

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения подстанции Промузел напряжением 110/6 кВ в Советском районе города Владивосток Приморского края

Исполнитель

студент группы 742-об3

подпись, дата

Я.И. Булава

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасно-

сти и экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____

Булава Ярослава Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы внешнего электро-
снабжения подстанции Промузел напряжением 110/6 кВ в Советском районе города Владиво-
сток Приморского края

(утверждено приказом от 17.05.21 № 931)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, норма-
тивно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчет
токов короткого замыкания. 3. Выбор сечений ВЛ. 4. Выбор оборудования. 5. Релейная защита. 6. Мол-
ниезащита и заземление. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Однолинейная схема ПС. 2. План ПС. 3.
Схема электроснабжения ПС. 4. Релейная защита воздушной линии. 5. Релейная защита трансфр-
матора. 6. Расчёт режимов электрической сети

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

7. Дата выдачи задания 7.04.21

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 7.04.21

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 148 стр., 16 рисунков, 34 таблицы, 150 формул, 25 источников, 2 приложения.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕКОНСТРУКЦИЯ
ПОДСТАНЦИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЭЛЕГАЗОВЫЙ
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ,
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ,
ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,
ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был выполнен анализ загруженности подстанции 110 кВ Промузел и а также линий электропередач, расположенных в транзите 110 кВ от Артёмовской ТЭЦ до ПС 220 кВ Волна. В ПВК RastrWin рассчитан нормальный и послеаварийный режим сетей в районе проектирования. С учётом прогнозной нагрузки на 2021 год на шинах 6 кВ подстанции Промузел доказана невозможность нормального функционирования оборудования, в связи с перегрузом. Рассчитаны токи КЗ на шинах 110 кВ и 6 кВ с учётом прогнозной потребляемой мощности на ПС. Предложен вариант замены на современное оборудование ПС, а также ВЛ, находящихся в районе проектирования. Рассчитано защитное заземление ПС в целях безопасной работы обслуживающего персонала, а также рассчитана молниезащита. Определены меры безопасности при строительстве подстанции и воздушных линий.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Анализ исходных данных	8
1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности в районе реконструкции.	8
1.2 Описание и анализ существующей системы электроснабжения в районе реконструкции.	11
1.3 Характеристика источников питания	15
1.4 Характеристика потребителей электроэнергии	15
2 Целесообразность реконструкции системы электроснабжения подстанции Промузел	17
3 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	18
3.1 Расчёт характеристик нагрузки	18
4 Расчёт и выбор оборудования системы электроснабжения ПС Промузел	21
4.1 Компенсация реактивной мощности	21
4.2 Выбор и расчёт силовых трансформаторов ПС	22
4.3 Проверка и анализ сечений провода существующих ЛЭП в районе реконструкции.	25
4.3.1 Расчёт электрических режимов сети в ПВК RastrWin	25
4.4 Выбор сечения проводов в реконструируемой системе электроснабжения.	30
5 Расчёт токов короткого замыкания	34
5.1 Расчёт симметричных токов КЗ	35
5.2 Расчёт несимметричных токов КЗ	47
5.2.1 Расчёт токов КЗ обратной последовательности	47
5.2.2 Расчёт токов КЗ нулевой последовательности	53
6 Выбор электрических аппаратов подстанции	55
6.1 Выбор оборудования на напряжении 110 кВ	56
6.1.1 Выбор выключателей 110 кВ	56
6.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ	60
6.1.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	62

6.1.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	67
6.1.5	Выбор ОПН	68
6.1.6	Выбор и проверка ошиновки	69
6.2	Выбор оборудования на напряжение 6 кВ	73
6.2.1	Выбор КРУ-6 кВ.	73
6.2.2	Выбор выключателей 6 кВ	75
6.2.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	76
6.2.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	78
6.2.5	Выбор и проверка ошиновки	79
6.2.6	Выбор ОПН на стороне 6 кВ	80
6.3	Выбор трансформатора собственных нужд	81
6.3	Выбор аккумуляторных батарей	82
7	Релейная защита	86
7.1	Основные типы защит трансформатора	86
7.1.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты.	88
7.1.2	Дифференциальная отсечка	90
7.1.3	Дифференциальная защита	92
7.1.4	Газовая защита трансформатора и РПН	99
7.2	Защита ЛЭП 110 кВ АТЭЦ-Промузел	101
7.2.1	Максимальная токовая защита	101
7.2.2	Дистанционная защита линии	103
7.2.3	Токовая защита нулевой последовательности	105
8	Безопасность и экологичность	109
8.1	Безопасность	109
8.1.1	Определение параметров контура заземления	113
8.1.2	Расчёт молниезащиты ПС «Промузел»	119
8.2	Экологичность	123
8.2.1	Акустический шум	123
8.2.2	Загрязнение среды трансформаторным маслом	128
8.3	Чрезвычайные ситуации	132

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	134
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	141
ПРИЛОЖЕНИЕ В	144

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТЭЦ – Артёмовская ТЭЦ;

БЖД – безопасность жизнедеятельности;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высшее напряжение;

ГЗТ – газовая защита трансформатора;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкания;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПС – подстанция;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжений;

ОПУ – общеподстанционный пункт управления;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РПН – регулировка напряжения под нагрузкой;

РЗ – релейная защита;

СТ – силовой трансформатор;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Безусловно, системе электроснабжения характерна важная черта, как обеспечение высокого уровня надежности. Для многих электроснабжающих организаций это является первостепенной задачей.

Проектирование системы внешнего электроснабжения, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования.

Существующая схема внешнего электроснабжения ПС Промузел в связи с ростом электрических нагрузок на шинах 6 кВ данной подстанции, стала неактуальной и не дотягивает по показателям надежности от действующих требований. Увеличение нагрузки на ПС влечет за собой более серьезное отношение к качеству поставляемой электроэнергии в частности отсутствию перебоев в электроснабжении.

Актуальность данной работы заключается в том, что настоящий уровень надежности в схеме внешнего электроснабжения подстанции Промузел не удовлетворяет предъявляемым требованиям и требует реконструкции. Частые отключения потребителей различной категории, из-за физического износа ВЛ и перегрузки трансформаторов приводят к недоотпускам электроэнергии.

Дальнейшая эксплуатация указанного оборудования в районе проектирования сопряжена с увеличением затрат на обслуживание, дополнительным снижением и без того невысокого уровня надежности питания потребителей вследствие увеличения вероятности постепенных отказов оборудования. Старение оборудования приводит также к снижению уровня пожарной безопасности энергообъектов.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы внешнего электроснабжения ПС Промузел, а именно РУ ВН и РУ НН, силовых трансформаторов, ВЛ 110 кВ в районе подстанции Промузел. В связи с прогнозируемой потребляемой мощностью и для повышения надёжности электроснабжения потребителей, питающихся от ПС.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- реконструкция ПС по 110 кВ;
- реконструкция ВЛ по 110 кВ;
- реконструкция ПС по 6 кВ
- расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов в электрической сети до её реконструкции
- расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 6 кВ ПС Промузел;
- выбор и проверка высоковольтного электрооборудования на ПС Промузел;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной защиты на ПС Промузел.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office, Microsoft Visio, RastrWin 12.

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности в районе реконструкции.

Климат Приморского края - муссонный. Зима хотя и короче, чем в других частях Дальнего Востока, но холодная и малоснежная. Средняя температура января - 20, а на морском побережье - 12 . Летом на равнинах средняя температура + 20, а на побережье +12 - 16. Специфика погодно - климатических условий Приморского края определяется особенностями географического положения на границе Евро-Азиатского континента и Тихого океана.

Самые благоприятные климатические условия в холодное время года откладываются на северо-западных склонах и южных предгорьях Сихотэ-Алиня, а также в долине реки Уссури. Относительно неблагоприятные условия, в основном из-за частых сильных ветров, характерны для побережья Японского моря. Здесь, несмотря на более высокие, чем в горных районах, средние зимние температуры воздуха, комфортность погодного режима снижена, главным образом, за счет сильных ветров, а на юге, кроме того, из- за часто повторяющихся метелей и высокой относительной влажности воздуха.

В летний период наиболее благоприятные погодные условия характерны для континентальных районов: приханкайских, западных приамурских, нейтральных и южных. Климатические характеристики этих районов все же не могут быть признаны оптимальными из-за частой повторяемости душных погод. В околополуденные часы температура воздуха может превышать 30 градусов при практически полном отсутствии ветра. На морском побережье период повышенных температур наружного воздуха меньше, чем в континентальных районах и колеблется от 180 дней в году на севере до 250 дней на юге.

Большую часть территории занимают горы Сихотэ-Алинь, состоящее из системы хребтов, имеющих общее направление с юго-запада на северо-восток и

расположенных почти параллельно друг другу. В строении хребтов принимают участие как осадочные, так и массивно-кристаллические и метаморфические породы.

Почвенный покров Приморского края составляют преимущественно бурые и серые лесные почвы, в различной степени оподзоленные. Различие в характере почвенного покрова в пределах края связано с разнообразием рельефа. В Приханкейской низменности широко распространены дерново-подзолистые, болотные и серые лесные почвы, местами встречаются также осолоделые луговые. В предгорьях и на западных и южных склонах Сихотэ-Алиня развиты серые лесные и бурые лесные оподзоленные почвы. В верхнем поясе центральных и северо-восточных хребтов Сихотэ-Алиня распространены почвы горные подзолистые, близкие к северным горно-таежным, а выше верхней границы леса – также горно-тундровые, для долин рек характерны плодородные аллювиальные (наносные) почвы.

Трудовое — посёлок, в котором находится подстанция «Промузел», расположен в Приморском крае. Подчинён Советскому району Владивостока[4], входит в состав Владивостокского городского округа (до 1992 года был подчинён Артёмовскому горсовету).

Трудовое — крупнейший населённый пункт сельского типа на российском Дальнем Востоке.

Посёлок расположен на берегу Углогого залива, в 33 километрах к северо-востоку от центра Владивостока и в 15 километрах от города Артёма. В настоящее время территория посёлка занимает площадь в 19,28 км²[2]. До 1992 году граница посёлка с Владивостоком пересекала ростральную колонну, которая была установлена на фактическом въезде в город. С севера граница посёлка совпадает с границей Артёмовского и Владивостокского городских округов и частично проходит по реке Песчанка до впадения в Угловой залив.

Перед началом реконструкции системы внешнего электроснабжения подстанции Промузел рассмотрим климатическую характеристику этого района: район по ветру необходим для правильного выбора проводов линии электропередач при выборе небольшого сечения провода могут не выдержать ветровую нагрузку из за давления ветра и колебаниях, нормативная стенка гололеда необходимо также для правильного выбора сечений проводов линии электропередач так как при большом ее значении необходимо выбирать соответствующее сечение проводов линий, температурный режим необходим для выбора как подстанционного так и линейного оборудования для надежной его работы, глубина промерзания грунтов нам понадобится в разделе расчета системы заземления подстанции, количество грозных часов в году будем использовать при анализе грузопорности оборудования ПС Промузел

Основные расчетные данные необходимые для выполнения работы представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-31,4
Среднегодовая температура воздуха, °С	4,9
Высшая температура воздуха, °С	33,6

Указанные данные используем в дальнейших расчетах

1.2 Описание и анализ существующей системы электроснабжения в районе реконструкции.

На рисунке 1 представлена однолинейная схема рассматриваемого района реконструкции

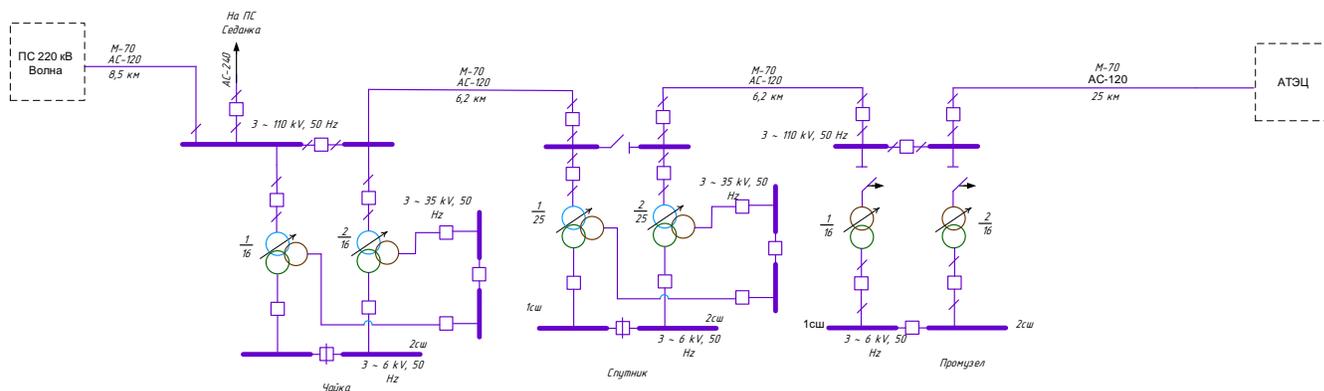


Рисунок 1 – Однолинейная схема района реконструкции

РУ 110 кВ на подстанции Промузел выполнено по схеме – «Мостик с выключателями в цепях линий» Выключатели 110 кВ серии МКП. РУ 6 кВ закрытого типа по схеме «одна, секционированная выключателем система шин», скомпонован из типовых шкафов типа КРУ-2-10. Подстанция по типу подключения является транзитной. ЗРУ 6 кВ оборудовано шкафами типа КРУ-2-10 с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЦ, ВВТЭ-М. Распределительное устройство высокого напряжения и силовые трансформаторы на ПС Промузел являются устаревшими и неактуальными.

Тип силовых трансформаторов - 2×ТДН-16000/110/6

На силовых трансформаторах, установленных на ПС Промузел имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Питание подстанции Промузел осуществляется от Артёмовской ТЭЦ по воздушной одноцепной линии 110 кВ. В случае аварии на участке АТЭЦ-Промузел питание будет осуществляться со стороны ПС «Спутник». Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ выполнены голым проводом

сталеалюминевым типа АС 120/16 при этом некоторые участки линии выполнены проводом типа М. Особенностью ВЛ 110 кВ на данном участке является большое количество соединений различных типов проводов что негативно сказывается на надежности работы.

Карта-схема рассматриваемого района реконструкции представлена на рисунке 1.2.

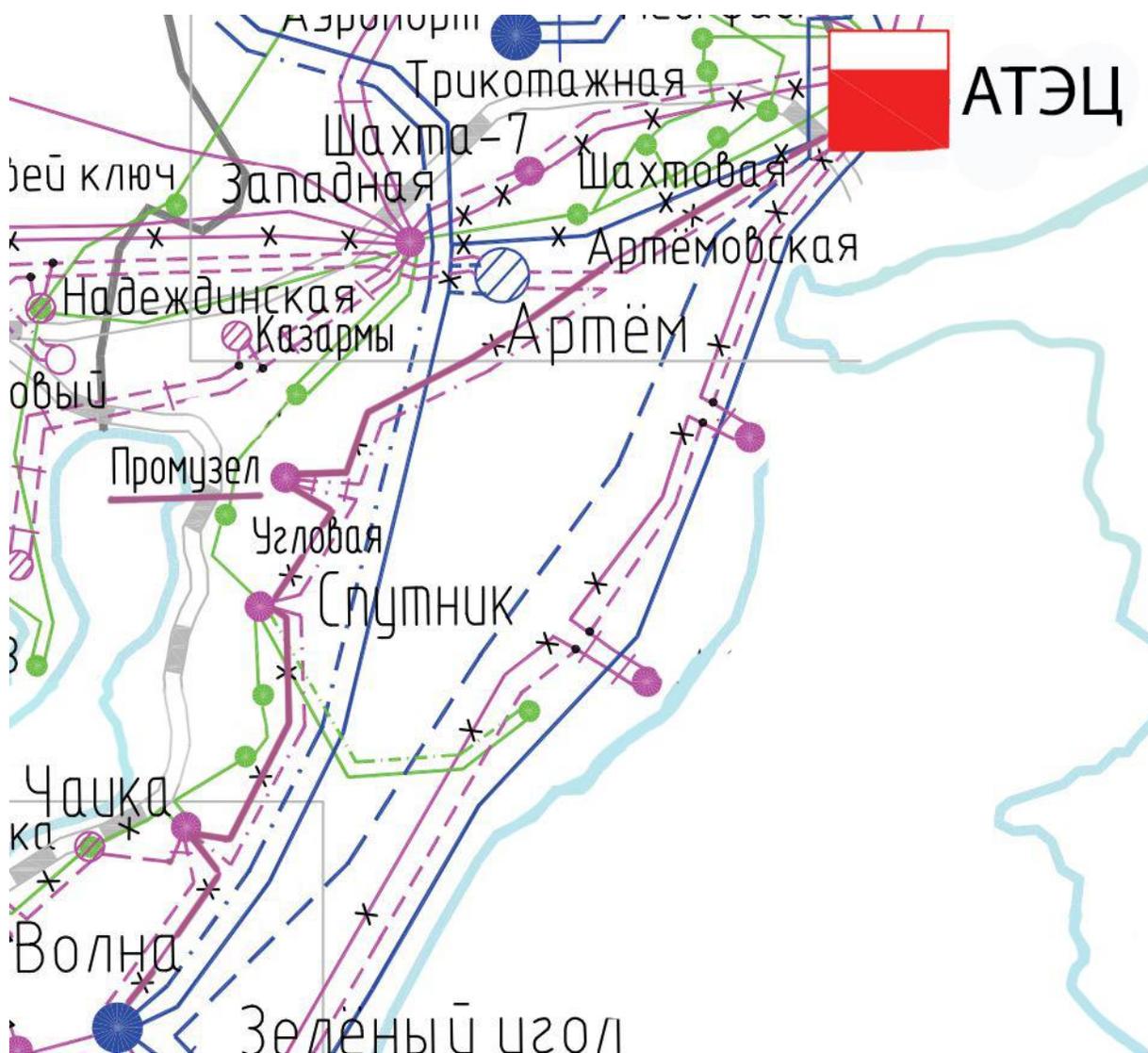


Рисунок 2 – Карта-схема рассматриваемого района реконструкции

Для оценки состояния оборудования на подстанции «Промузел» и ЛЭП в рассматриваемом участке сети, произведён анализ загрузки трансформаторов

подстанции «Промузел» и ЛЭП в рассматриваемом районе реконструкции. Загрузка трансформаторов 110 кВ рассматриваемой подстанции на зимний контрольный день 2019 года представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о загрузке трансформаторов 110 кВ

Наименование ПС	Дисп. номер тр-ра	Установленная мощность, МВА	Коэффициент загрузки (нормальный режим), %	Коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора
Промузел	Т-1	16	67,14	118,71
Промузел	Т-2	16	51,57	

Из данной таблицы видно, что в послеаварийном режиме перегруз трансформатора составляет более чем 100 процентов.

Информация о выданных технических условиях по подстанции рассматриваемого района приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Загрузка ПС с учётом выданных технических условий

Наименование ПС	Мощность установлен ных трансформа торов, МВА	Загрузка ПС по состоянию на КДЗ 2018 года, МВА	Перспективна я нагрузка по техническим условиям, МВт	Загрузка ПС с учётом перспективной загрузки, % (при условии работы 1 тр-ра)
Промузел	16+16	19,5	7,25	169,6

Из представленных результатов очевидно, что данная подстанция в режиме работы 1 трансформатора не отвечает требованиям надёжности электроснабжения своих потребителей, т.к. перегруз превышает 130 %.

Соответственно, при подключении новых потребителей к ПС «Промузел» надёжность электроснабжения станет ещё ниже. Также при большей нагрузке на этой подстанции существенно изменятся перетоки мощности в нормальном и послеаварийном режимах в транзите 110 кВ АТЭЦ-Промузел-Спутник-Чайка-Волна.

С уверенностью можно сказать, что на ПС «Промузел» необходимо повышение трансформаторной мощности как исходя из существующих нагрузок, так и с учётом перспективных.

Перечень линий электропередач 110 кВ, расположенных в районе проектирования, их марка провода и загрузка по данным зимнего контрольного замера 2019 года приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Загрузка ВЛ 110 кВ в районе проектирования

№ п/п	Наименование ВЛ	U, кВ	Марка провода, кабеля	Максимальная нагрузка (А)	Плотность тока (А/мм ²)
1	АТЭЦ – Промузел	110	АС-120, М-70	215	3,07
2	Спутник – Промузел	110	АС-120, М-70	140	2,00
3	Чайка – Спутник	110	АС-120, М-70	105	1,50
4	Волна – Чайка	110	АС-300, АСК-240, АС-120, М-70	188	2,69

Исходя из результатов, приведённых в таблице видно, что на участках АТЭЦ-Промузел, Спутник-Промузел и Волна-Чайка имеет место значительная перегрузка ЛЭП выше экономической плотности тока, а некоторые линии состоят из нескольких сечений и из разных марок проводов. Всё это влечёт за собой повышение потерь мощности и уменьшению надёжности передачи электроэнергии до подстанции Промузел.

1.3 Характеристика источников питания

Артёмовская ТЭЦ выдаёт мощность на напряжениях 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. РУ 220 кВ выполнено по схеме – «две рабочие системы шин с обходной». РУ 110 кВ и РУ 35 кВ исполнено по схеме – «две рабочие системы шин». Мощность выдаётся по 3 линиям 220 кВ, по 7 линиям 110 кВ и по 5 линиям 35 кВ. На «АТЭЦ» в вооружении четыре генератора, два из которых выдают мощность на РУВН 220 кВ, и соответственно два на РУСН 110 кВ, при этом связь между этим РУ так же осуществляется через автотрансформаторы типа АДЦТН 180000/220/110.

В качестве основного силового оборудования на ПС «Волна» установлены два автотрансформатора следующих типов АДЦТН 125000/220/110 номинальной мощностью 125 МВА, оба автотрансформатора выполняют функцию связи между РУ 220 кВ и 110 кВ. Система охлаждения осуществляется путём принудительной циркуляции масла (система охлаждения типа Ц) и воздуха (система охлаждения типа Д), дополнительно на обоих автотрансформаторах имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

1.4 Характеристика потребителей электроэнергии

Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Он даёт почти треть валового регионального продукта. Здесь сосредоточено 30 % основных производственных фондов и 27 % трудоспособного населения края, занятого в экономике.

Основными на сегодняшний день являются рыбообрабатывающая и рыбоперерабатывающая области, электроэнергетика и угольная промышленность,

машиностроение и судоремонт, горнообработывающая, лесная и деревообработывающая отрасли. Структура потребителей электроэнергии Приморского края показана на рисунке 3.

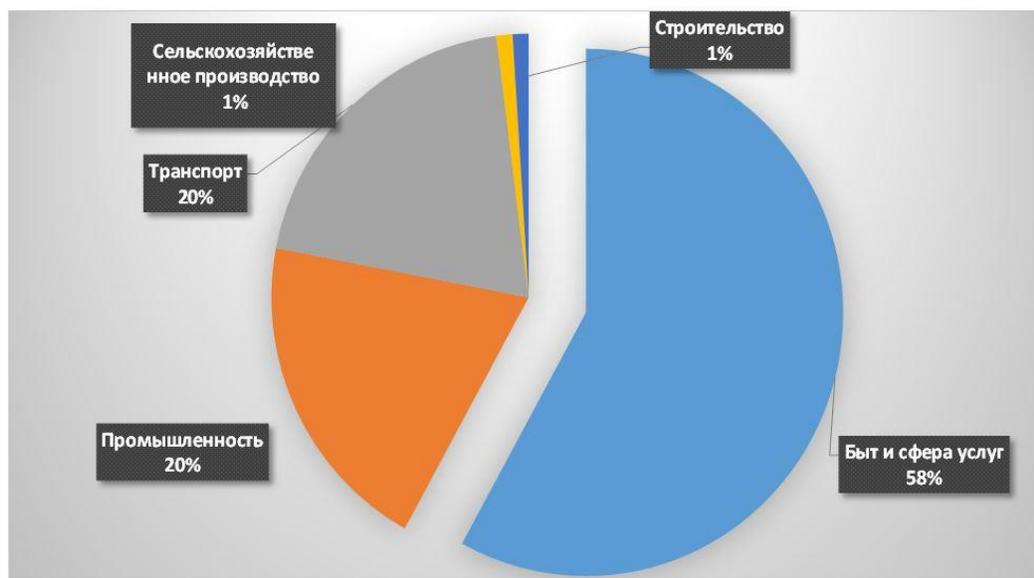


Рисунок 3 – Структура потребителей электроэнергии в Приморском крае

2 ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ПРОМУЗЕЛ

Перегрузка подстанции напряжением 110/6 кВ и физический износ ВЛ 110 кВ в этом районе приводит к частым отключениям потребителей различной категории. Происходит недоотпуск электрической энергии. Строить подстанцию с нуля обойдётся крайне большими капиталовложениями нежели реконструкция, поэтому более целесообразно реконструировать уже имеющуюся систему электроснабжения. Актуальная, а также прогнозируемая потребляемая мощность на ПС Промузел вынуждает работать трансформаторы 16 МВА в перегруженном режиме. При аварийных режимах работы сети, дабы разгрузить и сохранить работоспособность ПС и линий электропередач в районе проектирования – требуется отключать часть потребителей ПС Промузел, что не является хорошим примером качественного электроснабжения.

3 РАСЧЁТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт характеристик нагрузки

Для выбора основного оборудования такого как силовые трансформаторы и линии электропередачи необходимо определить различные вероятностные характеристики нагрузки такие как средняя активная и реактивная мощность, максимальная, и эффективная.

Под вероятностными характеристиками понимают – максимальную мощность, необходимую для расчёта элементов сети; среднюю мощность, для выбора силовых трансформаторов; эффективную мощность для определения величины потерь электроэнергии.

Рассчитываются вероятностные характеристики для ПС Промузел по следующим выражениям.

1. Средняя активная мощность, которая в дальнейшем потребуется для выбора силовых трансформаторов, планируемых к установке на подстанции:

$$P_{иср} = \frac{P_{max}}{K_{max}}; \quad (1)$$

2. Эффективная мощность

$$P_{эф} = P_{ср} \cdot K_{ф}; \quad (2)$$

Поскольку в рассматриваемом районе реконструкции подстанции Промузел требуется проверка сечений существующих линий на нормальный и

послеаварийный режим, то необходимо знать такой важный параметр, как максимальная нагрузка подстанций.

За исходную мощность принимается максимальная активная мощность, полученная по результатам контрольных замеров в ходе прохождения производственной практики.

Таблица 5 – максимальные зафиксированные мощности подстанций в районе реконструкции, по замерам на 2019 год

Название ПС	Uном, кВ	Загрузка по замерам На 2019 г., МВт	
		Pмакс	Qмакс
Промузел	110	23	6,3
Спутник	110	29	7
Чайка (вместе с ПС Седанка)	110	35,8	9

Для подстанции Промузел, которая нуждается в реконструкции внешнего электроснабжения, необходимо учесть тот факт, что нагрузка с каждым годом будет увеличиваться. Соответственно, дабы избежать случая перегрузки оборудования на подстанции в перспективе, примем во внимание прогнозирование электрической мощности на шинах низкого напряжения с учётом её повышения в промежутке времени, который составляет 7 лет.

Прогнозирование мощностей выполняется по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{макс}}^{\text{прогноз}} = P_{\text{тек}} \cdot (1 + \varepsilon / 100)^{t_{\text{прогноз}}}; \quad (3)$$

где $P_{\text{прогноз}}$ – прогнозируемая активная нагрузка подстанции;

$P_{\text{тек}}$ – мощность подстанции на текущий момент;

$\varepsilon = 2,5$ относительный прирост нагрузки Приморского края, взятый из программы развития электроэнергетики Приморского края.

t_{np} – время прогнозирования (для данной ВКР примем 7 лет)

Таким образом, прогнозирование максимальной активной мощности ПС на 2026 год :

$$P_{\max}^{\text{прогноз}} = 23 \cdot (1 + 2,5/100)^7 = 27,3 \text{ МВт}$$

Для выбора трансформаторов на ПС Промузел требуется расчёт средней мощности. Результаты данного расчёта приведены в таблице 6.

$$P_{\text{ср}}^{\text{прогноз}} = \frac{P_{\max}^{\text{прогноз}}}{K_{\max}} \quad (4)$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{прогноз}} = \frac{27,3}{1,1} = 24,8 \text{ МВт}$$

Таблица 6 – Спрогнозированные мощности подстанции Промузел на 2026 год

Активная мощность		Реактивная мощность	
$P_{\text{ср}}$	P_{\max}	Q_{\max}	$Q_{\text{ср}}$
24,8	27,3	7,5	6,8

Произведённый расчёт прогнозной мощности на ПС Промузел необходим в дальнейшем для выбора оборудования на ПС и расчёта ВЛ на нормальный и послеаварийный режим в районе реконструкции.

4 РАСЧЁТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПС ПРОМУЗЕЛ

4.1 Компенсация реактивной мощности

На сегодняшний день передача крупной доли реактивной мощности по линиям электропередач невыгодна из-за большого процента потерь в электросетях.

Для уменьшения этих потерь существуют устройства компенсации реактивной мощности. Такими устройствами могут служить синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы, а также компенсаторные батареи.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

В данном разделе определяется экономически выгодная реактивная мощность, которую необходимо передать по линиям 110 кВ. Эти данные потребуются для дальнейшего выбора мощности силовых трансформаторов и расчёта провода ВЛ 110 кВ.

По максимальной активной и реактивной мощности на ПС рассчитывается коэффициент мощности сравнивается с требуемым. После этого сравнения составляется вывод :

- Если расчётный коэффициент мощности больше требуемого, это значит, что на приёмнике требуется компенсация реактивной мощности;
- В противном случае, это означает что компенсация не нужна.

Расчётный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расчёт}} = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}} \quad (5)$$

Где P_{max} – максимальная активная нагрузка подстанции;

Q_{max} – максимальная реактивная нагрузка подстанции.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании Порядка расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, утверждённого приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. 380[8].

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах НН реконструируемой ПС определяется по формуле:

$$Q_{KV} = Q_{МАКС} - P_{МАКС} \cdot tg\varphi \quad (6)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности (шин 6 кВ $tg\varphi=0,4$ [10]).

$$tg\varphi_{расчёт} = \frac{7,5}{27,3} = 0,273$$

В моём случае расчётный коэффициент мощности получился меньше требуемого $tg\varphi=0,4$. Значит, компенсация реактивной мощности на ПС Промузел не нужна.

Для расчёта мощности силового трансформатора будем учитывать максимальную прогнозную реактивную мощность ПС.

4.2 Выбор и расчёт силовых трансформаторов ПС

Из ранее приведённых расчётов и результатов очевидно, что мощности силовых трансформаторов 16 МВА при существующих нагрузках на шинах НН подстанции Промузел категорически не хватает. Оборудование подстанции не

будет справляться с прогнозируемой нагрузкой. Нормальное функционирование подстанции станет невозможным.

В связи с этим, в текущем разделе будет произведён расчёт мощности и числа силовых трансформаторов на подстанции.

Количество трансформаторов, планируемых к установке на реконструируемой ПС, определяется категорийностью потребителей электроэнергии, которые будут питаться от данной ПС. Так как в составе потребителей имеется 2 категория по надёжности, то согласно рекомендациям ПУЭ, трансформаторов должно быть не менее двух.

Мощность силовых трансформаторов формируется из суммарной средней активной и некомпенсированной реактивной мощностей потребителей ПС. Также мощность трансформатора выбирается из таких соображений, чтобы при нормальном и послеаварийном режиме работы, коэффициент загрузки держался в пределах нормы.

Расчётную мощность силового трансформатора для реконструируемой подстанции найдём по формуле (МВА):

$$S_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N_T \cdot K_3} \quad (7)$$

где $P_{ср}$ – значение средней активной мощности;

$Q_{неск}$ – реактивная некомпенсированная мощность, принимаем равной Q_{max} , т.к. компенсации реактивной мощности на ПС не требуется;

n – количество трансформаторов, планируемых к установке на ПС ($n=2$);

K_3 – оптимальный коэффициент загрузки для двухтрансформаторной ПС, принимаем равным 0,7;

Следующим шагом выбирается ближайшая мощность трансформатора, которая должна быть больше или равна полученного значения $S_{расч}$.

$$S_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{24,8^2 + 7,5^2}}{2 \cdot 0,7} = 18,5 \text{ МВА};$$

Примем к установке силовой двухобмоточный трансформатор типа ТРДН 25000/110 с номинальной мощностью 25 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 115 кВ, низкой 6,6 кВ. Охлаждается трансформатор воздухом с принудительной циркуляцией и маслом с естественной циркуляцией. Также у трансформатора имеется устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Проверим выбранный трансформатор на загрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{з.н.} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N_T \cdot S_T} \quad (8)$$

$$K_{з.па} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{S_T} \quad (9)$$

где $K_{з.н.}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме ($N_T=2$);

S_T – номинальная мощность выбранного трансформатора;

$K_{з.па}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме ($N_T=1$).

$$K_{з.н.} = \frac{\sqrt{24,8^2 + 7,5^2}}{2 \cdot 25} = 0,52;$$

$$K_{з.ПА} = \frac{\sqrt{24,8^2 + 7,5^2}}{25} = 1,04;$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы составляют небольшое значение, в пределах нормы, значит трансформатор ТРДН-25000/110 УХЛ1 выбран верно.

4.3 Проверка и анализ сечений провода существующих ЛЭП в районе реконструкции.

Для начала необходимо проверить существующие сечения проводов при нормальном и послеаварийном режиме работы сети. Расчёт электрических режимов сети будет проводиться в программно-вычислительном комплексе RastrWin.

4.3.1 Расчёт электрических режимов сети в ПВК RastrWin

Поскольку реконструкция сети в районе проектирования должна быть подкреплена каким-либо мотивом, потребуются данные расчёта нормального и послеаварийного режима, произведённый в ПВК. После полученных результатов делается вывод о реконструкции существующих ВЛ.

Первым этапом необходимо составить схему замещения для RastrWin затрагиваемой части электрической сети. Она представлена на рисунке 4.

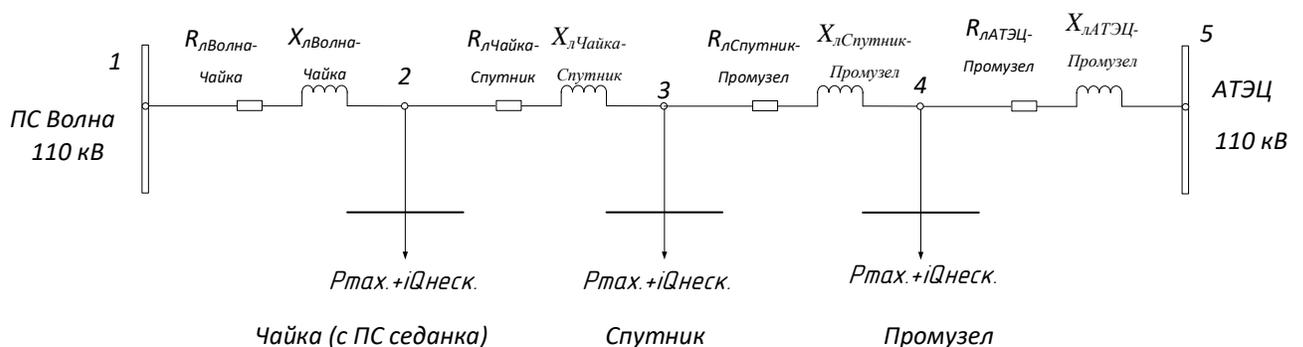


Рисунок 4 – Схема замещения сети для расчёта режимов

Узлы в ПВК бывают трёх видов: нагрузочные, генерирующие и балансирующие. Нагрузочные узлы (№ 2, № 3 и № 4) представляют собой подстанции, для расчёта необходимо внести данные активной (P_n) и реактивной мощности (Q_n) потребления с учётом добавки пятипроцентных потерь по каждому узлу.

Генерирующим узлом № 5 будет выступать АТЭЦ, для которого зададим мощность генерации (P_g) и $V_{зд}$, а базисным (балансирующим) ПС Волна.

Данные, необходимые для моделирования узлов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – данные для моделирования узлов в ПВК

№ узла	Уном узла	Название узла	P_n , МВт	Q_n , МВАр	P_g , МВт	Q_g , МВАр
1	110	ПС Волна			45.8	33.8
2	110	Чайка(с ПС Седанка)	37,6	9,5		
3	110	Спутник	30,5	7,4		
4	110	Промузел	28,67	7,88		
5	110	АТЭЦ			53	7.4

При создании модели линии электропередач в ПВК используется вкладка ветви. Ветвь состоит из номеров узлов, ограничивающих её. Характеризуется такими параметрами как активное сопротивление, индуктивное, активная и реактивная проводимость. Проводимость для ЛЭП задаются в единицах измерения мкСм с отрицательным знаком.

Параметры для моделирования ЛЭП приведены в таблице 8.

Таблица 8 – параметры существующих ЛЭП в районе проектирования

N_нач	N_кон	Название ветви	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
1	2	ПС Волна-Чайка	1,7	3,5	-24,9
2	3	Чайка-Спутник	1,76	2,63	-18,4
3	4	Спутник-Промузел	1,6	2,54	-17,7
4	5	АТЭЦ-Промузел	6,78	9,6	-59,9

Все расчёты в ПК RastrWin приведены в приложении А.

Результаты расчёта нормального режима представлены на рисунке 5, послеаварийного с отключением линии АТЭЦ-Промузел на рисунке 6, послеаварийного с отключением линии Волна-Чайка на рисунке 7.

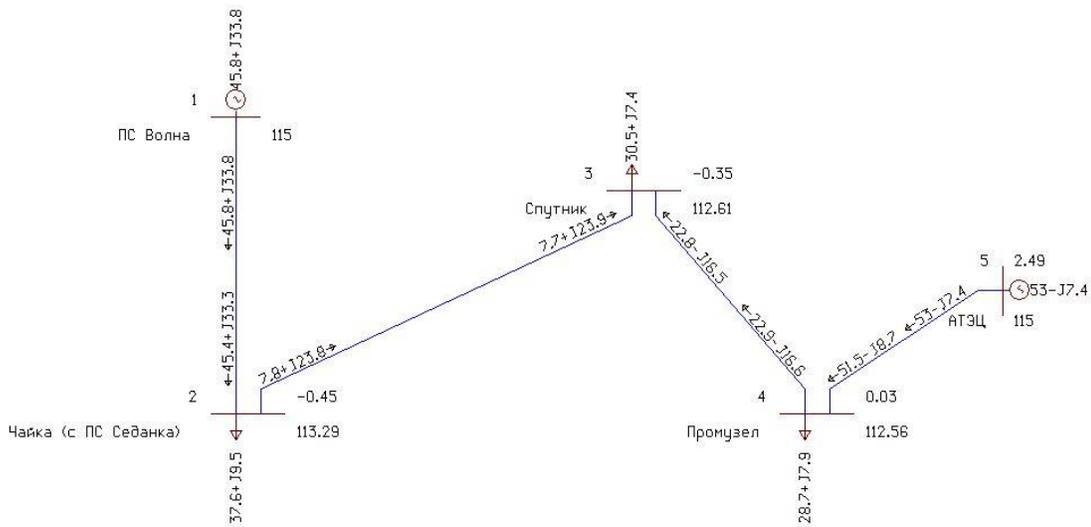


Рисунок 5 – результаты расчёта нормального режима.

Таблица 9 – параметры токовой загрузки линий в нормальном режиме

Участок сети	Максимальный ток, А	Длительно допустимый ток, А
1	2	3

1	2	3
Чайка-Спутник	129	390
Спутник-Промузел	145	390
АТЭЦ-Промузел	269	390
ПС Волна-Чайка	287	390

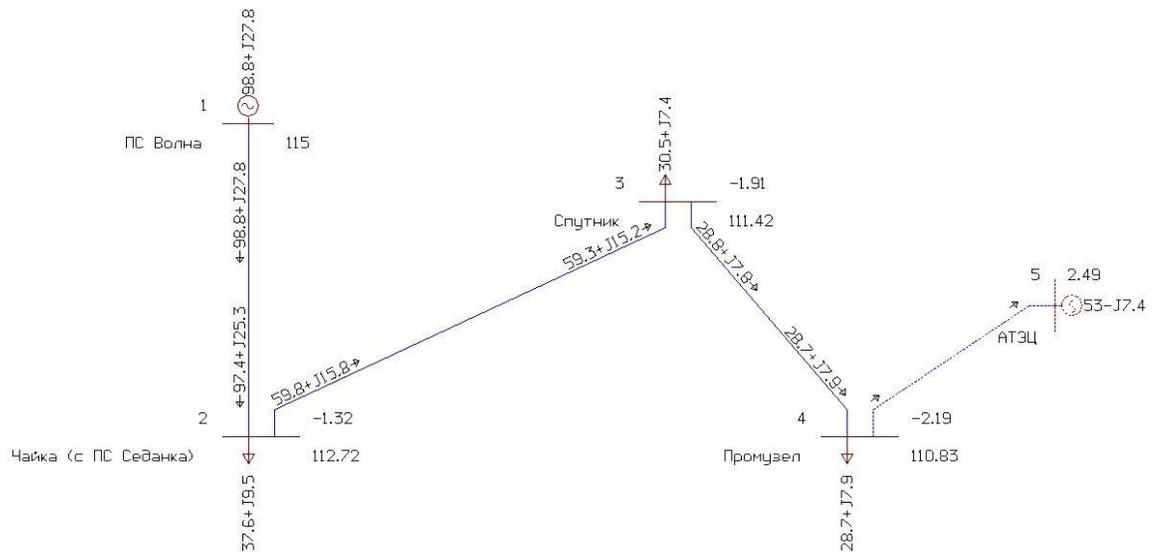


Рисунок 6 – результат послеаварийного режима в случае отключения АТЭЦ-Промузел.

Таблица 10 – параметры токовой загрузки линий в послеаварийном режиме в случае отключения линии АТЭЦ-Промузел

Участок сети	Максимальный ток, А	Длительно допустимый ток, А
1	2	3

1	2	3
Чайка-Спутник	317	390
Спутник-Промузел	155	390
АТЭЦ-Промузел	-	-
ПС Волна-Чайка	516	390

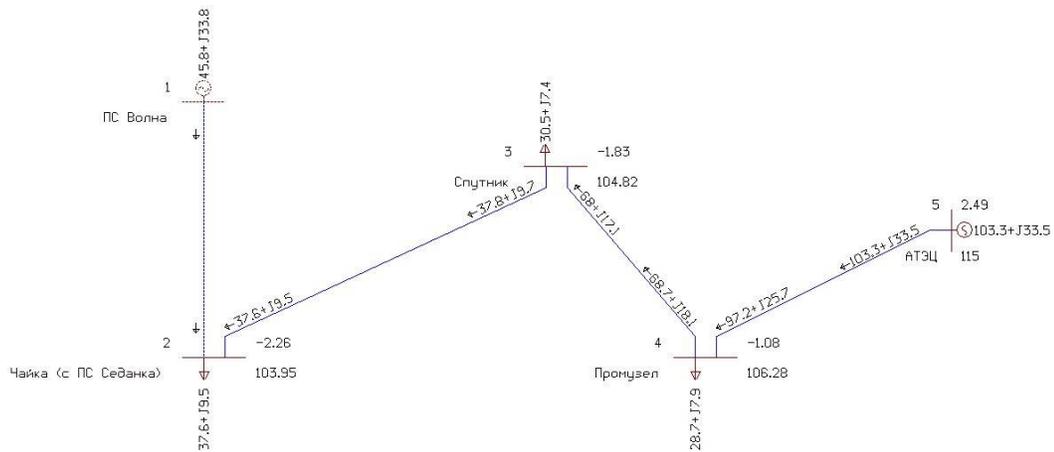


Рисунок 7 – результат послеаварийного режима в случае отключения Волна-Чайка.

Таблица 11 – параметры токовой загрузки линий в послеаварийном режиме в случае отключения линии ПС Волна-Чайка

Участок сети	Максимальный ток, А	Длительно допустимый ток, А
1	2	3

1	2	3
ПС Волна-Чайка	-	-
Чайка-Спутник	215	390
Спутник-Промузел	386	390
АТЭЦ-Промузел	546	390

С уверенностью можно сказать, что в нормальном режиме работы сети, напряжения в узлах держатся в пределах нормы, перегрузки существующих проводов ЛЭП не наблюдается. В послеаварийном режиме работы с отключения линии Чайка-ПС Волна заметно, что максимальный ток, протекающий по участку АТЭЦ-Промузел составляет 546 А и превышает длительно допустимый для данной марки провода АС-120.

При отключении АТЭЦ-Промузел нагрузка на участке линии ПС Волна-Чайка возрастает до 516 А, что так же выходит за грани длительно допустимого тока для сечения провода АС-120.

4.4 Выбор сечения проводов в реконструируемой системе электроснабжения.

Сечение провода – важнейшая характеристика линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

После проверки выбранных сечений проводов в послеаварийном режиме можно будет делать вывод об их профпригодности в рассматриваемой сети.

Определим расчётное значение тока на всех участках сети по формуле [2]:

$$I_P = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} ; \quad (10)$$

$$I_P \leq I_{\text{д.д.}} ;$$

где α_i – коэффициент учёта роста нагрузки в годы эксплуатации (для данной ВКР примем 1,05)[2];

α_T – коэффициент учитывает количество часов использования максимальной нагрузки ВЛ (примем его за 1);

I_{\max} – максимальный ток, протекающий в линии;

Значения максимального и послеаварийного на участках сети тока будем брать из расчётов нормального и послеаварийного режима, приведённых выше.

Произведём вычисление расчётного тока на каждом участке сети:

Для линии ПС Волна-Чайка максимальный ток в нормальном режиме составляет 287 А. Значение тока в послеаварийном режиме составляет 516 А.

Расчётный ток:

$$I_P^{\text{Волна-Чайка}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 287 = 301,4 \text{ А} ;$$

Применительно экономическим токовым интервалам и учитывая, что район реконструкции имеет 4 степень по гололёду, при использовании стальных опор, можно обнаружить, что в таблице экономических токовых интервалов нет подходящего значения расчётного тока. Но тем не менее, для участка Волна-Чайка вполне уместно выбрать марку провода АС-240, так как данный провод проходит проверку по послеаварийной нагрузке. Длительно допустимый ток по нагреву для данного провода составляет 605 А, соответственно выбираем его.

Для линии Чайка-Спутник максимальный ток в нормальном режиме составляет 129 А. Значение тока в послеаварийном режиме составляет 317 А.

$$I_P^{\text{Чайка-Спутник}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 129 = 136 \text{ А ;}$$

Учитывая 4 степень гололёда и использование стальных опор ЛЭП, на участке Чайка-Спутник выбираем из таблицы экономических интервалов провод АС-240 с длительно допустимым током по нагреву 605А [19]. Провод проходит по послеаварийному режиму.

Для линии Спутник-Промузел максимальный ток в нормальном режиме составляет 145 А. Значение тока в послеаварийном режиме составляет 386 А.

$$I_P^{\text{Спутник-Промузел}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 145 = 152,3 \text{ А ;}$$

Учитывая 4 степень гололёда и использование стальных опор ЛЭП, на участке Спутник-Промузел выбираем из таблицы экономических интервалов провод АС-150 с длительно допустимым током по нагреву 450 А [2]. Провод проходит по послеаварийному режиму.

Для линии АТЭЦ-Промузел максимальный ток в нормальном режиме составляет 269 А. Значение тока в послеаварийном режиме составляет 546 А.

$$I_P^{\text{АТЭЦ-Промузел}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 269 = 282,5 \text{ А ;}$$

Учитывая 4 степень гололёда и использование стальных опор ЛЭП, на участке АТЭЦ-Промузел выбираем из таблицы экономических интервалов провод АС-240 с длительно допустимым током по нагреву 605А [2]. Провод проходит по послеаварийному режиму.

Таким образом, исходя из расчётов по выбору и проверке существующих проводов, можно сделать вывод о том, что на каждом участке рассматриваемой сети 110 кВ, требуется замена старых ВЛ на новые с маркой провода АС-240.

Расчёт электрических режимов для сети с учётом проведенной реконструкции линий электропередач 110 кВ приведён в приложении Б.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Нормальные режимы работы наиболее часто нарушаются в следствие коротких замыканий в энергосистеме или же на локальных элементах сети, в связи с нарушением изоляции токоведущих частей или внешних факторов, также имеет место быть ошибочные действия персонала при работе с электроустановками, в следствие чего идёт вклад в нарушение режимов.

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

По своей природе короткие замыкания бывают симметричными и несимметричными. К симметричным относят трёхфазные короткие замыкания, к несимметричным, двухфазные и однофазные.

Во время короткого замыкания происходит просадка напряжения, которая особенно ощутима вблизи места КЗ. Просадка напряжения может повлиять на потребителей электроэнергии. Одним из вариантов проявления просадки напряжения является остановка двигателей. Это приводит к последствиям, при которых может быть нанесён существенный ущерб потребителям.

Так же в месте КЗ увеличивается ток, в результате увеличивается температура электрооборудования, что приводит к увеличению потерям электроэнергии в проводниках, также может привести к нарушению целостности изоляции токоведущих частей с дальнейшим развитием аварии и увеличением нанесённого ущерба как самой подстанции, так и потребителям электроэнергии.

Наиболее опасным для оборудования и сетей электроснабжения является трёхфазное короткое замыкание, которое обусловлено максимальными токами.

Для быстрого действия и надежной работы электрооборудования, а в частности коммутационных аппаратов проводится расчет трехфазных токов короткого замыкания в расчетных точках рассматриваемой подстанции и дальнейшая

проверка выбранного оборудования на стойкость к этим токам. Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

При расчётах ТКЗ мы будем пользоваться некоторыми допущениями, дабы упростить и сократить объём вычислений:

- пренебрегаем емкостными проводимостями линий;
- не учитываем насыщение магнитных систем;
- допустим, что фазы ЭДС всех генераторов остаются константой на протяжении переходного процесса;
- пренебрегаем магнитными токами силовых трансформаторов;
- не берём в расчёт активные сопротивления и проводимости элементов сети;
- трехфазная система считаем симметричной, учитываем примерно влияние нагрузок на ТКЗ.

Расчёт ведём приближенным методом в относительных единицах. Исходные данные для расчёта взяты из схемы развития распределительных сетей 110 кВ Приморского края.

5.1 Расчёт симметричных токов КЗ

Схема замещения для расчёта трёхфазного КЗ представлена на рисунке 8.

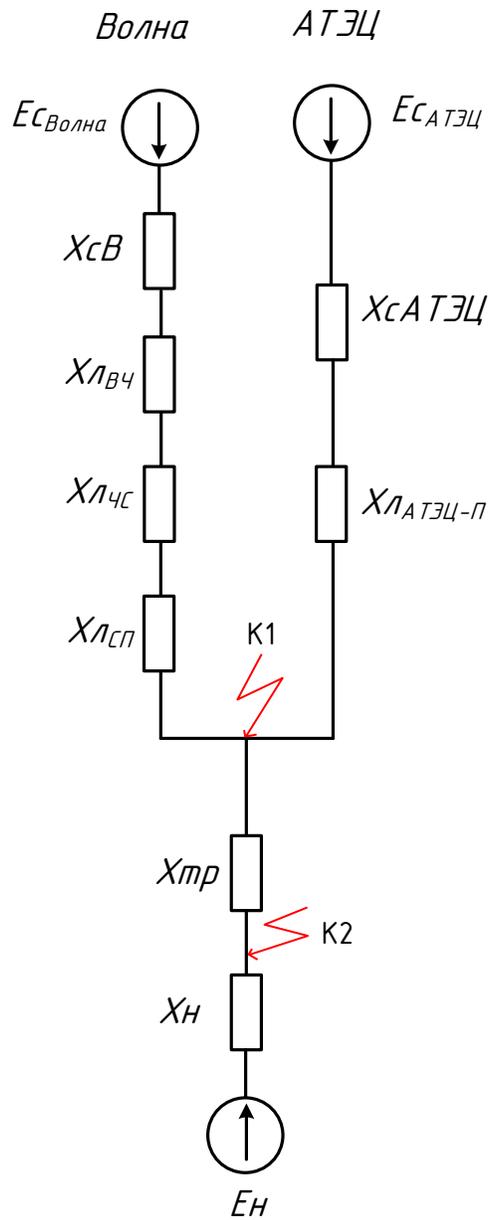


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта трёхфазного КЗ.

В расчёте требуется посчитать следующие значения:

$I_{по}$ – периодическая составляющая тока КЗ;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ;

i_a – аperiodическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени;

Базисную мощность S_b примем 100 МВА;

ЭДС системы $E_{с_{волна}}=1$;

$E_{с_{АТЭЦ}}=1,13$ (о.е.);

ЭДС нагрузки $E_H=0,85$ (о.е.)

За базисное напряжение берём напряжение той ступени, где произошло КЗ;

$U_{б1}=115$ кВ; $U_{б2}=6,6$ кВ.

Вычислим базисные токи для точки К1 и К2:

$$I_{б1} = \frac{S_{б}}{U_{б1} \cdot \sqrt{3}}; \quad (11)$$

$$I_{б2} = \frac{S_{б}}{U_{б2} \cdot \sqrt{3}}; \quad (12)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} = 0,5;$$

$$I_{б2} = \frac{S_{б}}{6,6 \cdot \sqrt{3}} = 8,75;$$

Найдём параметры элементов схемы замещения.

Сопротивление системы рассчитывается по формуле:

$$X_c = \frac{S_{б}}{S_{кз}}; \quad (13)$$

где $S_{кз}$ – мощность КЗ со стороны системы, МВА;

$$S_{кз} = U_{кз} \cdot I_{кз}; \quad (14)$$

$$S_{кз}^{АТЭЦ} = 115 \cdot 22 = 2530 \text{ МВА};$$

$$S_{кз}^{ВОЛНА} = 115 \cdot 28,4 = 3266 \text{ МВА};$$

Сопротивление системы рассчитывается по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{кз}}; \quad (15)$$

$$X_{САТЭЦ} = \frac{100}{2530} = 0,04 \text{ о.е};$$

$$X_{СВ} = \frac{100}{3266} = 0,03 \text{ о.е};$$

Сопротивление трансформатора ТРДН-25000/110:

$$X_{тр} = \frac{U_{к.ном.} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{т.ном.}}; \quad (16)$$

$$X_{тр} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,42 \text{ о.е};$$

Сопротивления линий:

$$X_L = L_L \cdot X_{удл} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}; \quad (17)$$

Где L_L – длина линии;

$X_{y\delta}$ – удельное сопротивление линии.

$$X_{лП-АТЭЦ} = 25 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,076 \text{ о.е.};$$

$$X_{лПС} = 6,2 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,019 \text{ о.е.};$$

$$X_{лСЧ} = 6,2 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,019 \text{ о.е.};$$

$$X_{лЧВ} = 8,5 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,026 \text{ о.е.};$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_n = X_{нагр} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n}; \tag{18}$$

Где $X_{нагр}$ – сопротивление нагрузки, равное 0,35 о.е.;

S_n – мощность нагрузки на стороне НН.

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{100}{27,3} = 1,28 \text{ о.е.};$$

Свернём схему для расчёта тока трёхфазного КЗ в точке К1:

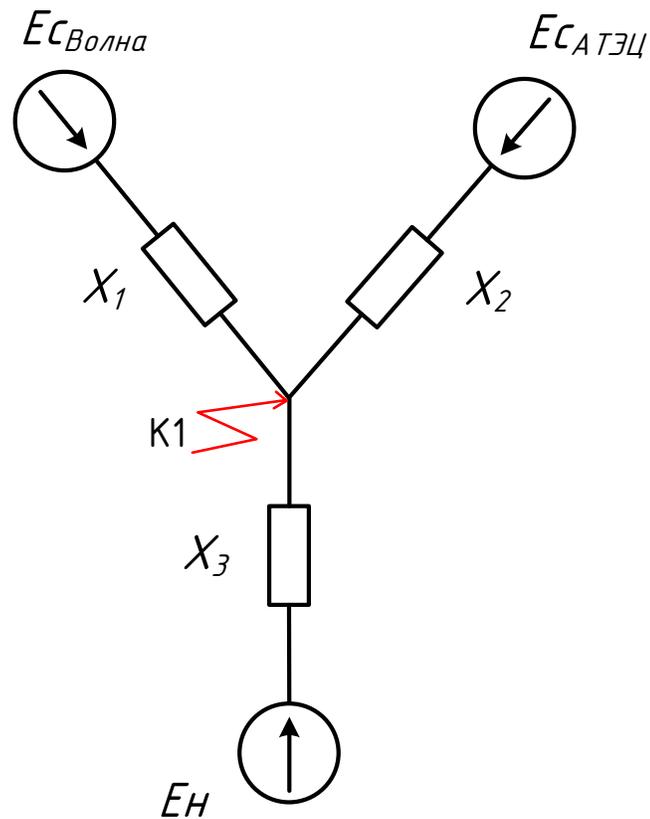


Рисунок 9 – Первый этап эквивалентирования схемы

Для свёрнутой схемы в точке К1 рассчитываются сопротивления:

$$X_1 = X_{лПС} + X_{лСЧ} + X_{лЧВ} + X_{СВ}; \quad (19)$$

$$X_1 = 0,019 + 0,019 + 0,026 + 0,03 = 0,094 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{лП-АТЭЦ} + X_{САТЭЦ}; \quad (20)$$

$$X_2 = 0,076 + 0,04 = 0,116 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{mp} + X_n; \quad (21)$$

$$X_3 = 0,42 + 1,28 = 1,7 \text{ о.е.};$$

Вычислим составляющие расчётного тока КЗ по формуле:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\sigma}; \quad (22)$$

$$I_{\Pi 01} = \frac{E_{CB}}{X_1} \cdot I_{\sigma 1};$$

$$I_{\Pi 01} = \frac{1}{0,094} \cdot 0,5 = 5,3 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 02} = \frac{E_{САГЭЦ}}{X_2} \cdot I_{\sigma 1};$$

$$I_{\Pi 02} = \frac{1,13}{0,116} \cdot 0,5 = 4,87 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 03} = \frac{E_n}{X_3} \cdot I_{\sigma 2};$$

$$I_{\Pi 03} = \frac{0,85}{1,7} \cdot 0,5 = 0,25 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0\Sigma} = 5,3 + 4,87 + 0,25 = 10,42 \text{ кА};$$

Для расчёта ударного тока необходимо применить коэффициент $K_{уд}$, который берётся из справочных данных [7] $K_{уд} = 1,7$.

Вычислим ударный ток по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Sigma} \cdot K_{y\partial} ; \quad (23)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,42 \cdot 1,7 = 25 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Sigma} ; \quad (24)$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 10,42 = 14,7 ;$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} ; \quad (25)$$

$$i_{at} = 14,7 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 10,5 \text{ кА};$$

Полный тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \text{ кА}^2\text{с} ;$$

где $t_{откл} = t_{pz} + t_{св}$ – время отключения замыкания;

t_{pz} – время действия релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя.

$$B_k = 10,42^2 \cdot ((0,055 + 0,035 + 4) + 0,03) = 446,8 \text{ кА}^2\text{с};$$

Таким же образом рассчитываем токи КЗ для точки К2.

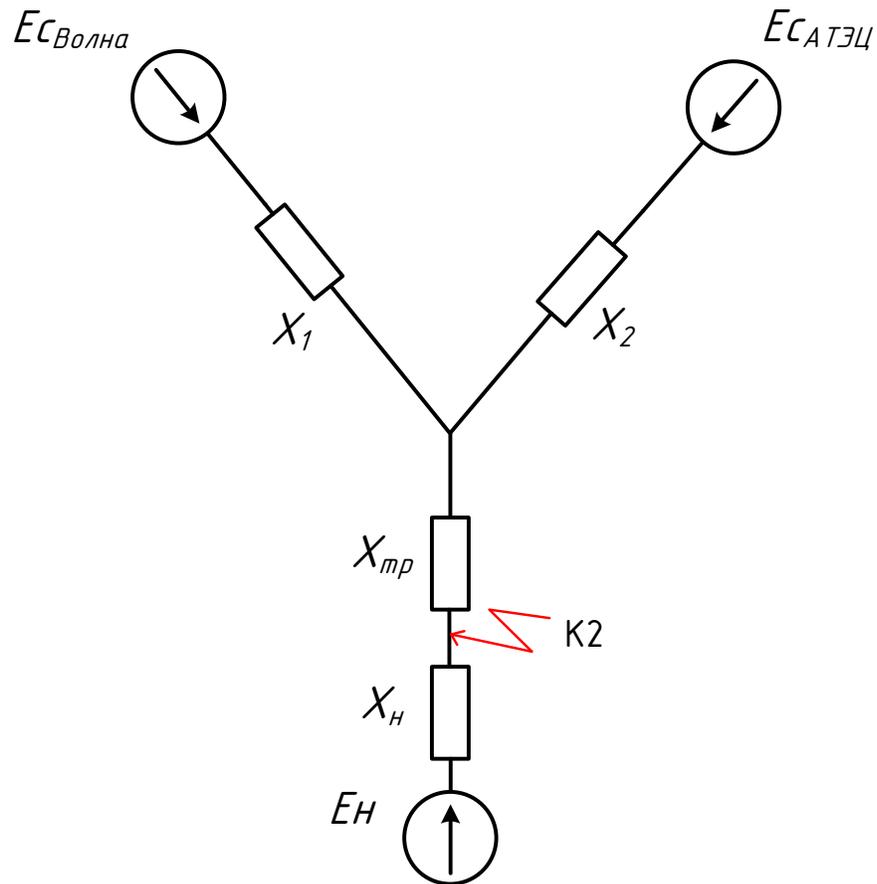


Рисунок 9 – Схема замещения для расчёта ТКЗ в точке К2.

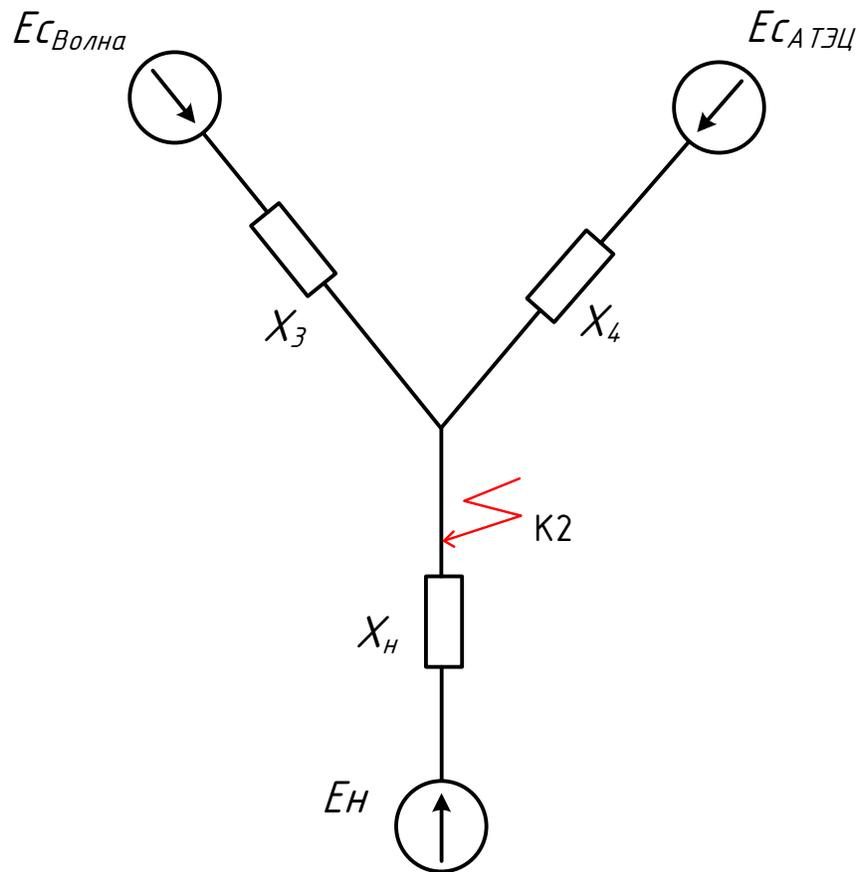


Рисунок 10 – Преобразованная схема.

Рассчитаем сопротивления для КЗ точки К2:

$$X_1 = 0,094 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = 0,116 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{TB} + X_1 + \frac{X_{TB} \cdot X_1}{X_2}; \tag{26}$$

$$X_3 = 0,42 + 0,094 + \frac{0,42 \cdot 0,094}{0,116} = 0,85;$$

$$X_4 = X_{TB} + X_2 + \frac{X_{TB} \cdot X_2}{X_1}; \quad (27)$$

$$X_4 = 0,42 + 0,116 + \frac{0,42 \cdot 0,116}{0,094} = 1,05 ;$$

Токи определим по следующим формулам:

$$I_{П0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\delta}; \quad (28)$$

$$I_{П01} = \frac{E_{СВолна}}{X_3} \cdot I_{\delta 2}; \quad (29)$$

$$I_{П02} = \frac{E_{САГЭЦ}}{X_4} \cdot I_{\delta 2} \quad (30)$$

$$I_{П03} = \frac{E_n}{X_n} \cdot I_{\delta 2} \quad (31)$$

$$I_{П01} = \frac{1}{0,84} \cdot 8,75 = 10,4 \text{ кА};$$

$$I_{П02} = \frac{1,13}{1,05} \cdot 8,75 = 9,4 \text{ кА};$$

$$I_{П03} = \frac{0,85}{1,28} \cdot 8,75 = 5,8 \text{ кА};$$

$$I_{\Pi 0 \Sigma}^* = I_{\Pi 01} + I_{\Pi 02} + I_{\Pi 03}$$

$$I_{\Pi 0 \Sigma}^* = 10,4 + 9,4 + 5,8 = 25,6 \text{ кА ;}$$

Для определения ударного тока КЗ необходимо знать ударный коэффициент, который берётся из справочных данных [7] $K_{y\partial} = 1,4$.

Тогда ударный ток равен:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Sigma} \cdot K_{y\partial} ; \quad (32)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 25,6 \cdot 1,4 = 50,6 ;$$

Апериодическая составляющая тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Sigma} ; \quad (33)$$

$$I_{a0} = \sqrt{2} \cdot 25,6 = 36,2 \text{ кА ;}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}} ; \quad (34)$$

$$i_{at} = 36,2 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 13,3 ;$$

Полный тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \text{ кА}^2\text{с}; \quad (35)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{св}$ – время отключения замыкания;

$t_{рз}$ – время действия релейной защиты;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя.

$$B_k = 25,6 \cdot ((0,055 + 0,03 + 4) + 0,03) = 2696,8 \text{ кА}^2\text{с};$$

Результаты расчёта токов КЗ приведён в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта КЗ

Точка КЗ	U _{ср} , кВ	I _{п0} , кА	T _а	i _{уд} , кА	i _{а0} , кА	i _{ат} , кА	B _к , кА ² с
К1	115	10,42	0,03	25	14,7	10,5	448,6
К2	6,6	25,6	0,01	50,6	36,2	13,3	2696,8

5.2 Расчёт несимметричных токов КЗ

5.2.1 Расчёт токов КЗ обратной последовательности

В связи с тем, что пути протекания токов в схеме прямой и обратной последовательности одинаковы, можно считать, что они идентичны, но с одним отличием: в схеме обратной последовательности все ЭДС приравниваются к нулю [5].

В качестве точки нулевого потенциала выбирается та, в которой соединены свободные концы от всех генерирующих ветвей [5].

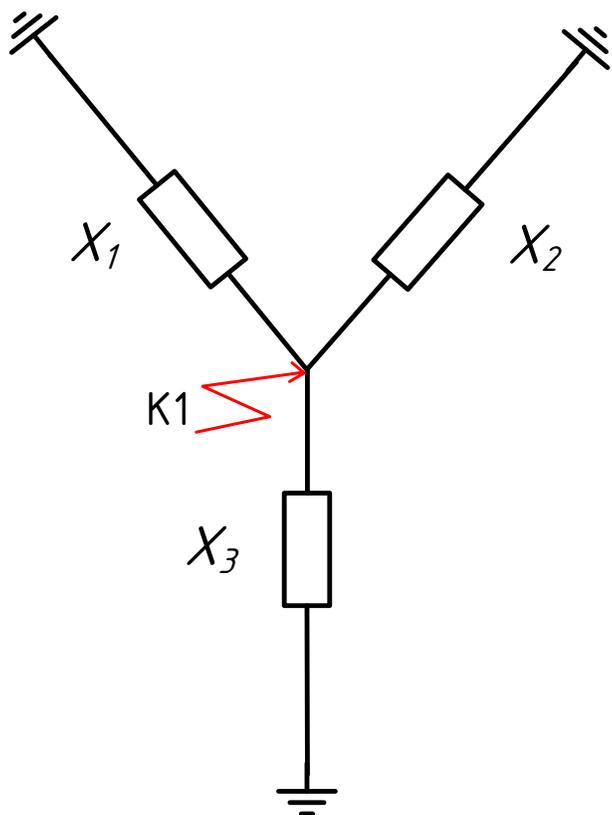


Рисунок 11 – Схема замещения обратной последовательности

Учитывая тот факт, что у схем прямой и обратной последовательности идентичные значения сопротивлений, то преобразования схемы будет осуществляться таким же образом, как и для схемы прямой последовательности.

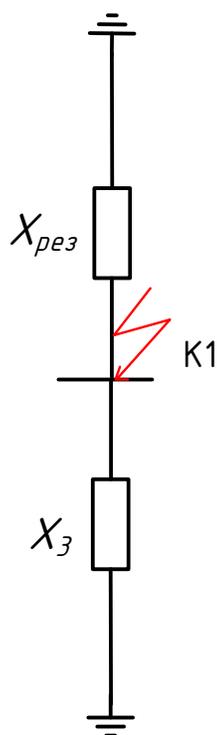


Рисунок 12 – Преобразованная схема обратной последовательности

Значения сопротивлений обратной последовательности имеют следующие параметры:

$$X_1^{(0)} = X_1^{(II)} = X_{лПС} + X_{лСЧ} + X_{лЧВ} + X_{СВ} = 0,094 \text{ о.е.}; \quad (36)$$

$$X_2^{(0)} = X_2^{(II)} = X_{лП-АТЭЦ} + X_{САТЭЦ} = 0,116 \text{ о.е.}; \quad (37)$$

$$X_{(3)}^{(0)} = X_{(3)}^{(II)} = X_{mp} + X_{н} = 1,7 \text{ о.е.} \quad (38)$$

$$X_{pez} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}; \quad (39)$$

$$X_{pez} = \frac{0,094 \cdot 0,116}{0,094 + 0,116} = 0,052 \text{ о.е.}$$

Для двухфазного КЗ расчётное дополнительное сопротивление равно:

$$X_{(\Sigma)}^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{рез}} + \frac{1}{X_3}} ; \quad (39)$$

$$X_{(\Sigma)}^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{0,052} + \frac{1}{1,7}} = 0,05 \text{ о.е.};$$

$$X_{(\Sigma)}^{(o)} = \Delta X^{(2)} = 0,05 \text{ о.е.}$$

Ток прямой последовательности:

$$I_{(\Sigma)}^{(o)} = \frac{E_{экв}}{(X_{(\Sigma)}^{(o)} + \Delta X^{(2)})} \cdot I_{\phi 1} ; \quad (40)$$

$$\text{где } E_{экв} = \frac{\left(\frac{E_{св} \cdot X_2 + E_{сАТЭЦ} \cdot X_1}{X_1 + X_2} \right) \cdot X_3 + E_n \cdot X_{рез}}{X_{рез} + X_3} ; \quad (41)$$

$$E_{экв} = \frac{\left(\frac{1 \cdot 0,116 + 1,13 \cdot 0,094}{0,094 + 0,116} \right) \cdot 1,7 + 0,85 \cdot 0,052}{0,052 + 1,7} = 1,052 \text{ о.е.}$$

$$I_{(\Sigma)}^{(o)} = \frac{1,052}{(0,05 + 0,05)} \cdot 0,5 = 5,26 \text{ кА.}$$

Модуль полного тока повреждённой фазы:

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot |I_{\kappa A}^{(2)}| ; \quad (42)$$

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,26 = 9,1 \text{ кА.}$$

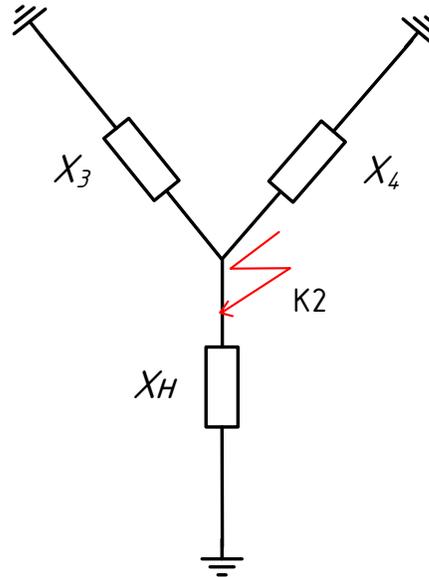


Рисунок 13 – Схема обратной последовательности для расчёта в точке К2

$$X_3^{(0)} = X_3^{(II)} = 0,85 \text{ о.е.};$$

$$X_4^{(0)} = X_4^{(II)} = 1,05 \text{ о.е.};$$

$$X_H^{(0)} = X_H^{(II)} = 0,85 \text{ о.е.}$$

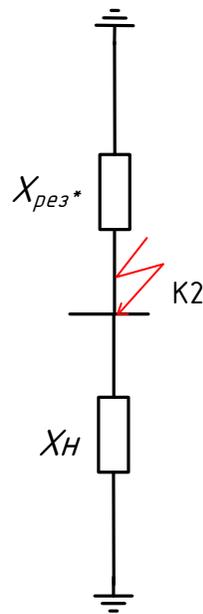


Рисунок 14 – Свёрнутая схема

$$X_{рез*} = \frac{X_3^{(II)} \cdot X_4^{(II)}}{X_3^{(II)} + X_4^{(II)}}; \quad (43)$$

$$X_{рез*} = \frac{0,85 \cdot 1,05}{0,85 + 1,05} = 0,47 \text{ о.е.}$$

Значение дополнительного сопротивления:

$$X_{(3)}^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{рез*}} + \frac{1}{X_H}}; \quad (44)$$

$$X_{(3)}^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{0,47} + \frac{1}{0,85}} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$X_{(3)}^{(o)} = \Delta X^{(2)} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Ток прямой последовательности:

$$I_{(\varnothing)}^{(o)} = \frac{E_{\text{экв}^*}}{(X_{(\varnothing)}^{(o)} + \Delta X^{(2)})} \cdot I_{\delta 2}; \quad (45)$$

$$\text{где } E_{\text{экв}^*} = \frac{\left(\frac{E_{cB} \cdot X_4 + E_{cATЭЦ} \cdot X_3}{X_4 + X_3} \right) \cdot X_H + E_H \cdot X_{\text{рез}^*}}{X_{\text{рез}^*} + X_H}; \quad (46)$$

$$E_{\text{экв}^*} = \frac{\left(\frac{1 \cdot 1,05 + 1,13 \cdot 0,85}{1,05 + 0,85} \right) \cdot 1,28 + 0,85 \cdot 0,47}{0,47 + 1,28} = 1 \text{ о.е.}$$

$$I_{(\varnothing)}^{(o)} = \frac{1}{(0,3 + 0,3)} \cdot 8,75 = 14,58 \text{ кА.}$$

Модуль полного тока повреждённой фазы:

$$I_{\text{кА}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot |I_{\text{кА}}^{(2)}|; \quad (47)$$

$$I_{\text{кА}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 14,58 = 25,25 \text{ кА.}$$

5.2.2 Расчёт токов КЗ нулевой последовательности

Главное отличие схемы замещения нулевой последовательности от схемы прямой и обратной, заключается в том, что она определяется расположением расчётной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов исходной схемы [5].

$$X_{\Sigma 0} = \frac{(X_{cB} + 3 \cdot X_{Л1}) \cdot (X_{cП-ATЭЦ} + 3 \cdot X_{ЛП-ATЭЦ})}{X_{cB} + X_{cП-ATЭЦ} + 3 \cdot X_{Л1} + 3 \cdot X_{ЛП-ATЭЦ}} ; \quad (48)$$

$$X_{\Sigma 0} = \frac{(0,03 + 3 \cdot 0,064) \cdot (0,04 + 3 \cdot 0,076)}{0,03 + 0,04 + 3 \cdot 0,064 + 3 \cdot 0,076} = 0,12 \text{ о.е.}$$

Добавочное сопротивление шунта:

$$\Delta X^{(1)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} ; \quad (49)$$

$$\Delta X^{(1)} = 0,3 + 0,12 = 0,42 \text{ о.е.}$$

Определим однофазный ток ПП особой фазы:

$$I_{\kappa A}^{(1)} = \frac{E_{\text{эКв}}}{(X_{\Sigma}^{(1)} + \Delta X^{(1)})} \cdot I_{\sigma} ; \quad (50)$$

$$I_{\kappa A}^{(1)} = \frac{1,052}{(0,42 + 0,42)} \cdot 0,5 = 0,626 \text{ кА.}$$

Для расчёта фазного в точке КЗ аварийной фазы умножаем ток особой фазы на фазный коэффициент $m^{(n)}$, для однофазного замыкания $m^{(n)}=3$.

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^{(n)} \cdot I_{\kappa 1}^{(1)} ; \quad (51)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 0,626 = 1,878 \text{ кА.}$$

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ПОДСТАНЦИИ

При проектировании или реконструкции объектов электроэнергетики выбор электрооборудования является важным этапом, поскольку надежность всей станции или подстанции зависит от того, насколько правильно сделан выбор, а также бесперебойного питания потребителей.

Все элементы электрической станции или подстанции электростанции должны работать надежно и произвольно долго в нормальных условиях и, кроме того, иметь достаточную термическую и динамическую стабильность в случае наиболее сильных коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, сборных шин, изоляционных конструкций и других элементов реакторной установки очень важно проверить соответствие их параметров длительным рабочим и кратковременным аварийным условиям, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Основными параметрами оборудования, которые должны удовлетворять условиям нормального (долгосрочного) режима, являются номинальные ток и напряжение. При проверке устройства и токоведущих частей реактора на тепловую и динамическую долговечность для конструктивного типа неисправностей принимается трехфазное короткое замыкание.

Кроме того, следует учитывать внешние условия эксплуатации оборудования (температура, загрязнение атмосферы, высота и т. Д. И т. Д.), Так как для этих условий может потребоваться специальное оборудование с повышенной сопротивляемостью и безопасностью. Для этой цели были указаны характеристики местоположения подстанции.

При выборе любого оборудования рекомендуется использовать устройства одного производителя для лучшей совместимости. Необходимо руководствоваться статистическими данными о надежности выбранного оборудования, простоте обслуживания и эксплуатации, а также о стоимости. Определяющим фактором

является соответствие выбранного оборудования выбранной схеме коммутационного устройства.

6.1 Выбор оборудования на напряжении 110 кВ

6.1.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выключатели играют важнейшую роль коммутационной аппаратуры, они предназначены для включения и отключения электрических цепей. Эти переключения должны выполняться как при нормальных режимах работы, а также послеаварийных, когда происходит КЗ.

Выключатели выбирают по нормальному режиму, проверяют на отключающую способность и на стойкость к токам КЗ. В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверка выключателей должна производиться по следующим важным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (52)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (53)$$

- по отключающей способности.

Первым делом осуществляется проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{п0} \leq I_{откл.ном} \quad (54)$$

Затем проверяется на способность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл,ном}; \quad (55)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

β_n – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

i_{at} – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА;

t – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугосительной контактов определяется по формуле:

$$t = t_{зmin} + t_{c,s}; \quad (56)$$

где $t_{зmin}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{зmin} = 0,01$ сек;

$t_{c,s}$ – собственное время включения отключения выключателя, сек.

Аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов равна:

$$i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}; \quad (57)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Если условие $I_{П0} \leq I_{откл,ном}$ соблюдается, а $i_{a,t} > i_{a,ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2}I_{П0} + i_{a,t}) \leq I_{откл,ном} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}); \quad (58)$$

По включающей способности проверка производится по следующим условиям:

$$i_y \leq i_{вкл} ; \quad (59)$$

$$I_{n0} \leq I_{вкл} ; \quad (60)$$

где i_y – ударный ток КЗ в цепь выключателя, кА;

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Sigma} \cdot K_{y\partial} ; \quad (61)$$

Также выключатели необходимо проверить на термическую и электродинамическую устойчивость.

Электродинамической стойкостью аппарата является его способность выдерживать без повреждений и нарушений функционального состояния механические воздействия, создаваемые проходящим по нему электрическим током КЗ.

На электродинамическую стойкость высоковольтный выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n0} \leq I_{дин} ; \quad (62)$$

$$i_y \leq i_{дин} ; \quad (63)$$

где $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата является его способность противостоять кратковременному тепловому воздействию тока короткого замыкания без повреждений, нарушающих нормальную работу.

Проверяется на термическую устойчивость по полному тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (64)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчёту, $\text{кА}^2\text{с}$;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя (принимаяем $t_{откл} = 0,055 + 0,03 + 4с.$);

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная 0,03.

На ОРУ 110 кВ выбираем к установке элегазовые выключатели колонковые ВГТ-110П-40/3150 УХЛ1. В данном типе выключателе в качестве дугогасящей среды используется элегаз. Состоит из трёх колонн, помещённых вместе на корпус и механически связанных друг с другом.

Проверим возможность данного выключателя отключать апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл,ном}; \quad (65)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,58 \text{ кА};$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 47\%$;

$I_{откл,ном}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя равен 40 кА.

Вычислим максимальны рабочий ток, протекающий через трансформатор на стороне ВН:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} ; \quad (66)$$

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А} ;$$

С учётом реконструкции ВЛ в районе подстанции Промузел, ток через секционный выключатель станет равным 600 А.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{н}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{р max}}=184-600 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=25$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т.т}}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}}=448,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{Т.т}}$
$I_{\text{вкл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=10,42 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=10,42 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{аном}}=26,58 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=10,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Из сравнения следует, что выбранный элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150 УХЛ1 прошёл проверку по всем вышеизложенным условиям и может быть принят к монтажу на ОРУ 110 кВ.

6.1.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединитель – коммутационный аппарат, благодаря которому получается видимый разрыв в цепи, для безопасного проведения ремонта и обслуживания, профилактики участков в отсутствии тока и оперативных переключениях. Переключения, как правило, недопустимы под действующей нагрузкой, но возможно включать и отключать токи холостого хода трансформатора и зарядный

ток линии. При условии, если на разъединителе стоит шунт. Если производить переключения под нагрузкой, то это приведёт к образованию электрической дуги на разъединителе, и в следствие этого произойдёт устойчивое КЗ между контактами, это вызывает разрушение разъединителя, а также оплавление контактов.

Выбор разъединителя осуществляется по такому же принципу, как и выбор выключателей, но в проверку не входит отключающая способность:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном} ;$$

- по току электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин} ;$$

- по току термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ;$$

- по конструкции;

- по условиям установки.

Для возможности дистанционного управления разъединителями, установим на них приводы, которые позволят управлять заземляющими ножами.

Примем к установке на ОРУ 110 кВ разъединители типа РНД31-110/1000 УХЛ1 и РНД32-110/1000 .

Таблица 14 – Сравнение данных для разъединителей на 110 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000$ А	$I_p = 184-600$ А	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80$ кА	$I_{уд} = 25$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_{Т.т} = 3964$ кА ² с	$B_k = 448,6$ кА ² с	$B_k \leq I^2_{Т.т}$

Из таблицы делаем вывод, что данный разъединитель соответствует всем условиям и проходит проверку по всем параметрам.

В КРУ-6 кВ устанавливать разъединитель нет смысла, так как видимый разрыв будет создаваться посредством отодвигания ячейки выкатного выключателя.

6.1.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатором тока называется электрический аппарат, служащий для понижения значений первичного тока, подходящих для измерительных приборов и релейной защиты, а также трансформатор тока необходим для отделения цепей измерений и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

По месту подключения могут устанавливаться в три, две или одну фазу, исходя от назначения цепи и её напряжения.

Выбор трансформатора тока проходит по следующим ключевым параметрам:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, при этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки [18];
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \quad (67)$$

где $Z_{2ном}$ – допустимая номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому можно принять:

$$Z_2 \approx R_2; \quad (68)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивлений приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k .

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k; \quad (69)$$

Сопротивления контактов равняется 0,05 Ом, при трёх-двух приборов и 0,01 Ом, при большем количестве приборов [18].

Сопротивление для приборов определяется из формулы:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (70)$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводников должно соответствовать условию:

$$r_{приб} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k; \quad (71)$$

Исходя из условия выше определим минимальное сечение проводника:

$$S_{min} = \frac{\gamma \cdot l_{расч}}{r_{пр}}; \quad (72)$$

где γ – удельное сопротивление алюминия, равное 0,028.

$l_{расч}$ – расчётная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м [5].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов принимаем для разных присоединений примерно равной следующим значениям, приведенным в таблице 6.4

Таблица 15 – длина проводов от трансформаторов тока до приборов.

Присоединение	Длина, м
КРУ 6 кВ	5-10
ОРУ 110 кВ	75-100

В качестве приборов учёта и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счётчик ION 8600. Счётчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановках и подстанций, и представляют собой идеальное решение для независимых производителей электроэнергии и теплоэлектростанций, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к трансформаторам, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией SchneiderElectric. Функции счётчика ION: Напряжение и токи линейные и фазные. Мощность: активная, реактивная, полная. Коэффициент мощности. Частота. Энергия: активная, реактивная, полная в обоих направлениях [6].

Таблица 16 – Тип и мощность приборов, подключаемых к ТТ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
1	2	3	4	5
Многофункциональный счётчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25

1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020	5		5
Ваттметр	СР3020	5		5
Итого		14,25	4,25	14,25

Для примера произведём расчёт для выбора ТТ на ОРУ 110 кВ. Трансформаторы тока серии ТОЛ-110-III установим на вводы силового трансформатора.

Определим общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{14,25}{5^2} = 0,57 \text{ Ом}; \quad (73)$$

Приближенное сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,57 - 0,05 = 0,58 \text{ Ом}; \quad (74)$$

Сечение провода равно:

$$S_{\text{min}} = \frac{0,028 \cdot 100}{0,58} = 4,8 \text{ мм}^2; \quad (75)$$

По результатам расчёта выбираем к установке кабель АКРНГ с алюминиевыми жилами и резиновой изоляцией, сечением 6 мм².

Проверяем его на соответствие по условиям выбора ТТ с учётом рассчитанного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 75}{6} = 0,35 \text{ Ом};$$

Соответственно, сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,7 + 0,35 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом};$$

Как можно заметить, условия соблюдаются. Сравнение расчётных данных с каталожными приведены в таблице 17

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 184-600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 127 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т.тГ}} = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 348,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т.тГ}} \leq B_k$

Исходя из таблицы понятно, что трансформатор тока ТОЛ 110 может быть принят к установке.

6.1.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы для питания вольтметровых обмоток приборов учета и приборов для осуществления контроля за напряжением, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [5].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по U ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}; \quad (76)$$

Где $S_{2\Sigma}$ – общая нагрузка всех приборов, реле, присоединённых к трансформатору напряжения;

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

При превышении нагрузки всех приборов и реле номинальной мощности трансформатора напряжения, необходимо установить второй трансформатор напряжения, на который подсоединим оставшуюся часть приборов учета и защиты.

Для измерения линейных напряжений есть возможность установить два ТН типа НОМ, соединённых по схеме открытый треугольник.

В качестве наглядного примера осуществим выбор ТН на стороне ВН. Список приборов, которые будут запитаны от ТН, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТН на ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	Сприб , ВА	Кол-во приборов	Собщ, ВА
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5	3,5
Счётчик акт. и реакт. энергии	ION 8600	2	0,25	0,5
Ваттметр	CP3020	2	5	10
Варметр	CP3020	2	5	10
Вольтметр	CB-3021	1	4	4
Итого				28

Примем к установке на сторону ВН трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

Общая нагрузка потребляемая от этого трансформатора будет составлять 28 ВА. Сравнение каталожных и расчётных данных для ТН приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Соотношение расчётных и каталожных данных по НАМИ-110

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_H = 120 \text{ ВА}$	$S_{2сумм.} = 28 \text{ ВА}$	$S_{2сумм.} \leq S_{2н}$

Из вышеизложенных данных понятно, что выбранный ТН прошёл соответствует заявленным условиям. Принимаем его к установке на 110 кВ.

6.1.5 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные - электрические устройства, предназначенные для защиты электрооборудования от различного рода молнии и переключения перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, разрядники в своем исполнении не имеют искровых промежутков. Ограничитель перенапряжений представляет собой нелинейный резистор,

изготовленный в соответствии с керамической технологией оксида цинка с небольшими добавками оксидов других металлов, что вызывает высокий коэффициент нелинейности. Высоколинейная вольт-амперная характеристика ограничителя перенапряжений позволяет долгое время под воздействием рабочего напряжения обеспечивать глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы прессуют в оболочку из полимерных материалов, что обеспечивает заданную механическую прочность и характеристики изоляции.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения осуществляем в зависимости от номинального напряжения в месте планируемой установки, т.к. уточненных параметров для их выбора нет.

На стороне высокого напряжения выбираем ОПН производства компании «АС Энергия» типа ОПНп-110/86/10/550 У1. Его параметры представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики выбранного ОПН.

Напряжение сети, кВ	110
Класс напряжения ОПН, кВ	107,5
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	86
Номинальный разрядный ток, кА	10
Пропускная способность ОПН (2000 мкс), А	550

6.1.6 Выбор и проверка ошиновки

В РУ напряжением 35 кВ и выше в качестве шин применяются гибкие конструкции из провода марки АС, что является гибкой ошиновкой. Аналогичным образом будем использовать гибкие провода марки АС для связи силовых трансформаторов с ОРУ. Связь КРУ 6 кВ с силовыми трансформаторами выполнена в виде токопроводов, где провода расположены в кольцах-обоймах. Два провода из пучка обычно несут механическую нагрузку и выполнены из сталеалюминия.

Остальные провода – алюминиевые, токопроводящие. Для уменьшения общей стоимости токопровода выгоднее применять провода большего сечения, для уменьшения числа пучков проводов в токопроводе.

По длительно-допустимому току будем производить выбор сечения гибких шин и токопроводов:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}; \quad (77)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку из провода сталеалюминиего марки АС-240/39. Длительно-допустимый ток для него равен 610 А.

Проверим выбранное сечение по длительно-допустимому току:

$$I_{\text{мах}} = \frac{S_{\text{транзит}}}{U_n \cdot \sqrt{3}}; \quad (78)$$

$$I_{\text{мах}} = \frac{102,2}{110 \cdot \sqrt{3}} = 537 \text{ А};$$

$537 \leq 610$ – соответственно по длительно-допустимому току сечение проходит.

Проверим на термическое воздействие тока КЗ:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q; \quad (79)$$

где C – коэффициент, который зависит от материала провода; для алюминиевых равняется 90.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{346,4}}{90} = 206,8;$$

По термической стойкости выбранное сечение также проходит.

На электродинамическую действие тока КЗ гибкая ошиновка проверяется только в том случае, если периодическая составляющая трёхфазного тока КЗ составляет более 20 кА. В нашем случае $I_{п0} = 10,42$, поэтому данная проверка не требуется[5].

Для завершения выбора гибкой ошиновки необходимо воспользоваться проверкой на коронирование провода. Провода проверяются по условиям короны только на напряжении выше 35 кВ. Коронирование приводит к возникновению дополнительных потерь электроэнергии, также корона оказывает влияние на радиопомехи и возникновении озона, который оказывает отрицательное как экологическое влияние, так и техническое, воздействуя на контактные соединения.

Разряд в виде короны возникает при максимальном параметре начальной критической напряжённости ЭП, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (80)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля вблизи поверхности провода нерасщепленного провода находим по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (81)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см;
 U – линейное напряжение, кВ.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз: напряженность на среднем проводе приблизительно на 7 % больше величин, которые определяются по формуле (65).

Провода не будут коронировать, в случае если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (82)$$

Для выбранного провода марки АС 240/39 критическая напряженность поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32;$$

Напряженность электрического поля вблизи поверхности провода будет равна, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,08}} = 15,6$$

Согласно условию (66) делаем проверку выбранного сечения:

$$1,07 \cdot 15,6 \leq 0,9 \cdot 32;$$

Условие соблюдается, соответственно коронного разряда происходить не будет.

Выбранное сечение АС 240/39 полностью удовлетворяет всем необходимым условиям и может быть принят на ошиновку в ОРУ 110 кВ.

6.2 Выбор оборудования на напряжение 6 кВ

6.2.1 Выбор КРУ-6 кВ.

КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж РУ. Также КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. Для КРУ 6-10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкафы КРУ любого типа состоят из корпуса, выкатной части и релейной камеры (шкафа). Выкатная часть представляет собой тележку, которая вместе с выключателем может выкатываться из камеры для ревизии, регулировки или ремонта. На тележках кроме выключателей устанавливают также трансформаторы напряжения, разрядники, выкатываемые для осмотра и ревизии. Выкатная часть подсоединяется к неподвижной части камеры с помощью разъёмных (штепсельных) контактов. Сборные шины монтируют на малогабаритных опорных изоляторах.

При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, а выключатель при этом будет отсоединён от сборных шин и кабельных вводов.

Примем к установке классическое и достаточно распространённое КРУ фирмы «Элтима».



Рисунок 15 – внешний вид ячеек КРУ 6 кВ производства компании «Элтима»

Основные характеристики для ячеек данного КРУ представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Параметры КРУ «Элтима»

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102; 128

1	2
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40; 50
Тип выключателя	ВВ/TEL, VD-4, Sion, HVX, EasyPact EHE
Тип привода к выключатель	Электропривод

6.2.2 Выбор выключателей 6 кВ

Выбираем к установке выключатель вакуумный серии ВВ/TEL-10.

Расчёт для проверки выключателя ведётся аналогично с расчётом высоковольтного выключателя на стороне 110 кВ (см п. 6.1.1).

Выключатель так же проверяется на электродинамическую и термическую устойчивость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют свойство противостоять влиянию тока КЗ в течение первых периодов без механических повреждений, нарушающих его дальнейшую работу.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ.

Минимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения трансформатора определяется исходя из того, что у трансформаторов с расщепленной обмоткой каждая обмотка НН рассчитана на 50 % номинальной мощности:

$$I_{pmax} = 0,5 \cdot \frac{S_m \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}; \quad (83)$$

$$I_{pmax} = 0,5 \cdot \frac{25 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1684 \text{ A};$$

Таблица 22 – Параметры выбора выключателя ВВ/TEL-10

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pmax} = 1684$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,6$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_{Т.тГ} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 2696,8$	$V_k \leq I^2_{Т.тГ}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 25,6$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 25,6$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

Выбранный выключатель проходит по всем требованиям, соответственно принимаем его к монтажу в ячейках КРУ-6 кВ.

6.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Устанавливаем, согласно комплектации КРУ, трансформаторы тока на номинальное напряжение 6 кВ. Расчётные токи и ударные токи КЗ рассчитаны в главе 5.

В таблице 23 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учёта в ячейках КРУ-6 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020	5		5

1	2	3	4	5
Варметр	CP3020	5		5
Многофункциональный счётчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25
Сумма		14,25	4,25	14,25

Устанавливаем на стороне НН трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1 [18].

Аналогично расчётам главы 6.1.3 производим выбор и проверку трансформаторов тока.

$$R_{2ном} = 1,2 \text{ Ом};$$

Определяем суммарное сопротивление запитанных приборов:

$$r_{приб} = \frac{14}{5^2} \text{ Ом};$$

В таком случае, приближённое сопротивление провода равняется:

$$R_{пр} = 1,2 - 0,57 - 0,05 = 0,58 \text{ Ом};$$

Применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина согласно таблице 6.4 составляет 5-10 м, тогда сечение:

$$S_{\min} = \frac{\gamma \cdot I_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,028 \cdot 10}{0,58} = 0,48 \text{ мм}^2;$$

По рассчитаному сечению выбираем кабель АКРНГ с сечением 4 мм².

Проверяем соответствие условию выбора ТТ с учётом данного сечения:

$$R_{np} = 0,07 \cdot 6 = 0,42 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки равняется:

$$Z_2 = 0,42 + 0,57 + 0,05 = 1,04 \text{ Ом};$$

Сравнение каталожных и расчётных данных представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнение расчётных и каталожных данных по ТТ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_p = 1684 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 50,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_{Т.тТ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2696,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{Т.тТ} \leq B_k$

Исходя из результатов таблицы, трансформатор тока соответствует всем требованиям и может быть принят к установке.

6.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Расчёт по трансформаторам напряжения происходит аналогично выбору ТН на 110 кВ, изложенному в главе 6.1.4.

На сторону НН выберем ТН НАМИ-6-У2. Вторичная нагрузка ТН на четыре секции шин представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТН на КРУ 6 кВ.

Тип прибора	Прибор	Кол-во приборов	Мощность прибора, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4	4
Счётчик многофункциональный	ION-8600	6	0,25	1,5
Ваттметр	СР3020	1	5	5
Варметр	СР3020	1	5	5
Сумма				15,5

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчётных данных для НАМИ-6-У2.

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст}$	$U_{номт} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2сумм}$	$S_{2сумм} \leq S_{ном}$

6.2.5 Выбор и проверка ошиновки

Жесткая ошиновка в ЗРУ 6кВ соединяет ячейки между собой посредством проходных изоляторов, связи осуществляется через боковые стенки.

Комплектация распределительного устройства включает в себя уже подобранную под данные параметры ЗРУ ошиновку, что позволяет мне не проводить необходимые расчеты, нужные для проверки механической прочности, выбора и проверки сечения шин, так как это нецелесообразно. Выполним проверку по основным условиям, что является необходимым и достаточным.

- по длительно допустимому току:

$$I_{рабmax} \leq I_{дон}; \quad (84)$$

- по току термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (85)$$

- по току электродинамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (86)$$

Результаты сравнения номинальных параметров с расчётными для шин в КРУ 6 кВ приведены в таблице 27.

Таблица 27 – каталожных и расчётных данных для жестких шин КРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 1526$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 50,6 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 2696,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

6.2.6 Выбор ОПН на стороне 6 кВ

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения ведётся в зависимости от номинального значения напряжения в месте установки, так как уточненных параметров их выбора нет [4].

На стороне низкого напряжения 6 кВ выбираем ОПН марки ОПН-6/7,2/10/400 У2 с классом напряжения 6 кВ.

Таблица 28 – Параметры выбранного ОПН.

Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение	рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см
6	6	7,2	10	19,2

6.3 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Наиболее ответственные потребителями, с.н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

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

Мощность ТСН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на ПС.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять ПУЭ $P_{уст}$ при $\cos\varphi=0,85$, тогда расчётная нагрузка.

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}; \quad (87)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 630$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность с.н.;

Активная и полная нагрузки с.н. по [17] проектируемой ПС приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Нагрузка с.н. проектируемой ПС Промузел

Тип оборудования	Мощность с.н. P, кВт	Полная мощность с.н., S, кВА	Примечание
Охлаждение ТРДН-25000/110	2·2,5	3,25	На 2 трансформатора
Подогрев КРУ	1·45	45	На 45 ячеек
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	60	70,6	
Освещение ОРУ 110 кВ	2·3	7,5	На три ячейки
Итого	101	126,4	

По суммарной мощности с.н. получим расчётную мощность трансформатора

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 126,5 = 102 \text{ кВА.}$$

Выберем два трансформатора ТМ-160/6.

6.3 Выбор аккумуляторных батарей

Установка постоянного тока с аккумуляторными батареями предназначена для питания оперативных цепей управления, сигнализации, автоматики, системы связи, аварийного освещения, системы пожаротушения и других наиболее ответственных потребителей собственных нужд в нормальном и послеаварийном режимах.

Потребители электроэнергии, получающие питание от аккумуляторных батарей подразделяются на следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;

- кратковременная нагрузка.

К постоянно включенной нагрузке относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, а также постоянно включенная часть аварийного освещения.

Временная нагрузка появляется при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии.

Длительность кратковременной нагрузки не более 5 с. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой ёмкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

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

Аккумуляторные батареи на подстанциях выбираются по алгоритму, представленному ниже.

Определяется число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_B}; \quad (88)$$

где $U_{ш}$ – напряжение шин питания постоянного тока, принимают 230 В;

U_B – напряжение на элементе в режиме подзаряда, составляет 2,15 В.

Соответственно, число элементов равно:

$$n_0 = \frac{230}{2,7} = 85;$$

$$n_0 = \frac{220}{1,75} = 125;$$

Количество добавочных элементов составляет:

$$n_{доб} = n - n_0 = 125 - 108 = 17; \quad (89)$$

Типовой номер батарей:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j} = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06; \quad (90)$$

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

j – допустимая нагрузка аварийного разряда.

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N=23$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (91)$$

где I_{Tmax} – максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ A};$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \leq \frac{1269}{46} = 27,6;$$

Окончательно принимаем СК-28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{nz} \geq 0,15 \cdot N + I_n = 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ A}; \quad (92)$$

$$U_{nz} \geq 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В}; \quad (93)$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП-380/260-40/80.

Ток и напряжение подзаряда добавочных элементов:

$$I_{nzдоб} = 0,05 \cdot 28 = 1,4;$$

$$U_{nzдоб} = 2,2 \cdot 17 = 37,4.$$

Выбираем автоматическое подзарядное устройство типа АРН-3.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1 Основные типы защит трансформатора

В качестве релейной защиты трансформатора на подстанции Промузел применим терминал «Сириус-Т».

Сириус-Т выполняет основные функции управления и контроля, необходимые для работы электрической сети, снижая таким образом потребность в использовании дополнительных реле.

Для того что бы силовой трансформатор и присоединения к нему в аварийных ситуациях не пришли в негодность существуют различного рода защиты:

- Продольная дифференциальная защита.

Область применения дифференциальной токовой защиты охватывает сам силовой трансформатор, окружающие его присоединения вплоть до измерителей токовой нагрузки. Нормальным режим работы трансформатора считается равномерное перераспределение нагрузки между всеми фазами, электрический ток в каждой из которых получается приблизительно одинаковым. Продольная дифференциальная защита осуществляет сравнение токовой нагрузки во всех фазах. Геометрическая сумма в них должна равняться нулю. В результате сравнения получается, что токовая составляющая отсутствует или слишком мала для реакции. При замыкании одной фазы или сразу между несколькими, токи в них перестанут компенсировать друг друга, и их сумма будет отличаться от нуля, сработает дифференциальная отсечка.

- Токовая отсечка.

Данный вид защиты применяется для отключения повреждения внутри трансформатора. Она размещается со стороны вводов защищаемого трансформатора с которых может быть подано напряжение. Особенностью ее применения является схема питания, которая используется в соответствующей линии. Для трехфазных цепей с изолированной нейтралью токовая отсечка

устанавливается в двух фазах. При использовании цепей с глухозаземленной нейтралью защита применяется в каждом фазном присоединении. При отключении трансформатора полностью отсутствует какая-либо выдержка времени.

- Газовая защита.

Газовое реле широко применяется в маслонаполненных трансформаторах. В нормальном режиме работы понижающие трансформаторы не воздействуют на жидкий диэлектрик, и масло пребывает в постоянном физическом состоянии. При возникновении межвитковых замыканий, контакта проводников со сталью или других ситуаций внутри бака горение дуги или разогрев металла приводит к локальному закипанию масла. Из-за этого происходит выделения газа, который поднимается в верхнюю часть емкости. Газовое реле устанавливается в соединительной трубе между расширителем и баком трансформатора.

- Релейная.

Для предотвращения повреждения трансформаторов применяется достаточно большое количество релейных защит. Одной из важных для масляных трансформаторов является реле контроля уровня масла. Этот вид предусматривает контроль за состоянием изоляционной среды. Конструктивно реле представляет собой поплавки с контактами, который удерживается выше контактов цепи срабатывания. Если аварийный режим приведет к утечке масла и последующему снижению оно ниже нормы произойдет отключение.

- Максимальная токовая защита (МТЗ).

МТЗ применяется для срабатывания в ответ на токи КЗ, расположенные в непосредственной близости к источнику. Сюда относятся повреждения на:

- 1) обмотках;
- 2) ближайшими шин подстанции;
- 3) окружающем оборудовании;

Основные варианты исполнения МТЗ:

- от внутренних и внешних КЗ;

- с комбинированным пуском по напряжению;
- с пуском по напряжению и фильтром напряжения обратной последовательности:

- обратной последовательности комбинированная с устройством против трехфазных КЗ.

Определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяем соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока k_1 и коэффициентов схемы $k_{сх}$ (таблица 7.1).

7.1.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты.

Для расчёта защит трансформатора необходимо узнать какие токи протекают при повреждении на стороне НН. Для этого необходимо привести ток КЗ НН к стороне ВН:

$$I_{\kappa}^{(3)ВН} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{K_T}; \tag{94}$$

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

K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора, который равен отношению ВН к НН.

В таблице 30 указаны токи КЗ необходимые для расчёта уставок.

Таблица 30 – токи КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Расчётная точка КЗ	Ток КЗ, кА
На стороне ВН (К1)	10,42
На стороне НН (К2)	25,6

Найдём ток трехфазного КЗ на шинах НН приведенный к стороне ВН трансформатора:

$$I_{\kappa}^{(3)НН} = \frac{25600 \cdot 6}{110} = 1396,4 \text{ А};$$

Сведем расчет общих параметров дифференциальной защиты в таблицу 31.
Таблица 31 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины, обозначение и расчётная формула	Результаты расчёта	
	Сторона 110 кВ	Сторона 6,3 кВ
1	2	3
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А $I_{ном.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125$	$I_{ном.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} = 1146$
Принятые к установке коэффициенты трансформации трансформаторов тока $k_1 \geq \frac{I_{ном}}{5}$	$\frac{200}{5}$	$\frac{1500}{5}$

1	2	3
<p>Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора</p> $I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_1}$	$\frac{125}{40} = 3,125$	$\frac{1146}{300} = 3,8$
Размах РПН, %	16,2	

Рассчитанные базисные токи сторон проверяются на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа в устройства. Для ТТ $I_{ном} = 5$ А, полученные значения базисных токов 3,2 и 4 попадают в указанный диапазон (1,01-10) А.

7.1.2 Дифференциальная отсечка

Отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоник, равному $5 \cdot \sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2,5 \cdot \frac{I_{диф}}{I_{ном}}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф}/I_{ном}$ равна 4, что соответствует $2,5 \cdot 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению $10/\sqrt{2} = 7$ или $12,8/1,4 = 9,1$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстройке отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна семи действующими значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \cdot 0,35 = 2,46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4 \times I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Существуют формулы для такой отстройки, учитывающие все три составляющие тока небаланса. Однако при небольших предельных кратностях отечественных трансформаторов тока амплитуда тока небаланса может достигать амплитуды максимального тока внешнего КЗ. В этих условиях рекомендуется выбирать уставку по условию:

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кзвн}; \quad (95)$$

где $K_{нб(1)}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{кзвн}$ – отношение тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора.

Если и на стороне ВН, и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $K_{нб(1)} = 0,7$. Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать $K_{нб(1)} = 1$.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 22,4 = 18,8 \geq 8,6.$$

Принимаем уставку 19.

7.1.3 Дифференциальная защита

Выбору подлежат:

$I_{\partial 1}/I_{ном}$ – базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ – коэффициент торможения;

$I_{T2}/I_{ном}$ – вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка $I_{\partial 1}/I_{ном}$ 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.

Коэффициент торможения должен обеспечить несрабатывающие ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0 $I_{ном}$). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Расчётный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трёх составляющих:

$$I_{мб.расч} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (96)$$

В первом слагаемом (обусловленным погрешностями трансформаторов тока):

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока; ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, если доля двигательной нагрузки менее 50 %.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30 процентов. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчётный следует принимать случай недействия подстройки и считать $\Delta U_{РПН}$ равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстройке от тока небаланса.

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

Для надёжной отстройки от тока небаланса, подсчитанного по (103), следует его умножить на коэффициент отстройки $K_{отс}$, который следует принимать равным 1,1 – 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток $I_{скв}$, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (97)$$

$$I_{диф} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04) \cdot 3,465 = 1,559$$

Коэффициент снижения тормозного тока рассчитывается по формуле:

$$K_{сн.т} = 1 - \sqrt{(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})} \quad (98)$$

$$K_{сн.т} = 1 - \sqrt{(2 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)} = 0,797;$$

Для надёжного несрабатывания реле, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т}}; \quad (99)$$

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)}{0,791} = 56,89;$$

Принимаем $K_{торм} = 57$.

Вторая точка излома тормозной характеристики

$I_T/I_{ном}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{ном} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{ном} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка $I_T/I_{ном} = 1,5-2$.

Принимаем $I_T/I_{ном} = 1,5$.

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

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{(I_{д1} / I_{ном}) \cdot 100}{K_{торм}}; \quad (100)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 100}{57} = 0,526 \leq 1,5.$$

При больших уставках $I_{д1}/I_{ном}$ следует убедиться, что первая точка не выходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{дг2}/I_{дг1}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15 %, принимаем значение $I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15$.

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ $I_{дг1}/I_{ном}$, а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправность в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:

$$I_{дз}/I_{ном} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ с.}$$

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Произведём расчёт контроля перегрузки и включения обдува трансформатора для стороны ВН.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной, А:

$$I_{с.з.пер.} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном}}{K_{\epsilon}}; \tag{101}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент остроты, принимаем 1,05;

κ_{ϕ} – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95.

$$I_{c.з.пер.ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{номВН}}{\kappa_{\phi}} ;$$

$$I_{c.з.пер.ВН} = 1,05 \cdot \frac{125}{0,95} = 138,16 ;$$

$$I_{c.р.пер.ВН} = \frac{I_{c.з.пер.ВН}}{K_1} \tag{102}$$

$$I_{c.р.пер.ВН} = \frac{138,16}{200/5} = 3,45 ;$$

Уставка на включение обдувов трансформатора принимается равной, А:

$$I_{c.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном} ; \tag{103}$$

$$I_{c.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot 125 = 122,5 ;$$

$$I_{c.р.обд.ВН} = \frac{I_{c.з.обд.ВН}}{K_1} \tag{104}$$

$$I_{c.р.обд.ВН} = \frac{122,5}{200/5} = 3,06 ;$$

Максимальная токовая защита трансформатора.

Повреждение, являющееся внешним по отношению к трансформатору, приводит к перегрузке, которая может вызвать повреждение трансформатора, если

повреждение в сети не устранено своевременно. Трансформатор можно изолировать от повреждения, прежде чем оно не привело к поломке, с помощью МТЗ.

Функцию МТЗ не следует путать с защитой от перегрузки, которая является основной защитой трансформатора и обычно использует реле с обратозависимой характеристикой выдержки времени, определяемой тепловым состоянием элементов трансформатора.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что её уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Произведём расчёт уставок для МТЗ ВН, МТЗ НН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлено рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{CЗ.ВН} = k_{отс} \cdot I_{ВН.мах} \quad (105)$$

$$I_{CЗ.ВН} = 1,2 \cdot 125 = 150 \text{ А};$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки.

Ток срабатывания реле будет равен:

$$I_{с.р.вн-1} = \frac{I_{сз.вн-1}}{K_1} \quad (106)$$

$$I_{с.р.вн-1} = \frac{150}{500/5} = 3,75 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot I_{K3.BH.min}}{I_{c.3.BH-1}} \quad (107)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot 10420}{150} = 62,2 \geq 1,5;$$

$$I_{C3.HH} = k_{отс} \cdot I_{HH.MAX} = 1,2 \cdot 1146 = 1375;$$

$$I_{C.P.HH-1} = \frac{I_{C3.HH-1}}{K_1} = \frac{1375}{1500/5} = 4,58;$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot I_{K3.HH.min}}{I_{c.3.HH-1}} = \frac{0,895 \cdot 26600}{1375} = 17,3 \geq 1,5;$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Расчёт уставок МТЗ ВН и МТЗ НН

Параметр	Обозначение	Значение	
		МТЗ-1 ВН	МТЗ НН
Ток срабатывания защиты	$I_{\text{сз}}$	150	1375
Ток срабатывания реле	$I_{\text{ср}}$	3,75	4,58
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	61,5	17,3

7.1.4 Газовая защита трансформатора и РПН

Защита, реагирующая на любые повреждения в трансформаторе вызывающие химическое разложение масла, получила название «газовой».

Газовая защита применяется в тех случаях, когда другие методы защиты не срабатывают, из-за малой величины тока короткого замыкания

Согласно ПУЭ газовая защита должна быть предусмотрена для:

- трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла (ПУЭ- 7 глава 3.2.53.).

Принцип газовой защиты заключается, при неполадках трансформатора начинается газообразование, что в свою очередь дает команду на газовую защиту о принятии мер по устранению данной неполадки, если процесс газообразования протекает медленно, то газовая защита предупреждает персонал подстанции о неполадках с трансформатором, но, если процесс образования газа скоротечный, тогда оборудование помимо ого что предупреждает персонал, еще и отключает трансформатор в целях защиты [9].

Важно заметить, что по своему принципу действия газовая защита многогранна. Она реагирует не только на образование газов, но и на наличие в трансформаторе атмосферного воздуха, на движение или толчки масла внутри кожуха, а также на механические повреждения, которые могут возникать из-за вибрации корпуса агрегата.

Для того чтобы избежать ложного срабатывания газовой защиты и ненужного отключения трансформатора, нижний поплавков газового реле чаще всего

выставляют так, чтобы он реагировал на скорость движения масла в пределах от 50 до 160 см/с.

Среди основных преимуществ газовой защиты трансформатора можно выделить следующие пункты:

- простота устройства данной защиты, а также высокая чувствительность реле.

- количество времени, которое необходимо защите для принятия решения, очень мало. Присутствует возможность выбора между сигналом и отключением, в зависимости от информации о повреждении внутри объекта.

- именно газовая защита считается наиболее чувствительной при защите обмоток трансформатора, а также при замыкании его витков.

Кроме сказанного, можно добавить, что все трансформаторы, мощность которых 1 000 кВт и более, поставляются уже с наличием данного типа защиты. Однако есть небольшой минус, который заключается в том, что газовая защита никак не реагирует на повреждения выводов агрегата, а потому должна комплектоваться второй защитой от внутренних неполадок. К примеру, в трансформаторах малой мощности, такой системой защиты стали МТЗ и токовые отсечки[9]. На рисунке 11 изображено газовое реле трансформатора.



Рисунок 16 – Газовое реле трансформатора

7.2 Защита ЛЭП 110 кВ АТЭЦ-Промузел

В соответствии с ПУЭ [25], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

В данной ВКР будет рассмотрен расчет для электромеханической панели защит линии.

В качестве основных защит линий на электромеханической базе рассмотрим:

- трёхступенчатую ДЗ на базе комплексов реле КРС;
- трёхступенчатую ТЗНП на базе комплектов токовых реле РТ-40;
- МТЗ на базе реле тока РТ-40.

7.2.1 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные

токовые реле типа РТ-40, различные комплектные защиты, выполненные на их базе, или измерительные органы тока современных защит [9].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока, протекающего по линии [9].

$I_{p.макс} = 269 \text{ А}$ – определён из расчётов режимов сети, приведённых на с. 31.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{c.з.МТЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сз}}{k_{в}} \cdot I_{p.макс}; \quad (108)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,8} \cdot 269 = 874,3 \text{ А};$$

$$K_u = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з.}} \quad (109)$$

$$K_u = \frac{9100}{874,3} = 10,4$$

Ток срабатывания реле:

$$i_{c.р.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТТ}}; \quad (110)$$

$$i_{c.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 874,3 \cdot 5}{150} = 50,48 \text{ А};$$

Выдержка времени первой ступени $t_1 = 0$ с, $\Delta t = 0,5$ с.

Коэффициент чувствительности получился больше 1,3, следовательно, данную защиту можно принять в качестве основной.

7.2.2 Дистанционная защита линии

Дистанционные защиты это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты (ДЗ). Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$Z_l = \sqrt{(R_{лЭП}^2 + X_{ЭП}^2)}; \quad (111)$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$Z_{с.з}^I = k_3 \cdot Z_l; \quad (112)$$

$$Z_{с.з}^I = 0,85 \cdot 2,996 = 2,521 \text{ Ом};$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором ПС Промузел:

$$Z_{с.з.}^{II} = k_3 \cdot \left(Z_{ЛЭП} + j \frac{(1-\Delta U)^2}{k_{ТОК}} \times X_T \right); \quad (113)$$

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,78 \cdot \left[2,966 + j \frac{(1-0,16)^2}{3656/3293} \cdot 142,2 \right] = [2,313 + j90,4] = 90,43 \text{ Ом};$$

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5\text{с}$) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м.}^I + \Delta t; \quad (114)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\check{u}}^{II} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л}}; \quad (115)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{90,43}{2,966} = 30,49 \geq 1,25;$$

Так как условие выполняется, то дальнейшее резервирование обеспечивается.

7.2.3 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

- Для точки К1:

$$3I_0^{K1} = 0,626 \text{ кА};$$

$$3I_0^{K2} = 1,878 \text{ кА}.$$

По наибольшему из полученных значений тока $3I_0$ определяют ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{\text{ТЗНП}}^I = K_{\text{зан}} \cdot 3I_0^{K1}; \quad (116)$$

$$I_{ТЗНП}^I = 1,1 \cdot 1888 = 2076,8 \text{ А};$$

Выдержка времени первой степени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} ; \quad (117)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с};$$

Вторая степень ТЗНП выбирается по условию:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{ТЗНП}^{II} = K_{отс} \cdot I_{БНТ}; \quad (118)$$

$$I_{ТЗНП}^{II} = 1,1 \cdot 7 \cdot 50,2 = 386,5 \text{ А};$$

Время срабатывания 2 степени выбирается по условию селективности с согласуемыми степенями защит:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + \Delta t; \quad (119)$$

$$t_{сз}^{II} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с};$$

Чувствительность 2 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования в максимальном режиме:

$$k_{ч}^{II} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{II}}; \quad (120)$$

$$k_{ч}^{II} = \frac{1878}{386,5} = 4,86 \geq 1,5;$$

Коэффициент чувствительности достаточен.

Ток срабатывания 3 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{ПЕР} \cdot k_{НБ} \cdot I_{кз.тр}^{(3)}; \quad (121)$$

где $I_{кз.тр}$ – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 643,81 = 83,69 \text{ А};$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми степенями защит.

$$t_{сз}^{III} = t_{согл} + \Delta t; \quad (122)$$

$$t_{c3}^{III} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования в минимальном режиме:

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0.с3}^{III}}; \tag{123}$$

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{143}{83,69} = 1,7 \geq 1,5;$$

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения подстанции «Промузел», по расчётным данным необходима замена старого оборудования на ПС «Промузел», в частности силовых трансформаторов, ОРУ 110 кВ и КРУ 6 кВ. Также в данной ВКР затрагивается вопрос о реконструкции ЛЭП в системе электроснабжения ПС «Промузел». Необходим демонтаж старых линий электропередач в транзите 110 кВ на участках Артёмовская ТЭЦ – ПС Промузел – ПС Спутник – ПС Чайка – ПС Волна, и фактически строительство новых, протяженностью 45,9 км, выполненных проводом марки АС 240/39.

Поскольку высоковольтное оборудование подстанции и линии электропередач представляют собой объекты повышенной опасности, то требуется досконально изучить следующие вопросы БЖД:

- обеспечение безопасности рабочего персонала при проведении строительно-монтажных работ на подстанции, монтаже и дальнейших ремонтов линий 110 кВ;

- экологичность, т.е. влияние электрического оборудования подстанции и ЛЭП на окружающую среду;

- чрезвычайные ситуации.

8.1 Безопасность

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3- 03.285-2002/.

На месте проведения ремонтных работ на ЛЭП, на провода должно быть наложено заземление. Перед этой процедурой необходимо убедиться в том, что на линии снято напряжение. С помощью изолирующей штанги будет осуществляться накладывание и закрепление, а также снятие заземляющих проводов.

Все работы со стальными тросами должны осуществляться строго в защитных рукавицах.

Бесперебойность работы ЛЭП гарантируется производством профилактических мероприятий, задачей коих считается обнаружение в срок образующихся поломок с тем, дабы они не вызывали повреждения и выход линий электропередач из строя.

К профилактическим мерам относятся:

- низовые осмотры ЛЭП;
- верховые осмотры ЛЭП;
- специальные внеплановые осмотры, оные проводятся в случаях, когда на проводах образуется гололед, в случаях паводка и ураганов, при возникновении пожаров вблизи прохождения трассы, после аварийных отключений ЛЭП, а также при успешном АПВ.

- измерение сопротивления заземлений опор;

- проверка габаритов проводов.

Данные, которые накапливаются в результате осмотра, ревизии и измерения, заносят в специальный журнал и на основании этих данных организуют план ремонтов.

Работники электромонтажной организации, проводящие установку электроаппаратуры должны проходить медицинский осмотр.

Также перед началом проведения строительно-монтажных работ требуется провести с работниками инструктаж по ТБ и особым условиям работы [13].

По завершению инструктажа, человек, проводящий его, делает запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте».

Рабочему персоналу, находящемуся в состоянии алкогольного опьянения, а также посторонним лицам недопустимо присутствовать на объекте стройки.

Не допускать к работе лиц, находящихся без защитных касок, и иных средств индивидуальной защиты.

В соответствии с санитарными нормами, работников на монтажной площадке необходимо обеспечить достаточным количеством питьевой воды.

Также, согласно санитарным требованиям, строительно-монтажные площадки должны быть оснащены туалетами.

На месте проведения работ по монтажу воздушной линии 110 кВ, требуется обязательная установка ограждений, вывешивание предупредительных плакатов, назначать дежурных. В тёмное время суток монтажная площадка должна быть хорошо освещена.

Строительство воздушных линий вблизи тех, которые находятся под напряжением, следует выполнять с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их обязательного заземления.

Если работы на ЛЭП планируется проводить без снятия напряжения, то возможно допускать к работе лишь тех лиц, которые имеют группу допуска не ниже четвёртой.

Безопасность при реконструкции ПС «Промузел».

Оперативная блокировка в РУ 35 кВ и более требуется для исключения:

- включения выключателей, разъединителей и отделителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на шинах, не отделённую разъединителями от ошиновки, которая находится под напряжением;
- включения и отключения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом

разъединителя и приспособление необходимое для запираания заземляющих ножей замками, при отключенном положении.

Действующие ЭУ оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими, в соответствии с ТБ, заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения ПЗ.

В местах, где стационарные заземляющие ножи не могут быть применены по конструктивным соображениям, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводов

Проектируемое распределительное устройство 110 кВ должно быть ограждено забором высотой не менее двух метров, дабы исключить момент опасного приближения к токоведущим частям оборудования.

Вход на территорию ОРУ оснащён калиткой самозакрывающейся.

Минимальная высота, на которой расположены токоведущие части относительно земли, согласно ПУЭ, составляет 3,6 м. Высота подвеса ошиновки составляет 6 м для безопасного перемещения обслуживающего персонала на ОРУ 110 кВ.

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и иные указатели, характеризующие состояние электрооборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для доступа и подхода к ним, и наблюдения без снятия напряжения.

Для отбора проб масла: расстояние от уровня поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или должен быть установлен соответствующий приямок [12].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в

соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [12].

Для обеспечения защиты работников от возможного соприкосновения с токоведущими частями электрических аппаратов, которые могут быть под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на подстанции «Промузел» в данной ВКР была спроектирована сетка защитного заземления.

ОРУ 110 кВ защищается стержневыми молниеотводами в целях защиты от грозовых перенапряжений. Была разработана молниезащита подстанции и составлен расчёт грозоупорности ОРУ 110 кВ. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путём присоединения их к заземлителю ПС.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей РУ.

8.1.1 Определение параметров контура заземления

Заземляющий контур играет огромную роль для безопасной работы на подстанции. Для исключения случаев поражения человека электрическим током, на ПС необходимо установить контур заземления.

Абсолютно все металлические части электроаппаратуры, которая может оказаться под напряжением в случае дефекта изоляции, должны быть обязательно заземлены. Заземление данного типа называется защитным, поскольку защищает рабочий персонал на территории ПС от опасных контактных напряжений.

В качестве защиты оборудования от повреждений при ударах молнии служит молниезащита, осуществляемая с помощью ограничителей перенапряжений, ограничителей перенапряжений, искровых разрядников, штыревых и кабельных разрядников, которые подключены к заземляющим переключателям. Это заземление называется молниезащитой.

Заземление на подстанции выполняется в виде сетки из горизонтальных и вертикальных электродов. Заземляющее устройство, которое выполняется с

соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, согласно ПУЭ.

В расчёте защитного заземления требуется определить количество электродов для их установки, размеры, также необходимо проверить по всем критериям надёжности и стойкости ко всем видам разрушений. Контур сетки заземления будем располагать не менее 1,5 м от электроустановки, дабы человек мог находиться в зоне защитного заземления, если произойдёт случай соприкосновения с высоковольтным оборудованием [11].

Площадь, занимаемая заземлителем, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (124)$$

где А и В – ширина и длина территории, на которой располагается заземлитель, м.

$$S = (124 + 2 \cdot 1,5) \cdot (50 + 2 \cdot 1,5) = 6731 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр прутков, используемых в качестве горизонтальных и вертикальных электродов равным 15 мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2 \quad (125)$$

где R – радиус вертикальных и горизонтальных электродов, мм.

$$F_{м.п} = 3,142 \cdot 7,5^2 = 176,7 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (126)$$

где $T = 0,3$ сек – время срабатывания релейной защиты при его отключении;
 $\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{10420^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 62,3 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}); \quad (127)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k ;$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты, взятые из справочника, обусловленные особенностями грунта и используемые при вычислении с учётом малой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0056 \cdot \ln^3 240 + 0,0022 \cdot \ln^2 240 + (-0,0107) \cdot \ln 240 + 0,0403 = 0,97 ;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,142 \cdot 0,97 \cdot (15 + 0,97) = 48,6 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно проходить по условию:

$$F_{\text{м.н}} \geq F_{\text{min}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{м.с}}; \quad (128)$$

$$176,7 \geq F_{\text{min}} = 110,9.$$

По условию, выбранный диаметр прутков проходит проверку, поэтому выбираем пруток диаметром 15 мм. Расстояние между электродами в сетке берём равное $l_{n-n} = 6 \text{ м}$.

Тогда длина электродов в сетке будет равна:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (129)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}} = 2244 \text{ м}.$$

Определяем число ячеек по следующей формуле:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (130)$$

где \sqrt{S} – сторона квадратичной модели территории ПС.

$$m = \frac{2244}{2 \cdot \sqrt{6731}} - 1 = 12,7.$$

Число ячеек округляем в большую сторону и получаем $m = 13$.

Длина стороны ячейки:

$$l = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (131)$$

$$l = \frac{\sqrt{6731}}{13} = 6,3 \text{ м.}$$

Определим длину горизонтальных полос в принятой модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (132)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{6731} \cdot (13+1) = 2297 \text{ м.}$$

Рассчитаем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (133)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 6 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{6731}}{6} = 54,7$$

Принимаем $n_g = 55$.

Произведём расчёт стационарного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e + l_e} \right); \quad (134)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $\frac{l_e}{\sqrt{S}}$;

$$\frac{l_e}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{6731}} = 0,06, \text{ следовательно, } A = 0,06.$$

По заданному составу грунта используя [23] определим удельное сопротивление каждого слоя:

- для водоносных песков.

$$\rho_{\text{экв1}} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- для скального грунта:

$$\rho_{\text{экв2}} = 18,5 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$R_1 = 50 \cdot \left(\frac{0,061}{82} + \frac{1}{2244 + 55 + 5} \right) = 0,057 \text{ Ом};$$

$$R_2 = 18,5 \cdot \left(\frac{0,061}{82} + \frac{1}{2244 + 55 + 5} \right) = 0,02 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (135)$$

где I_m – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{6731}}{(50 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,87;$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{6731}}{(18,5 + 320) \cdot (50 + 45)}} = 1,99.$$

Определяем импульсное сопротивление каждого слоя грунта, которое должно соответствовать условию:

$$R_{u\Sigma} = R_i \cdot \alpha_{ui} \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (136)$$

$$R_{u1} = 0,057 \cdot 1,87 = 0,107 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,02 \cdot 1,99 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$R_{u\Sigma} = R_{u1} + R_{u2} = 0,107 + 0,04 = 0,2 \leq 0,5$$

Найденное значение проходит по условию, и является меньше чем указанное в ПУЭ [25].

8.1.2 Расчёт молниезащиты ПС «Промузел»

Одно из самых нежелательных и опасных явлений для подстанции является удар молнии в электрооборудование. По итогу, попадание молнии может привести

к нарушению работы электроустановки, либо же вообще вывести установку из строя. Для исключения вышеописанных рисков, на подстанции необходимо устанавливать молниеотводы.

Главная задача молниеотвода принять на себя удар молнии и результирующий электрический ток направить в землю и там его погасить. Как правило, молниеотводы устанавливаются опорах линейных порталов, но также возможно устанавливать молниеотвод отдельно стоящий, либо на крышу здания, и прожекторных мачтах.

В случае, если молниеприёмник располагается на изолированных опорах, то под ним необходимо прокладывать токоотвод в виде троса. Заземлитель молниеотвода исполнен в виде сложной конструкции, соединяется с заземлителем в нескольких местах и служит для стекания тока молнии в землю.

Благодаря тому, что молния поражает наиболее высокие и хорошо заземлённые металлические конструкции, то защищаемые сооружения, находящиеся по высоте сильно ниже молниеотводов, практически не будут поражаться молнией, при условии нахождения внутри зоны защиты молниеотвода.

У молниеотвода есть некая зона защиты, представляющая собой окружность, объекты, которые находятся в пределах данной окружности защищены от ударов молнии. Чем ближе к центру окружности молниеотвода находится защищаемый объект, тем меньше вероятность попадания в него молнии.

Существует два типа зон защиты на объектов от попаданий молнии:

Тип зоны А гарантирует непопадание молнии по электрооборудованию с точностью 99,5 % (надёжность не менее 0,995);

Тип зоны Б гарантирует непопадание молнии по электрооборудованию с точностью 95 % (надёжность не менее 0,95).

Дабы защитить сооружение от прямого удара молнии, требуется применять стержневые молниеотводы.

Расчёт молниезащиты следует начинать с определения числа ударов молнии в год по защищаемому объекту при отсутствии молниезащиты. В качестве защищаемого объекта выступает ОРУ 110 кВ подстанции «Промузел».

Приблизительное число ударов молнии незащищённого объекта, с учётом того, что на ПС не установлена молниезащита определяется по следующей формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6}; \quad (137)$$

где A, B – соответственно длина и ширина защищаемого объекта, м;

h_x – наибольшая высота защищаемого сооружения (линейного портала), м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 40 до 60 ч, следовательно, $n = 2$. Отсюда.

$$N = 0,06 \cdot 2 \cdot (124 + 10 \cdot 11) \cdot (50 + 10 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,053.$$

Так как полученное значение меньше единицы, то используем тип зоны защиты Б.

Далее произведём расчёт параметров защиты молниеотводов. Высоту молниеприёмника принимаем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, которая составляет 19 метров [23].

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot h; \quad (138)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19 = 17,48 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (139)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 17,48 = 26,22 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого сооружения (линейный портал 11 метров высотой):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right); \quad (140)$$

где $h_{эф}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 26,22 \cdot \left(1 - \frac{11}{17,48} \right) = 9,72 \text{ м.}$$

Остальные параметры защиты определяются попарно для всех молниеотводов. Поскольку они все считаются по аналогии, приведём пример расчёта для молниеотводов 1-2. Расчёт остальных комбинаций молниеотводов представлен в приложении Б.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h); \quad (140)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 17,48 - 0,14 \cdot (25 - 19) = 16,64 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равняется r_0 .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}; \quad (141)$$

$$r_{cx} = 26,22 \cdot \frac{16,64 - 11}{16,64} = 8,9 \text{ м.}$$

8.2 Экологичность

В процессе строительства и эксплуатации все без исключения объекты энергетики оказывают весомое воздействие на окружающую среду, поэтому стоит учесть все факторы возможного влияния.

Источниками шума могут быть как станции и подстанции, так и линии электропередач. В настоящее время, в связи со строительством и эксплуатацией новых объектов, часто приходится решать вопрос борьбы с шумом, издаваемым подстанциями, близко расположенных к жилой застройке.

8.2.1 Акустический шум

Реконструируемая подстанция «Промузел» расположена в крупном промышленном узле посёлка Трудовое. ПС находится в непосредственной близости от жилых домов на расстоянии приблизительно равным 100 м.

Географическое положение ПС представлено на рисунке 12.



Рисунок 12 – месторасположение ПС «Промузел» относительно жилой застройки (выделенное расстояние составляет 100 м)

Проведём вычисление минимального расстояния от ПС до жилой зоны, где должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму от двухтрансформаторной ПС.

Таблица 32 – Характерные шумы для трансформаторов с различными системами охлаждения

№ п/п	Трансформатор	Характерные шумы по природе возникновения
1	2	3
1	С естественной циркуляцией масла и воздуха	ЭМ

1	2	3
2	С принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	ЭМ, аэродинамический шум
3	С принудительной циркуляцией воздуха и масла	ЭМ, аэродинамический, гидродинамический
4	С принудительной циркуляцией воды и масла	ЭМ, гидродинамический

Для расчёта шума, создаваемым трансформаторами, потребуются исходные данные по установленным на ПС трансформаторах.

Таблица 33 – Исходные данные

Кол-во трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха, пансионатов

По санитарным нормам [21] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток (23⁰⁰-7⁰⁰):

$$L_A = 45 \text{ дБА.}$$

Определим шумовые характеристики шума [2].

Корректированный уровень звуковой мощности каждого трансформатора:

$$L_{WA} = 89 \text{ дБА.}$$

Найдём минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

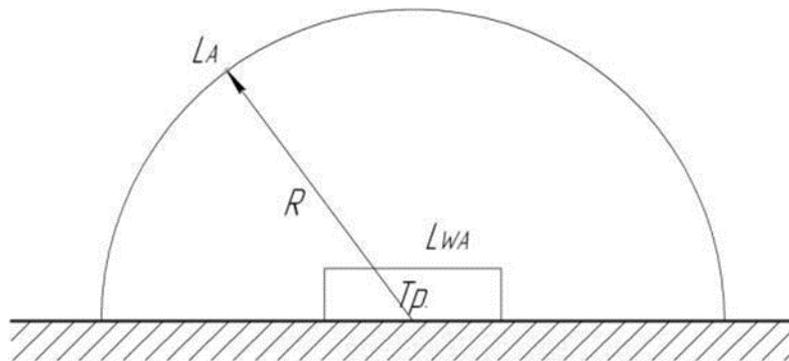


Рисунок 13 – Излучение шума трансформатором.

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение [22]:

$$L_{WA} = L_A + 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}; \quad (142)$$

где S – площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

Пусть на ПС расположены два ТРДН и они расположены относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 14.

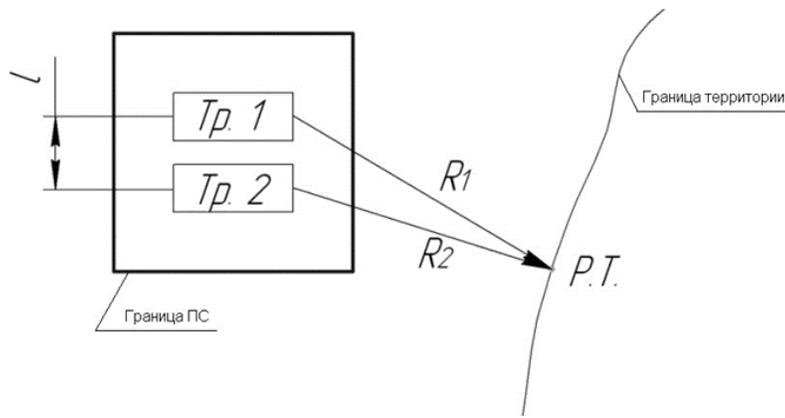


Рисунок 14 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки необходимо принять следующие допущения:

1) поскольку расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$, то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [22]:

$$L_{W\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{W_i}} ; \quad (143)$$

$$L_{W\Sigma} = 92 \text{ дБА};$$

где N – количество источников шума (ТРДН);

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

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{LA}$. Тогда $R = R_{min}$ [22].

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Разрешив уравнение относительно R_{min} получаем минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{(L_{WAS} - DY_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (144)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{(92-45)}}{2 \cdot 3,14}} = \sqrt{\frac{10^{4,7}}{6,28}} = 89 \text{ м.}$$

Делаем вывод, что любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. Так как подстанция находится дальше этого расстояния ($100 \geq 89 \text{ м}$), то все требования по шуму исходя из санитарных норм выполнены.

8.2.2 Загрязнение среды трансформаторным маслом

На проектируемой ПС «Промузел» установлены два трансформатора марки ТРДН 25000/110-УХЛ1. Параметры трансформатора данной марки приведены в таблице 34.

Таблица 34 – Параметры ТРДН 25000/110-УХЛ1.

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТРДН 25000/110	25	52	15	5400	5900	4600

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Промузел» по паспортным данным имеют полную массу 52 т. Масса масла в трансформаторе составляет 15 т, а его объем вычисляется по выражению:

$$V = \frac{m}{\rho_M}; \quad (145)$$

где $\rho_M = 880 \text{ кг/м}^3$ плотность трансформаторного масла.

$$V = \frac{15}{0,88} = 17 \text{ м}^3.$$

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью 0,2 л/с·м². Определим, сколько воды расходуется за этот период (30мин = 1800сек):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ м}^3;$$

Учитывая габариты ТРДН 25000/110 , определим площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S^{\wedge} = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (146)$$

$$S^{\wedge} = 2 \cdot [(5,4 \cdot 4,6) + (5,4 \cdot 5,9)] = 113,4 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение:

$$V^{\wedge} = 113,4 \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 32,7 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и масла, можно вычислить полный объём маслоприёмника:

$$V = V^{\wedge} + V ; \quad (147)$$

$$V = 32,7 + 17 = 49,7 \text{ м}^3$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L \cdot B = 8,9 \cdot 7,6 = 67,64 \text{ м}^2$$

где $L = 5,9 + (1,5 \cdot 2) = 8,9 \text{ м}$ – длина трансформатора с учётом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 5,9 \text{ м}$ – длина трансформатора;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ – размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50 тонн [16].

$B = B + \Delta = 4,6 + (1,5 \cdot 2) = 7,6 \text{ м}$ – ширина трансформатора с учётом выступов за габариты единичного оборудования;

$B = 4,6 \text{ м}$ – ширина трансформатора.

Принимаем для трансформатора ТРДН 25000/110 прямоугольный незаглубленный маслоприемник ёмкостью 17 м³ с установкой металлической обрешётки на него, поверх которой насыпан щебень или гравий с толщиной слоя 0,25 м.

Зная, что высота трансформатора составляет 5,4 м, определим площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = H_{\text{тр}} \cdot 2 \cdot (A + B) = 5,4 \cdot (5,9 + 4,6) = 113,4; \quad (148)$$

Рассчитаем объём воздушного зазора:

$$V_{\text{вз}} = S_{\text{мл}} \cdot h_{\text{вз}} = 67,6 \cdot 0,05 = 3,4 \text{ м}^3 \quad (149)$$

где $h_{\text{вз}}$ – высота воздушного зазора, равная 0,05 м.

Определяем объем слоя гравия:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{мл}} \cdot h_{\text{гр}} = 67,6 \cdot 0,25 = 16,9 \text{ м}^3$$

где $h_{\text{гр}}$ – высота слоя гравия, равная 0,25 м.

Определим глубину маслоприёмника:

$$H_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{МП}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\text{вз}} + h_{\text{гр}} = \frac{49,7}{67,6} + 0,05 + 0,25 = 1,04 \text{ м}. \quad (150)$$

На постоянной основе, должен проводиться контроль уровня масла в вводах, профилактические осмотры, как минимум раз в сутки с постоянным персоналом, а без него – не реже одного раза в месяц.

Отвод земли под ВЛ 110 кВ на участках Артёмовская ТЭЦ-Промузел-Спутник-Чайка-Волна осуществляется согласно [18].

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 110 кВ определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 м от проекции опоры на поверхность земли, поскольку трасса реконструируемой ВЛ проходит по участкам сельхоз назначения. Площади участков под установку опор ВЛ определяются исходя из надобности монтажа опоры в земле, размера и типа исполнения опор несущей способности грунтов и необходимости обустройства площади опоры ВЛ, дабы обеспечить её безопасную эксплуатацию.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность отвечает за обеспечение защищённости персонала и сбережение материальных ценностей производства на каждом шаге его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Ведущими средствами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [13].

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение вероятности возникновения пожара. Предотвращение пожара добивается: устранением возникновения горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; контролем температуры горючей среды ниже предельно допустимой; контролем в горючей среде давления ниже предельно допустимого и иными мерами.

Система противопожарной защиты включает в себя комплекс организационных и технических средств, направленных на исключение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него [13].

Противопожарная защита достигается: максимально возможным применением негорючих и тяжелогорючих веществ и материалов взамен пожароопасных, а также уменьшением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией опасной среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов [13].

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [13].

Переносные огнетушители размещают на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечить доступ к нему беспрепятственно. Огнетушители должны пройти проверку и всегда быть готовы к использованию технически.

Пожарная безопасность при пользовании ВЛ 110 кВ определяется в соответствии с «Правилами пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий» [11].

На ВЛ необходимо проводить регулярные осмотры, как запланированные, так и внеочередные. Осматривать ВЛ по всей длине необходимо не реже 1 раза в год. При аварийных ситуациях, после КЗ на линии и повторном её включении, при образовании гололеда на проводах, после сильных стихийных бедствий, природных катаклизмов должны проводиться внеочередные осмотры ВЛ.

При осмотре ВЛ, необходимо убедиться, что по всей её длине отсутствуют посторонние предметы, например стоги сена, штабели леса, деревья, у которых есть риск обрушиться и задеть линию электропередач.

Если в ходе осмотров ВЛ обнаружены какие-либо дефекты, то о них в незамедлительном порядке требуется заносить записи в специальных журналах или в ведомости дефектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция системы внешнего электроснабжения подстанции Промузел напряжением 110/6 кВ в Советском района города Владивосток Приморского края» были решены следующие задачи, связанные с реконструкцией.

Выполнен анализ и расчёт нормальных, послеаварийных режимов электрической сети 110 кВ с учётом перспективных нагрузок в районе проектирования. По результатам расчёта доказан факт перегрузки трансформаторов, а также перегрузки ВЛЭП 110 кВ в послеаварийном режиме.

Были посчитаны и проверены на послеаварийный режим сечения новых линий электропередач, которые отвечают всем требованиям надёжного и бесперебойного электроснабжения.

Определена мощность и количество силовых трансформаторов.

Произведён расчёт токов КЗ на шинах 110 кВ и 6 кВ подстанции Промузел. По результатам данных расчётов подобрано высоковольтное оборудование РУ ВН и РУ НН.

Всё принятое к замене оборудование соответствует климатогеографическим условиям установки, также имеет повышенный уровень прочности к влиянию токов короткого замыкания, что говорит о том, что оборудование останется работоспособным в режиме послеаварийном.

Ключевым фактором является решение вопроса о защитном заземлении и мониезащиты подстанции. Поскольку от этого будет зависеть безопасность обслуживающего персонала. Рассчитано устройство защитного заземление с учётом напряжения прикосновения, а также молниезащита подстанции.

На заключительном этапе ВКР были затронуты вопросы техники безопасности для рабочего персонала, а также вопросы охраны окружающей среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Из-во НЦ ЭНАС, 2001.
2. Неклепаев, Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
3. Неуймин, В.Г. Программный комплекс «RastrWin». Руководство пользователя/В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, А.С. Александров, А.А. Багрянев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М. : Энерго- атом- издат, 2006.
5. Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: у. пособие – Благовещенск : Амурс- ский гос. ун-т, 2002 – 62 с.
6. РД 34.51.101-90 инструкция по выбору изоляции электроустановок/Под ред.Е.А.Соломоник.- М.:Изд-во НИИПТ, 1990.
7. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие/И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .
8. Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии. Утверждён приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

9. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Учебное пособие/под ред. А.М. Ершов. – М.: Издательский центр ЮурГУ, 2015.
10. РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.
12. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздание, 2002. - 330 с.
13. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
14. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт.
16. РД 153-34.-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений». – Введ. 12.07.2001. – СПб.: Издательство ПЭИПК. – 185 с.
17. Электротехнический справочник: В 4т. Т.1. Электротехнические изделия и устройства../Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.- М.:МЭИ, 2003.
18. Каталог измерительных трансформаторов СВЭЛ. [Электронный ресурс]. URL: <https://svel.ru/catalog/izmeritelnye-transformatory/transformatory-toka/>

19. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчётах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. Ун-т, 1999. – 238 с.
20. СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжение 0,38-750 кВ».
21. СН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
22. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям/сост. А.Б. Булагаков. – Благовещенск: изд-во Амгу, 2014. – 101 с.
23. Карякин Р.Н. - Справочник по молниезащите М.: Энергосервис, 2005. – 880 с. – ISBN 5-900835-81-2.
24. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
25. Правила устройства электроустановок. – М.: НИЦ ЭНАС, 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчёта электрических режимов в электрической сети без учёта реконструкции ВЛ 110 кВ в районе проектирования

Нормальный режим

№	S	Тип	N_учн	N_зон	N_гп	Имя	R	X	B	Ктр	N_днд	БД...	P_учн	Q_учн	Na	I_max	I_загр.	φ	dQ	S_учн	S_зон
1		ЛЭП	1	2		ПС Волно - Чайка (ПС Сиданка)	1,70	3,90	-24,9				-6	-24	287			0,42	0,86	45,8+123,8	45,4+123,3
2		ЛЭП	2	3		Чайка (ПС Сиданка) - ...	1,76	2,63	-18,4				-8	-24	129			0,09	0,13	7,8+123,8	7,7+123,9
3		ЛЭП	3	4		Спутник - Промysel	1,60	2,94	-17,7				23	-17	145			0,10	0,18	22,8+116,5	22,9+116,6
4		ЛЭП	4	5		Промysel - АТЭЦ	6,78	9,60	-59,9				52	-9	269			1,47	2,07	51,5+38,7	53+37,4

выбрано 4 записи из 4

№	S	Тип	Номер	Название	U_учн	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_дд	Q_нп	Q_мак	V_ш	V	Delta	Тер...
1		База	1	ПС Волно	110					45,8	33,8	115,0				115,00		
2		Нагр	2	Чайка (ПС Сиданка)	110			37,6	9,5							113,29	-0,45	
3		Нагр	3	Спутник	110			30,5	7,4							112,61	-0,35	
4		Нагр	4	Промysel	110			28,7	7,9							112,56	0,03	
5		Ген	5	АТЭЦ	110					53,0	-7,4	115,0	-10,0	15,0		115,00	2,49	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Послеаварийный режим в случае отключения участка АТЭЦ-Промузел

Файлы | Расчеты | Открыть | Окна | Помощь | Ссылки

11:37:32 09/06/2021

Узлы | Ветви

№	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	Y_зд	Q_min	Q_max	B_жк	Y	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>	База	1	ПС Волна	110					98,8	27,8	115,0				115,00		
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	Чайка (с ПС Саданка)	110			37,6	9,5							112,72	-1,32	
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	Спутник	110			30,5	7,4							111,42	-1,91	
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	Промузел	110			28,7	7,9							110,83	-2,19	
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Ген	5	АТЭЦ	110					53,0	-7,4	115,0	-10,0	15,0			2,49	

выбрано 5 записей из 5

Конструктор фильтра...

Узлы | Ветви

№	S	Тип	N_леч	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	КтР	N_леча	БД...	P_леча	Q_леча	Na	I_max	I_загр.	dP	dQ	Q_леча	Q_кон	
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС Волна - Чайка (с ПС С...	1,70	3,50	-24,9				-99	-28	516			1,35	2,79	98,8+227,8	97,4+3...	
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3			Чайка (с ПС Саданка) - ...	1,76	2,63	-18,4				-60	-16	317			0,53	0,79	59,8+215,8	59,3+3...	
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4			Спутник - Промузел	1,60	2,54	-17,7				-29	-8	155			0,11	0,18	28,8+77,8	28,7+3...	
4	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5			Промузел - АТЭЦ	6,78	9,60	-59,9													

выбрано 4 записей из 4

Конструктор фильтра...

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Послеаварийный режим в случае отключения участка Волна-Чайка

Файлы | Расчеты | Открыть | Окна | Помощь | Ссылки

11:38:33 09:06:2021

Узлы | Детали

№	Тип	Номер	Название	U_зон	N_...	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_ли	Q_min	Q_max	B_ли	V	Delta	Тер...
1	Ген	1	ПС Волна	110												
2	Нерг	2	Чайка (ПС Саданка)	110		37,6	9,5	45,8	33,8	115,0	-1 000,0	1 000,0		103,95	-2,26	
3	Нерг	3	Опучек	110		30,5	7,4							104,82	-1,83	
4	Нерг	4	Пронувел	110		28,7	7,9							106,28	-1,08	
5	База	5	АТЭС	110				103,3	33,3	115,0				115,00	2,49	

выбрано 5 записей из 5

Файлы | Расчеты | Открыть | Окна | Помощь | Ссылки

11:38:59 09:06:2021

Узлы | Детали

№	Тип	N_нн	N_кон	N_л	...	Название	R	X	В	КТ/Р	N_нн	Вд...	P_нн	Q_нн	Na	I max	I зарг.	d ^в	d ^д	S_нн	S_кон	
1	ЛЭП	1	2			ПС Волна - Чайка (ПС С...	1,70	3,30	-24,9							215		0,24	0,37	37,6+39,5	37,6+39...	
2	ЛЭП	2	3			Чайка (ПС Саданка) - ...	1,76	2,83	-28,4				38	10		386		0,72	1,14	68+117,1	68,7+31...	
3	ЛЭП	3	4			Опучек - Пронувел	1,60	2,54	-17,7				68	17		346		6,06	8,58	97,2+125,7	103,3+...	
4	ЛЭП	4	5			Пронувел - АТЭС	6,78	9,60	-59,9				97	26		346						

выбрано 4 записей из 4

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчёта электрических режимов в электрической сети с учётом реконструкции ВЛ 110 кВ в районе проектирования

Нормальный режим

№	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_мин	Q_макс	В_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>	База	1	ПС Волна	110				69,6	15,9	115,0				115,00	-0,57	
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	Чайка (с ПС Саданка)	110		33,8	9,0							113,89	-1,61	
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	Спутник	110		30,5	7,4							113,59	-2,01	
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	Пронзель	110		28,7	7,9							113,51	-2,07	
5	<input type="checkbox"/>	Ген	5	АТЭС	110				24,0	9,0	115,0	100,0			115,00	-1,07	

выбрано 5 записей из 5

№	S	Тип	N_уч	N_кон	N_л	...	Название	R	X	B	Кур	N_уч	БД...	Р_уч	Q_уч	Na	I_max	I_сер.
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС Волна - Чайка (с ПС С...	1,02	3,64	-23,8				-70	-16		299	
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3			Чайка (с ПС Саданка) - ...	0,74	2,65	-17,4				-35	-6		182	
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4			Спутник - Пронзель	1,20	2,60	-16,6				-5	2		26	
4	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5			Пронзель - АТЭС	3,00	10,70	-70,0				24	9		130	

выбрано 4 записей из 4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Послеаварийный режим в случае отключения участка АТЭЦ-Промузел

O	S	Тип	Номер	Название	U_дон	N...	Район	P_n	Q_n	P_г	Q_г	V_за	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>	База	1	ПС Волна	110					94,0	27,5	110,0				110,00	-0,57	
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	Чайка (с ПС Седанка)	110			33,8	9,0							108,25	-2,08	
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	Спутник	110			30,5	7,4							107,49	-2,79	
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	Промузел	110			28,7	7,9							107,11	-3,13	
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Ген	5	АТЭЦ	110					95,1	32,8	110,0		100,0				-1,05

выбрано 5 записей из 5

O	S	Тип	N_днч	N_дон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kтjр	N_шч	ES_...	P_шч	Q_шч	Na	I max	I зар.
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2			ПС Волна - Чайка (с ПС Седанка)	1,02	3,64	-23,8				-94	-27		491	
2	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3			Чайка (с ПС Седанка) - Спутник	0,70	2,60	-17,5				-59	-16		314	
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4			Спутник - Промузел	0,70	2,60	-17,5				-29	-8		153	
4	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5			Промузел - АТЭЦ	3,00	10,70	-70,0								

выбрано 4 записей из 4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Послеаварийный режим в случае отключения участка Волна-Чайка

Скриншоты программного обеспечения, отображающие данные в табличном виде.

Таблица 1 (верхняя):

	О	S	Тип	N_уч	N_кон	N_п	И...	Название	R	X	В	КГР	N_вн	БД...	P_мн	Q_мн	Nв	I_max	I_зар.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС Волна - Чайка (с ПС С...	1,02	3,64	-23,8								
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Чайка (с ПС Саданка) - ...	0,70	2,60	-17,5				34	9		195	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			Спутник - Пронзель	0,70	2,60	-17,5				64	16		367	
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Пронзель - АТЭЦ	3,00	10,70	-70,0				93	25		529	

Выбрано 4 записей из 4

Таблица 2 (нижняя):

	О	S	Тип	Номер	Название	U_мн	N...	Р_м	Q_м	P_г	Q_г	V_да	Q_мн	Q_max	В_ш	V	Delta	Тер...	
1	<input type="checkbox"/>		Ген	1	ПС Волна	110				94,0	27,1	110,0		100,0				-0,57	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Чайка (с ПС Саданка)	110		33,8	9,0							103,20		-6,88	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Спутник	110		30,5	7,4							103,65		-6,45	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Пронзель	110		28,7	7,9							104,51		-5,63	
5	<input type="checkbox"/>		База	5	АТЭЦ	110				95,1	32,8	110,0				110,00		-1,05	

Выбрано 5 записей из 5

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Защита от прямых ударов молнии подстанции Промузел

Расстояние между молниеотводами 2 и 3:

$$L_{23} = 21 \text{ м.}$$

Расчёт для пары молниеотводов 2,3:

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L_{23} - h)$$

$$h_{cx} = 17,48 - 0,14 \cdot (21 - 19) = 17,2 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равняется r_0

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}$$

$$r_{cx} = 26,22 \cdot \frac{17,2 - 11}{17,2} = 9,45 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4:

$$L_{34} = 20 \text{ м.}$$

Расчёт для пары молниеотводов 2,3:

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L_{34} - h)$$

$$h_{cx} = 17,48 - 0,14 \cdot (20 - 19) = 17,34$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равняется r_0

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = 26,22 \cdot \frac{17,34 - 11}{17,34} = 9,6 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 5:

$$L_{15} = 30 \text{ м}$$

Расчёт для пары молниеотводов 1,5:

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{c0} = r_0 \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{15} - 2 \cdot h)}{h} \right) = 22,4 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx} = 17,48 - 0,14 \cdot (30 - 19) = 15,94 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$r_{cx} = 26,22 \cdot \frac{15,94 - 11}{15,94} = 8,13 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами 8 и 9:

$$L_{89} = 30 \text{ м}$$

Высота молниеотвода, расположенного на мачте:

$$h_m = 19 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h_m = 17,48 \text{ м}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h_m = 26,22 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx} = 17,48 - 0,14 \cdot (30 - 19) = 15,94 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = 26,22 \cdot \frac{15,94 - 11}{15,94} = 8,13 \text{ м}$$

Поскольку расстановка молниеотводов симметрична, то зоны защиты между остальными порталами принимаются по тем, что рассчитаны выше.