


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

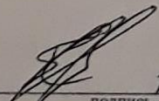
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 18 » 06 2019 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Новобурейский
Бурейского района Амурской области в связи с изменением схемы питающих
сетей


Исполнитель
студент группы 542 - узб

 11.06.2019
подпись, дата В.В. Костарев

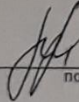
Руководитель
доцент

 14.06.2019.
подпись, дата П.П. Проценко

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

 11.06.2019
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


подпись, дата Ю.В. Мясоедов

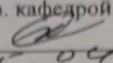
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


05.04 Н.В. Савина
2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Костарева Владимира Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Новобурейский Бурейского района Амурской области в связи с изменением схемы питающих сетей
(утверждена приказом от 04.04.19 № 359-У/П)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019 г.


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений п. Новобурейский, схемы ПС Бурейск, ПС Перевалбаза, нагрузка по контрольным замерам.


4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика п. Новобурейский, расчет электрических нагрузок 0,4 и 6 кВ, разработка системы электроснабжения по 6 кВ, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, реконструкция ПС Перевалбаза, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 40 таблиц, программный продукт Mathcad.

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2019 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Полина Павловна,
доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 150 с., 22 рисунка, 40 таблиц, 24 использованных источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАГРУЗКА, НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТЕЛЕМЕХАНИКА, НАДЕЖНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы - проектирование системы электроснабжения поселка Новобурейский, для надёжного и качественного электроснабжения потребителей. Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи: расчет электрических нагрузок по 6 кВ, перевод части потребителей на питание от ПС Перевалбаза, модернизация количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, замена сечения провода по 6 кВ, расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определение надёжности работы ТП, расчет молниезащиты ПС Перевалбаза, выполнение расчета релейной защиты и автоматики. Рассмотрение вопросов безопасности и экологичности на ПС Перевалбаза.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	5
Введение	8
1 Характеристика поселка новобурейский	10
1.1 Географическая и климатическая характеристика	10
п. новобурейский	10
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии	11
1.3 Характеристика центров питания	12
1.4 Состояние электрических сетей п. Новобурейский	14
2 Реконструкция системы внешнего электроснабжения	18
2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ	19
2.2 Выбор схемы конфигурации сети	21
2.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП	23
2.4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ	26
2.5 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ	29
2.6 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической	31
сети	31
3 Расчет режима 6 кВ с переводом части нагрузки на	34
ПС Перевалбаза	34
4 Реконструкция ПС Перевалбаза	37
4.1 Прогнозирование нагрузки на ПС Перевалбаза	37
4.2 Компенсация реактивной мощности	41
4.3 Выбор трансформаторов на ПС Перевалбаза	41
5 Расчет токов короткого замыкания	43
5.1 Расчёт токов КЗ в сети 35 и 6 кВ	43
5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	48
5.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания	53
5.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	53

6	Выбор и проверка оборудования на ПС Перевалбаза	56
6.1	Выбор и проверка выключателей 35 кВ	56
6.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	60
6.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	63
6.5	Выбор комплектных распределительных устройств	65
6.6	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	66
6.7	Выбор реклоузера на линии 6 кВ	68
6.8	Выбор трансформатора тока	69
6.9	Выбор трансформатора напряжения	72
6.10	Выбор жестких шин	73
6.11	Выбор опорных изоляторов	75
6.12	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП	76
6.13	Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ	78
6.14	Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП	79
7	Молниезащита и заземление пс перевалбаза	81
7.1	Заземление ПС Перевалбаза	81
7.2	Защита от прямых ударов молнии	85
7.3	Выбор ограничителей перенапряжения	88
8	Оценка надежности сети после реконструкции	92
9	Релейная защита и автоматика	100
9.1	Выбор системы оперативного тока	100
9.2	Виды и типы релейной защиты	101
9.3	Релейная защита питающей линии	104
9.4	Защита трансформатора 35/6 кВ	104
9.5	Защита линий 6 кВ	114
9.6	Автоматика	117
10	Безопасность и экологичность	122
10.1	Безопасность	122

10.2 Экологичность	129
10.3 Чрезвычайные ситуации	136
Заключение	146
Библиографический список	147

ВВЕДЕНИЕ

Предоставление надежного и качественного электроснабжения потребителям является приоритетной задачей электроснабжающих организаций. Система электроснабжения должна обеспечивать:

- уровень надежности электроснабжения, согласованный с потребителем;
- нормированное качество электрической энергии;
- гибкость к растущим электрическим нагрузкам;
- адекватные реалиям средства автоматизации и систем учета электрической энергии, а также технологического обслуживания;
- электрическую и экологическую безопасность.

Система электроснабжения – постоянно развивающаяся система. Для нее характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

Значительная часть элементов распределительной сети поселка Новобурейский введено в эксплуатацию более 30 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов электрической сети выработали свой нормативный ресурс, что привело к увеличению числа отказов оборудования и снижению надежности электроснабжения потребителей. Так же необходимо отметить, что за счет увеличения нагрузки потребителей, существующие линии находятся в перегруженном состоянии. За счет чего увеличивается потери в сетях 6 кВ, увеличивается количество аварийных отключений, а так же сокращения срока службы эксплуатации. Реконструкция данных объектов по новым требованиям, с применением современного оборудования, поможет решить многие вопросы, связанные с эксплуатацией сети.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка и проведение мероприятий направленных на увеличение надёжности

электроснабжения потребителей, уменьшение потерь электроэнергии, и снижение затрат на эксплуатацию электрической сети. В связи с этим в настоящей работе поставлены следующие задачи:

- Разработка схемы внешнего электроснабжения;
- Замена воздушных линий со сталеалюминевым проводом, на самонесущий изолированный провод;
- Замена старых трансформаторных подстанций на современные комплектные трансформаторные подстанции;
- Замена деревянных опор на железобетонные, так как, степень износа деревянных опор достаточно высока;
- Модернизация оборудования на стороне 35 и 6 кВ питающей подстанций ПС Перевалбаза, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Помимо вышесказанного, необходимо рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью проекта.

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА НОВОБУРЕЙСКИЙ

1.1 Географическая и климатическая характеристика

п. Новобурейский

Поселок Новобурейский расположен в восточной части Амурской области в 170 км к юго-востоку от Благовещенска, с правой стороны автодороги «Амур» и разделён на три части железной дорогой (Транссиб и Райчихинская ветка). Станция Новобурейский Забайкальской железной дороги. По западной окраине посёлка протекает река Тюкан (правый приток Буреи). Расстояние до административного центра Бурейского района пос. Новобурейский около 5 км (в восточном направлении).

Территория Бурейского района относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом.

Климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры. В холодное время года здесь господствуют воздушные массы,.

Летом преобладают ветры, которые приносят основное количество годовых осадков.

В годовом ходе температура воздуха изменяется от минимальных температур в январе до максимальных в июле, а также с севера на юг. Средняя температура января (- 29,70 С), июля (+20,40 С). Годовое количество осадков составляет примерно 500 мм.

Территория Бурейского района располагается в умеренных широтах, где в течение года, в связи с изменением высоты солнца над горизонтом, изменяется продолжительность дня, а, следовательно, и поступление солнечной радиации. На приход солнечной радиации влияет состояние атмосферы: чем больше повторяемость ясных дней, тем больше приток солнечной энергии. Высота

местности и ориентация склонов также сказываются на распределении и величине радиации.

Район по пляске проводов – с умеренной пляской проводов.

Район по гололеду – третий, толщина стенки эквивалентного гололеда 20 мм.

Район по ветру – третий, скорость ветра 32 м/с.

Региональные коэффициенты приняты:

– региональный коэффициент на ветровую нагрузку – 1,2;

– региональный коэффициент на гололедную нагрузку – 1,2.

Район по количеству грозových часов в году – от 40 до 60 часов.

Район по степени загрязнения атмосферы – обычные полевые загрязнения

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии

Численность населения п. Новобурейский по данным на 1.01.18 г. составляет 6946 человек.

На территории поселка действуют одна школа. Общая численность учащихся в общеобразовательных школах на 1 сентября 2018 года составляет 432 человека.

На территории поселка действуют три лечебно - профилактических учреждения здравоохранения - больница, детская и взрослая поликлиника.

Экономическая направленность в п. Новобурейский это деревообрабатывающая промышленность. Нижнебурейская ГЭС, бурейский крановый завод.

К электроприемникам I категории по ВСН 97-83 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции, канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска, тяговые подстанции, системы централизованного электроснабжения, городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВ·А и т. п.

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропище-приготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с числом работающих 50-2000 чел., детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВ·А и др.

Для приемников III категории, к которым относятся все остальные электроприемники, допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не свыше одних суток.

Доля потребителей первой и второй категории по надежности составляет 30-40% от общей нагрузки города. Частичное, а тем более полное погашение систем электроснабжения таких потребителей имеет серьезные социально-экономические последствия.

1.3 Характеристика центров питания

Электроснабжение основной части п. Новобурейский осуществляется от ПС 110/35/6 кВ Бурейск. В нормальном режиме ПС 110/35/6 кВ Бурейск питаются по двум линиям 110 кВ от Райчихинской ГРЭС 220/110/35/6 кВ. Резервное питание осуществляется по ВЛ 35 кВ ПС 220/35/10 кВ Завитая.

Райчихинская ГРЭС – энергетическое предприятие Амурской области, находится в поселке Прогресс. Основное оборудование станции: 2 котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф ст. № 3 и ст. № 4, 4 котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9, турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7. Топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения. Распределительное устройство на 220 и 110 кВ выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство

35 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». На рисунке 1 представлена упрощённая схема.

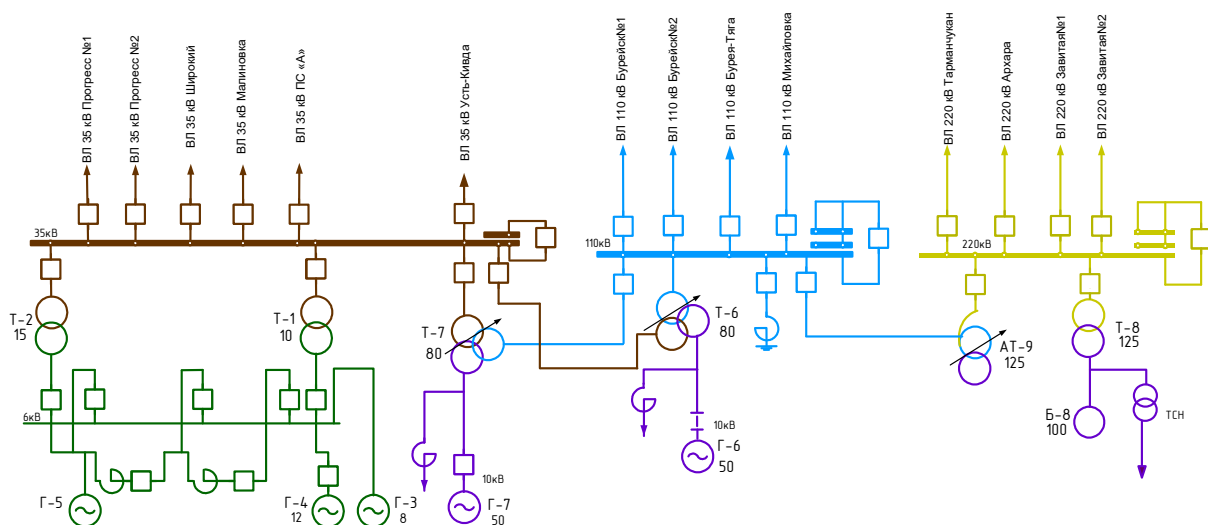


Рисунок 1 - Упрощенная схема Райчихинской ГРЭС

ПС Завитая является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Амурской области. Распределительное устройство на 220 кВ ПС Завитая выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин». На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН -40000/220/35/10 кВ. Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин». На рисунке 2 представлена упрощенная схема.

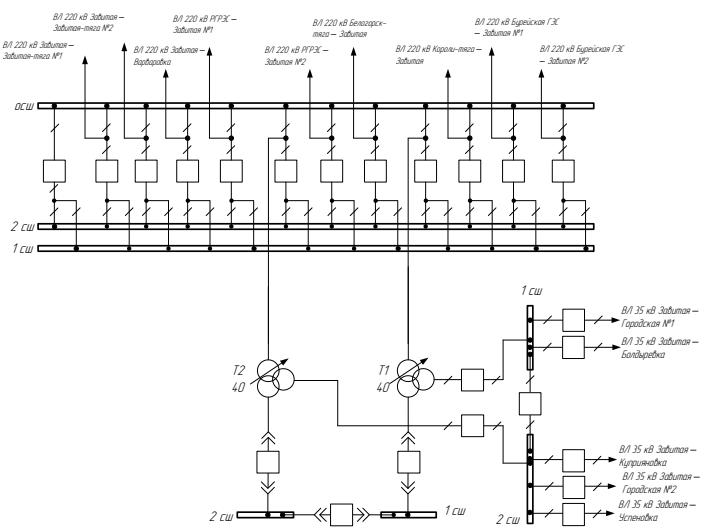


Рисунок 2 - Упрощенная схема ПС Завитая

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Завитая согласно данным зимнего контрольного замера 19.12.2018 г. составляет 52% и 47% .

Распределительное устройство 110 кВ ПС Бурейск выполнено по схеме: «Две рабочие и обходная системы шин». Распределительное устройство 35 и 6 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных и два линейных присоединения. На подстанции установлено 2 трехобмоточных трансформатора типа ТДТН – 16000 110/35/6.

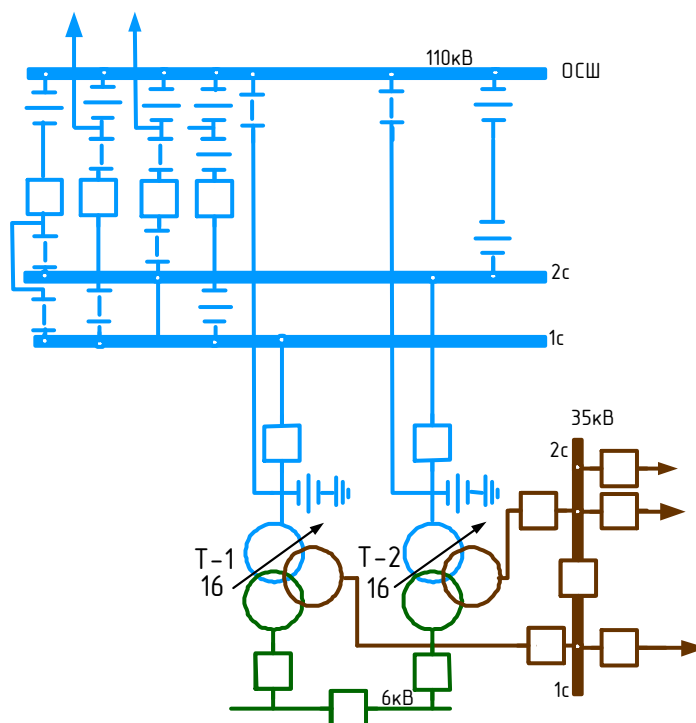


Рисунок 3 – Упрощенная схема ПС Бурейск

Загрузка трансформаторов Т1 и Т2 на ПС Бурейск согласно данным зимнего контрольного замера 19.12.2018 г. составляет Т1 - 46% и Т2 - 32%.

1.4 Состояние электрических сетей п. Новобурейский

В данной бакалаврской работе рассматривается реконструкция электроснабжения п. Новобурейский с питанием от ПС Бурейск по ф.23 и ф.30. Распределительная сеть 6 кВ в основном выполнена проводом АС-35, АС-50,

АС-70, что обуславливает наименьшую надежность данных сетей при сравнении с сетями выполненными проводом СИП.

Сеть, выполненная неизолированными (голыми) проводами имеет ряд недостатков:

- случайные прикосновения людьми, животными и механизмами (частенько воздушную линию, находящуюся под рабочим напряжением задевает грузоподъемная техника);

- опасность при обрыве проводов в плане поражения электрическим током;

- гололед и налипание снега;

- необходимость в периодической обрезке веток деревьев от перекрытия ими линии.

Анализируя три последних года контрольные замеры, на ПС Бурейск Ф-23, Ф-30 наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение в представлении в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность тока ВЛ 6 кВ

Наименование ВЛ		Максимал. плотность тока, А/мм ²			Экономическая плотность тока, А/мм ²
		2016	2017	2018	
ПС Бурейск	23	2.84	2.91	2.36	1,3
ПС Бурейск	30	2.6	2.71	2.56	

Значительная часть элементов распределительной сети п. Новобурейский введено в эксплуатацию более 30 лет назад, при этом темпы модернизации энергооборудования ниже темпов его естественного старения. Из-за этого большинство объектов выработали свой нормативный ресурс, что привело к

увеличению числа отказов и снижению надежности электроснабжения потребителей.

Фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации являются: грозовая активность, атмосферная и грунтовая коррозия, циклоны, пожары, подтопления и другие внешние воздействия. Приведем данные по аварийности с 2016-2018 год по фидерам 6 кВ ПС Бурейск.

Таблица 2– Данные по аварийности по присоединениям ПС Бурейск

Присоединение по 6 кВ	Количество откл.			Недоотпуск, тыс. кВт·час			Общее время простоя потребителя, час:мин		
	2016г.	2017г.	2018г.	2016г.	2017г.	2018г.	2016г.	2017г.	2018г.
Сумма:	10	12	14	3,12	5,96	9,56	06:40	08:15	30:26

Как видно из приведенной выше таблицы количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается.

Конфигурация распределительной сети 6 кВ выполнена лучевой сетью, которая представлена на рисунке 1.

Недостатками представленной сети является в первую очередь что Ф-23, Ф-30 ПС Бурейск перегружены и при отключении Ф-25, Ф-22 ПС Бурейск по одноцепной линии обеспечивает ненадежное электроснабжение ТП питающих потребителей II категории. К таким ТП относятся ТП 58; ТП 16; ТП 21, ТП 95; ТП 81, ТП 89, ТП 68, ТП 43. Данные ТП являются однитрансформаторными, при этом получают питание от одного ответвления от магистральной линии. В случае повреждения трансформатора либо ответвления, потребители 2 категории будут обесточены, что недопустимо для данной категории потребителей согласно ПУЭ. Для таких ТП необходима реконструкция сети с целью резервирования линии, непосредственно питающую данную ТП, а также установка 2 трансформатора.

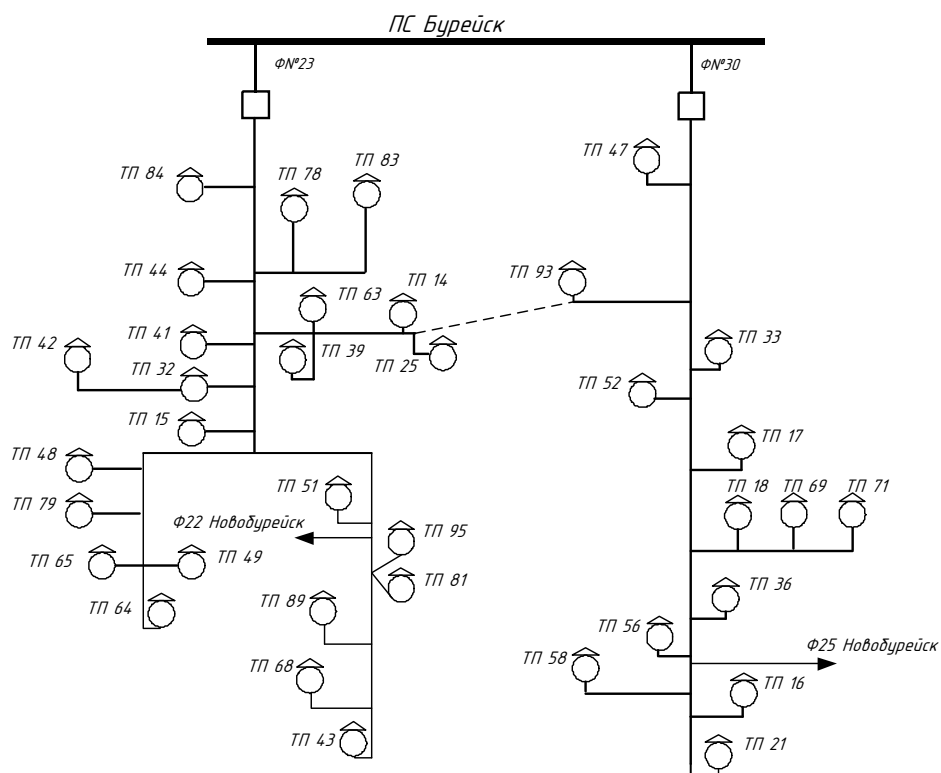


Рисунок 4 – Принципиальная схема распределительной сети 6 кВ

Из вышесказанного следует, что необходима реконструкция распределительной электрической сети п. Новобурейский, это установка кольцевых разъединителей в точках разрыва существующих ВЛ 6 кВ Ф №30 (опора №50) и Ф №23 (опора №48) ПС 110 кВ «Бурейск» и на участке ВЛ 6 кВ от опоры №1 проектирование ЛЭП до опоры №69 существующей ВЛ 6 кВ Ф №30 ПС Бурейск, с целью повышения уровня надежности электроснабжения потребителей и разгрузки Ф-23 и Ф-30 на ПС Бурейск.

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для рационального выбора системы электроснабжения необходимо определить расчетные нагрузки, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях определяется величиной и характером электрических нагрузок. Нагрузки по ТП возьмем из контрольного замера 19.12.2018.

Расчетные мощности для ТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные мощности ТП

ТП	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	2	3	4
ТП 84	ТП 84	72	28.69
ТП 78	ТП 78	115	45.90
ТП 83	ТП 83	72	28.69
ТП 44	ТП 44	115	45.90
ТП 39	ТП 39	72	28.69
ТП 63	ТП 63	46	18.36
ТП 25	ТП 25	72	28.69
ТП 14	ТП 14	72	28.69
ТП 41	ТП 41	52	20.65
ТП 32	ТП 32	46	18.36
ТП 42	ТП 42	115	45.90
ТП 15	ТП 15	115	45.90
ТП 48	ТП 48	72	28.69
ТП 79	ТП 79	46	18.36
ТП 65	ТП 65	115	45.90
ТП 49	ТП 49	46	18.36
ТП 64	ТП 64	115	45.90
ТП 51	ТП 51	72	28.69
ТП 95	ТП 95	151.21	60.23
ТП 81	ТП 81	143.2	57.3
ТП 89	ТП 89	352.6	141.1
ТП 68	ТП 68	115	45.90
ТП 43	ТП 43	515,23	206,1
ТП 47	ТП 47	60	24.13
ТП 93	ТП 93	60	24.13

1	2	3	4
ТП 33	ТП 33	151	60.32
ТП 52	ТП 52	94	37.70
ТП 17	ТП 17	151	60.32
ТП 18	ТП 18	151	60.32
ТП 69	ТП 69	151	60.32
ТП 71	ТП 71	151	60.32
ТП 36	ТП 36	238	95.01
ТП 56	ТП 56	151	60.32
ТП 58	ТП 58	211	84.45
ТП 16	ТП 16	151	60.32
ТП 21	ТП 21	151	60.32

2.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 6/0,4 кВ

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80 %, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Необходима замена устаревших ТП на новые ТП. Количество силовых трансформаторов планируемых к установке в первую очередь определяется категорией потребителей по надёжности электроснабжения.

Рассмотрим выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ТП, которым необходима реконструкция. Как правило, в системах электроснабжения применяются одно и двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные ТП 6/0,4 кВ применяются при питании нагрузок, допускающих перерыв электроснабжения на время не более одних суток, необходимых для ремонта или замены поврежденного элемента (питание электроприемников III категории), а также для питания электроприемников II категории, при условии резервирования мощности по перемычкам на вторичном напряжении или при наличии складского резерва трансформаторов.

Так как электроприемники рассматриваемого района относятся к II и III категории надежности электроснабжения, то реконструкцию сети будем производить с использованием двух и однострансформаторных ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{pm} = \frac{S_p}{K_3 \cdot n}, \quad (1)$$

где K_3 – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3=0,7$, а для однострансформаторных подстанций $K_3=0,85$.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot n}, \quad (2)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_p}{S_T^{ном} \cdot (n-1)}, \quad (3)$$

Допустимая перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме составляет 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП 68.

$$S_{pm} = \frac{123,58}{0,7 \cdot 2} = 88,3 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ-100/6: $S_T^{ном} = 100$ кВА,

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{норм} = \frac{123,58}{100 \cdot 2} = 0,618,$$

$$K_3^{n/ae} = \frac{123,58}{100} = 1,24 .$$

Производим аналогичный расчет для остальных ТП. Данные ТП и результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные и расчетные данные для проверки трансформаторов

ТП	Существующие трансформаторы	Устанавливаемые трансформаторы	S_p^{norm} , кВА	K_3^{norm}	$K_3^{n/ae}$
ТП 58	1×ТМ-560	2×ТМ-400	283,6	0,57	1,12
ТП 16	1×ТМ-400	2×ТМ-250	210,3	0,69	1,12
ТП 21	1×ТМ-400	2×ТМ-250	265,3	0,64	1,22
ТП 95	1×ТМ-63	2×ТМ-100	109,63	0,58	1,11
ТП 81	1×ТМ-63	2×ТМ-100	103,6	0,53	1,03
ТП 89	1×ТМ-250	2×ТМ-100	256,36	0,56	1,12
ТП 43	1×ТМ-250	2×ТМ-400	369,7	0,56	0,89

2.2 Выбор схемы конфигурации сети

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Учитывая недостатки существующей электрической сети 6 кВ, рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

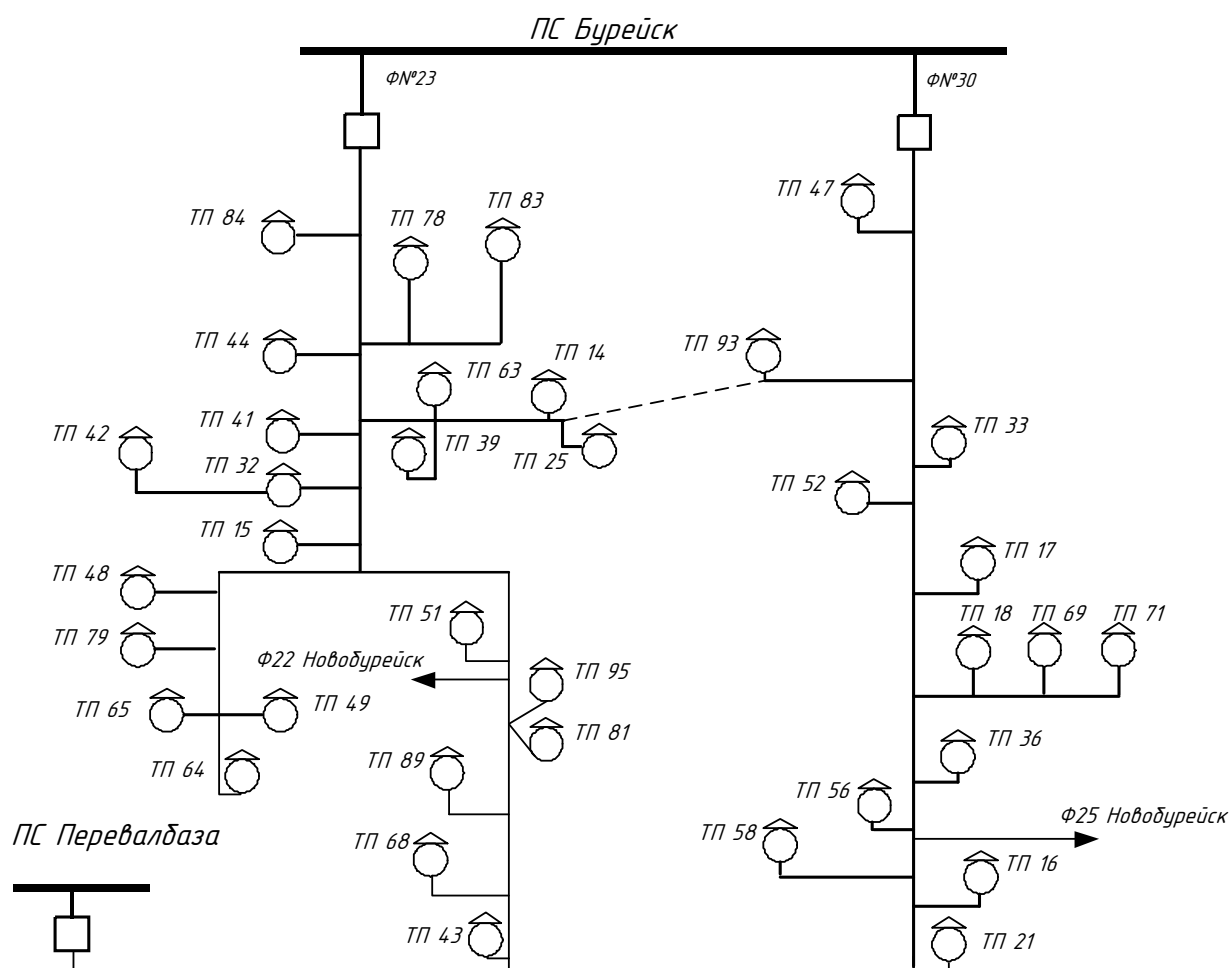


Рисунок 5 – 1 Вариант конфигурации сети

Первый вариант реконструкции электрической сети предусматривает строительство двухцепной линии 6 кВ от ПС Перевал база с резервной ячейки №1 на Ф-23 ПС Бурейск (опора 72) и на Ф-30 (опора 69) и установкой реклоузера. Дополнительное резервирование необходимо для разгрузки Ф-23 и Ф-30, а также для надежного электроснабжение потребителей II категории. При такой схеме все ТП имеют возможность получать электроэнергию от двух источников питания. При этом потребители III категории надежности будут обесточены в только в случае повреждения ВЛ непосредственно на отпайке возле ТП.

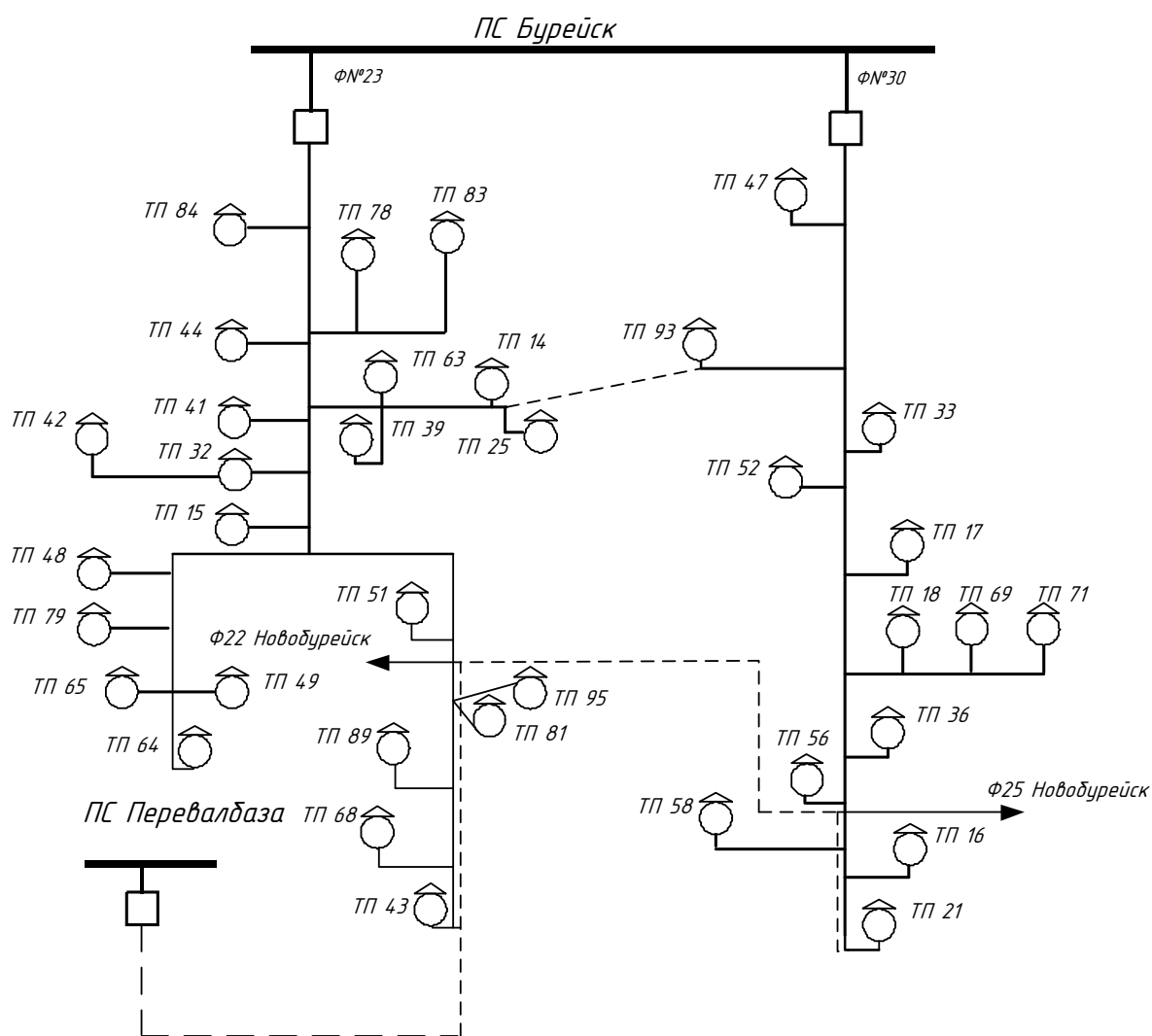


Рисунок 6 – 2 Вариант конфигурации сети

Во втором варианте реконструкции электрической сети рассматривается строительство линии 6 кВ от резервной ячейки ПС Перевал база, с установкой реклоузера. применение двухлучевой схемы электроснабжения потребителей II категории надежности.

Для выбора оптимального варианта реконструкции электрической сети произведем технико-экономическое сравнение данных вариантов

2.3 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП,

присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [14, таб. 2.4.1].

Для определения электрических нагрузок сетей 6 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода это потери в магнитной системе трансформатора зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Сведем в таблицу 5 марки выбранных трансформаторов и их параметры.

Таблица 5- Параметры выбранных трансформаторов 6/0,4кВ

Марка	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{к\%}$, %	I_{xx} , %
ТМ - 400/10	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ - 250/10	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ - 100/10	0,49	1,97	4,5	2,6

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (4)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{трном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{трном}}{100}, \quad (5)$$

где $S_{ТП}$ – полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} – потери активной мощности на холостом ходу

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{трном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 95:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 0,49 + \frac{1}{2} \cdot 1,97 \cdot (134/100)^2 = 1,63 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{4,5 \cdot 134^2}{100 \cdot 100} + \frac{1}{2} \frac{2,6 \cdot 100}{100} = 9,65 \text{ кВар}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{mn} = \sqrt{(P_{p.ТП} + \Delta P_m)^2 + (Q_{p.ТП} + \Delta Q_m)^2}, \quad (6)$$

$$S_{mn} = \sqrt{(151,21 + 1,63)^2 + (60,23 + 9,65)^2} = 168,1 \text{ кВА}$$

Расчитанные полные мощности трансформаторных подстанций приведенные к высокой стороне представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВар	$S_{ТП}$, кВА
1	2	3	4
ТП 84	0,31	1,97	80,23
ТП 78	1,33	6,61	136,25
ТП 83	0,84	4,95	81,63
ТП 44	1,87	9,79	136,45
ТП 39	0,84	4,95	82,45
ТП 63	1,8	9,79	68,98
ТП 25	0,84	4,95	85,63
ТП 14	0,84	4,38	83,26
ТП 41	1,88	7,83	69,87
ТП 32	1,87	9,79	56,98
ТП 42	3,11	13,94	136,59
ТП 15	2,1	6,61	134,51
ТП 48	2,3	5,27	85,14
ТП 79	1,87	15,27	56,36
ТП 65	2,03	9,79	136,23
ТП 49	5,84	5,27	61,23
ТП 64	1,87	4,95	138,98

1	2	3	4
ТП 51	1,82	9,79	84,3
ТП 95	1,63	9,65	168,1
ТП 81	1,82	7,69	156,31
ТП 89	1,82	9,62	361,23
ТП 68	1,82	9,62	130,26
ТП 43	1,82	9,62	589,6
ТП 47	1,82	9,62	70,36
ТП 93	1,82	9,62	71,56
ТП 33	1,93	9,45	173,56
ТП 52	2,1	8,96	110,23
ТП 17	1,71	7,96	172,36
ТП 18	1,81	9,45	174,56
ТП 69	1,96	9,01	171,32
ТП 71	2,1	8,96	266,36
ТП 36	1,85	7,56	168,95
ТП 56	1,71	7,96	171,23
ТП 58	2,1	8,96	231,56
ТП 16	1,85	7,56	171,36
ТП 21	1,71	7,96	170,56

2.4 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ

Выбор пропускной способности линий производится по экономическим и техническим требованиям на основании установленного распределения суммарной нагрузки. При расчёте сети учитываются нормальные и послеаварийные режимы работы. Сечение линии выбирают по экономической плотности тока, по нагреву, по расчётному длительно допустимому току.

Рассмотрим реконструкцию сети 6 кВ с заменой АС на самонесущий изолированный провод СИП. Преимущества провода СИП по сравнению с неизолированными проводами следующие:

- возможность сооружения линии электропередач без вырубки просек;
- возможность совместной подвески на опорах с телефонной линией;
- возможность использования действующих опор и опор меньшей высоты для новых линий;

– сокращение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, сокращение объемов аварийно-восстановительных работ;

– практическая невозможность короткого замыкания между фазами и нулевым проводом или на землю;

– меньший вес и большая длительность налипания снега, повышенная надежность в зонах интенсивного гололедообразования;

– безопасность работ вблизи линий с СИП;

– снижение падения напряжения вследствие малого реактивного сопротивления – 0,1 Ом/км (0,35 Ом/км – голый провод);

– возможность совместной прокладки на одних опорах ВЛ с СИП до 1 кВ и ВЛ 6-10 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии для первого варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 23.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (7)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Полная мощность протекающая по линии определяется суммированием полных мощностей ТП приведенные к высокой стороне получающих питание от данной линии.

$$S_{p.\phi 23} = 1820 \text{ кВА} \quad (8)$$

$$I_{p\phi 23} = \frac{1820}{6 \cdot \sqrt{3}} = 175 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_p, \quad (9)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Выбираем самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 50 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{дл.доп}} = 245$ А.

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 6 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Сечение	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
1	2	3	4	5	6	7	8
фидер 23							
1	2	0,75	50	0.540	0.224	245	175
2	3	0,375	50	0.270	0.112	245	156,2
3	4	0,225	50	0.162	0.067	245	145.7
4	5	0,15	50	0.108	0.045	245	116.7
5	6	0,375	50	0.270	0.112	245	112.01
6	7	0,675	50	0.486	0.202	245	15.2
7	8	1,875	50	1.350	0.561	245	96.7
7	9	0,45	50	0.324	0.135	245	79.5
9	10	0,6	50	0.432	0.179	245	35.6
10	11	0,675	50	0.486	0.202	245	31.2
11	12	0,45	50	0.324	0.135	245	26.7
12	13	0,075	50	0.054	0.022	245	43.9
10	14	0,45	50	0.324	0.135	245	32.8
14	15	0,675	50	0.486	0.202	245	29.3
15	16	0,075	50	0.054	0.022	245	22.3
16	18	0,15	50	0.108	0.045	245	11.1
18	19	0,15	50	0.108	0.045	245	6.9
16	17	0,675	50	0.486	0.202	245	6.2
фидер 30							
20	21	1,2	50	0.864	0.359	245	209.0
21	22	0,6	50	0.432	0.179	245	177.5
22	23	0,675	50	0.486	0.202	245	154.13
23	24	0,15	50	0.108	0.045	245	139.6
24	25	1,5	50	1.080	0.449	245	93.9
25	26	0,6	50	0.432	0.179	245	68.8
26	27	0,15	50	0.108	0.045	245	53.3

1	2	3	4	5	6	7	8
27	28	0,525	50	0.378	0.157	245	31.42
28	29	0,375	50	0.270	0.112	245	15.7
29	30	1,35	50	0.972	0.404	245	10.2

Выбранные сечения магистральных проводов необходимо проверить в послеаварийных режимах работы. При повреждении Ф - 23 на головном участке сети, его нагрузку, возможно, перевести на Ф - 1 . Расчетный ток, протекающий по ф. 30 в послеаварийном режиме составляет:

$$I_{n/a} = \frac{S_{p.\phi.23} + S_{p.\phi.30}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{1644 + 974}{6 \cdot \sqrt{3}} = 252 \text{ А} \quad (10)$$

Полученное значение тока Ф.23 не превышает длительно допустимый ток магистрального провода 260 А.

В таблице 8 приведена сравнительная характеристика вариантов по длине и сечениям проводов.

Таблица 8 - Длины и сечения вариантов реконструируемой сети

Сечение, мм ²	l, км
1 Вариант	
50	3,8
2 Вариант	
50	6,7

2.5 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ

Выбранное сечение проводов проверяется на допустимую потерю напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % от номинального.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% , \quad (11)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление линии;

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии, А;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения 1 варианта для участка 1-2 фидера 23:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 180,6 \cdot 1,43}{10 \cdot 10^3} \cdot (0,363 \cdot 0,98 + 0,284 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,65\% \quad (12)$$

Определение потерь мощности и энергии в сетях 6 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ согласно формуле.

Для рассматриваемого участка ф.4 потеря электроэнергии равна:

$$\Delta W_{1-2} = 0,99 \cdot 3 \cdot (180,6 \cdot 0,5)^2 \cdot 0,52 \cdot 1,33(4800 + 0,75 \cdot 3960) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 1,09 \cdot 10^5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчетов потери напряжения, мощности для других участков 1 Варианта приведены в следующей таблице 9.

Таблица 9 – Потери напряжения, мощности ВЛ 6 кВ

№ нач	№ кон	ΔU , %	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч
1	2	3	4	5
фидер 23				
1	2	0,75	57,08	14600
2	3	0,375	33,05	84500
3	4	0,225	21,3	5810
4	5	0,15	23,6	9190
5	6	0,375	23,2	59300
6	7	0,675	12,82	32800
7	8	1,875	22,63	3200
7	9	0,45	12,1	2490
9	10	0,6	15,28	39100

продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
10	11	0,675	11.91	4881
11	12	0,45	17.18	20563
12	13	0,075	19.58	24500
10	14	0,45	11.3	12590
14	15	0,675	10,56	10320
15	16	0,075	13,59	9865
16	18	0,15	16,96	7563
18	19	0,15	5,63	7142
16	17	0,675	4,36	6985
фидер 30				
20	21	4.2	54.79	2023
21	22	4.14	49.39	1008
22	23	3.94	35.07	1860
23	24	3.55	33.06	1530
24	25	3,44	29,68	5900
25	26	3,02	26,89	1200
26	27	2,98	20,36	1100
27	28	2,85	15,63	2700
28	29	1.46	10,23	1200
29	30	1.56	4.64	895

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

2.6 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

При проектировании электрических сетей на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети путем оценки их сравнительной эффективности выберем наиболее надежный и экономичный вариант. Параметры ТП внешнего электроснабжения поселка Новобурейск в двух вариантах одинаковые, сравнение данных вариантов произведем на основе технико-экономических показателей ВЛ.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ. В таблице 10 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа [7].

Таблица 10 – Стоимость проводов СИП-3 и его монтажа

Сечение, мм ²	к ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП, тыс.руб./км
50	110,45	49

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	К _{вл} тыс. руб.
1 Вариант		
50	3,8	2986,2
Всего:		2986,2
2 Вариант		
50	6,7	3963,1
Всего:		3963,1

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_r \quad (13)$$

где I_a – среднегодовое отчисление на амортизацию;

I_r – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети.

Для определения эксплуатационных издержек, и качественного сравнения вариантов определим капиталовложения некоторых уже существующих сетей:

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (14)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для СИП принимается $T_{сл}=15$ [7].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_r = \alpha_r \cdot K \quad (15)$$

где α_3 – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$$\alpha_3 = 0,85\% \text{ [7].}$$

Таблица 12 – Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	519,23	714,56
I_3 , тыс. руб.	53,26	56,98
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	572,49	771,54

Экономическим показателем, по которым выбирается оптимальный вариант, являются эквивалентные годовые расходы.

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \tag{16}$$

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{ср.г1} = 1936,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{ср.г2} = 2156,9 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из рассчитанных затрат выбираем первый вариант.

3 РАСЧЕТ РЕЖИМА 6 КВ С ПЕРЕВОДОМ ЧАСТИ НАГРУЗКИ НА ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

Режим – это текущее состояние электроэнергии. Основной целью расчетов режимов при проектировании электрических сетей является определение их параметров, характеризующих условия в которых работают оборудование сетей и ее потребители, а также определение потерь напряжения. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий энергоснабжения потребителей.

На основании выбранного варианта переведем часть нагрузки с Ф-23 и Ф – 30 ПС Бурейск на резервный фидер №1 ПС Перевалбаза с установкой реклоузера.

Так как напряжение известно, в начале линии выбираем метод расчета по данным начала. Данный метод является точным, так есть узел, в котором известно и нагрузка и напряжение.

Для начала определяются параметры схемы замещения линий в рассматриваемой сети. В сетях до 35 кВ включительно при расчете режимов не учитывается зарядная мощность.

Определяем потери мощности на последнем участке сети по данным конца:

$$\Delta S_{1314} = \frac{(P_{1314}^K)^2 + (Q_{1314}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \bar{Z}_{1314} \quad (17)$$

Определяем потоки мощности вначале последнего участка сети:

$$S_{1314}^H = S_{1314}^K + \Delta S_{1314} \quad (18)$$

Определяем поток мощности в конце предпоследнего участка сети:

$$S_{1213}^K = S_{1314}^H + S_{12} \quad (19)$$

Далее алгоритм повторяется до тех пор пока не найдем поток мощности в начале головного участка.

Определяем напряжение в каждом узле. Они находятся при условии, что известны напряжения на головном участке по данным начала.

Тогда напряжение в узле можно найти, как:

$$U_i = U_{III} - \frac{S_{III-i,нач}}{\bar{U}_{III}} \cdot Z_{III-i}$$

Для узла 1:

$$U_1 = U_{шины10кВ} - \Delta U_1$$

Для начала посчитаем нормальный режим работы Ф-23 и Ф-30 ПС Бурейск до реконструкции, напряжение на отдаленном участке составляет 5,4 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Учитывая потери напряжения на ТП, а также в сетях 0,4 кВ значение отклонения напряжения на зажимах электроприемников потребителя может превысить 10 %. Длительно допустимый ток превышен ($I_{max}=212$ А, $I_{доп}=210$ А).

Результаты расчета для нормального режима до реконструкции приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета режима Ф-23 и Ф-30 ПС Бурейск до реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{нач}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1				6,4				
1	2	63	0,030	0,012	6,4	6,292	2,153	0,866	212,95
2	3	250	0,119	0,048	6,292	6,207	2,095	0,842	209,97
3	4	180	0,086	0,034	6,207	6,167	1,963	0,789	198,01
4	5				6,167	5,860	1,784	0,716	189,34
5	6	400	0,191	0,076	5,860	5,630	1,714	0,687	189,34

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	7	180	0,086	0,034	5,630	5,511	1,491	0,597	168,2
7	8	400	0,191	0,076	5,511	5,482	1,372	0,549	158,5
8	9				5,382	5,455	1,175	0,470	136,46
9	10	1060	0,506	0,203	5,355	5,431	0,506	0,203	59,06
9	11	400	0,191	0,076	5,355	5,447	0,666	0,266	77,39
11	12				5,347	5,436	0,473	0,189	55,17
12	13	250	0,119	0,048	5,336	5,431	0,196	0,078	22,87
13	14	160	0,076	0,031	5,331	5,413	0,076	0,031	8,94
12	15	180	0,086	0,034	5,330	5,434	0,086	0,034	10,024
12	16	400	0,191	0,076	5,229	5,430	0,191	0,076	22,28

Благодаря строительству двухцепной линии и установки реклоузера переведем часть нагрузки на ПС Перевалбаза. Тогда напряжение на отдаленном участке составляет 6,1 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Длительно допустимый ток не превышен ($I_{max}=98$ А, $I_{доп}=210$ А).

Результаты расчета для нормального режима после реконструкции приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета режима Ф-1 ПС Перевалбаза после реконструкции

Начало линии	Конец линии	Мощность ТП	P_H , МВт	Q_H , МВар	U_H , кВ	U_K , кВ	P_K , МВт	Q_K , МВар	$I_{нач}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1				6,4				
1	2	63	0,034	0,014	6,4	6,348	1,050	0,421	98,2
2	3	250	0,136	0,054	6,348	6,308	1,010	0,404	14,3
3	4	180	0,098	0,039	6,308	6,290	0,871	0,349	86,15
4	5				6,290	6,166	0,758	0,303	76,48
5	6	400	0,217	0,087	6,166	6,158	0,757	0,303	76,48
6	7				6,158	6,147	0,539	0,216	54,53
7	8	250	0,136	0,054	6,147	6,136	0,538	0,215	54,53
8	9	160	0,087	0,035	6,136	6,119	0,087	0,035	8,83
8	10	180	0,098	0,039	6,132	6,134	0,098	0,039	9,9
8	11	400	0,217	0,087	6,131	6,131	0,217	0,087	22,029

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

4.1 Прогнозирование нагрузки на ПС Перевалбаза

Для полного и качественного решения задачи реконструкции ПС Перевалбаза необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования.

Исходными данными для прогнозирования служит информация по нагрузкам, которая представлена в виде ведомостей замера нагрузок. Обработка замеров, определение пропуска активной и реактивной мощности производится по следующим формулам:

$$P = \frac{Wh_i - Wh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВт}; \quad (20)$$

$$Q = \frac{Varh_i - Varh_n}{t_{i-n} \cdot 1000} \cdot k_p, \text{ МВар}. \quad (21)$$

где Wh - показания счетчика активной электроэнергии, кВт·ч;

$Varh$ - показания счетчика реактивной электроэнергии, кВар·ч;

k_p - расчетный коэффициент;

t_{i-n} - интервал времени за который определяется пропуск
электроэнергии, ч.

Методом, который позволяет подсчитать прогноз для отдельных узлов нагрузки и адекватен исходным данным, является метод, основанный на непосредственной экстраполяции электропотребления. Для прогнозирования необходимо знать среднегодовой прирост электропотребления, рассчитанный по статистическим данным предыдущих лет, который составляет 2,2%. Наибольшее распространение получила формула сложных процентов [22, с.18], согласно которой нагрузка в расчетном году t представляется в виде:

$$P_{cpr} = P_{cp} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{t-t_0}, \quad (22)$$

где P_{cpr} – средняя нагрузка расчетного года;

P_{cp} – известная средняя нагрузка;

n – среднегодовой прирост нагрузки;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалась данная нагрузка.

Произведем прогноз нагрузки на 5 лет, т.е. на 2023 г.

Прогнозирование нагрузки осуществляется следующим образом:

1) исходя из ведомостей замера нагрузок, определяем пропуск активной и реактивной нагрузки за час и определяем их средние значения:

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}, \text{ МВт} \quad (23)$$

где P_i – пропуск активной мощности за i час.

2) выражаем данные по нагрузкам в относительных единицах относительно найденного среднего значения:

$$P_{i \text{ o.e.}} = \frac{P_i}{P_{cp}}, \text{ о.е.} \quad (24)$$

3) прогнозируем среднюю нагрузку по формуле сложных процентов;

4) умножая нагрузки в о.е. на спрогнозированную среднюю, определяем нагрузку на расчетный год:

$$P_{i \text{ пр}} = P_{i \text{ o.e.}} \cdot P_{cp \text{ пр}}, \text{ МВт} \quad (25)$$

где $P_{cp \text{ пр}}$ – спрогнозированная средняя нагрузка.

Результаты расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозирование суточных нагрузок ПС Перевалбаза

Время	Пропуск		Перевод в о.е.		Прогноз	
	P, МВт	Q, МВар	P, о.е.	Q, о.е.	P, МВт	Q, МВар
1	1.98	0.792	0.57	0.58	2.20	0.88
2	2.01	0.804	0.57	0.59	2.23	0.89
3	2.05	0.82	0.59	0.60	2.28	0.91
4	2.1	0.84	0.60	0.61	2.33	0.93
5	2.15	0.86	0.61	0.63	2.39	0.95
6	2.23	0.892	0.64	0.65	2.48	0.99
7	2.36	0.944	0.67	0.69	2.62	1.05
8	2.41	0.964	0.69	0.70	2.68	1.07
9	2.49	0.996	0.71	0.73	2.76	1.11
10	2.23	0.892	0.64	0.65	2.48	0.99
11	2.36	0.944	0.67	0.69	2.62	1.05
12	2.39	0.956	0.68	0.70	2.65	1.06
13	2.45	0.98	0.70	0.72	2.72	1.09
14	2.49	0.996	0.71	0.73	2.76	1.11
15	2.53	1.012	0.72	0.74	2.81	1.12
16	2.54	1.016	0.73	0.74	2.82	1.13
17	2.56	1.024	0.73	0.75	2.84	1.14
18	2.55	1.02	0.73	0.75	2.83	1.13
19	2.57	1.028	0.73	0.75	2.85	1.14
20	2.47	0.988	0.71	0.72	2.74	1.10
21	2.45	0.98	0.70	0.72	2.72	1.09
22	2.41	0.964	0.69	0.70	2.68	1.07
23	2.15	0.86	0.61	0.63	2.39	0.95
24	2.03	0.812	0.58	0.59	2.25	0.90

Определим вероятностные характеристики нагрузки:

– среднеквадратическая мощность $P_{эф}$:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_n} \cdot \sum_{i=1}^{24} P_i^2} , \text{ МВт} \quad (26)$$

где T_n – период наблюдения, 24ч;

P_i – значение нагрузки i -го часа.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot 421} = 2,55 \text{ МВт}$$

– коэффициент формы, показывающий неравномерность графика нагрузки k_ϕ :

$$k_\phi = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}} = \frac{2,55}{2,5} = 1,0025 \quad (27)$$

– средняя мощность в период получасового максимума нагрузки P_{max} :

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_\beta \cdot \sqrt{k_\phi^2 - 1}), \text{ МВт} \quad (28)$$

где t_β – коэффициент Стьюдента, $t_\beta = 1,96$;

k_ϕ – коэффициент формы.

$$P_{\text{max}} = 2,5 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,0025^2 - 1}) = 2,85 \text{ МВт} \quad (29)$$

– коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки k_λ :

$$k_\lambda = \frac{P_{\text{max.л}}}{P_{\text{max.год}}}, \quad (30)$$

где $P_{\text{max.л}}$ – летняя максимальная нагрузка, согласно летнему контрольному замеру 20.06.2018 г. нагрузка ПС Перевалбаза составляет 1,01 МВт;

$P_{\text{max.год}}$ – максимальная годовая нагрузка, согласно зимнему контрольному замеру 19.12.2018 г. составляет 1,57 МВт.

$$k_\lambda = \frac{1,01}{1,57} = 0,643$$

– коэффициент заполнения графика k_3 :

$$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} = \frac{2,5}{2,85} = 0,828 \quad (31)$$

4.2 Компенсация реактивной мощности

Коэффициент мощности в режиме максимальных нагрузок согласно зимнему контрольному замеру 19.12.2018 г. за 19 часов равен:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{Q_{\max}}{P_{\max}} = \frac{1,14}{2,85} = 0,4 \quad (32)$$

Значение коэффициента мощности на ПС Перевалбаза не превышает значений, нормируемых в Приказе 49 от 22.02.2007 года о компенсации реактивной мощности ($\operatorname{tg}(\varphi) = 0,4$ для сети напряжением 6, 35 кВ) [13]. Таким образом, установка компенсирующих устройств с точки зрения поддержания экономически обоснованного коэффициента мощности нецелесообразна.

4.3 Выбор трансформаторов на ПС Перевалбаза

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_m \cdot k_{\text{зонт}}}, \quad (33)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{\text{зонт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как на ПС установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}} = Q_{\text{ср}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 1,14^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,193 \text{ МВА}$$

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{трасч}}, \quad (34)$$

В нормальном режиме:

$$K_{зГЗ} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{1,2}{2,5} \cdot 100\% = 48\% \quad (35)$$

$$K_{зГЗ} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{1,25}{2,5} \cdot 100\% = 52\%$$

В послеаварийном режиме должно выполняться условие $k_{3\ n/a} \leq 1,4$

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 1,14^2}}{2,5} = 1,228$$

Делаем вывод, что трансформаторы на ПС Перевалбаза менять не требуется, загрузка составляет менее 70%.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

5.1 Расчёт токов КЗ в сети 35 и 6 кВ

В нашем случае принимаем за расчётные подстанции ТП № 43, и ТП № 21, питающиеся от подстанции Перевалбаза.

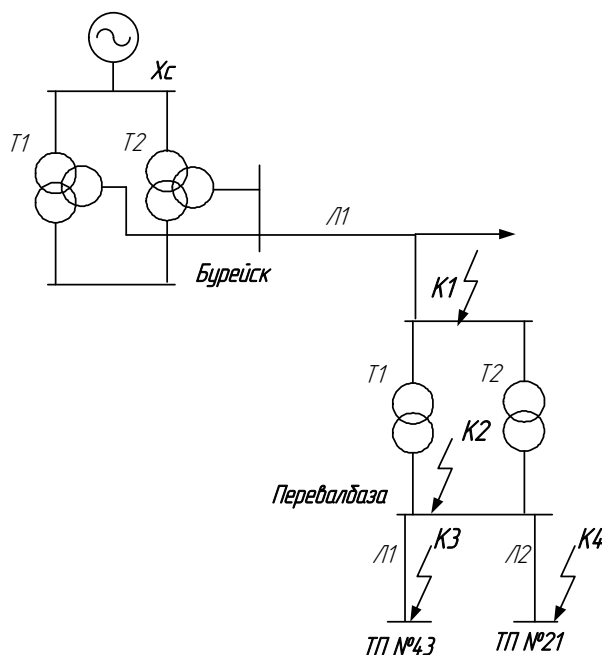


Рисунок 7 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

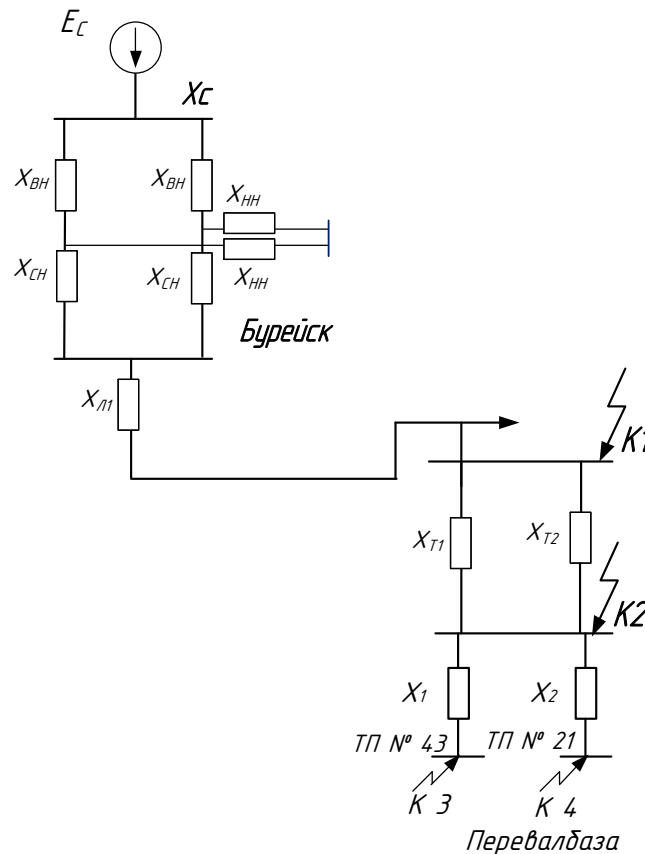


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 6 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2, КЗ 3, КЗ 4. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (36)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12.3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 35 кВ.

Параметры питающих линий:

Бурейск – Перевалбаза:

$L_{л1}=3,3$ км, марка провода АС-50, $x_0=0,358$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (37)$$

$$X_1 = 0,358 \cdot 3,3 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,096 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Перевалбаза:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 1,3 \text{ о.е.} \quad (38)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Бурейск:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (39)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (40)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (41)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,813 \text{ о.е.} \quad (42)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,438 \text{ о.е.} \quad (43)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (44)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,813 = 0,406 \text{ о.е.} \quad (45)$$

Эквивалентуем схему замещения:

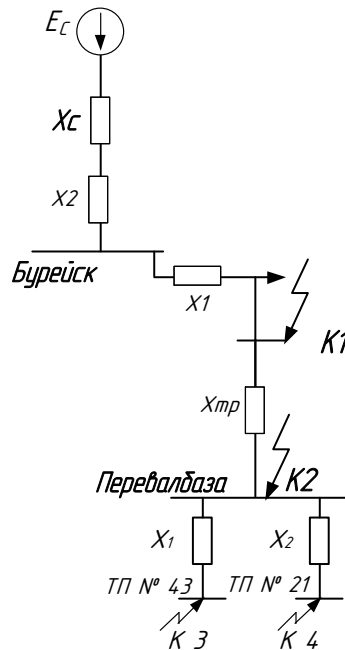


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,406 + 0,096 = 0,629 \text{ о.е.} \quad (46)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тр} + X_{\Sigma K1} = 1,3 + 0,629 = 1,929 \text{ о.е.} \quad (47)$$

Сопротивление воздушных линий по 6 кВ находится по формуле:

$$X_{\dot{e}i} = x_{\dot{o}\ddot{a}} \cdot l_i \quad (48)$$

$$X_{Л1} = x_{y\dot{o}.cun50} \cdot l_1 = 0,119 \cdot 0,75 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,225 \text{ о.е.},$$

$$X_{Л2} = x_{y\dot{o}.cun50} \cdot l_2 = 0,119 \cdot 1,2 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,36 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем суммарные сопротивления:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma K2} + X_{Л1} = 1,929 + 0,225 = 2,154 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma K2} + X_{Л2} = 1,929 + 0,36 = 2,289 \text{ Ом},$$

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (49)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ А}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ А}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,629} \cdot 1,56 = 2,48 \text{ кА} \quad (50)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} = \frac{1}{1,929} \cdot 9,164 = 4,75 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 43:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}} \cdot I_{62} = \frac{1}{2,154} \cdot 9,164 = 4,25 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 относительно ТП 21:

$$I_{\text{п0к4}} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}} \cdot I_{62} = \frac{1}{2,29} \cdot 9,164 = 4,002$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = \sqrt{2} \cdot I_{i0} \cdot \hat{e}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}} \quad (51)$$

Согласно [24, с.110] принимаем средние значения $k_{\text{уд}}=1,608$ для точки К1, $k_{\text{уд}}=1,369$ для точек К2, К3, К4. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot K_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,48 = 5,64 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot K_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 4,75 \cdot 1,369 = 9,196 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.3} \cdot K_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 4,25 \cdot 1,369 = 8,228 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.4} \cdot K_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot 4,002 \cdot 1,369 = 7,75 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{\dot{E}\dot{C}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{i0} \quad (52)$$

Тогда токи составят:

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,48 = 2,148 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,75 = 4,114 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.3} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,25 = 3,68 \text{ кА},$$

$$I_{K33}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.4} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,002 = 3,47 \text{ кА}.$$

Остальные точки короткого замыкания рассчитываются аналогично. Результаты представлены в таблице 13.

5.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0,4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на концах отходящих фидеров. Расчёт будем производить в соответствии с межгосударственным стандартом по расчёту

токов короткого замыкания ниже 1 кВ. Токи КЗ рассчитаем на тех же подстанциях, на которых были рассчитаны токи в сети 6 кВ. Схемы с точками короткого замыкания представлены ниже.

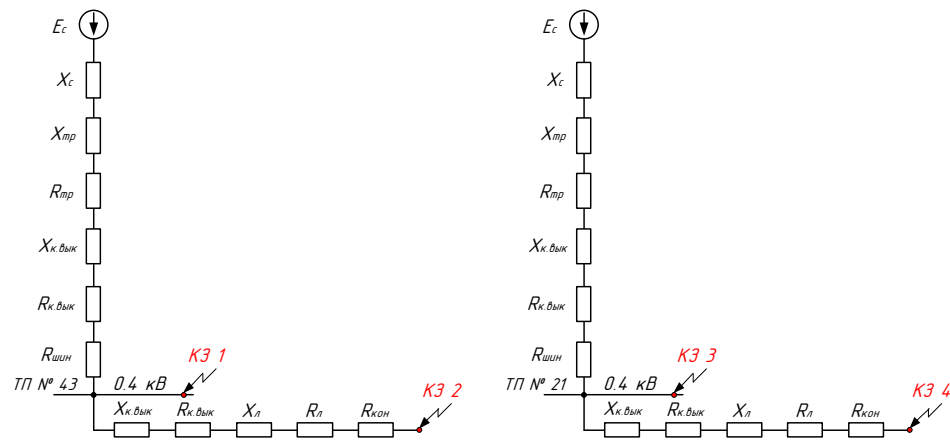


Рисунок 10 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{i0} = \frac{U_{\overline{N\overline{D}}i}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (53)$$

Рассмотрим пример расчёта точек КЗ 1, и КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление кабелей и воздушных линий:

$$x_i(r_i) = x_{\overline{\alpha i}}(r_{\overline{\alpha i}}) \cdot l_i \quad (54)$$

Сопротивление трансформаторов находим по формулам:

$$Z_{\overline{\delta}} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{i1}^2}{S_{i1i.\delta}} \quad (55)$$

$$R_{\delta} = \frac{\Delta P \cdot U_{ii}^2}{S_{ii \cdot \delta}^2} \cdot 10^6 \quad (56)$$

$$X_{\delta} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (57)$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{ii}^2}{S_{\hat{E}\zeta}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{U_{\tilde{N}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\hat{E}\zeta, \tilde{n}\tilde{\delta}}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{ii}}{U_{\tilde{n}\tilde{\delta}}} \right)^2 \quad (58)$$

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3, \text{суст.}}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{\text{суст.}}} \right)^2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1191} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 \cdot 10^3 = 7,386 \text{ мОм},$$

$$Z_{\delta} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ii}^2}{S_{ii \cdot \delta}} = \frac{4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{160} = 40 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } ,$$

$$R_{\delta} = \frac{\Delta P \cdot U_{ii}^2}{S_{ii \cdot \delta}^2} \cdot 10^6 = \frac{2,3 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{160^2} = 14,375 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } ,$$

$$X_{\delta} = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{40^2 - 14,375^2} = 37,328 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } .$$

Сопротивления линий:

$$R_{\hat{E}} = 80 \cdot 1,1 = 88 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } , \quad \tilde{O}_{\hat{E}} = 80 \cdot 0,061 = 4,88 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } .$$

В схеме для расчёта короткого замыкания необходимо учесть сопротивление контактов и болтовых соединений, и катушек выключателей.

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1} = R_{\delta \delta} + R_{\hat{a}\hat{i}\hat{e}400} + R_{\phi \hat{e}\hat{i}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } ,$$

$$\tilde{O}_{\Sigma 1} = \tilde{O}_{\tilde{n}} + \tilde{O}_{\delta \delta} + \tilde{O}_{\hat{a}\hat{i}\hat{e}400} = 7,386 + 37,328 + 0,17 = 44,884 \text{ } \hat{\text{I}} \text{ } .$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2} = R_{\delta\delta} + R_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}400} + R_{\phi\hat{e}i} + R_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}70} + R_{\hat{e}} + R_{\hat{e}i\hat{e}\delta} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 88 + 0,027 = 106,556 \text{ } \hat{\Omega} \text{ ,}$$

$$\tilde{O}_{\Sigma 2} = \tilde{O}_{\hat{n}} + \tilde{O}_{\delta\delta} + \tilde{O}_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}400} + \tilde{O}_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}70} + \tilde{O}_{\hat{e}} = 7,386 + 37,328 + 0,17 + 2 + 4,88 = 51,764 \text{ } \hat{\Omega} \text{ .}$$

Найдём ток периодической составляющей тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{i0\hat{E}1} = \frac{U_{\hat{N}\hat{D}\hat{I}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,029^2 + 44,884^2}} = 4,879 \text{ } \hat{A} \text{ ,}$$

$$I_{i0\hat{E}2} = \frac{U_{\hat{N}\hat{D}\hat{I}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{2\Sigma}^2 + X_{2\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{106,556^2 + 51,764^2}} = 1,949 \text{ } \hat{A} \text{ .}$$

Ударный ток находится по формуле, и составит:

$$I_{\hat{\alpha}\hat{a}\hat{E}1} = \sqrt{2} \cdot I_{i0.1} \cdot \hat{e}_{\hat{\alpha}\hat{a}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 4,879 = 8,97 \text{ } \hat{A} \text{ ,}$$

$$I_{\hat{\alpha}\hat{a}\hat{E}2} = \sqrt{2} \cdot I_{i0.2} \cdot \hat{e}_{\hat{\alpha}\hat{a}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,949 = 3,584 \text{ } \hat{A} \text{ .}$$

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут такими же, как и сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_{I0} = \frac{U_{\text{НБІ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (59)$$

Сопротивления линий:

$$R_{\dot{E}} = 80 \cdot R_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\tau}\dot{\tau}\dot{e}\dot{e}\dot{u}} = 80 \cdot 2,07 = 165,6 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } ,$$

$$\tilde{O}_{\dot{E}} = 80 \cdot \tilde{O}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\tau}\dot{\tau}\dot{e}\dot{e}\dot{u}} = 80 \cdot 0,298 = 23,84 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } .$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 1:

$$R_{\Sigma 1\dot{I}} = R_{\dot{\delta}\dot{\delta}} + R_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}400} + R_{\dot{\phi}\dot{e}\dot{I}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 = 15,029 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } ,$$

$$\tilde{O}_{\Sigma 1\dot{I}} = \tilde{O}_{\dot{\delta}\dot{\delta}} + \tilde{O}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}400} = 37,328 + 0,17 = 37,498 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } .$$

Найдём суммарное сопротивление для расчётной точки КЗ 2:

$$R_{\Sigma 2\dot{I}} = R_{\dot{\delta}\dot{\delta}} + R_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}400} + R_{\dot{\phi}\dot{e}\dot{I}} + R_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}70} + R_{\dot{e}\dot{I}} + R_{\dot{e}\dot{I}\dot{\delta}} = 14,375 + 0,65 + 0,004 + 3,5 + 165,6 + 0,027 = 184,156 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } ,$$

$$\tilde{O}_{\Sigma 2\dot{I}} = \tilde{O}_{\dot{\delta}\dot{\delta}} + \tilde{O}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}400} + \tilde{O}_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{e}70} + \tilde{O}_{\dot{e}\dot{I}} = 37,328 + 0,17 + 2 + 23,84 = 63,338 \text{ } \hat{\Omega} \text{ } .$$

Найдём ток однофазного тока короткого замыкания в двух точках:

$$I_{\text{П0К10}} = \frac{U_{\text{СРН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{1\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{1\Sigma 0})^2}};$$

$$I_{\text{П0К10}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 15,029 + 15,029)^2 + (2 \cdot 44,884 + 37,498)^2}} = 1,71 \text{ кА} ,$$

$$I_{\text{П0К20}} = \frac{U_{\text{СРН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{2\Sigma} + R_{2\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{2\Sigma} + X_{2\Sigma 0})^2}};$$

$$I_{IIOK20} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 106,556 + 184,156)^2 + (2 \cdot 51,764 + 63,338)^2}} = 0,536 \text{ кА}.$$

Ударный ток находится по формуле и составит:

$$I_{\hat{a}\hat{a}\hat{1}i} = \sqrt{2} \cdot I_{i0.1i} \cdot \hat{e}_{\hat{a}\hat{a}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,71 = 3,145 \hat{a}\hat{A},$$

$$I_{\hat{a}\hat{a}\hat{2}i} = \sqrt{2} \cdot I_{i0.2i} \cdot \hat{e}_{\hat{a}\hat{a}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,536 = 0,985 \hat{a}\hat{A}.$$

Результаты расчетов представлены в таблице 13.

5.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Для наглядности сведём результаты расчёта для всех точек при симметричном и несимметричном коротком замыкании в таблицу 16.

Таблица 16 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Симметричное КЗ				Несимметричное КЗ		
	В сети 10 кВ		В сети 0,4 кВ		В сети 10 кВ	В сети 0,4 кВ	
	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$	$I_{(2)кз}$	$I_{п0}$	$I_{уд}$
К1	2,48	5,64	4,879	8,97	1,044	1,71	3,145
К2	4,75	9,196	1,949	3,584	1,032	0,536	0,985
К3	4,25	8,228	6,203	11,243	0,98	1,517	5,811
К4	4,002	7,75	5,546	9,518	2,01	0,905	2,48
К5	3,96	6,96	5,866	9,622	1,98	1,397	5,904
К6	4,12	7,36	3,839	6,381	1,81	1,365	5,972
К7	4,36	7,56	4,263	8,191	1,71	1,885	5,905

Так как токи трёхфазного короткого замыкания больше чем токи однофазного, то дальнейшую проверку оборудования будем производить по трёхфазному току короткого замыкания.

5.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой. Линии, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасного значения.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\hat{e}\zeta}}}{\tilde{N}}, \quad (60)$$

где $B_{\kappa\zeta}$ – тепловой импульс тока КЗ;

C – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$\hat{A}_{\hat{e}\zeta.i} = I_{i.i}^2 \cdot t_{i\hat{o}\hat{e}}, \quad (61)$$

где t_{omk} – собственное время отключения выключателя [7].

$$\hat{A}_{\hat{e}\zeta.\hat{a}} = I_{i.i}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (62)$$

где r – активное сопротивление;

x – индуктивное сопротивление.

$I_{n.o}$ - ток берем из таблицы 13.

$$\hat{A}_{\hat{e}\zeta} = \hat{A}_{\hat{e}\zeta.\hat{a}} + \hat{A}_{\hat{e}\zeta.i} \quad (63)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 6 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс:

$$\hat{A}_{\hat{e}\zeta.i} = I_{\hat{e}\zeta}^2 \cdot t_{i\hat{o}\hat{e}\hat{v}} = 1205^2 \cdot 1 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ } \hat{A}^2 \cdot \text{ñ}\hat{a}\hat{e},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 1205^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,00035}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,00035} = 0,0005 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.н} + B_{кз.а} = 1,452 \cdot 10^6 + 0,0005 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{1,452 \cdot 10^6}}{95} = 12,69 \text{ мм}^2.$$

Произведём проверку сечения по термической стойкости распределительной сети питающейся от подстанции Перевалбаза.

Найдём тепловой импульс:

$$\hat{A}_{\hat{e}\hat{c}\hat{i}} = I_{\hat{e}\hat{c}}^2 \cdot t_{\hat{i}\hat{o}\hat{e}\hat{i}} = 2315^2 \cdot 1 = 5,359 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 2315^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,0006}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,0006} = 0,00059 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.н} + B_{кз.а} = 5,359 \cdot 10^6 + 0,00059 = 5,362 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\hat{e}\hat{c}}}}{\tilde{N}} = \frac{\sqrt{5,362 \cdot 10^6}}{95} = 24,374 \text{ мм}^2.$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Перевалбаза выбрано, верно.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

6.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Так как на ПС Перевалбаза установлены масляные выключатели типа С-35 и срок эксплуатации 30 лет, необходимо произвести замену выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– длительному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (64)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (65)$$

где $t_{з\ min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

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

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (66)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [8].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (67)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (68)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ.

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,48^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 5,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{н.а}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,032 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 15,9 \text{ кА.} \quad (69)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей $I_{\text{тt}}$ в любой момент КЗ t используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $\gamma_t = I_{\text{тt}}/I_{\text{п0}} = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение

апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{ит} = I_{ит0} = \text{const}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{оа\ddot{o}}^2 \cdot t_{\ddot{o}\ddot{o}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{2,85^2 + 1,14^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,051 \text{ кА.} \quad (70)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Перевалбаза сведены в таблице 17.

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{\max}=51 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{\max}$
$I_{\ddot{a}\ddot{e}\ddot{e}.i\ddot{i}\ddot{i}} = 40 \text{ кА}$	$I_{i\tau}=2,48 \text{ кА}$	$I_{\ddot{a}\ddot{e}\ddot{e}.i\ddot{i}\ddot{i}} \geq I_{i\tau}$
$i_{\ddot{a}.i\ddot{i}\ddot{i}} = 15,9 \text{ кА}$	$i_{\ddot{a}\tau} = 4,19 \text{ кА}$	$i_{\ddot{a}.i\ddot{i}\ddot{i}} \geq i_{\ddot{a}\tau}$
$I_{i\ddot{o}.н\ddot{e}\ddot{a}} = 40 \text{ кА}$	$I_{i0} = 2,48 \text{ кА}$	$I_{i\ddot{o}.н\ddot{e}\ddot{a}} \geq I_{i0}$
$i_{\ddot{a}\ddot{e}i} = 102 \text{ кА}$	$i_{\ddot{o}\ddot{a}} = 5,64 \text{ кА}$	$i_{\ddot{a}\ddot{e}i} \geq i_{\ddot{o}\ddot{a}}$
$I_{\ddot{o}\ddot{a}\ddot{o}}^2 \cdot t_{\ddot{o}\ddot{a}\ddot{o}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\ddot{e}} = 5,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\ddot{o}\ddot{a}\ddot{o}}^2 \cdot t_{\ddot{o}\ddot{a}\ddot{o}} \geq B_{\ddot{e}}$

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

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют

видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=51$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{\text{эф}}=80$ кА	$i_{\text{оа}}=5,64$ кА	$i_{\text{эф}} \geq i_{\text{оа}}$
для главных ножей: $I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=1875$ кА ² ·с	$B_{\text{е}}=5.1$ кА ² ·с	$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}} \geq B_{\text{е}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=850$ кА ² ·с	$B_{\text{е}}=5.1$ кА ² ·с	$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}} \geq B_{\text{е}}$

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

6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, сопротивления соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходного сопротивления контактов $R_к$:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_к; \quad (71)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно - 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{пров} = R_{пров}$.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГ145 -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{приб}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (72)$$

где $\sum S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \quad (73)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (74)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 20.

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 51 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,64 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 5.1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

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

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{дон}} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2\text{ расч}}$

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

На сторону ВН ПС Перевалбаза выбираем трансформатор напряжения НАМИ- 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм},$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

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

Таблица 23 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

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

6.5 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже

действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

6.6 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

На ПС Перевалбаза предлагается выбор секционных и вводных выключателей, на ф. 1 питающих рассматриваемую часть поселка Новобурейск.

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Перевалбаза.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 134 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4.75^2 \cdot (1 + 0,01) = 22.79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/300 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4.75 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,91 \text{ кА} \quad (75)$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Перевалбаза сведены в таблице 24.

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф1 ВВ/TEL-6-20/300	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=300 \text{ А}$	$I_{max}=134 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{i \delta \delta \epsilon . i i i} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{i \tau} = 4,75 \text{ кА}$	$I_{i \delta \delta \epsilon . i i i} \geq I_{i \tau}$
	$i_{a . i i i} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{at} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{a . i i i} \geq i_{at}$
	$I_{i \delta . n e a} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{i 0} = 4,75 \text{ кА}$	$I_{i \delta . n e a} \geq I_{i 0}$
	$i_{a e i} = 32 \text{ кА}$	$i_{o a} = 9,196 \text{ кА}$	$i_{a e i} \geq i_{o a}$
	$I_{o a d}^2 \cdot t_{o a d} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon} = 22,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{o a d}^2 \cdot t_{o a d} \geq B_{\epsilon}$

Для выбора выключателя на вводных ячейках, а также секционного выключателя определим максимальный расчетный ток и тепловой импульс тока КЗ.

– наибольший рабочий ток протекающий через вводной выключатель 10 кВ:

$$I_{max \text{ НН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3070}{\sqrt{3} \cdot 6} = 295 \text{ А} \quad (76)$$

– тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 4,75^2 \cdot (1,9 + 0,01) = 43,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

– наибольший рабочий ток протекающий через секционный выключатель определяется от максимальной нагрузки одной из шин 6 кВ:

$$I_{\max \text{ HH}} = \frac{S_{\phi \cdot \Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 153.96 \text{ A} \quad (77)$$

– тепловой импульс тока КЗ на секционный выключатель:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 4.75^2 \cdot (1.4 + 0.01) = 31.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор выключателя на вводных ячейках, а также секционного выключателя приведен в таблицах 25, 26.

Таблица 25 – Каталожные и расчетные данные по выбору вводных выключателей

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-6-20/630	$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=295 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.т}}=4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} \geq I_{\text{г.т}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}}=1,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{ар}}$
	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.0}}=4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} \geq I_{\text{г.0}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{оа}}=9,196 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{оа}}$
	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=43,094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} \geq B_{\text{е}}$

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-6-20/630	$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=154 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.т}}=4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} \geq I_{\text{г.т}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}}=1,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{ар}}$
	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.0}}=4,75 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.г.г.}} \geq I_{\text{г.0}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{оа}}=9,196 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{оа}}$
	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=31,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} \geq B_{\text{е}}$

6.7 Выбор реклоузера на линии 6 кВ

Между Ф-23, Ф-30 ПС Бурейск и Ф-1 ПС Перевалбаза устанавливаем на ВЛ 6 кВ реклоузер.

Реклоузер это автоматический пункт секционирования сети в состав, которого входит шкаф высоковольтной аппаратуры с вакуумным выключателем, шкаф управления с микропроцессорной релейной защитой и автоматикой. Выполняет функции: оперативные переключения в распределительной сети; автоматическое отключение поврежденного участка; автоматическое повторное включение линии; автоматическое выделение поврежденного участка; автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети; автоматический сбор информации о параметрах режимов работы сети. Реклоузер применяется для: для повышения надежности линий электропередач 6 (10) кВ, обеспечение защиты электротехнического оборудования на ответвлении сети; технического и коммерческого учета энергии; автоматическая локализация повреждений и подача резервного питания; секционирования линий с односторонним и двухсторонним питанием; сетевого резервирования воздушных линий; плавки гололеда.

Согласно максимальному рабочему току на Ф-1 ПС Перевалбаза устанавливаем реклоузер марки РВА/TEL/6/12.5/630/. Каталожные и расчетные данные будут соответствовать таблице 25.

6.8 Выбор трансформатора тока

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-І-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 27.

Таблица 27 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [18]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{а\text{в}г}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{о\text{б}}} = 9,196 \text{ кА}, \quad (78)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 43.094 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (79)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho=0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (80)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (81)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (82)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (83)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=295 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,196 \text{ кА}$	$i_{\text{а\text{е}i}} \geq i_{\text{о\text{а}}}$
$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}}=1600 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=43,094 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=154 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,196 \text{ кА}$	$i_{\text{а\text{е}i}} \geq i_{\text{о\text{а}}}$
$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}}=1600 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=31,8 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{о\text{а}д}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}д}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=295 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=19,196 \text{ кА}$	$i_{\text{а\acute{e}i}} \geq i_{\text{о\acute{a}}}$
$I_{\text{о\acute{a}o}}^2 \cdot t_{\text{о\acute{a}o}}=992 \hat{\text{A}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=43,094 \hat{\text{A}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{о\acute{a}o}}^2 \cdot t_{\text{о\acute{a}o}} \geq B_{\text{e}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

6.9 Выбор трансформатора напряжения

Нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (84)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 8 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 8 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 32.

Таблица 32 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{фн}}=200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{фн}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

6.10 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен 295 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40х5мм, $S=200 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\text{min}} \leq q \quad (85)$$

где q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}} = \frac{\sqrt{43.094 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (86)$$

где $C_{\text{т}} = 91 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [18].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным 43,094 кА²·с рассчитанного для вводного выключателя (таблица 23).

Так как $q_{\min} < q$, следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5$ м [18].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (87)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см²;

J – момент инерции шины, который согласно [18] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4. \quad (88)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a}, \quad (89)$$

где $i_{\text{уд}}^{(3)}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [18].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (90)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{\max} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м} \quad (91)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W}, \quad (92)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (93)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$, [18], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

6.11 Выбор опорных изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (94)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}, \quad (95)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (96)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2 \quad (97)$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{доп} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

6.12 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления, нечастых включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

На отходящих присоединениях установлены автоматические выключатели. Выбор производится по следующим условиям:

Ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию:

$$I_{\text{т.д.н.}} \geq I_{\text{т.д.а.}} \quad (98)$$

Номинальный ток расцепителя не должен срабатывать в нормальных условиях эксплуатации, поэтому его выбирают согласно условию:

$$I_{\text{т.д.н.}} \geq (1,1 \div 1,3) \cdot I_{\text{т.д.а.}} \quad (99)$$

$$I_{\text{т.д.н.}} \geq I_{\text{т.о.}} \quad (100)$$

Проверяется по термической стойкости токам короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^2 \cdot t_{\text{к.з.}} \geq B_k \quad (101)$$

По согласованию выбранных элементов сети с номинальным током расцепителя:

$$I_{\text{т.д.н.}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{н.д.н.}} \quad (102)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{э.с.}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot I_{\text{н.д.н.}} \quad (103)$$

$$I_{\text{к.з.}} \geq I_{\text{н.д.н.}} \quad (104)$$

Принимаем к установке, для защиты трансформаторов со стороны 0,4 кВ, автоматические выключатели типа ВА 5739-34 трёхфазные, с номинальным током до 630 А, а для защиты отходящих линий выключатели ВА 5735-34 трёхфазные, с номинальным током до 400 А.

6.13 Конструктивное исполнение распределительного устройства 0,4 кВ

В состав комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа входит распределительное устройство низшего напряжения, которое выполнено в виде щита ЩО-70 и имеет следующее оборудование:

- вводной автоматический выключатель;
- автоматические выключатели отходящих линий;
- панель учета электроэнергии и контроля напряжения на шинах 0,4 кВ;
- автомат включения уличного освещения;
- ограничители перенапряжения низшего напряжения.

Панели ЩО-70 служат для приема и распределения электрической энергии, защиты отходящих линий от перегрузок и токов короткого замыкания.

Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. Ошиновка панелей ЩО-70 имеет электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания и составляет 30 кА для панелей ЩО 70-1 мощностью до 630 кВА.

Для включения счетчика активной энергии на стороне 0,4 кВ, а также для подключения амперметров, в распределительных щитах установлены три однофазных трансформатора тока типа Т-0,66.

Трансформаторы тока Т-0,66 и ТШ-0,66 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, трансформатор является катушечным, по принципу конструкции – опорные. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной крышкой, что исключает несанкционированный доступ к трансформатору в процессе эксплуатации. Трансформаторы пломбируются от неразборности пломбой с оттиском клейма поверителя. Трансформаторы крепятся к заземленным конструкциям изделий потребителей с помощью фланцев или лап. Также в панелях ЩО-70 имеется вольтметр для контроля

уровня напряжения на шинах. Вольтметр измеряет линейное напряжение и подключен к фазам А, С. Вольтметр установлен на вводной панели, а амперметры на линейных и вводных секциях.

6.14 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ на ТП

Трансформаторы тока до 1 кВ по току КЗ не проверяются. Для них должно соблюдаться следующее условие:

$$Z_{2i\dot{i}} \geq Z_{2\delta\dot{\delta}\dot{\delta}}, \quad (105)$$

где $Z_{ном2}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом;

$Z_{рас2}$ – расчётное сопротивление ВА.

$$Z_{\delta\dot{\delta}\dot{\delta}} = Z_{i\delta\dot{\delta}\dot{\delta}} + Z_{i\delta\dot{\delta}\dot{\delta}} + Z_{\dot{\delta}\dot{\delta}\dot{\delta}}, \quad (106)$$

где $Z_{приб}$ – сопротивление измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока, Ом;

$Z_{пров}$ – сопротивление проводов вторичных цепей.

$$Z_{i\delta\dot{\delta}\dot{\delta}} = \frac{S_{i\delta\dot{\delta}\dot{\delta}}}{I_2^2} \quad (107)$$

$$Z_{2i\dot{i}} = \frac{S_{2i\dot{i}}}{I_2^2} \quad (108)$$

Сопротивление проводов вторичных цепей при длине 4 м, и сечении 2,5 мм², составляет 0,05 Ом. Сопротивление контактов составляет 0,1 Ом. Нагрузка трансформаторов тока сведена в таблицу 33 [7].

Таблица 33 – Расчётная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка ВА, на фазу		
		А	В	С
Амперметр	ЭА0702 (аналог Э365)	0,5	0,5	0,5
Счет. Меркурий 230	ART2 – 00 FCILGDN	5	5	5

Мощность вторичной обмотки составит 5,5 ВА, определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, и расчётное сопротивление приборов:

$$Z_{2\hat{I}} = \frac{S_{2\hat{I}}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \hat{I} \hat{I} ,$$

$$Z_{r_{\delta\epsilon\acute{a}}} = \frac{S_{r_{\delta\epsilon\acute{a}}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \hat{I} \hat{I} ,$$

$$Z_2 = Z_{\epsilon\acute{I}\delta} + Z_{r_{\delta\epsilon\acute{a}}} + Z_{r_{\delta\epsilon\acute{a}}} = 0,1 + 0,05 + 0,22 = 0,37 \hat{I} \hat{I} .$$

Сведём данные по трансформаторам тока в таблицу 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

№ ТП	Тип ТТ	Каталожные данные			Расчётные данные		
		U _{ном} , В	I _{прев} , А	Z _{ном2} , Ом	U _{расч} , В	I _{расч} , А	Z _{расч2} , Ом
84,78,83,44, 41,32,	T-0,66 У3	660	250	0,4	380	190	0,37
48,79,65,64, 51	T-0,66 У3	660	600	0,4	380	420	0,37
95,81,89,68, 43	T-0,66 У3	660	500	0,4	380	310	0,37
16,21,47	T-0,66 У3	660	800	0,4	380	580	0,37

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС ПЕРЕВАЛБАЗА

7.1 Заземление ПС Перевалбаза

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (109)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22.7 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Определим площадь S ПС Перевалбаза используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10 \text{ мм}$, $L_B = 5 \text{ м}$. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (110)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (111)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения, оборудования представленный на листе №5 графической части выпускной квалификационной работы, зданий и сооружений ПС, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (112)$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (113)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (114)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (115)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (116)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{Э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{Э2}};$$

Находим отношения по кривой [24]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{Э1}}}{\rho_{\text{Э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (117)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (118)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ПС Перевалбаза, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 6кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

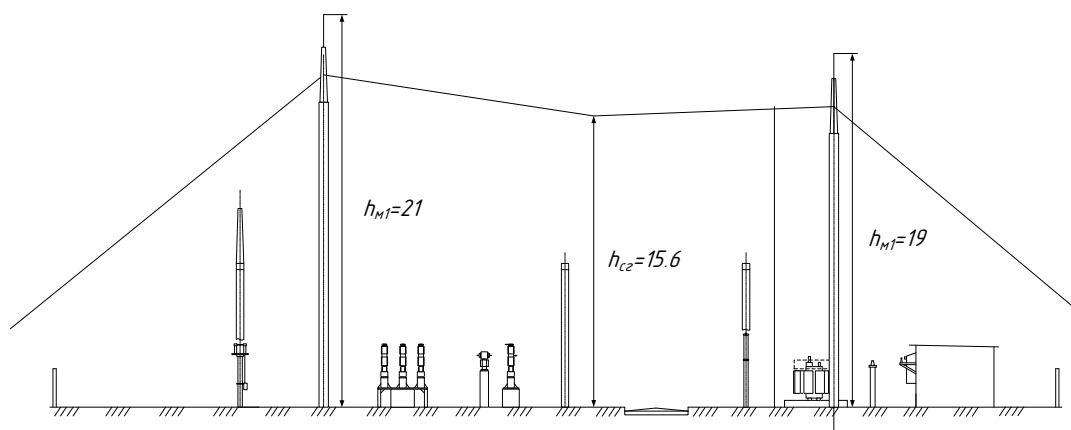


Рисунок 11 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{\text{эф}} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{\text{эф}1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (119)$$

$$h_{\text{эф}2} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (120)$$

$$r_{0,2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (121)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (122)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (123)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (124)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left(1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left(\frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left(\frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (125)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left(\frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 \text{ м}$$

$$r_{cl2} = \frac{r_{cl} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (126)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Перевалбаза приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

7.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

- номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

- удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C

и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{\text{пи}}$ длительностью $T_{\text{пи}}=2000\text{мкс}$, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{\text{ост к}}$, кВ. Коммутационный импульс тока $I_{\text{к}}$ имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{\text{ост г}}$. Грозовой импульс тока $I_{\text{г}}$ имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{\text{вб}}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{\text{пи}}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{\text{ут}}$, мм.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{\text{нр}}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{\text{н.р.}} = 1,2 \cdot U_{\text{ном.сети}}, \quad (127)$$

$$U_{\text{н.р.}} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент $K_{\text{в}}$, учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности

воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [19].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (128)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1- /35/40,5/10/3УХЛ1, [19].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{нд})^2] \quad (129)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [19];

k – кратность напряжений, [19];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{нд}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (130)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1		
$U_{нро}=40,5$ кВ	$U_{нс} =40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=8,065$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-6/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 6$ кВ	$U_{нс} =6$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 10,338$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* =2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* =1.07$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

Выбор и результаты оборудования приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Надежность определяется, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. В данном пункте, определение надежности схемы электроэнергетической системы будем проводить аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, к которым относятся: полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассмотрим надёжность ТП 6/0,4 кВ, и подходящих к ней линий, питающейся от центра питания. За расчётную схему принят участок Перевалбаза - ТП 43. Схема замещения участка сети Перевалбаза - ТП 43 в нормальном режиме, представлена на рисунке 12.

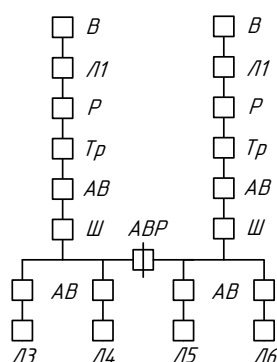


Рисунок 12 - Схема замещения в нормальном режиме

Исходные данные для расчёта даны в таблице 36.

Таблица 36 – Исходные данные для расчёта надёжности

Элемент схемы замещения	Средняя частота устойчивых отказов, λ	Среднее время восстановления, $t_B, \text{ч}$	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл,ч}$
Выкл. 6 кВ	0,003	11	0,14	8
Разъединитель, 6 кВ	0,01	7	0,166	4
Ав.вык. 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Линия 0,4 кВ	0,25 на 1 км	2	0,17	5
Линия 6 кВ	0,076 на 1 км	5	0,17	6
Трансф. 6/0,4	0,016	50	0,166	150

Разрезая схему по АВР, получаем две отдельные цепочки, для которых будем проводить расчет. Рассчитаем показатели надёжности для элементов схемы. Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 10 кВ определена как модель:

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}} = \lambda_{\hat{A}\hat{E}\hat{\sigma}\hat{\omega}\hat{\delta}} + \lambda_{\hat{A}\hat{E}\hat{\alpha}\hat{\sigma}\hat{\omega}\hat{\delta}}, \quad (131)$$

где $\lambda_{B/луст}$ – вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{B/лусп}$ – вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}\hat{\sigma}\hat{\omega}\hat{\delta}} = l \cdot \lambda_{\hat{A}\hat{E}}, \quad (132)$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}\hat{\alpha}\hat{\sigma}\hat{\omega}\hat{\delta}} = \alpha \cdot \lambda_{\hat{A}\hat{E}\hat{\sigma}\hat{\omega}\hat{\delta}}, \quad (133)$$

где l – длина линии, км,

α – коэффициент средней частоты неустойчивых отказов, [5].

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}1} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}2} = 0,67 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,67 \cdot 0,076 = 0,153,$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}3} = 0,3 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,3 \cdot 0,076 = 0,225,$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}4} = 0,32 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,32 \cdot 0,076 = 0,24,$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}5} = 0,36 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,36 \cdot 0,076 = 0,27,$$

$$\lambda_{\hat{A}\hat{E}6} = 0,4 \cdot 0,076 + 2 \cdot 0,4 \cdot 0,076 = 0,3.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 10 кВ также определена как модель:

$$\lambda_{\hat{A}10\hat{i}\hat{i}\hat{a}\hat{e}\hat{u}} = \lambda_{\hat{a}\hat{u}\hat{e}.10} + 2 \cdot \lambda_{\hat{\delta}\hat{a}\hat{c}10} \quad (134)$$

$$\lambda_{\hat{A}10\hat{i}\hat{i}\hat{a}\hat{e}\hat{u}} = 0,003 + 2 \cdot 0,01 = 0,023.$$

Произведём расчёт показателей надёжности для нормального режима схемы. Определим параметры потока отказов первой и второй цепей, учитывая их преднамеренные отключения, пользуясь следующей формулой:

$$\lambda_{\hat{n}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i + \lambda_{\hat{i}\hat{\delta}\hat{i}\hat{a}\hat{e}\hat{a}}, \quad (135)$$

где $\lambda_{\text{нр.наиб}}$ – наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

Расчёт для первой и второй цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{\text{вык}} + \lambda_{\text{л1}} + \lambda_{\text{раз10}} + \lambda_{\text{мп10}} + \lambda_{\text{ав}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ав}} + \lambda_{\text{Л3}} + \lambda_{\text{Л4}} + \lambda_{\text{нр.наиб}}$$

$$\lambda_{c1} = 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,225 + 0,24 + 0,166 = 0,893$$

$$\lambda_{c1} = \lambda_{\text{вык}} + \lambda_{\text{л2}} + \lambda_{\text{раз10}} + \lambda_{\text{мп10}} + \lambda_{\text{ав}} + 2 \cdot \lambda_{\text{ав}} + \lambda_{\text{Л5}} + \lambda_{\text{Л6}} + \lambda_{\text{нр.наиб}}$$

$$\lambda_{c1} = 0,023 + 0,153 + 0,01 + 0,016 + 0,02 + 2 \cdot 0,02 + 0,27 + 0,3 + 0,166 = 0,998.$$

Определяем вероятность отказов обеих цепей:

$$q_{\hat{o}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{\hat{A}i} \quad (136)$$

Так как t_{Bi} , задано в часах, то его нужно выразить в годах, тогда:

$$t_{\hat{A}}^* = \frac{t_{\hat{A}}}{8760} \quad (137)$$

Следовательно, вероятности отказа составят:

$$\begin{aligned} q_1 &= \lambda_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}}}{8760} + \lambda_{\hat{e}1} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{e}1}}{8760} + \lambda_{\hat{\delta}\hat{a}\hat{\zeta}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{\delta}\hat{a}\hat{\zeta}}}{8760} + \lambda_{\hat{\delta}\hat{\delta}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{\delta}\hat{\delta}}}{8760} + \lambda_{\hat{a}\hat{a}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{a}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\hat{a}\hat{a}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{a}}}{8760} + \frac{t_{\hat{a}\hat{e}04}}{8760} \cdot (\lambda_{\hat{e}3} + \lambda_{\hat{e}4}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,225 + 0,24) = \\ &= 3,501 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} q_2 &= \lambda_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}}}{8760} + \lambda_{\hat{e}2} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{e}1}}{8760} + \lambda_{\hat{\delta}\hat{a}\hat{\zeta}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{\delta}\hat{a}\hat{\zeta}}}{8760} + \lambda_{\hat{\delta}\hat{\delta}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{\delta}\hat{\delta}}}{8760} + \lambda_{\hat{a}\hat{a}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{a}}}{8760} + \\ &2 \cdot \lambda_{\hat{a}\hat{a}} \cdot \frac{t_{\hat{a}\hat{a}\hat{a}}}{8760} + \frac{t_{\hat{a}\hat{e}04}}{8760} \cdot (\lambda_{\hat{e}5} + \lambda_{\hat{e}6}) = 0,023 \cdot \frac{11}{8760} + 0,153 \cdot \frac{5}{8760} + 0,01 \cdot \frac{8}{8760} + \\ &+ 0,016 \cdot \frac{50}{8760} + 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + 2 \cdot 0,02 \cdot \frac{4}{8760} + \frac{2}{8760} \cdot (0,27 + 0,3) = 3,741 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_{\hat{A}\bar{n}} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_i}{\lambda_i^*} = \frac{q_i}{\lambda_i - \lambda_{r\hat{\delta}.i\hat{a}\hat{e}\hat{a}}} \quad (138)$$

$$t_{\hat{A}1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{r\hat{\delta}.i\hat{a}\hat{e}\hat{a}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \div,$$

$$t_{\hat{A}1} = \frac{q_1}{\lambda_1 - \lambda_{r\hat{\delta}.i\hat{a}\hat{e}\hat{a}}} = \frac{3,501 \cdot 10^{-4}}{0,893 - 0,166} \cdot 8760 = 4,22 \div.$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из двух параллельных элементов:

$$\lambda_{\bar{n}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n (\lambda_j \cdot t_{\hat{A}j} + \lambda_{r\hat{\delta}j} \cdot t_{r\hat{\delta}j}) \quad (139)$$

$$\lambda_{\bar{n}} = 0,893 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 0,998 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4} + \frac{0,727 \cdot 150 \cdot 0,166 + 0,832 \cdot 150 \cdot 0,166}{8760} = 5,113 \cdot 10^{-3} \text{ 1/ã ä .}$$

Найдём среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{\bar{i} \cdot \bar{N}} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{\bar{i} \delta i} \cdot \lambda_{\bar{i} \delta} \cdot t_{\bar{i} \delta i} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot t_{Bi} , \quad (140)$$

где $K_{\bar{n}pi}$ – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

$$K_{\bar{i} \delta} = 1 - e^{-\bar{t}_{i \delta i} / \bar{t}_{\bar{A} \bar{y} \bar{e} \bar{a}}} \quad (141)$$

$$K_{\bar{i} \delta 1} = 1 - e^{-\bar{t}_{i \delta 1} / \bar{t}_{\bar{A} 2}} = 1 - \bar{a}^{-150/3,94} = 1, \quad K_{\bar{i} \delta 2} = 1 - e^{-\bar{t}_{i \delta 2} / \bar{t}_{\bar{A} 1}} = 1 - \bar{a}^{-150/4,22} = 1.$$

Тогда:

$$q_c = q_1 \cdot q_2 + K_{\bar{i} \delta 1} \cdot \lambda_{\bar{i} \delta 1} \cdot t_{\bar{i} \delta 1} \cdot q_2 + K_{\bar{i} \delta 2} \cdot \lambda_{\bar{i} \delta 2} \cdot t_{\bar{i} \delta 2} \cdot q_1 = 3,501 \cdot 10^{-4} \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + \frac{1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,741 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 0,166 \cdot 150 \cdot 3,501 \cdot 10^{-4}}{8760} = 2,189 \cdot 10^{-6} .$$

Найдём среднее время безотказной работы системы, и расчётное время безотказной работы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \quad (142)$$

$$\bar{T}_\delta = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_{\bar{n}} \quad (143)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{5,113 \cdot 10^{-3}} = 195,569 \text{ äãð, } \bar{T}_\delta = \ln(1 - 0.1) \cdot 195,569 = 20,605 \text{ äãð .}$$

Среднее время восстановления системы и математическое ожидание недоотпущенной электроэнергии:

$$t_{\bar{A}\bar{N}} = \frac{q_c}{\lambda_c} \quad (144)$$

$$W_{i\bar{a}\bar{a}} = q_{\bar{n}} \cdot D_{\delta\bar{a}\bar{a}} \cdot \bar{O}_{\bar{A}} \quad (145)$$

Тогда:

$$t_{\bar{A}\bar{N}} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \left(\frac{2,189 \cdot 10^{-6}}{5,113 \cdot 10^{-3}} \right) \cdot 8760 = 3,751 \div ,$$

$$W_{i\bar{a}\bar{a}} = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot (400 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 0,8) \cdot 8760 = 8,592 \hat{e}\hat{A}\hat{d} \cdot \div .$$

Теперь необходимо оценить надежность системы с учетом АВР. Резервирование замещением называется такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом АВР:

$$q_c(t) = q(S/A_1A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/\bar{A}_1A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + q(S/A_1\bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot q(A_2), \quad (146)$$

где $q(S/A_1A_2)$ – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S/A_1A_2)$ – то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S/A_1A_2)$ – то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S/A_1A_2)$ – то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1), p(A_1)$ – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность

отказа во включении;

$p(A_2), p(\bar{A}_2)$ – соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении.

Каждый из потребителей может оказаться присоединенным к одной из секций шин с вероятностью 0,5, поэтому:

$$q(S / \bar{A}_1 A_2) = q(S / A_1 \bar{A}_2) = q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Тогда:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{\bar{A}\bar{A}} \cdot t_{\bar{A}\bar{A}}}{8760} = \frac{0,02 \cdot 4}{8760} = 9,132 \cdot 10^{-6},$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1) = 1 - 9,132 \cdot 10^{-6} = 1.$$

Тогда формула полной вероятности будет иметь вид:

$$q_{c\bar{A}\bar{A}D}(t) = 2,189 \cdot 10^{-6} \cdot 1 \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} \cdot 1 + 0,5 \cdot 2 \cdot 9,132 \cdot 10^{-6} = 2,045 \cdot 10^{-5}.$$

В послеаварийном режиме расчёт будет аналогичен выше изложенному, однако, схема поменяется, и расчёт будет проходить только для одной цепи.

Рассмотрим режим, при котором один из трансформаторов выйдет из строя, и питание будет осуществляться через АВР. Схема замещения электрической сети будет иметь следующий вид:

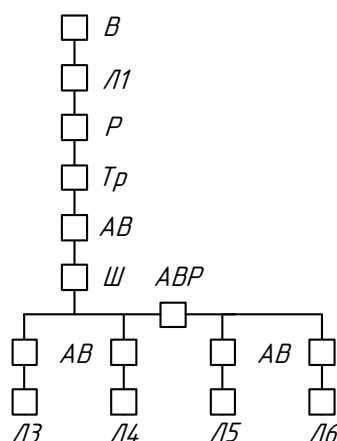


Рисунок 13 - Схема замещения в послеаварийном режиме

Результаты расчёта, для обоих режимов сведены в таблицу 37.

Таблица 37 – Результаты расчета нормального и послеаварийного режима

Показатели	Нормальный режим	Послеаварийный режим
	ТП 43	ТП 43
Параметры потока отказов, λ_c	0,005113	1,463
Средняя вероятность состояния отказа системы q_c	0,000002189	0,0007128
Среднее время безотказной работы, \bar{T}_c , лет	195,5	0,684
Рабочее время безотказной работы, \bar{T}_p , лет	20,6	0,072
Время восстановления системы, t_{BC} , ч	3,75	4,27
Средний недоотпуск электроэнергии, $W_{нед}$, кВт·час	8,592	2797

По результатам расчёта можно сделать вывод, что система в послеаварийном состоянии склонна к большему числу отказов, высока вероятность отключения какого либо элемента, время, необходимое для ремонта, возрастает, а так же система несет большие убытки от недоотпуска электроэнергии.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Выбор системы оперативного тока

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

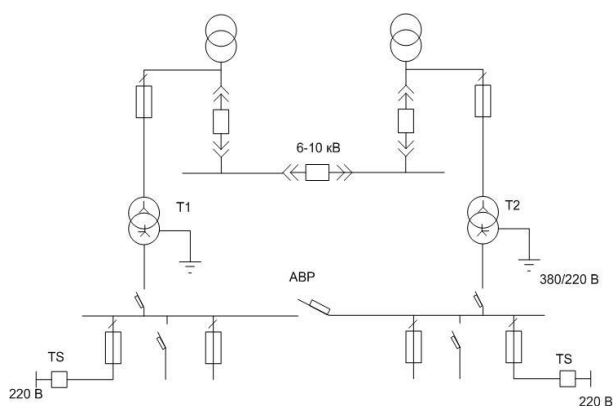


Рисунок 14 - Схема питания оперативных цепей переменного тока

9.2 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя.

Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с от момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсеков, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

9.3 Релейная защита питающей линии

В соответствии с [2] для линий в сетях 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю (далее – ОЗЗ).

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. Поэтому защита от замыканий на землю может действовать на сигнал.

Таким образом, питающие подстанцию Перевалбаза ВЛ-35 кВ оснащаются максимальной токовой защитой, токовой отсечкой и сигнализацией при замыканиях на землю.

Релейную защиту питающих линий реализуем на базе микропроцессорного устройства защиты присоединений напряжением 3-35 кВ «Сириус-21-Л» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Данное устройство позволяет реализовать требующиеся функции защиты.

9.4 Защита трансформатора 35/6 кВ

9.4.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.}N} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}N}}, \quad (147)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.}N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6} = 241 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (148)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}$, $I_{\text{Н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 50 / 5 = 10$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 300 / 5 = 60$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{41}{10} = 4,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{241}{60} = 4,017 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5$$

$I_{\text{ном.ВН}} = 2,6 \text{ А}$, выбираем 5А

$I_{\text{ном.НН}} = 4,255 \text{ А}$, выбираем 5А

9.4.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 15. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

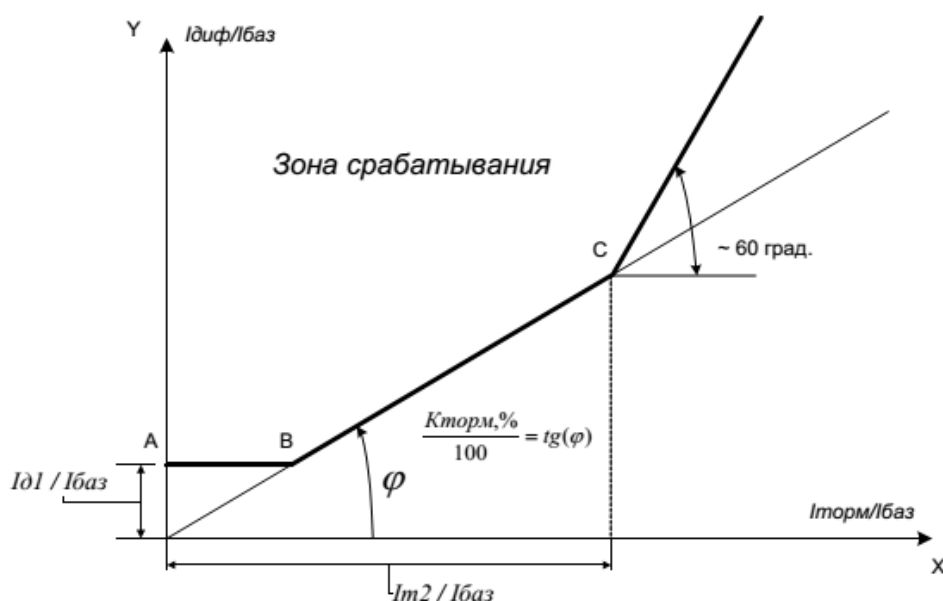


Рисунок 15 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{торм}, \%$ и ДЗТ-2 – $I_{т2}/I_{ном.ВН}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (149)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (150)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (151)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (152)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (153)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [4];

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 12,91 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (154)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (155)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{т2}}/I_{\text{баз}}$ 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 ($I_T/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

9.4.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб,расч*}$$

где $k_{отс}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб,расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 12,91 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (156)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб.макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 51 = 170 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 134 = 446,7 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (157)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,48 \cdot 10^3}{170} = 14,6 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{446,7} = 9,51 > 1,5$$

9.4.4 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.



Рисунок 16– Газовое реле Бухгольца

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном $(1\div 2)\%$ в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и

замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

9.5 Защита линий 6 кВ

В сетях напряжением до 35 кВ в качестве основных применяют максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой при обеспечении требуемой селективности и чувствительности. Защиту отходящих линий выполним на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Л». Данное устройство предназначено для выполнения функций релейной защиты в линиях 6-35 кВ. В нём имеются такие защиты как трёхступенчатая МТЗ, защита от однофазных замыканий на землю, защита от обрыва фазы, токовая отсечка.

МТЗ может иметь четыре ступени, первая ступень выполнена в виде токовой отсечки, вторая ступень, ступень с независимыми времятоковыми характеристиками, третья – с зависимыми времятоковыми характеристиками. Четвёртая ступень – дополнительная, и может быть либо введена, либо выведена, в зависимости от необходимости, и действовать на отключение или сигнализацию.

Произведем расчет защиты линии от Ф1-ТП43.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (158)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [23, с 45];

$k_{с/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [23, с 48];

k_B – коэффициент возврата, равный 0,95, [23, с 49];

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 134 = 148,1 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{с.п} = I_{с.з} \cdot \left(\frac{k_{сх}}{k_{Т.Т}} \right) = 148,1 \cdot \frac{1}{300/5} = 2,468 \text{ А,} \quad (158)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = 1$, для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 300/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (159)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{272}{148,1} = 1,84;$$

$$1,84 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (160)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (161)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [2, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты

поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени,

принимается равным $0,1-0,15$ с, [2, с 56];.

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (162)$$

где k_H – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [2, с 61];

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (163)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3...5$ [2, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{ч} = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (164)$$

$$k_{ч} = \frac{2480}{148,1} = 16,7 \text{ кА.}$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

9.6 Автоматика

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

9.6.1 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [2].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение.

Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно[2] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше. Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых

случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

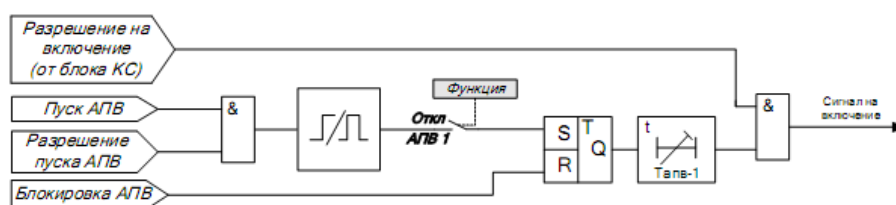


Рисунок 17 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием прием на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того,

чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

9.6.2 Автоматическое включение резерва

Схемы подстанции и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться, возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается

включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы подстанции, приведенной на рисунке 18.

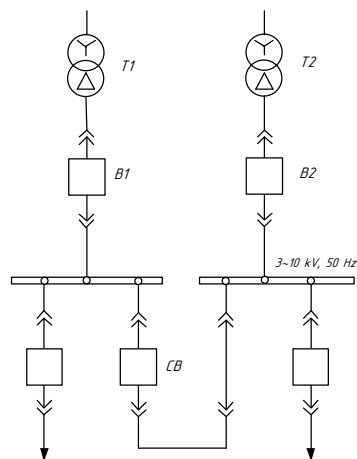


Рисунок 18 – Фрагмент схемы ПС Перевалбаза

Трансформаторы T1 и T2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции.

Функцию АВР секционного выключателя 6 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В бакалаврской работе проведена реконструкция поселка Новобурейский, в частности сеть 0,4-6 кВ с использованием самонесущих изолированных проводов (СИП), распределительное устройство 110/35/6 кВ подстанции Бурейск целью повышения надежности, замена силовых трансформаторов с превышенными сроками эксплуатации. Необходимость реконструкции обусловлена износом значительной части оборудования электрических сетей, низкой надежностью электроснабжения потребителей поселка.

Для строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевого оборудования необходимо рассмотреть такие разделы:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде);
- экологичность, т.е. оценить воздействие проектируемых объектов на окружающую природную среду;
- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации электрооборудования на ПС Бурейск.

10.1 Безопасность

10.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации ВЛ обеспечивается принятием всех проектных решений в строгом соответствии с ПУЭ, «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами» (ПУ ВЛИ до 1 кВ), «Правилами техники безопасности при производстве электромонтажных работ на объектах Минэнерго», «Методическими указаниями по эксплуатации ВЛИ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами» и «Электробезопасность при вводе в эксплуатацию, проведении приёмо-сдаточных испытаний и при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими

изолированными проводами», требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования [3] в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

10.1.2 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой по электробезопасности V и

оперативный персонал с квалификационной группой по электробезопасности IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматривающим и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения [16].

Дополнительные изолирующие средства [16]: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

- выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

- выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

– выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

– четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

– небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

– отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

– вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

– присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

- работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;
- ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключая возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

10.1.3 Техника безопасности и охрана труда на ПС

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и

прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

- производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения;
- вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ»;
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;

-наложение заземления;

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003, приложение № 8 «Нормы комплектования средствами защиты», ПС Перевалбаза должна быть укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 38.

Таблица 38 - Защитные средства [16]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 6 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 6 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

10.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от

воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Перевалбаза.

10.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образуемом за счет неплотной стыковки

листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитострикционные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжению.

На ПС Перевалбаза в ОРУ установлено два трансформатора типа ТМН 2500/35, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла. Типовая мощность трансформатора – 2,5 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 2,5 МВА составляет $L_{TP} = 81$ дБА. Данное значение взято для

времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 81} = 91 \text{ дБА} ; \quad (165)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = \Delta Y_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (166)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (167)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \Delta Y_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (168)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90-45}{10}}}{6,28}} = 80 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 19:

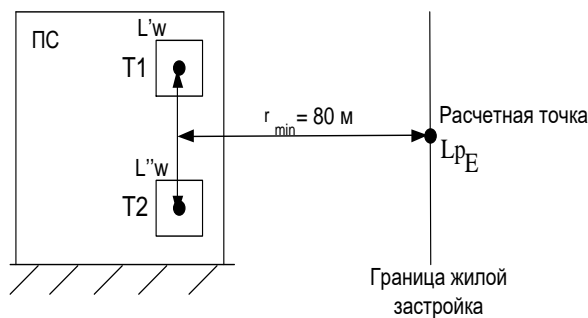


Рисунок 19 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Перевалбаза до границы жилой застройки составляет 80 м, а ПС Перевалбаза находится на расстоянии 400 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

10.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Перевалбаза

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Перевалбаза предусматривается установка двух трансформаторов марки ТМН-2500/35 с размерами (м) 4,25×3,42×2,35 и массой масла больше 10 т (11,89 т.).

Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (рисунок 1) не менее чем на 1,5 м при массе масла более 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=3,42+2\cdot 1,5=6,42 \text{ м.}$$

$$Г=2,35+2\cdot 1,5=5,35 \text{ м.}$$

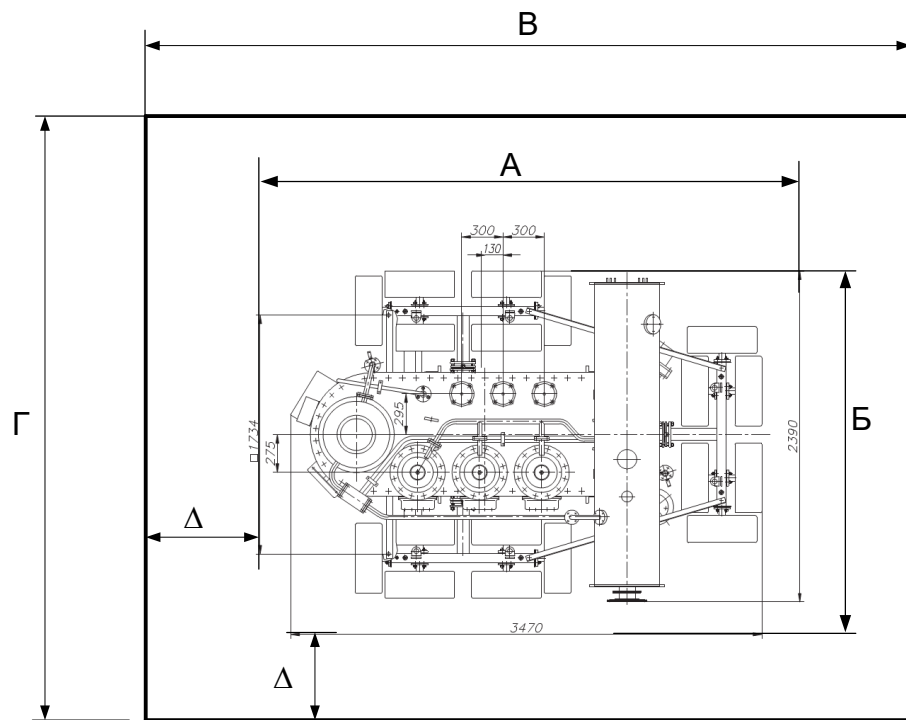


Рисунок 20 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot \Gamma = 6,42 \cdot 5,35 = 34,3 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{10500}{850} = 12,35 \text{ м}^3, \quad (169)$$

где ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = V_{\text{ТМ}}/S_{\text{МП}} = 12,35/34,3 = 0,36 \text{ м} \quad (170)$$

Объём воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{\text{Вод}} = k \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (171)$$

где $k = 0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ [20];

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$ – нормативное время пожаротушения;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (3,42 + 2,35) \cdot 4,25 = 49,045 \text{ м}^2 \quad (172)$$

Тогда:

$$V_{\text{Вод}} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (34,3 + 49,045) = 30000 \text{ л} = 30 \text{ м}^3 \quad (173)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{\text{Вод}} = 0,8 \cdot V_{\text{Вод}} / S_{\text{МП}} = 0,8 \cdot 30 / 34,3 = 0,7 \text{ м} \quad (174)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{Вод}} + 0,3 = 0,36 + 0,87 + 0,3 = 1,53 \text{ м} \quad (175)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

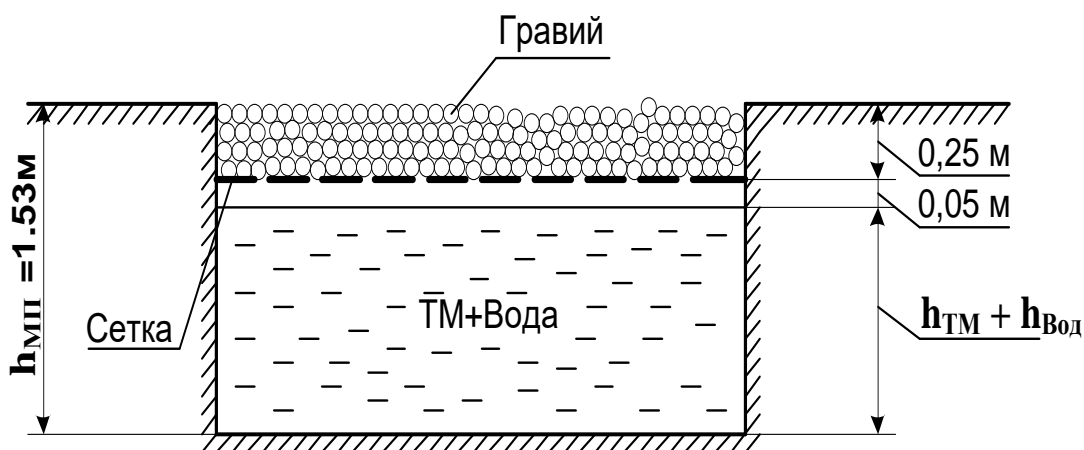


Рисунок 21- Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

10.3 Чрезвычайные ситуации

10.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Перевалбаза

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

10.3.2 Тушение пожара

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла.

Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [20].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения тепло-, энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

- исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок

вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее 25 мм^2 в электроустановках напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм^2 ниже 1000 В , снабженных струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и

конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 12 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

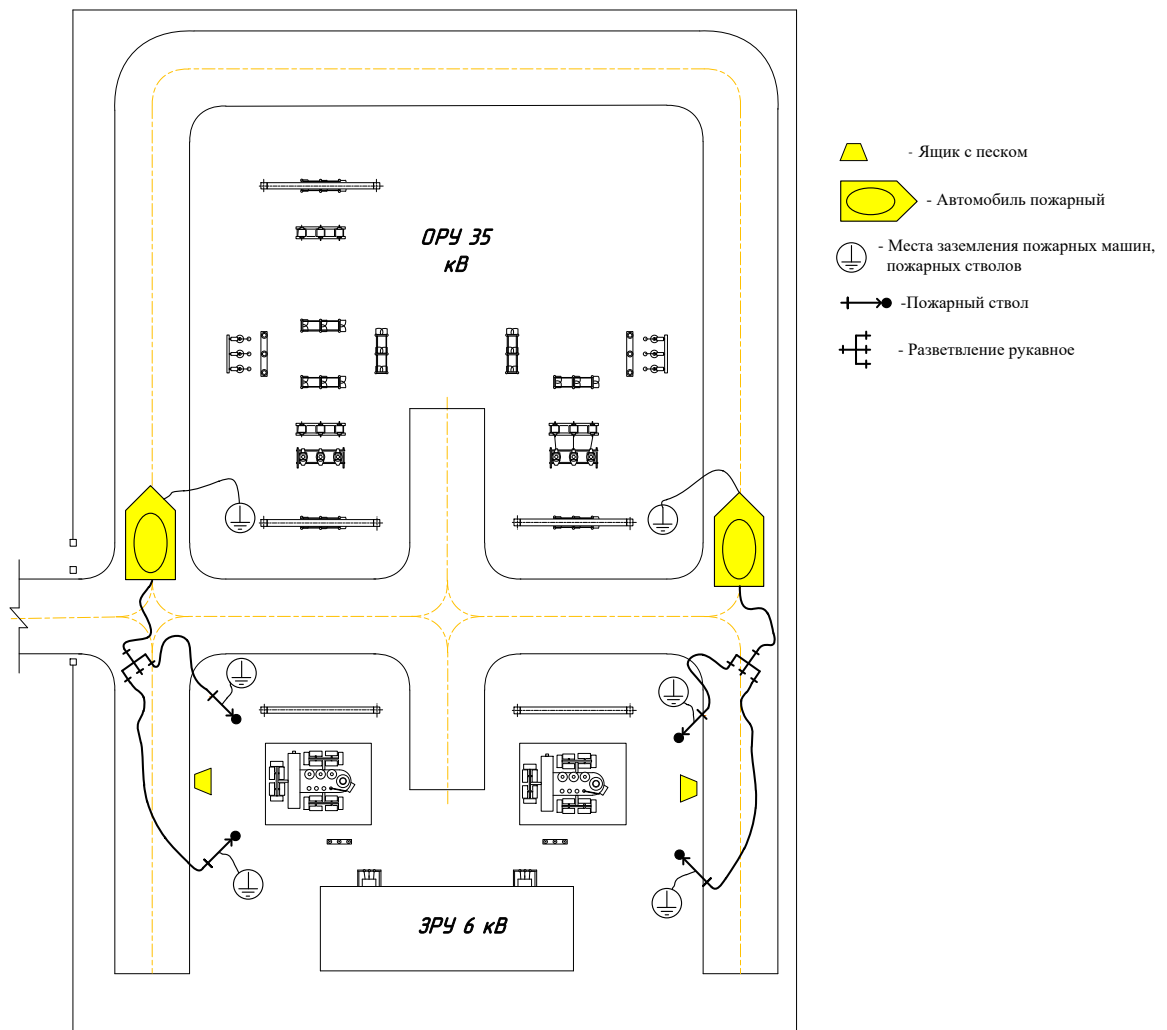


Рисунок 12– Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 39 [20, с.198].

Таблица 39 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 40.

Таблица 40 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрзащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице ;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

10.3.3 Противопожарная профилактика.

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым

планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового

местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы электроснабжения поселка Новобурейский.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика электрических сетей и реконструируемой подстанции;
- дана оценка состояния электрической системы п. Новобурейский;
- выбраны мощность и тип ТП 6/0,4 кВ;
- выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети;
- произведена замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП, которые обеспечивают высокую надежность электроснабжения и безопасность обслуживающего персонала и населения;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- проанализированы все опасные вредные факторы, которые могут действовать при реализации проекта, а также при эксплуатации электрической сети.

Таким образом, разработан вариант реконструкции электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителей поселка Новобурейский.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
2. Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – «Энергомашвин», 2004. –260 с.
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.
4. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
5. Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения/ Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. –176с.
6. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И.Т. Крючков.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–608с.
9. Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей распределительных электрических сетей / Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». М.: 2004 г.

10. ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchck.ru/>. – 26.05.2014.
11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
12. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.
13. Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
14. РД-34-20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
15. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
16. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
17. РД 153-34.3-20.671-97. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами.
18. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
19. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

20. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
21. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
22. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
23. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
24. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.