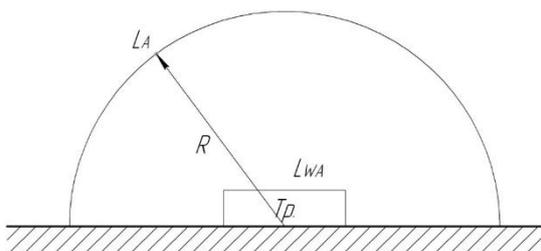


Рисунок 19 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (153)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R

от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (154)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС расположены два трансформатора, и они расположены территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 4. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

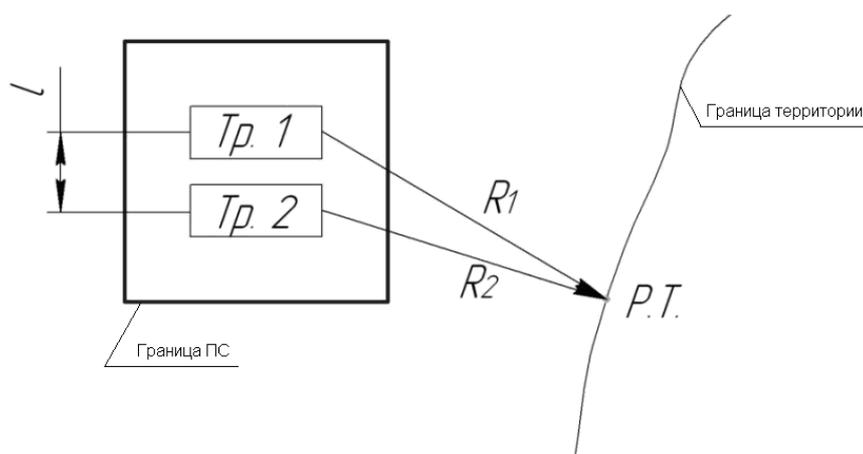


Рисунок 20 – Схема расположения ПС относительно помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы, прилегающей к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его корректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (155)$$

где N - количество источников шума (трансформаторов);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 88} = 91 \text{ дБА}.$$

2) на границе, прилегающей к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в следующем виде

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (156)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}} \quad (157)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(91-75)}}{2\pi}} = 2,5 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется

принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

8.1.2 Определение размера санитарно-защитной зоны

Организация санитарно-защитной зоны (СЗЗ) регламентируется СанПиН 2.2.1/2.1.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

СЗЗ устанавливается вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровья человека. По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта. Размеры СЗЗ обеспечивают уменьшение негативного воздействия на атмосферный воздух до значений, установленных гигиеническими нормативами.

Критерием для определения размера СЗЗ является не превышение на её внешней границе и за её пределами ПДК загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест и ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Трансформаторные подстанции согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.120003 относятся к объектам, для которых размеры СЗЗ определяются индивидуально по результатам расчетов воздействия на атмосферный воздух, а также по результатам натурных измерений физических факторов воздействия на атмосферный воздух, проводимых после окончания строительства и ввода объекта в эксплуатацию.

По результатам оценки воздействия на окружающую среду основным фактором, определяющим размеры СЗЗ для подстанции, является шумовое воздействие от работающего электротехнического оборудования.

Согласно расчетам уровень шума в контрольных точках, территориях, прилегающих к помещениям с постоянными рабочими местами производственных предприятий, будет соответствовать нормативным значениям.

СЗЗ устанавливается по наибольшему удалению по факторных границ, а именно изолинии 50 дБа. Граница изолинии не выходит за границы подстанции.

После завершения строительства подстанции, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 проводятся натурные инструментальные измерения параметров электромагнитного излучения, определяющие необходимость установления СЗЗ по данному фактору воздействия.

8.1.3 Воздействие электромагнитных полей

При эксплуатации подстанции в пространстве вокруг электрического оборудования и проводов возникает электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей.

Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле. При малых частотах (в данном случае 50 Гц) электромагнитное поле можно рассматривать состоящим из двух полей (электрического и магнитного), практически не связанных между собой. Электрическое поле возникает при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное – при прохождении тока по токоведущим частям. Поэтому допустимо рассматривать отдельно друг от друга влияние, оказываемое ими на биологические объекты.

Установлено, что в любой точке поля в электроустановках высокого напряжения (с частотой 50 Гц) поглощенная телом человека энергия магнитного поля примерно в 50 раз меньше поглощенной им энергии электрического поля.

На основании этого был сделан вывод, что отрицательное действие электромагнитных полей электроустановок высокого напряжения (50 Гц) обусловлено электрическим полем, то есть нормируется напряженность электрического поля, (E), кВ/м.

Для защиты населения от вредного влияния электромагнитных полей промышленной частоты разработаны нормы предельно допустимых уровней

напряженности электрического поля СН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» (от 28 февраля 1984 г., № 2971-84).

Таблица 41 - Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля

Наименование территории	Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля, кВ/м
Труднодоступные места	20
В доступной для населения местности	15
На участке пересечения ЛЭП с автомобильными дорогами I...V категории	10
На территории населенных мест вне зоны жилой застройки	5
На территории жилой застройки	1
Внутри жилых помещений	0,5

По данным проекта площадка находится на территории, относящейся к категории: на территории населенных мест вне зоны жилой застройки. Для указанной категории допустимый уровень напряженности электрического поля равен 5 кВ/м.

В процессе эксплуатации ряда электротехнических объектов были выполнены замеры фактических уровней напряженности электрических и магнитных полей промышленной частоты, данные которых, приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Напряженности магнитного и электрического поля

Наименование объекта или параметры	Напряженность электрического поля, кВ/м	Напряженность магнитного поля, А/м
ВЛ 110 кВ	0,1...3	0,1...20
ВЛ 6...35 кВ	0,01...0,5	0,1...2
Шинный мост 6кВ	1	40...100

Как видно из данных таблицы электротехническое оборудование с напряжением 110 кВ создает уровень напряженности электрического поля порядка 0,1-3 кВ/м, что является допустимым для категории, к которой относится территория размещения объекта[8].

Предотвращение возможного поражения электрическим током обслуживающего персонала обеспечиваются: соблюдением необходимых изоляционных расстояний между токоведущими частями и отдельными присоединениями; защитным заземляющим устройством; устройством защиты от коротких замыканий и перенапряжений; системой контроля и автоматики режимов работ; рабочим и ремонтным освещением; системой блокировок, не допускающих ошибочных действий персонала при оперативных переключениях; устройством проходов и проездов, допускающих возможность применения передвижных лабораторий, инвентарных устройств и средств малой механизации.

Для предотвращения возможного поражения электрическим током людей и животных предусмотрено ограждение по всему периметру подстанции.

8.2 Экологичность

8.2.1 Результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду

В процессе выполнения работ в рамках титула: «Проектирование ПС 110 кВ «Чныррах»», возможны воздействия на окружающую среду по следующим направлениям таблиц. 43.

Таблица 43- Возможные виды воздействий на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Оказываемое воздействие
1	2
Атмосферный воздух	Загрязнение атмосферного воздуха при работе строительной техники, при выполнении сварочных работ, пересыпке строительных материалов
Водные ресурсы	Воздействие на водные ресурсы не оказывается
Геологическая среда	Воздействие на геологическую среду не оказывается
Земельные ресурсы	При условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдёт
Почвенно-растительный покров	Воздействие на почвенно-растительный не покров оказывается

8.2.2 Обоснование решений по очистке сточных вод и утилизации обезвреженных элементов, по предотвращению аварийных сбросов сточных вод

При эксплуатации ПС вода для технических (производственных) нужд технологически не требуется. В основном технологическом процессе - трансформация и передача электрической энергии - подстанция не является потребителем водных ресурсов. Устанавливаемое оборудование в любых режимах работы (включая аварийные) не может быть источником загрязняющих сбросов. Следовательно, забор воды из поверхностных водных источников в процессе эксплуатации подстанции производиться не будет. Сброс загрязненных стоков, проведение работ в прибрежных защитных полосах и акватории водных объектов не предусмотрены. Отсутствует воздействие, связанное с загрязнением поверхностных и подземных вод вредными веществами в период эксплуатации[16].

8.2.3 Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов

В соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 при проектировании, строительстве, реконструкции и т. п. объектов, в процессе эксплуатации которых образуются отходы, индивидуальные предприниматели и юридические лица обязаны складировать отходы (на срок не более чем 6 месяцев) в местах (на площадках), обустроенных в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения [16].

В основном технологическом процессе объекта – передаче и трансформации электрической энергии – производственные отходы не образуются.

При эксплуатации объекта имеют место промышленные отходы и твердые бытовые отходы, они складированы в специальных контейнерах, которые обеспечивают исключение загрязнения окружающей среды, и вывозятся для утилизации [8].

Годовая норма образования трансформаторного масла складывается из расхода масла на промывку и восполнение потерь при его замене и регенерации [16]. Норма годового расхода трансформаторного масла зависит от массы масла, залитого в трансформатор. Для заливки используются масла с антиокислительными присадками. Капитальный ремонт трансформаторов проводится 1 раз в 8-10 лет.

Распределение трансформаторного масла по оборудованию ПС и объёмы образования отходов трансформаторного масла сведены в таблицу 44.

Таблица 44 - Объёмы образования отходов трансформаторного масла

Наименование оборудования	Кол-во штук	Масса масла в единице оборудования, т	Расход на промывку, %	Расход на пополнение потерь, т	Годовой расход, т/год
Трансформатор ТДТН-16000/110-УХЛ1	2	14,6	0,3	3,300	3,344
ИТОГО:			3,344		

8.2.4 Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а так же при авариях

Производственный контроль в области охраны окружающей среды осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности, рациональному использованию и восстановлению ресурсов природы, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды [16].

Производственный контроль - это непосредственная деятельность руководителя хозяйствующего объекта, или уполномоченного им лица по управлению воздействием на окружающую среду [16].

К объектам ПЭК при проведении работ на подстанции, относятся:

- источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- источники образования отходов производства потребления;
- объекты размещения отходов производства и потребления (площадки временного хранения);
- места временного складирования материалов и оборудования;
- почвы и природные воды, загрязненные по вине субъекта хозяйственной и иной деятельности.

К основным задачам производственного контроля при проведении строительно-монтажных работ относятся:

- постоянный контроль над технологией производства работ;
- минимизация воздействия на окружающую среду, заключающаяся в уменьшении объема и концентрации выброса токсичных веществ, в использовании только исправной техники;
- повышение эффективности использования сырьевых и энергетических ресурсов (сбережение, повторное использование и т. п.);
- организация и обеспечение деятельности по предупреждению экологических аварий и аварийных ситуаций;

- организация складирования отходов в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, поддержание площадки ПС и прилегающей к ней территории в надлежащем состоянии;

- организация и обеспечение деятельности в условиях экологических аварий, выяснение причин и разработка мероприятий по устранению негативных последствий аварий;

- ведение документации и предоставление информации по ней, предусмотренной государственной статистической отчетностью;

- экологическое информирование и образование персонала.

8.3 Чрезвычайные ситуации на подстанции

Одной из основных причин возникновения чрезвычайной ситуации на предприятиях электроэнергетики является взрывопожарная и пожарная опасность. Пожарная безопасность препятствует возникновению ЧС на ПС. Обеспечение пожарной безопасности является первоочередной задачей при проектировании, строительстве и эксплуатации электрооборудования.

8.3.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность обеспечивается:

- системой предотвращения пожара;
- системой защиты, противопожарной;
- мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Предотвращение пожара достигается исключением горючей среды и исключением условий образования источников зажигания. На территории ПС это реализуется следующими способами:

- применение негорючих веществ и материалов;
- установка пожароопасного оборудования на открытой площадке;
- применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной зоны;
- устройство молниезащиты сооружений и оборудования, а также заземление;

- установкой системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающей обесточивание оборудования при нарушениях режима работы и внутренних повреждениях

Противопожарная защита объекта достигается:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- устройством систем обнаружения пожара (пожарной сигнализации), оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.
- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- применение средств индивидуальной защиты;
- устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей;
- применением первичных средств пожаротушения.

Для недопущения распространения пожара и растекания масла при аварии проектируемой трансформаторной ПС проектом предусматривается устройство маслоприемника, маслоотводов с подключением к маслосборнику объемом 50 м³ заглубленному в землю, рассчитанного для приёма 100 % масла и 20 % расчетного расхода воды из гидрантов в течение 30 мин. Маслосборник оборудуется сигнализацией с выводом сигнала на пульт управления о наличии воды.

8.3.2 Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности

В соответствии с приложением 12 СТО 34.01-27.1-001-2014 пожароопасная зона, где установлены силовые трансформаторы, относится к классу П - III. Электрооборудование, находящееся в пределах пожароопасной зоны, защищенное от пожара. В соответствии с СТО 34.01-27.1-001-2014, силовые трансформаторы относятся к установкам, в технологическом процессе которых участвует горючая жидкость, (трансформаторное масло), их можно отнести к категории ВН по пожарной опасности.

По степени пожарной опасности, блочно-модульные здания КРУ 6 кВ и ОПУ относятся к категории Д. Категория зданий и помещений установлена по информации завода-разработчика и изготовителя зданий КРУ 6 кВ и ОПУ, у которого имеется сертификат соответствия в области пожарной безопасности по проектируемым блочно-модульным зданиям.

8.3.3 Особенности тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением

При тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, необходимо соблюдать следующие условия[14]:

- не допускается приближение пожарных к токоведущим частям электроустановок на расстоянии согласно таблице 45;

- маршруты движения на боевые позиции должны согласовываться с дежурным персоналом ПС и конкретно указывается каждому пожарному при инструктаже;

- пожарные и водители пожарных автомобилей, обеспечивающие подачу огнетушащих веществ, должны работать в электрозащитных средствах;

- подачу веществ огнетушащих необходимо производить после заземления ручных пожарных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- тушение пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, ручными средствами при видимости менее 5 м и применении пожарных стволов с диаметром spryska 13 мм запрещается;

- перестановка сил и средств, изменение боевых позиций должны выполняться после согласования со старшим должностным лицом из числа ИТР подстанции.

Таблица 45 - Минимально-допустимые расстояния от действующих электроустановок до насадок пожарных стволов

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Минимально-допустимые расстояния от насадки пожарного ствола (при струе воды, подаваемой из пожарных стволов с диаметром spryska 13 мм до горящих электроустановок и кабелей, м)
До 1 кВ включительно	4,0
От 1 до 10	6,0
От 10 до 35	8,0
От 35 до 110	10,0

Личный состав подразделений ГПС должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением [14]. Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно тактических занятий, а затем заносятся в карточки пожаротушения.

Наиболее частыми причинами пожаров, возникающих при эксплуатации электроустановок, являются:

- КЗ в электропроводках и электрическом оборудовании;
- перегрузки электропроводов и электрооборудования.

На территории ПС возможны пожары в зависимости от вида горящих веществ и материалов в соответствии п.1.1 и таблицы 1 ГОСТ 27331-87 «Пожарная техника. Классификация пожаров» - А2 и Е.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения ВКР при решении задачи по проектированию подстанции Чныррах напряжением 110/35/6 кВ в Хабаровском крае был собран и систематизирован весь необходимый материал по теме проектирования, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано и проверено все необходимое оборудование для подстанции, разработана схема заземления и молниезащиты всей территории подстанции. Для защиты трехобмоточного трансформатора на базе микропроцессорной защиты был произведен расчет уставок. Также для оценки экономической привлекательности проекта, были рассчитаны капиталовложения, издержки, себестоимость передачи электроэнергии и простой срок окупаемости проекта.

В результате работы была разработана оптимальная схема подстанции для обеспечения необходимой мощности требуемой для бесперебойной работы ТОР «Николаевск», разработан наиболее оптимальный вариант схемы подстанции с точки зрения капитальных затрат и надёжности. Срок окупаемости данного проекта составил 3,6 года. Таким образом, поставленные задачи решены в полном объеме.

В заключении отмечу, что проект является экономически целесообразным, так как имеет допустимые капиталовложения и издержки, а также реальную на сегодняшний день стоимость и себестоимость.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ/ А. А. Герасименко , В. Т. Федин.–Ростов н/Д: Феникс; Красноярск : Издат. проекты, 2008. -719 с.
- 2 Козлов, А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов : учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 167 с.
- 4 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 5 Отчет о научно-исследовательской работе по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы / И.Н.Баширов, С.А.Портянков – М.: АО «Научно-технический центр Единой Энергетической Системы (Московское отделение)», 2017. – 492 с.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (в редакции приказа Минтруда России 19.02.2016 №74н)
- 7 Правила устройства электроустановок 7-е изд. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 10.05.2019. режим доступа: <http://ukrelektrik.com>. 10.05.2019г.
- 8 СанПиН 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах".— Введ. 2017-01-01.— М.: Изд-во стандартов, 2017.— 48 с.
- 9 СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

- 10 СП 51.13330.2011 «Защита от шума». — Введ. 2011-05-20.— М.: Изд-во стандартов, 2011.— 40 с.
- 11 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 12 СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 13 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, ПАО «ФСК ЕЭС».
- 14 СТО 34.01-27.1-001-2014 "Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО "Россети" Общие технические требования".
- 15 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей: справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 16 Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№7-ФЗ от 10.01.2002). — Введ. 2002-01-10.— М.: Изд-во стандартов, 2002.— 120 с.
- 17 Энергетика Хабаровского края [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 02.01.2014. – Режим доступа: <https://energybase.ru/region/habarovskij-kraj/> / дата обращения 02.05.2018.
- 18 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии..//Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. - М.:МЭИ, 2004. – 964 с.
- 19 Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 6-е изд., стер. - М. : [б. и.], 2009Академия. - 448 с.

20 Хабаровск – климат [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – 17.05.2019. – Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/location/3451> / дата обращения 17.05.2019г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нагрузок

$$P_{\max.\text{зима}} = 14,2 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\text{ср.зима}} = \frac{14,2}{1,2} = 11,83 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\text{эф.зима}} = 11,83 \cdot 1,17 = 13,85 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\min.\text{зима}} = 11,83 \cdot 0,7 = 8,28 \text{ МВт} ,$$

$$Q_{\max.\text{зима}} = 14,2 \cdot 0,4 = 5,68 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\text{ср.зима}} = \frac{5,68}{1,2} = 4,73 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\text{эф.зима}} = 4,73 \cdot 1,17 = 5,54 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\min.\text{зима}} = 4,73 \cdot 0,7 = 3,31 \text{ МВАр} ,$$

$$P_{\max.\text{лето}} = 14,2 \cdot 0,85 = 12,07 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\text{ср.лето}} = 11,83 \cdot 0,85 = 10,06 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\text{эф.лето}} = 10,06 \cdot 1,17 = 11,76 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\min.\text{лето}} = 10,06 \cdot 0,7 = 7,04 \text{ МВт} ,$$

$$Q_{\max.\text{лето}} = 12,07 \cdot 0,4 = 4,83 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\text{ср.лето}} = 4,83 \cdot 0,85 = 4,11 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\text{эф.лето}} = 4,11 \cdot 1,17 = 4,81 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\min.\text{лето}} = 4,11 \cdot 0,7 = 2,88 \text{ МВАр} .$$

Расчет мощностей для Чныррах ВН :

$$P_{\max.\text{зима}} = 5,5 \text{ МВт} , \quad P_{\text{ср.зима}} = \frac{5,5}{1,2} = 4,58 \text{ МВт} , \quad P_{\text{эф.зима}} = 4,58 \cdot 1,17 = 5,36 \text{ МВт} ,$$

$$P_{\min.\text{зима}} = 4,58 \cdot 0,7 = 3,21 \text{ МВт} , \quad Q_{\max.\text{зима}} = 5,5 \cdot 0,4 = 2,2 \text{ МВАр} ,$$

$$Q_{\text{ср.зима}} = \frac{2,2}{1,2} = 1,83 \text{ МВАр} , \quad Q_{\text{эф.зима}} = 1,83 \cdot 1,17 = 2,14 \text{ МВАр} ,$$

Продолжение приложения А

$$Q_{\min.\text{зима}} = 1,83 \cdot 0,7 = 1,28 \text{ МВАр}, \quad P_{\max.\text{лето}} = 5,5 \cdot 0,85 = 4,68 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср.лето}} = 4,58 \cdot 0,85 = 3,89 \text{ МВт}, \quad P_{\text{эф.лето}} = 3,89 \cdot 1,17 = 4,55 \text{ МВт},$$

$$P_{\min.\text{лето}} = 3,89 \cdot 0,7 = 2,72 \text{ МВт}, \quad Q_{\max.\text{лето}} = 4,68 \cdot 0,4 = 1,87 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\text{ср.лето}} = 1,87 \cdot 0,85 = 1,59 \text{ МВАр}, \quad Q_{\text{эф.лето}} = 1,59 \cdot 1,17 = 1,86 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\min.\text{лето}} = 1,59 \cdot 0,7 = 1,11 \text{ МВАр}.$$

Расчет мощностей для Чнаррах НН:

$$P_{\max.\text{зима}} = 8,7 \text{ МВт}, \quad P_{\text{ср.зима}} = \frac{8,7}{1,2} = 7,25 \text{ МВт}, \quad P_{\text{эф.зима}} = 7,25 \cdot 1,17 = 8,48 \text{ МВт},$$

$$P_{\min.\text{зима}} = 7,25 \cdot 0,7 = 5,08 \text{ МВт}, \quad Q_{\max.\text{зима}} = 8,7 \cdot 0,4 = 3,48 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\text{ср.зима}} = \frac{3,48}{1,2} = 2,9 \text{ МВАр}, \quad Q_{\text{эф.зима}} = 2,9 \cdot 1,17 = 3,39 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\min.\text{зима}} = 2,9 \cdot 0,7 = 2,03 \text{ МВАр}, \quad P_{\max.\text{лето}} = 8,7 \cdot 0,85 = 7,4 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{ср.лето}} = 7,25 \cdot 0,85 = 6,16 \text{ МВт}, \quad P_{\text{эф.лето}} = 6,16 \cdot 1,17 = 7,21 \text{ МВт},$$

$$P_{\min.\text{лето}} = 6,16 \cdot 0,7 = 4,31 \text{ МВт}, \quad Q_{\max.\text{лето}} = 7,4 \cdot 0,4 = 2,96 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\text{ср.лето}} = 2,96 \cdot 0,85 = 2,52 \text{ МВАр}, \quad Q_{\text{эф.лето}} = 2,52 \cdot 1,17 = 2,95 \text{ МВАр},$$

$$Q_{\min.\text{лето}} = 2,52 \cdot 0,7 = 1,76 \text{ МВАр}.$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет токов короткого замыкания

Рассмотрим подробный расчёт для точки К2.

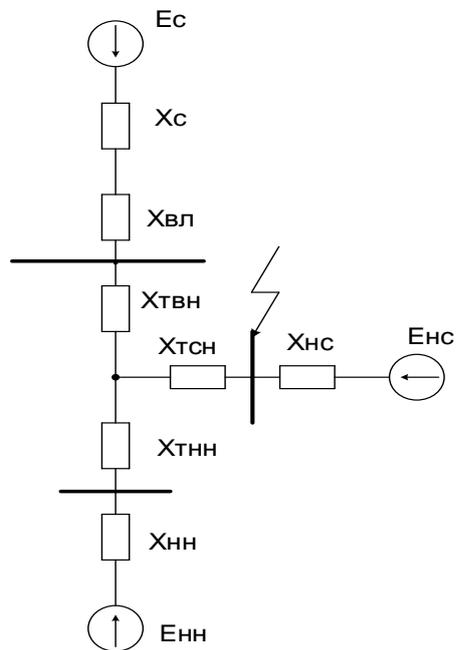


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения для К2

Эквивалентрируем схему замещения:

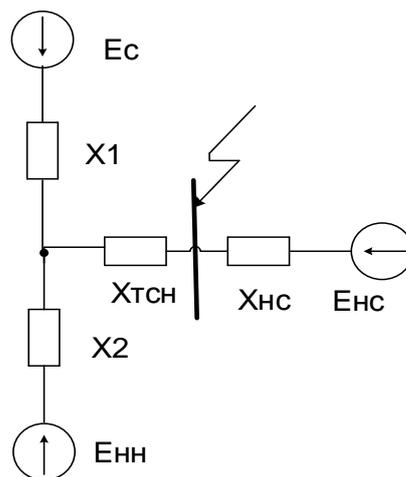


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения для К2

$$X_1 = X_{C_0} + X_{L_0} + X_{ТВН}$$

$$X_1 = 0,143 + 0,02 + 0,336 = 0,5 \text{ о.е.};$$

Продолжение приложения Б

$$X_2 = X_{TH} + X_{HH}$$

$$X_2 = 0,21 + 3,73 = 3,94 \text{ о.е.};$$

Рассчитываем токи:

$$I_{n01} = \frac{E_c}{X_1} I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,5} \cdot 1,56 = 3,12 \text{ кА};$$

$$I_{n02} = \frac{E_{nc}}{X_5} I_{\sigma 1} = \frac{0,85}{3,94} \cdot 1,56 = 0,34 \text{ кА};$$

$$I_{n03} = \frac{E_{nc}}{X_5} I_{\sigma 1} = \frac{0,85}{5,93} \cdot 1,56 = 0,22 \text{ кА}.$$

$$I_{n0} = I_{n1} + I_{n2} + I_{n3}$$

$$I_{n0} = 3,12 + 0,34 + 0,22 = 3,68 \text{ кА}.$$

$K_{y\partial}$ равен 1,608.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,68 = 8,37 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 3,68 = 5,2 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

Продолжение приложения Б

Полный импульс квадратичного тока КЗ

$$B_k = I_{no}^2 \times (t_{отк} + T_a) \text{кА}^2\text{с}$$

где $t_{отк} = t_{pz} + t_{св}$ - время отключения короткого замыкания

t_{pz} - время действия защиты

$t_{св}$ - собственное время отключения выключателя

$$B_k = 3,68^2 \times ((0,2 + 0,035) + 0,02) = 3,45 \text{кА}^2\text{с}$$

Рассмотрим подробный расчёт для точки КЗ.

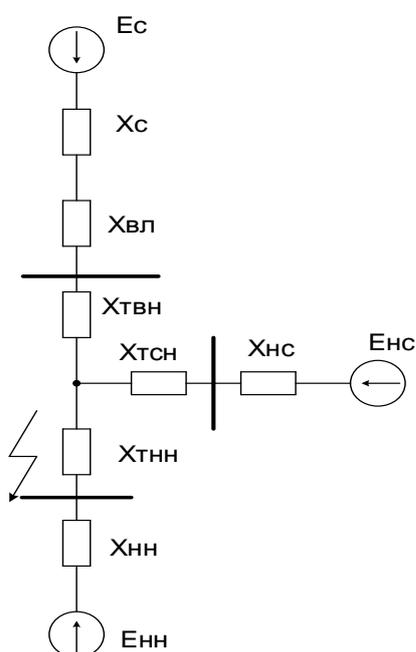


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения для КЗ

Эквивалентуруем схему замещения:

Продолжение приложения Б

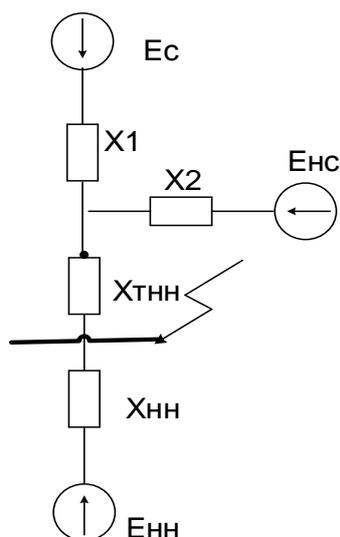


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения для КЗ

$$X_1 = X_{C*} + X_{Л*} + X_{ТВН}$$

$$X_1 = 0,143 + 0,02 + 0,336 = 0,5 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{ТЧН} + X_{НС}$$

$$X_2 = 0 + 5,93 = 5,93 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{экв.}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}}$$

$$X_{\text{экв.}} = \frac{1}{\frac{1}{0,5} + \frac{1}{5,93}} = 0,46$$

$$C_1 = \frac{X_{\text{экв.}}}{X_1}$$

$$C_1 = \frac{0,46}{0,5} = 0,92$$

$$C_2 = \frac{X_{\text{экв.}}}{X_2}$$

Продолжение приложения Б

$$C_2 = \frac{0,46}{5,93} = 0,078$$

$$X_{рез} = X_{экв} + X_{ТНН}$$

$$X_{рез} = 0,46 + 0,21 = 0,67$$

$$X_{рез1} = \frac{X_{рез}}{C_1}$$

$$X_{рез1} = \frac{0,67}{0,92} = 0,73$$

$$X_{рез2} = \frac{X_{рез}}{C_2}$$

$$X_{рез2} = \frac{0,67}{0,078} = 8,59$$

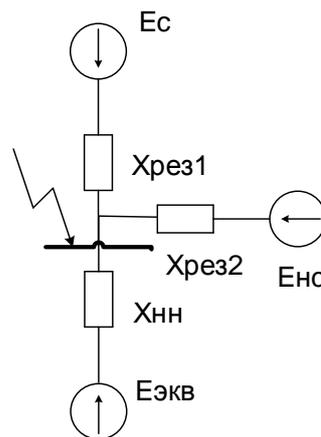


Рисунок 6– Расчетная схема замещения для КЗ

Рассчитываем токи:

$$I_{n01} = \frac{E_c}{X_1} I_{\sigma 1}$$

$$I_{n01} = \frac{1}{0,73} \cdot 9,164 = 12,55 \text{ кА};$$

$$I_{n02} = \frac{E_{нс}}{X_5} I_{\sigma 1}$$

Продолжение приложения Б

$$I_{n02} = \frac{0,85}{8,59} \cdot 9,164 = 0,91 \text{ кА};$$

$$I_{n03} = \frac{E_{nc}}{X_5} I_{\sigma 1}$$

$$I_{n03} = \frac{0,85}{3,73} \cdot 9,164 = 2,09 \text{ кА}.$$

$$I_{n0} = I_{n1} + I_{n2} + I_{n3}$$

$$I_{n0} = 12,55 + 0,91 + 2,09 = 15,55 \text{ кА}.$$

$K_{y\partial}$ равен 1,4.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 15,55 = 30,8 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 15,55 = 21,99 \text{ кА}.$$

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}$$

$$i_{at} = 21,99 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 8,1 \text{ кА}.$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \times (t_{отк} + T_a) \text{кА}^2\text{с}$$

где $t_{отк} = t_{pz} + t_{cv}$ - время отключения короткого замыкания

t_{pz} - время действия защиты

t_{cv} - собственное время отключения выключателя

$$B_{\kappa} = 15,55^2 \times ((0,2 + 0,025) + 0,01) = 56,82 \text{кА}^2\text{с}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Выбор сечения и марки провода

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}},$$

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t,$$

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

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,04.$$

$$I_{maxA} = \frac{\sqrt{62,8^2 + 31,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 176A,$$

$$I_{PA} = 176 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 193A$$

Выбираем для участка ЛЭП от НТЭЦ до ответвления на ПС Чныррах провод марки АС-240.

$$I_{maxA} = \frac{\sqrt{14,2^2 + 7,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 40A,$$

$$I_{PA} = 40 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 44A$$

Выбираем для участка ЛЭП от ответвления на ПС Чныррах до ПС Чныррах провод марки АС-95.

$$I_{maxA} = \frac{\sqrt{5,5^2 + 2,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 38,5} = 91A,$$

$$I_{PA} = 91 \cdot 1,05 \cdot 1,04 = 100A$$

Выбираем для участка ЛЭП от ПС Чныррах до ПС Оремиф провод марки АС-150.