

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**

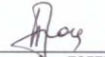
на тему: Реконструкция системы электроснабжения карьера № 4 Соловьевского месторождения участка Рудный с обеспечением резервного питания в Амурской области.

Исполнитель  
студент группы 542узб

 14.06.2019.  
подпись, дата

С.А. Васин

Руководитель  
доцент

 14.06.2019г.  
подпись, дата

П.П. Проценко

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

 14.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
Профессор,  
канд.техн.наук

 14.06.2019  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Васин Сергей Андреевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реорганизация систем электроснабжения района №4  
Составление схем электроснабжения участка Рядовой - обвалочный район  
Питомкинского района Амурской обл. (утверждено приказом от 04.04.19 № 758-д)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Составление схем  
объекта схема электроснабжения, нормативные  
составленные мероприятия, ПСТ, ПУЭ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке  
вопросов): Характеристика района. Расчет Э.п. на район  
Разработка схем электроснабжения, проект первичных  
узелов и схемы э. энергии. Технические и организационные

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План участка  
земельной 9-ки. РЗ 4р-ра на ПС Сельбыск, Маломасловка

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к  
ним разделов) Бережневский В.А. и Космодемьянский А.В.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Кочетков П.П. (подпись) Кочетков  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 158 с., 21 рисунок, 31 таблиц, 253 формулы, 2 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, НАПРЯЖЕНИЕ, ПОДСТАНЦИЯ, РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА.

В работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения для подключения обогатительной фабрики прииска Соловьёвского. Для этого необходимо произвести реконструкцию ПС Соловьёвск для обеспечения резервного питания. В работе произведён выбор системы электроснабжения карьера Соловьёвского. Проведен технико-экономический расчёт реконструируемой сети. В ходе реконструкции решены такие задачи как: выбор и проверка оборудования; выбор устройств релейной защиты линии; проведена оценка надежности электроснабжения реконструируемой схемы.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗиА	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЦЭР	-	центральный энергорайон
ЭН	-	электрические нагрузки

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатогеографическая характеристика района проектирования	10
2 Характеристика карьера Соловьёвский	12
3 Расчёт электрических нагрузок	18
3.1 Расчёт низковольтной нагрузки	18
3.2 Расчёт осветительной нагрузки	20
3.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	22
3.4 Компенсация реактивной мощности	26
4 Разработка системы электроснабжения карьера Соловьёвский	28
4.1 Выбор номинального напряжения сети на шинах низкого напряжения ПС	28
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС	29
4.3 Выбор номинального напряжения питающей сети	32
4.4 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	33
4.5 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	36
4.6 Оценка надёжности сети внешнего электроснабжения 110 кВ	41
5 Проектирование пункта приёма электроэнергии	49
5.1 Выбор типа пункта приёма электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	49
5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	50
5.3 Расчёт токов короткого замыкания	52
5.3.1 Определение параметров схемы замещения	52
5.3.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности	57
5.3.3 Схема замещения, параметры схемы обратной последовательности	60
5.3.4 Схема замещения, параметры схемы нулевой последовательности	61

5.3.5	Расчет токов КЗ	62
5.4	Выбор и проверка выключателей на ПС	65
5.5	Выбор разъединителей на ПС	66
5.6	Выбор трансформаторов тока на ПС	66
5.7	Выбор трансформаторов напряжения на ПС	69
5.8	Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН ПС	70
5.9	Выбор и проверка сборных шин	72
5.10	Выбор и проверка изоляторов	74
5.11	Выбор трансформатора собственных нужд	75
5.12	Выбор ячеек КРУ на ПС	76
5.12.1	Выбор комплектных распределительных устройств	76
5.12.2	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63	77
5.12.3	Выбор трансформатора тока	81
5.12.4	Выбор трансформатора напряжения	86
5.12.5	Выбор и проверка разъединителей	87
6	Заземление и молниезащита ПС	89
6.1	Заземление ПС	89
6.2	Защита ПС от прямых ударов молнии	92
6.3	Защита ПС от набегающих волн перенапряжений	94
7	Релейная защита, автоматика и сигнализация	97
7.1	Выбор системы оперативного тока ПС Соловьёвск	97
7.2	Релейная защита силовых трансформаторов ПС Соловьёвск	97
8	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Соловьёвск	106
9	Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения Карьера Соловьёвский	109
10	Безопасность и экологичность проекта электроснабжения Карьера Соловьёвский	113

10.1 Безопасность	113
10.2 Экологичность	119
10.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Соловьёвск	122
10.4 Чрезвычайные ситуации	124
Заключение	131
Библиографический список	133
Приложение А Расчет токов КЗ системы электроснабжения Карьера Соловьёвский	136
Приложение Б Расчёт молниезащиты ПС Соловьёвск	153

## ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие электроэнергетических систем диктует необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создание экономичных, надёжных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; внедрение микропроцессорной техники, элегазового и вакуумного электрооборудования, новых комплектных преобразовательных устройств. Всё это ставит большие задачи при проектировании новых систем электроснабжения предприятий и при реконструкции уже существующих.

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие механизмы.

Все машины и механизмы предприятий приводятся в работу в настоящее время электродвигателями. Для их нормальной работы принимают электроэнергию как самую гибкую и удобную форму энергии, обеспечивающей работу производственных механизмов. При этом электроэнергия должна обладать соответствующим качеством, а именно стабильностью частоты и напряжения.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин, механизмов и строительством электростанций.

В настоящее время в Амурской области идёт развитие и реконструкция электрических сетей. Необходимо обеспечить бесперебойное электроснабжение карьера Соловьёвского месторождения золота.



Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы внешнего электроснабжения для питания Соловьёвского месторождения золота от подстанции Соловьёвск.

Для достижения данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- разработать варианты электрической сети внешнего электроснабжения предприятия прииск Соловьёвский;

- в соответствии с требованиями надёжности электроснабжения приёмников электроэнергии в зависимости от их категории и на основе технико-экономических расчётов выбрать оптимальный вариант сети внешнего электроснабжения предприятия;

- произвести расчёт токов короткого замыкания в принятой сети;

- произвести выбор и проверку оборудования подстанции глубокого ввода Карьера Соловьёвский;

- произвести расчёт молниезащиты проектируемой подстанции Соловьёвск.

Необходимые расчёты произведены в программе Mathcad 14.

## 1 КЛИМАТОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Соловьевск — село в Тындинском районе Амурской области (Россия), центр Соловьевского сельсовета. Село Соловьевск, как и Тындинский район, приравнено к районам Крайнего Севера.

Тындинский район расположен в северо-западной части Амурской области. На западе граничит с Забайкальским краем, на севере и северо-западе – с Якутией, на востоке – с Зейским, на юго-востоке – с Магдагачинским, на юге – со Сковородинскими районами области. Площадь территории – 83,3 тыс. км<sup>2</sup>. Тындинский район давно называют северной жемчужиной Амурской области. Район богат природными ресурсами. На протяжении 142 лет здесь добывается золото, ведётся освоение месторождений титаномагнетитовых руд, заготовка леса. В районе находятся огромные запасы апатитов, анортозитов, мраморов, каменного угля и других полезных ископаемых.

Село Соловьевск расположено в 29 км к северу от села Невер Сковородинского района (станция Большой Невер на Транссибе).

Расстояние до районного центра Тындинского района города Тынды около 120 км (на север по автодороге «Лена»). Село Соловьевск расположено в долине реки Джалинда. От села Соловьёвск на запад идёт дорога к селу Янкан, на восток — к сёлам Уркан и Бугорки. Расположение села на карте представлено на рисунке 1.

Климат резко континентальный. Зима очень морозная (средняя температура января минус 27 °С), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля 18 °С), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до 34°С – 37°С, а ночью холодает до 13°С – 16°С).

Среднегодовая температура воздуха: минус 4,4 °С.

Относительная влажность воздуха: 70,0 %.

Средняя скорость ветра: 2,0 м/с.

В год выпадает в среднем 443 мм осадков.

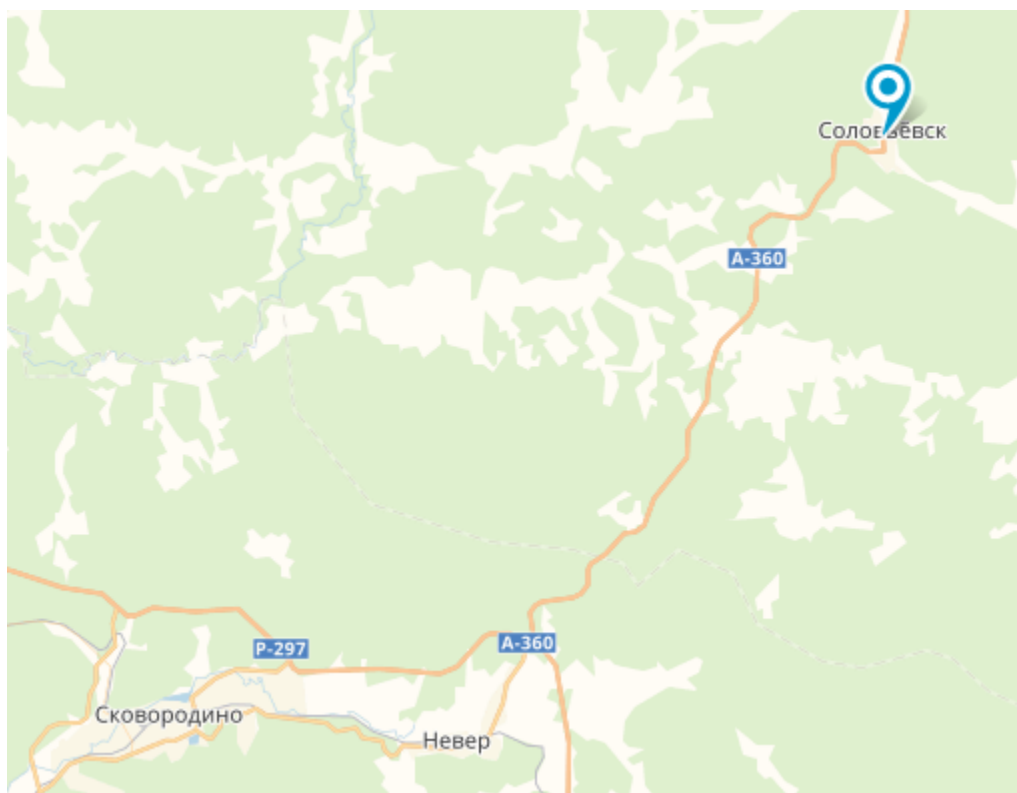


Рисунок 1 – Расположение с. Соловьевск

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °С	-5,8	2,1	15,4	23,4	32,3	34,5	36,8	40,2	28,6	21,4	7,5	-1,9	40,2
Средний максимум, °С	-20,4	-13,7	-4,7	5,6	15,4	22,5	25,3	22,2	15,3	4,1	-11,1	-20,7	3,5
Средняя температура, °С	-28,3	-23,3	-14	-1,4	8,0	15,0	18,1	14,9	7,3	-3,7	-18,7	-27,4	-4,4
Средний минимум, °С	-35,4	-32,3	-23,5	-9	-0,5	6,2	10,5	7,9	0,4	-10,5	-25,6	-33,7	-12,2
Абсолютный минимум, °С	-52	-52,4	-45,2	-32,9	-14,4	-6,1	-3,5	-4,8	-13,9	-33,9	-47	-50,7	-52,4
Норма осадков, мм	3,7	3,4	6,5	18,3	37,8	83,4	104,8	98	54,9	16,1	10,5	5,6	443

Рисунок 2 – Климат с. Соловьевск

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРЬЕРА СОЛОВЬЁВСКИЙ

Экономика специализируется на добыче золота. На территории села функционирует АО «Прииск Соловьевский». Основным видом деятельности Акционерного общества «Прииск Соловьевский» является добыча золота на рассыпных месторождениях дражным и раздельным открытым способами добычи, а также извлечение металла из рудного месторождения. По уровню золотодобычи предприятие занимает первое место по добыче россыпного золота в Амурской области и девятое из 48 предприятий Забайкальского края.

Золотодобывающие подразделения представлены шестью карьерами, обеспеченными полным комплексом необходимого горного технологического оборудования, техники и объектами социально-культурного быта. Подготовка полигонов, обрабатываемых месторождений осуществляется тяжелыми бульдозерами Д-355А, Д-375А, экскаваторами ЭШ 10/70, ЭШ 6/45 и РС Komatsu. Разработка рудного карьера ведется при помощи комплекса буровзрывных работ и тяжелой самосвальной техникой. К вспомогательным цехам, обслуживающим основное производство относятся: цех ремонта горного оборудования, транспортный цех, участок геолого-разведочных работ, пробирно-аналитическая лаборатория.

Основная база АО «Прииск Соловьевский» расположена в селе Соловьевск. Здесь же находятся главные технические службы, ремонтные мастерские (больше похожие на завод), центральная шлихообогатительная фабрика (ШОФ).

Ежегодно на прииске перерабатывают несколько млн м<sup>3</sup> горной породы, рекордом для прииска стала переработка в 2011 году горной массы в объеме свыше 30 млн м<sup>3</sup>.

Обогатительная фабрика — горное предприятие для первичной переработки твердых полезных ископаемых с целью получения технически ценных продуктов, пригодных для промышленного использования. Часто обогатительная фабрика входит в состав горно-обогатительного комбината.

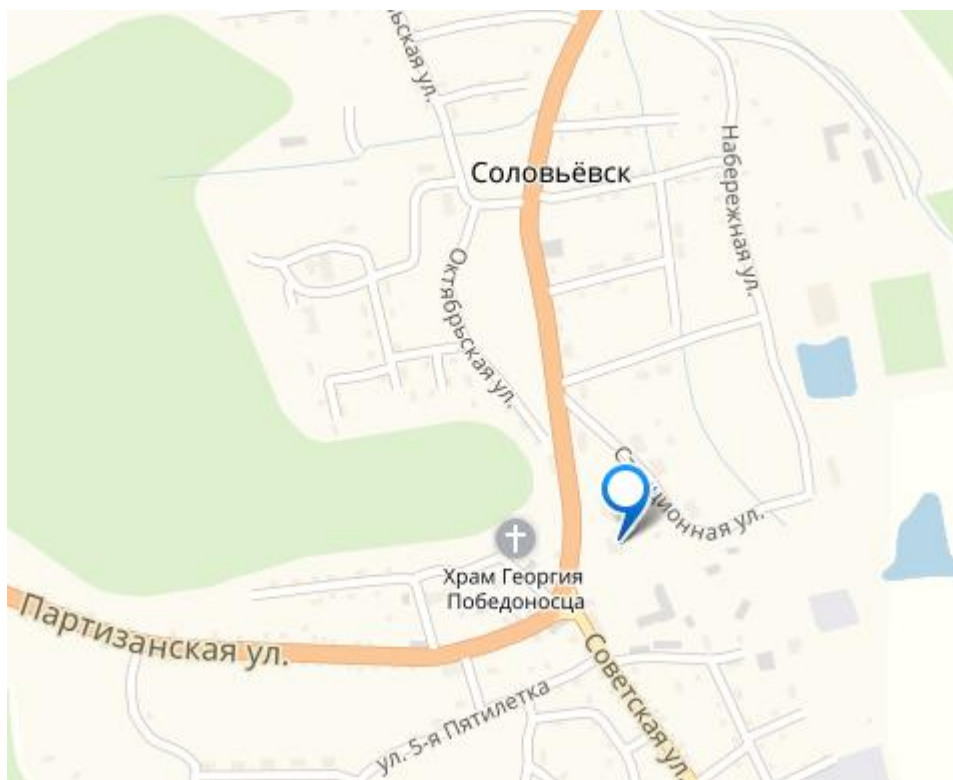


Рисунок 3 – Расположение АО «Прииск Соловьевский»

С помощью различных технологий (флотация, магнитная сепарация и других) на обогатительных фабриках из добытой руды получают концентрат, в котором содержание полезного компонента намного выше, чем в исходном сырье.

На обогатительных фабриках перерабатываются (обогащаются) руды цветных металлов, руды чёрных металлов, неметаллические полезные ископаемые и уголь.

Исходным сырьем, перерабатываемым на приисках, является: руда цветных металлов (медная, оловянная, медно-никелевая, вольфрам-молибденовая, свинцово-цинковая и др.); руда черных металлов (железная, хромовая, марганцевая); неметаллические полезные ископаемые (фосфорная, графитовая, калийная руда, прочие материалы); уголь.

На обогатительных фабриках применяются различные процессы переработки, в зависимости от которых выделяют следующие типы предприятий:

- гравитационные;
- промывочные;
- магнитного обогащения;
- дробильно-сортировочные;
- флотационные;
- с применением комбинированной технологии (включая гидрометаллургию или обжиг).

В зависимости от расположения по отношению к добывающему предприятию (сырьевой базе) выделяют следующие типы приисков:

- индивидуальные – размещены вблизи сырьевой базы (рудника или шахты);
- групповые – созданы для обогащения сырья, добываемого группой близлежащих предприятий;
- центральные – не связаны территориально с поставщиками сырья.

Выделяют фабрики вертикального, горизонтального и ступенчатого типа компоновки.

На приисках вертикального типа применяют самотечную систему транспортирования материала.

Прииски горизонтального типа, как правило, занимают большую промышленную площадку, на которой возможно применять разветвлено-механизированную систему транспортирования.

Ступенчатый тип с самотечно-механизированной транспортной системой наиболее распространен на территории России.

Горная масса, поступившая на прииск, подвергается:

- дроблению;
- грохочению;
- измельчению и классификации;
- основному обогащению полезных ископаемых, включая выделение концентратов, отходов, обезвоживание, сгущение.

Готовый продукт поступает в бункеры или на склады, откуда он будет отпущен потребителю. Отходы, представляющие собой водно-песчаную суспензию, накапливаются в отвалах.

Обогатительные фабрики относятся к предприятиям с высокой энергоемкостью.

Кроме того, существуют обогатительные фабрики, входящие в состав предприятия-потребителя: обогатительные фабрики при коксо-химических и металлургических заводах.

С 1980-х годов применяется модульный принцип проектирования и строительства обогатительных фабрик на основе стандартных блоков (дробления, раздробления, флотации и т. д.). Существует также односекционная компоновка с однопоточной схемой и установкой высокопроизводительного оборудования. В США, Чехии, России, на Украине распространены многосекционные обогатительные фабрики, преимущественно со ступенчатой компоновкой.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории.

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса. Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории – электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не попадающие под определение первой и второй категорий.

Таблица 1 – Категории электроприёмников обогатительной фабрики

Потребитель	Категория
Дозировочные бункера	II, III
Породоотработка	II, III
Главный корпус (нагрузка 0,4кВ)	II, III
Раздаточная лампа	II, III
Бытовой корпус	II, III
Котельная	I, II
Сушильный цех	II, III
Станция приёмочная	II, III
Насосная	I, II
Реагентное хозяйство	II, III
Конденсатная	II, III
Погрузочные бункера	II, III
Хвостохранилище	II, III
Электромеханический цех	II, III
Транспортный цех	II, III
Компрессорная	I, II
Водонасосная	I, II
Склад смазочных	II, III
Мазутонасосная	I, II
Экологическая лаборатория	II, III
Экспрессанализ	II, III
Экипировочная	II, III
Вагонопрокидыватель	II, III
Административный корпус	II, III

Перечень электроприёмников обогатительной фабрики с указанием установленной мощности показан в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень электроприёмников обогатительной фабрики

Здание (сооружение)	F, м <sup>2</sup>	Кол-во электродвигателей, шт
Дозировочные бункера	3600	80
Породоотработка	3024	71
Главный корпус (нагрузка 0,4кВ) Электродвигатели СД 6 кВ Экспаустеры СД 6 кВ	20736	1340 6 4
Раздаточная лампа	288	7
Бытовой корпус	1584	56
Котельная	6768	46
Сушильный цех	12528	210



Здание (сооружение)	F, м <sup>2</sup>	Кол-во электродвигателей, шт
Станция приёмочная	14112	36
Насосная	1152	34
Реагентное хозяйство	1728	28
Конденсатная	864	12
Погрузочные бункера	2736	73
Хвостохранилище	2448	15
Электромеханический цех	2160	18
Транспортный цех	1584	25
Компрессорная	2016	24
Водонасосная	3168	19
Склад смазочных	288	16
Мазутонасосная	2016	28
Экологическая лаборатория	288	13
Экспрессанализ	288	9
Экипировочная	144	4
Вагоноопрокидыватель	4032	15
Административный корпус	2160	42



Рисунок 4 - Обогащительная фабрика

## 3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 3.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Расчёт нагрузок производится согласно полной проектной мощности предприятия прииск Соловьёвский.

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования.

Расчёт произведём с помощью коэффициента использования, который определяется по таблицам для соответствующего типа электроприёмника и цеха.

По заданной установленной мощности  $P_i$  и по коэффициентам использования  $K_{ui}$  и мощности  $\cos \varphi_i$  для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные  $P_{pi}$  и реактивные  $Q_{pi}$  мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_i \cdot K_{ui}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_i \cdot K_{ui} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где  $P_i$  – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

$K_{ui}$  – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos \varphi$ .

Пример расчёта приведём для дозирочных бункеров.

$$P_{pi} = P_i \cdot K_{ui} = 0,65 \cdot 1720 = 1118 \text{ (кВт)} \quad (3)$$

$$Q_{pi} = P_i \cdot K_{ui} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i = 1118 \cdot 0,9 = 1006,2 \text{ (квар)} \quad (4)$$

Для остальных цехов и корпусов Соловьёвского прииска расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице.

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки карьера Соловьёвский

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_u$	$\cos\varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	2	3	4	5	6
Дозировочные бункера	1720	0,8	0,74	1118	1006,20
Породоотработка	310	0,85	0,75	223,2	196,42
Главный корпус	14500	0,8	0,7	8990	9169,80
Раздаточная лампа	23	0,8	0,65	14,95	17,34
Бытовой корпус	630	0,6	0,75	384,3	338,18
Котельная	1230	0,8	0,85	824,1	510,94
Сушильный цех	5800	0,85	0,85	3538	2193,56
Станция приёмочная	850	0,85	0,67	518,5	570,35
Насосная	590	0,8	0,82	448,4	309,40
Реагентное хозяйство	230	0,45	0,65	149,5	173,42
Конденсатная	130	0,45	0,65	87,1	101,04
Погрузочные бункера	1410	0,8	0,74	916,5	824,85
Хвостохранилище	720	0,45	0,6	489,6	651,17
Электромеханический цех	150	0,45	0,78	102	81,60
Транспортный цех	210	0,3	0,65	140,7	163,21
Компрессорная	1100	0,6	0,75	825	511,50
Водонасосная	810	0,85	0,8	558,9	419,18
Склад смазочных	140	0,3	0,78	93,8	75,04
Мазутонасосная	290	0,45	0,8	185,6	139,20
Экологическая лаборатория	110	0,3	0,7	71,5	72,93
Экспрессанализ	31	0,3	0,73	19,53	18,36
Экипировочная	22	0,3	0,75	14,3	12,58
Вагоноопрокидыватель	1250	0,8	0,71	812,5	804,38
Административный корпус	450	0,6	0,75	292,5	257,40
Итого				23115	17541

### 3.2 Расчёт осветительной нагрузки

На промышленном предприятии в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы и лампы накаливания.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной нагрузки:

$$P_{расч.Л.} = K_c \cdot P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (5)$$

где  $P_{уд.Л.}$  - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$  - площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания  $tg\varphi_{лн} = 0$ . Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл}, \quad (6)$$

где  $tg\varphi_{рл} = 0,33$ .

Пример расчёта приведем для машинного зала, для остальных цехов результаты представлены в таблице.

Площадь пола дозирочных бункеров определим по генплану:

$$F_{ц} = 2160 + 1728 - 288 = 3600 \text{ (м}^2\text{)} \quad (7)$$

$$P_{расч.Л.} = K_c \cdot P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 1 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 17920 = 125,4 \text{ (кВт)} \quad (8)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл} = 0,75 \cdot 125,4 \cdot 0,33 = 31 \text{ (квар)} \quad (9)$$

Активную расчётную нагрузку осветительных приёмников территории металлургического комбината определим аналогично по удельной нагрузке и коэффициенту спроса:

$$P_{расч.Л.мет.комб.} = K_c \cdot P_{уд.Л.мет.комб.} \cdot (F_{комб.} - \sum F_{ц}) \quad (10)$$

где  $F_{комб.}$  – площадь всего металлургического комбината;

$\sum F_{ц}$  – суммарная площадь всех цехов комбината.

$$P_{расч.Л.фабрики} = 1 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot (169776) = 25,47 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

$Q_{расч.Л.фабр} = 0$ , так как для уличного освещения будем использовать разрядные лампы.

Всё уличное освещение запитываем от 9-го цеха, тогда активная мощность третьего цеха увеличится и будет равна:

$$P_{расч.НН.9+осв} = P_{расч.НН.9} + P_{расч.Л.терр.инст} = 448,4 + 25,47 = 473,87 \text{ (кВт)} \quad (12)$$

В дальнейших расчетах для 9-го корпуса будем использовать пересчитанное значение активной мощности  $P_{расч.НН.9+осв}$ .

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха (здания) предприятия карьера Соловьёвский показаны в таблице.

Таблица 4 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$K_c$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5	6
Дозировочные бункера	3600	18,00	1	64,80	16,04
Породоотработка	3024	20,00	1	60,48	14,97
Главный корпус	20736	23,00	1	476,93	118,04
Раздаточная лампа	288	23,00	1	6,62	1,64
Бытовой корпус	1584	20,00	1	31,68	7,84
Котельная	6768	16,00	1	108,29	26,80
Сушильный цех	12528	17,00	1	212,98	52,71
Станция приёмочная	14112	22,00	1	310,46	76,84
Насосная	1152	23,00	1	26,50	6,56

1	2	3	4	5	6
Реагентное хозяйство	1728	18,00	1	31,10	7,70
Конденсатная	864	20,00	1	17,28	4,28
Погрузочные бункера	2736	23,00	1	62,93	15,57
Хвостохранилище	2448	24,00	1	58,75	14,54
Электромеханический цех	2160	24,00	1	51,84	12,83
Транспортный цех	1584	18,00	1	28,51	7,06
Компрессорная	2016	20,00	1	40,32	9,98
Водонасосная	3168	20,00	1	63,36	15,68
Склад смазочных	288	18,00	1	5,18	1,28
Мазутонасосная	2016	19,00	1	38,30	9,48
Экологическая лаборатория	288	24,00	1	6,91	1,71
Экспрессанализ	288	24,00	1	6,91	1,71
Экипировочная	144	17,00	1	2,45	0,61
Вагоноопрокидыватель	4032	18,00	1	72,58	17,96
Административный корпус	2160	23,00	1	49,68	12,30
Итого				1860,31	454,12

### 3.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента спроса. Активная и реактивная расчетная высоковольтная нагрузка силовых приемников цеха определяется из соотношений аналогично.

$$P_{расч.ВН} = K_c \cdot P_{уст.}, \quad (13)$$

$$Q_{расч.ВН} = K_c \cdot P_{уст.} \cdot tg\varphi, \quad (14)$$

где  $P_{уст.}$  – суммарная установленная мощность всех приемников высокого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

$K_c$  – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$tg\varphi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos\varphi$ .

Для синхронных двигателей находится не реактивная нагрузка, а максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать.

Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{CD} = \frac{K_{з.Q_{CD}} \cdot P_{ном. \Sigma CD} \cdot tg \varphi_{CD}}{\eta_{CD}}, \quad (15)$$

где  $P_{ном. \Sigma CD}$  – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg \varphi_{CD}$ ,  $\eta_{CD}$  – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з.Q_{CD}}$  – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для главного корпуса (где установлены СД):

$$P_{расч. ВН(двиг)} = K_c \cdot P_{уст.} = 0,8 \cdot 3780 = 3024 \text{ (кВт)}, \quad (16)$$

$$P_{расч. ВН(эксг)} = K_c \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 4800 = 3600 \text{ (кВт)}, \quad (17)$$

$$Q_{CD(двиг)} = -\frac{K_{з.Q_{CD}} \cdot P_{ном. \Sigma CD} \cdot tg \phi_{CD}}{\eta_{CD}} = -\frac{1,27 \cdot 3780 \cdot 0,48}{0,94} = -2451,4 \text{ (квар)}, \quad (28)$$

$$Q_{CD(эксг)} = -\frac{K_{з.Q_{CD}} \cdot P_{ном. \Sigma CD} \cdot tg \phi_{CD}}{\eta_{CD}} = -\frac{1,27 \cdot 4800 \cdot 0,48}{0,945} = -3096,4 \text{ (квар)}, \quad (19)$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина  $Q_{CD}$  берётся со знаком «минус».

Расчёт драги производится по указанным формулам:

$$P_{расч. ДР} = 0,8 \cdot 3000 = 2400, \quad (20)$$

$$Q_{расч. ДР} = 0,8 \cdot 3000 \cdot 0,48 = 1152, \quad (21)$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 6 кВ приведены в таблице.

Таблица 5 – Расчёт высоковольтной нагрузки 6 кВ карьера Соловьёвский

Потребитель	$P_{уст.}, кВт$	$K_c$	$\cos \varphi$	$P_{расч.}, кВт$	$Q_{расч.}, кВар$
3 СД	6x630	0,8	0,85	3024	-2451,4
3 СД	4x1200	0,75	0,8	3600	-3096,4
Драга	3000	0,8	0,85	2400	1152
Итого				9024	-4395,8

$P_{расч.3}$ ,  $Q_{расч.3}$ , отнесенные к шинам низкого напряжения ПС, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{О.м}$ .

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 23115,69 \text{ (кВт)},$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 17541,68 \text{ (квар)},$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 9024 \text{ (кВт)},$$

$$\Sigma Q_{СД} = -4395,8 \text{ (квар)},$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 1860,31 \text{ (кВт)},$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 454,12 \text{ (квар)}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности  $S_{расч. \Sigma H}$ :

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H}; \quad (22)$$



$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч. \Sigma H}; \quad (23)$$

$$S_{расч. \Sigma H} = \sqrt{(P_{расч. \Sigma H})^2 + (Q_{расч. \Sigma H})^2} \quad (24)$$

$$P_{расч. \Sigma H} = \sum P_{расч. \Sigma H} + \sum P_{расч. Л.} = 23115,69 + 1860,31 = 24976 \text{ (кВт)} \quad (25)$$

$$Q_{расч. \Sigma H} = \sum Q_{расч. \Sigma H} + \sum Q_{расч. Л.} = 17541,68 + 454,12 = 17995,8 \text{ (квар)} \quad (26)$$

$$S_{расч. \Sigma H} = \sqrt{(24976)^2 + (17995,8)^2} = 30783,9 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \quad (27)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 30783,9 = 615,68 \text{ (кВт)} \quad (28)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,1 \cdot 30783,9 = 3078,39 \text{ (квар)} \quad (29)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приблизительно принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности  $S_{расч. \Sigma H}$ :

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч. \Sigma H}; \quad (30)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} \quad (31)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,015 \cdot 30783,9 = 461,76 \text{ (кВт)} \quad (32)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 30783,9 = 615,67 \text{ (квар)} \quad (33)$$

Полная, активная и реактивная мощность горно-обогатительного комбината определяется по следующим формулам:

$$P_{расч. 3} = (\sum P_{расч. НН} + \sum P_{расч. ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч. Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (34)$$

где  $K_{О.м.}$  – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки для шин ПС, равный  $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч. 3} = (23115,69 + 9024) \cdot 0,9 + 1860,31 + 592,646 = 31378,67 \text{ (кВт)} \quad (35)$$

$$Q_{расч. 3} = (\sum Q_{расч. НН} + \sum Q_{расч. ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч. Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (35)$$

$$Q_{расч. 3} = (17541,68 - 4395,8) + 454,12 + 2963,2 = 16563,2 \text{ (квар)}$$

$$S_{расч.3} = \sqrt{(P_{расч.3})^2 + (Q_{расч.3})^2} = \sqrt{(31378,67)^2 + (16563,2)^2} = 35481,8 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \quad (36)$$

Значение реактивной мощности  $Q_{сист}$ , поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения ПС, определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.3} \cdot \text{tg} \phi = 31378,67 \cdot 0,4 = 12551,47 \text{ (квар)} \quad (37)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.Т.3} = \sqrt{(P_{расч.3})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(31378,67)^2 + (12551,47)^2} = 33795,86 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \quad (38)$$

В системе электроснабжения горно-обогатительного комбината должна компенсироваться реактивная мощность.

### 3.4 Компенсация реактивной мощности

Вопрос о компенсации реактивной мощности является одним из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации, систем промышленного электроснабжения, включающий выбор целесообразных источников, расчёт и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Изменения, происходящие в промышленном электроснабжении за последние годы, придают этому вопросу особую значимость. В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например, улучшением

режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из типов компенсирующих устройств являются конденсаторные батареи. Конденсаторы - специальные ёмкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбуждённому синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности.

Реактивная мощность, подлежащая компенсации:

$$Q_{KV\text{требуемая}} = Q_{\text{расч.3}} - Q_{\text{сист.}} = 16563,2 - 12551,47 = 4011,73 \text{ (квар)} \quad (39)$$

Произведем выбор компенсирующих устройств на шинах ПС.

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{4011,73}{2} = 2005,87 \text{ (квар)} \quad (40)$$

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению:

$$Q_{KV,i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (41)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 4 \cdot 0,45 = 1,8 \text{ Мвар.} \quad (42)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства УКЛ(II)-10-450У3х4 шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{\text{HECK},i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV,i}^{\Phi}; \quad (43)$$

$$Q_{\text{HECK},3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV,3}^{\Phi} = 4,01 - 2 \cdot 1,8 = 0,41 \text{ Мвар} \quad (44)$$

## 4 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА СОЛОВЬЁВСКИЙ

### 4.1 Выбор номинального напряжения сети на шинах низкого напряжения ПС

Выбор напряжения распределительной сети тесно связан с решением вопросов электроснабжения предприятия.

Напряжение 35 кВ применяют для питания предприятий средней мощности и для распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения таких предприятий при помощи глубоких вводов. На предприятиях большой мощности напряжение 35 кВ не рационально использовать в качестве основного. Оно может быть применено для питания потребителей электроэнергии, имеющих номинальное напряжение 35 кВ, и для питания удалённых приёмников электроэнергии.

Преимущество напряжения 20 кВ по сравнению с напряжением 35 кВ заключается в более простом устройстве сети и более дешёвых коммутационных аппаратах.

По сравнению с напряжением 10 кВ при напряжении 20 кВ снижаются потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения и токи КЗ в сетях. Однако напряжение 20 кВ, как и напряжение 35 кВ и 10 кВ, не целесообразно применять в качестве основного.

Напряжение 10 и 6 кВ широко используется на промышленных предприятиях средней мощности – для питающих и распределительных сетей, на крупных предприятиях – на второй и последующих ступенях.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

а) Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

б) Если процент высоковольтной нагрузки больше 30% то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

Высоковольтная нагрузка на проектируемом предприятии составляет 10,816 МВт, что от 33,8 МВт составляет 32%.

Напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 6 кВ т.к. на данном объекте процент высоковольтной нагрузки 6 кВ свыше 30%.

#### **4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС**

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его

перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot \text{Чк}_{\text{зопт}}} \quad (45)$$

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

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

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

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

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

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Соловьёвск:

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{\sqrt{31,3^2 + 0,41^2}}{2\text{Ч},7} = 22,35 \text{ МВА} \quad (46)$$

Принимаем трансформаторы ТДТН-25000

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

$$k_{\text{з п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1)\text{С}_{\text{тр}}} \quad (47)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{\text{з п/а}} \leq 1,4 \quad (48)$$

$$k_{\text{з п/а}} = \frac{\sqrt{31,3^2 + 0,41^2}}{25} = 1,25 \quad (49)$$

Условие выполняется, значит трансформатор выбран верно.

Аналогично рассчитываем трансформаторы на ПС Сковородино. Трансформаторы необходимо выбрать новые, поскольку в настоящий момент на ПС Сковородино установлены трансформаторы мощностью 25 МВА. После подключения нагрузки Карьера Соловьёвский трансформаторы необходимо заменить на более мощные.

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{\sqrt{(35 + 31,3)^2 + (14 + 0,41)^2}}{2\text{Ч},7} = 48,46 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы АТДЦТН-63000

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{66,3^2 + 14,41^2}}{63} = 1,08$$

Таблица 6 – Трансформаторы, выбранные для установки на подстанциях

Наименование подстанции	Тип силового трансформатора
Сковородино	АТДЦТН -63000/220
Соловьёвск	ТДТН-25000

### 4.3 Выбор номинального напряжения питающей сети

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как проверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (50)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$S_{1ц}$  – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения Нежданенского горно-обогатительного комбината проектируем двухцепную ВЛ.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{54} + \frac{2500}{31,3/2}}} = 76,92 \text{ (кВ)}$$



По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 110 кВ.

#### **4.4 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения**

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.

Рассмотрим первый вариант, который предусматривает строительство линии 220 кВ по новой трассе Майя - Сквородино, с переводом ПС Сквородино на напряжение 220 кВ с установкой трехобмоточного трансформатора 220/110/6 кВ. И с присоединением ПС Соловьёвск на напряжение 110 кВ.

Второй вариант предусматривает строительство линии 220 кВ, а также перевод ПС Хандыги на напряжение 220 кВ с установкой трехобмоточного трансформатора 220/110/6 кВ, заменой ОРУ 220 кВ. И с присоединением ПС Соловьёвск на напряжение 220 кВ.

Отличие в приведенных вариантах заключается в уровне напряжения, от которого будет запитана ПС Соловьёвск. По первому варианту ПС Соловьёвск запитывается от шин 110 кВ ПС Сквородино. При этом ПС Сквородино питается от ПС Тында по 220 кВ.

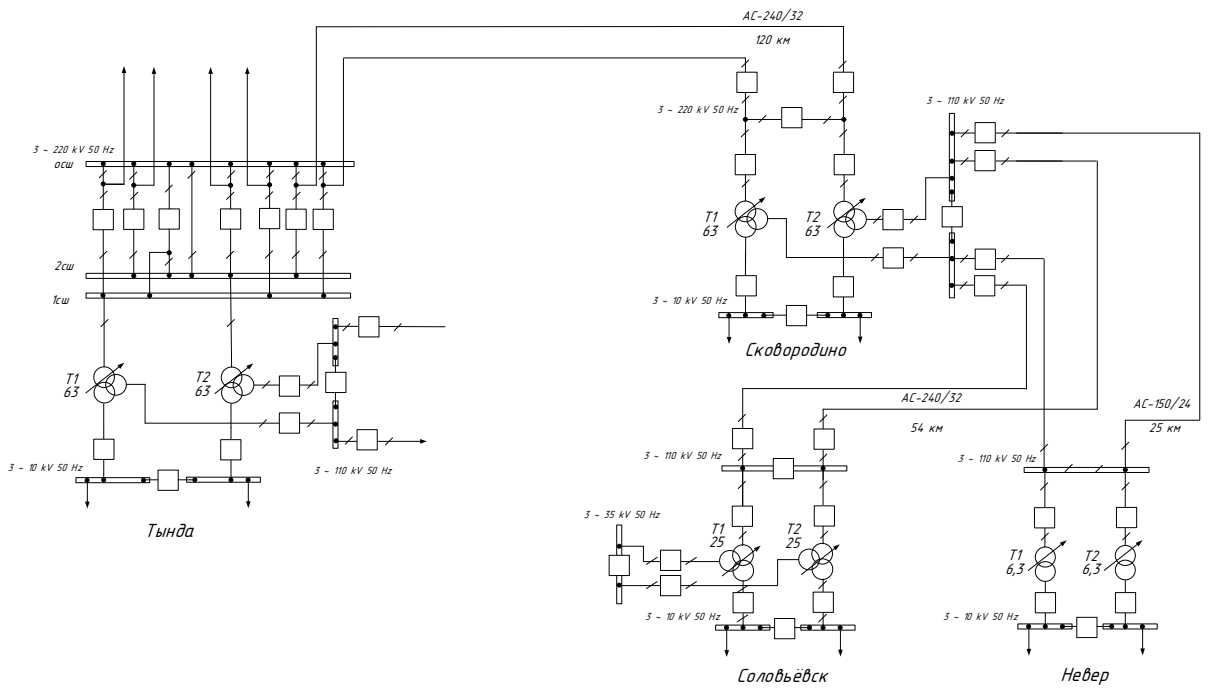


Рисунок 5 – Вариант 1 развития электрической сети

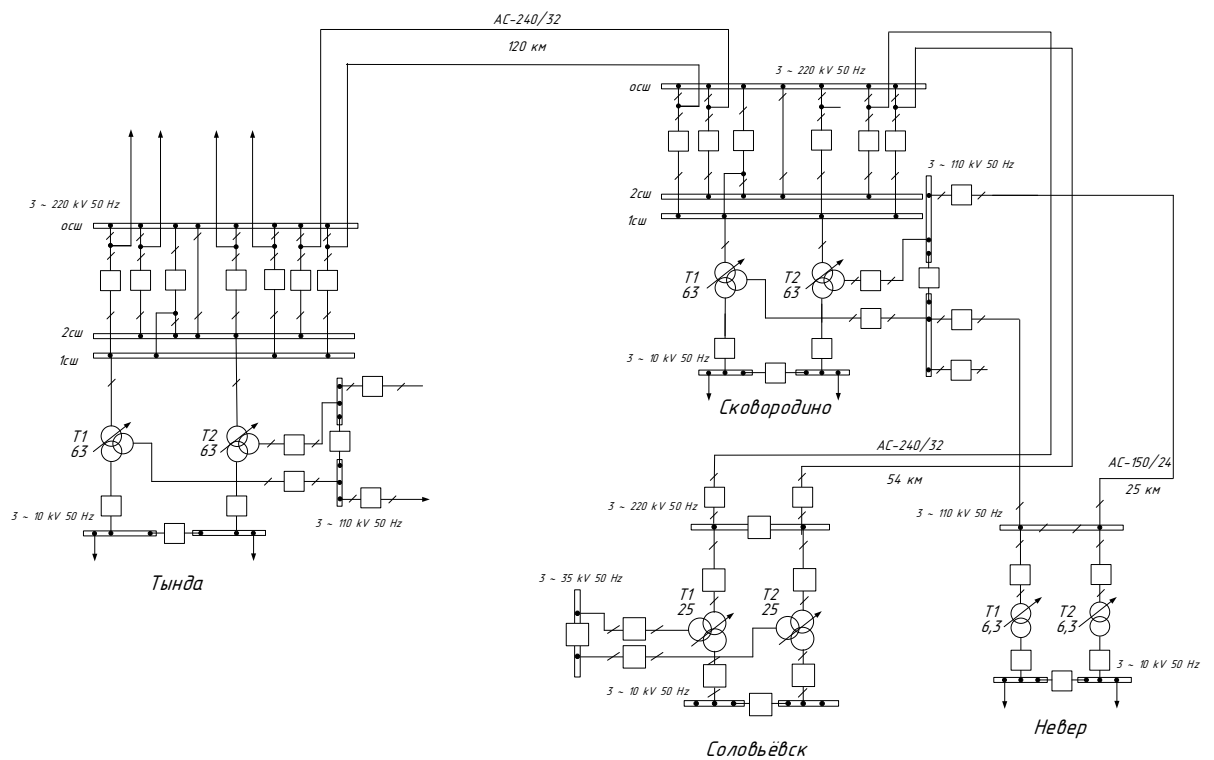


Рисунок 6 – Вариант 2 развития электрической сети

Во втором варианте ПС Сковородино также запитана от ПС Тында по 220 кВ, однако и ПС Соловьёвск также получает питание по 220 кВ. В этом случае на ПС Сковородино распределительное устройство 220 кВ сложнее, чем в первом варианте, что увеличивает капиталовложения в проектируемую сеть.

Произведем выбор сечений воздушных линий для приведенных вариантов.

Для первого варианта сети.

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока  $I_p$ . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i \cdot \text{Ч}_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot \text{Ч}_{\text{ном}} \cdot \text{Ч}} \quad (51)$$

где  $a_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$a_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается  $a_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение  $a_T$  определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$ , который для рассматриваемого района равен 4100ч,  $a_T = 1,1$

Для линии 110 кВ Сковородино – Соловьёвск находим:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{31,3^2 + 0,41^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,115 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240.

Произведем расчёт для второго варианта.

Для линии 220 кВ Сковородино – Соловьёвск выберем провод:

$$I_p = 1,3 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{31,3^2 + 0,41^2}}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,071 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240.

#### 4.5 Технико-экономическое сравнение двух вариантов

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

##### Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г. [9]

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}}$$

где  $K_{\text{ВЛ}}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$  – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot \text{ЧЧ}_{\text{пер}} \quad (52)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 12.02.2015 [9] индекс изменения

сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 7 – Капиталовложения в ВЛ

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	n <sub>цеп</sub>	l, км	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	КвЛ тыс. руб.
1 Вариант						
110 кВ	Сковородино-Соловьёвск	АС-240	2	275	1280	704000
2 Вариант						
220 кВ	Сковородино-Соловьёвск	АС-240	2	275	1310	720500

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер}, \quad (53)$$

где  $K_{ОРУ}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$  – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого варианта:

$$K_{П/С} = (127415 + 16300 + 0 + 35000) \cdot 6.41 = 1145563,15 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (289315 + 16300 + 0 + 47500) \cdot 6.41 = 2263467,15 \text{ тыс. руб}$$

Таблица 8 – Капиталовложения в подстанцию.

Вариант	Уровни напряжения	Подстанция	К <sub>П/С</sub> , тыс. руб
Вариант 1	110	Соловьёвск	1145563,15
Вариант 2	220	Соловьёвск	2263467,15

## Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_9 + И_{DW} \quad (54)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_9$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{DW}$  – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (55)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для подстанций  $T_{сл} = 15$ , для линий  $T_{сл} = 20$  [19, с.307].

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_9 = a_9 \cdot \Psi \quad (56)$$

где  $a_9$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,  
 $\alpha_{эПС} = 0,037$ ,

$$\alpha_{эВЛ} = 0,008.$$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 \cdot \Psi W \quad (57)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии  
 $C_0 = 2021,18 \text{ руб/МВт}\cdot\text{ч}$  [9].

$DW$  – потери электроэнергии в сети.

Результаты расчётов сводятся в таблицу.

Таблица 9 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	11851.08	12299.45
$I_z$ , тыс. руб.	8797.06	10044.33
$I_{DW}$ , тыс. руб.	851.17	1892.16
Суммарные издержки	21499.32	24235.94

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z = E \cdot K + I + U \quad (58)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

$K$  – капитальные вложения в рассматриваемый объект за год;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

$U$  – ущерб.

Основной ущерб определяется по следующему выражению:

$$U_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}} \quad (59)$$

где  $y_o$  - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

$W_{\text{нед}}$  - количество недоотпущенной энергии.

Определим количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{дефи}} \cdot k_{\text{пси}} \cdot T_{\text{г}} \quad (60)$$

где  $k_{\text{пси}}$  - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{nc} = \prod \omega_i \cdot t_{\omega_i} = 0,0003 \quad (61)$$

Возможный дефицит мощности в разработанной схеме возможен только при полном погашении подстанции Соловьёвск, следовательно

$$P_{\text{деф}} = 25000 \cdot 2 = 50000 \text{кВА} \quad (62)$$

Отсюда количество недоотпущенной энергии будет равно:

$$W_{\text{нед}} = 50000 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 131400 \text{кВА}$$

Для прииска:

$$y_o = 8,1 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Основной ущерб составит:

$$Y_{\text{осн}} = 8,1 \cdot 131400 = 1064340$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{nc} \cdot T_r \quad (63)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 13,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (64)$$



$$Y_{\text{вн}} = 13,5 \cdot 50000 = 675000$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (65)$$

$$Y_{\Sigma} = 1064340 + 675000 = 1739,340 \text{ тыс. руб}$$

Сравним эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба для обоих рассматриваемых вариантов.

Таблица 10 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
3, тыс.руб	1168801,81	2289442,43

Суммарные эквивалентные годовые расходы с учётом ущерба у первого варианта меньше, чем у второго. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 1. Для окончательного выбора варианта необходимо оценить надёжность принятого варианта сети.

#### 4.6 Оценка надёжности сети внешнего электроснабжения 110 кВ

Под надёжностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надёжности является вероятность. Надёжность 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 надёжности 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.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Сковородино. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы.

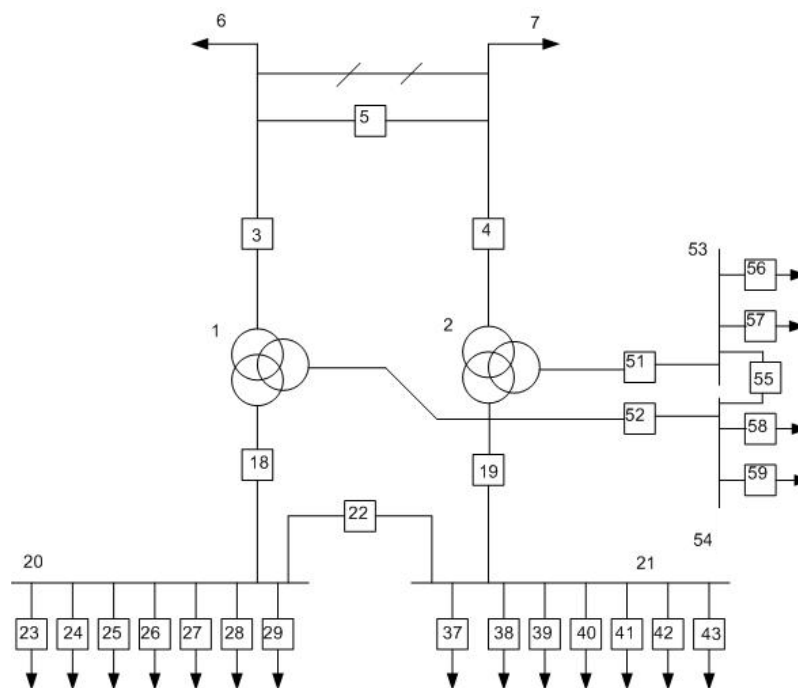


Рисунок 7 – Расчетная схема для оценки надежности питания от ПС Сковородино по двум линиям 110 кВ

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)  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления  $t_B$ , ч;

– недоотпуск электроэнергии  $W_{\text{нед}}$ , МВт·ч.

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [20, с.268]:

- параметр потока отказов,  $\omega$ ;
- среднее время восстановления,  $t_{\text{в}}$ ;
- частота плановых отключений,  $\mu$ ;
- время плановых отключений,  $t_{\text{пл}}$ .

Таблица 11 – Показатели надежности элементов

Элемент	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$\omega$ , 1/год	$T_{\text{в}}$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_{\text{р}}$ , ч
Трансформаторы		0.025	60	1	30
Сборные шины	220	0.013	5	0.166	5
	110	0.020	7	0.166	4
	10	0,030	7	0,166	5
ВЛ одноцепная	220	0.34	14,3	2.8	17
	110	0.65	9	2.1	16
	10	7,64	5	0,17	-
Выключатели	220	0.02	55	0.2	122,2
	110	0.02	40	0.2	29,4
	10	0,009	20	0,14	10
Разъединители	220	0.01	7	0.166	12,8
	110	0.01	6	0.166	5.5
	10	0,01	7	0,166	3,7

Таблица 12 - Относительная частота отказов выключателей

Элемент	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$a_{\text{оп}}$	$a_{\text{к}}$
Выключатель	220	0.004	0.006
	110	0.005	0.012
	10	0,003	0,002

Для выключателя ВГТ-220П-40/2500 дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента,  $\alpha_{\text{кз}}=0,002$ ;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях,  $\alpha_{\text{п}}=0,002$ ;
- коэффициент неуспешного действия АПВ,  $K_{\text{АПВ}}=1/10$ ;

- число оперативных переключений,  $N_{оп}$  ;
- длительность оперативных переключений,  $T_{оп}$ .

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760} \quad (66)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

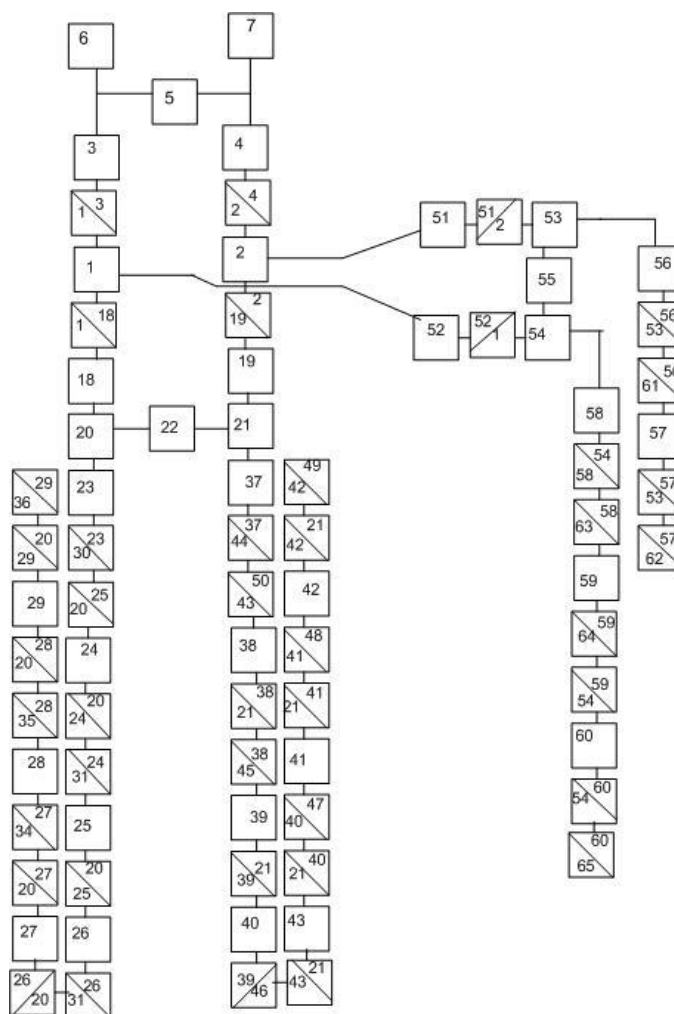


Рисунок 8 – Расчетная схема для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_e = \omega_{e.cm} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (67)$$

где  $\omega_{в.ст}$  – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} \quad (68)$$

$\alpha$  – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ,  $\alpha=1$  если АПВ есть,  $\alpha=0$ , если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$  – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю  $i$ -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$  – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для первого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,004 + 2 \cdot 0,01 = 0,024 \quad (69)$$

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left( (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left( \left( 1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + \right. \end{aligned}$$

$$\left. 0,091 + 0,088) \right) + 0,002 \cdot 12 = 0,049$$

Для выключателя:

$$\begin{aligned} \omega_8 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left( (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з} (\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) \right) + \\ + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{ат} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left( 1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + \end{aligned}$$

$$+1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + 0,091 + 0,088) + 0,025 \cdot (0,0013 + 0,003) + 0,002 \cdot 12 = 0,049$$

где  $Q_{\text{дист.з}}$ ,  $Q_{\text{диф.з}}$ ,  $Q_{\text{г.з}}$  – вероятности отказа дистанционной, дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_v = \omega_v \cdot t_{v,v} + 2\omega_p \cdot t_{v,p} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \omega_{\text{эл.и}} \cdot t_{v,i} + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}} \quad (70)$$

Для 1 выключателя определим:

$$q_1 = \omega_v \cdot t_{v,v} + 2\omega_p \cdot t_{v,p} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot (\omega_{л3} \cdot t_{v,л} + \omega_{л4} \cdot t_{v,л} + \omega_{л6} \cdot t_{v,л}) \times \\ \times q_{\text{дист.з}} (\omega_{л3} \cdot t_{v,л} + \omega_{л4} \cdot t_{v,л} + \omega_{л6} \cdot t_{v,л}) + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}} = 0,004 \cdot 1,26 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \times \\ \times 1,26 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10}\right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,078 + \\ + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 10^{-4} = 4,065 \cdot 10^{-5}.$$

Эквивалентирова схему замещения получаем:

$$\omega_{16} = \omega_1 + \omega_3 = 0,049 + 0,078 = 0,127$$

$$\omega_{17} = \omega_2 + \omega_4 = 0,049 + 0,091 = 0,14,$$

$$\omega_{18} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_{10} = 0,048 + 0,171 + 0,048 = 0,27,$$

$$\omega_{19} = \omega_6 + \omega_8 = 0,088 + 0,049 = 0,137,$$

$$\omega_{20} = \omega_{12} + \omega_{14} = 0,013 + 0,025 = 0,038,$$

$$q_{16} = q_1 + q_3 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,27 \cdot 10^{-4} = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{17} = q_2 + q_4 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,49 \cdot 10^{-4} = 1,89 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{18} = q_5 + q_7 + q_{10} = 4,03 \cdot 10^{-5} + 2,79 \cdot 10^{-4} + 4,03 \cdot 10^{-5} = 3,6 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{19} = q_6 + q_8 = 1,44 \cdot 10^{-4} + 4,07 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{20} = q_{12} + q_{14} = 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,71 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{21} = \omega_{16} \cdot q_{17} + \omega_{17} \cdot q_{16} + \omega_{19} = 0,127 \cdot 1,89 \cdot 10^{-4} + 0,14 \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 0,137 = 0,137$$

$$q_{21} = q_{17} \cdot q_{16} + q_{19} = 1,89 \cdot 10^{-4} \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 1,84 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4}$$

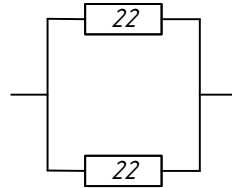


Рисунок 9 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{22} = \omega_{18} \cdot q_{21} + \omega_{21} \cdot q_{18} + \omega_{20} = 0,268 \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 0,137 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 0,038 = 0,038$$

$$q_{22} = q_{18} \cdot q_{21} + q_{20} = 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 1,79 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4} \quad (71)$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{22} \cdot q_{22} = 2 \cdot 0,038 \cdot 1,787 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-5} \quad (72)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = q_{22}^2 = 3,194 \cdot 10^{-8} \quad (73)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{bc} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{3,194 \cdot 10^{-8}}{1,36 \cdot 10^{-5}} = 2,055 \text{ ч.} \quad (74)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = P \cdot p(P) \cdot T = 140 \cdot 10^3 \cdot 3,194 \cdot 10^{-8} \cdot 8760 = 33 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (75)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (76)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (77)$$

Таблица 13 – Показатели надежности рассматриваемой схемы

Параметр	$q_c$	$\omega_c$	$T_c$ , год	$T_p$ , год	$t_{BC}$ , Ч
Значения	0,003194	1,36	0,735	0,077	2,055

Надёжность второго варианта при строительстве ВЛ 220 кВ до ПС Соловьёвск немного выше, чем при строительстве ВЛ 110 кВ. Однако, по результатам расчёта рационального напряжения в п. 4.3 оптимальное напряжение для ВЛ Сквородино – Соловьёвск – 110 кВ. По результатам технико-экономического сравнения вариантов оптимальный вариант с точки зрения затрат и рационального напряжения – вариант сети электроснабжения со строительством двухцепной линии 110 кВ до подстанции Соловьёвск.

Таким образом, с точки зрения полученных результатов расчётов, а также с учётом полученных показателей надёжности, лучшим является вариант строительства ВЛ 110 кВ до ПС Соловьёвск – капитальные затраты и издержки в данный вариант заметно меньше, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации, а показатели надёжности являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя – прииска Соловьёвский.

Дальнейшие расчёты производим для первого варианта проектируемой сети – строительство ВЛ 110 кВ от ПС Сквородино до ПС Соловьёвск.



## 5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПУНКТА ПРИЁМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 5.1 Выбор типа пункта приёма электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение

В подробной однолинейной схеме необходимо указать основное электрическое оборудование, установленное на подстанции. К основному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ОПН, гибкие шины. Все основное оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Подробная однолинейная схема подстанции Седанка изображена на листе графической части дипломного проекта.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ПС в обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане.

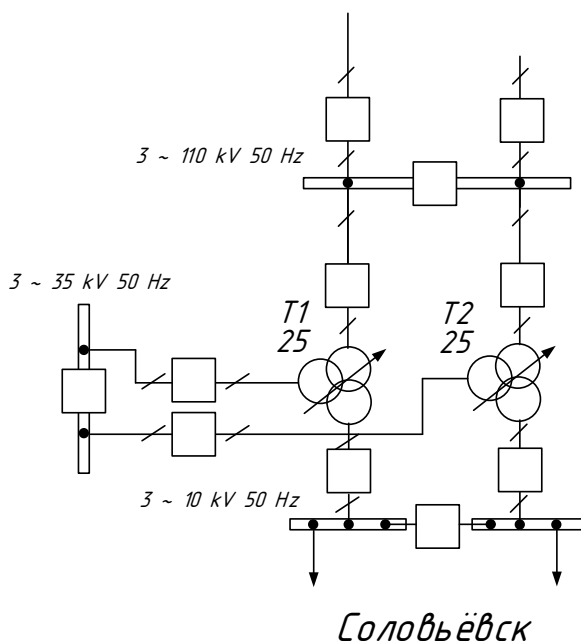


Рисунок 10 – Подстанция Соловьёвск

ПС следует располагать ближе к центру нагрузок. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа подстанции, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Наиболее часто ПС промышленных предприятий выполняют двух трансформаторными. Одно трансформаторные ПС допускаются только при наличии централизованного резерва трансформатора и при поэтапном строительстве. Установка более двух трансформаторов возможна только в исключительных случаях: когда требуется выделить резко переменные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора, при реконструкции ПС, если установка третьего трансформатора экономически целесообразна.

## 5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II ка-

тегорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II

категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однотономных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на каждой ПС, мы имеем потребителей электроэнергии II категории, то на этих всех ПС необходима установка 2 трансформаторов.

Мощность трансформаторов рассчитана в п. 4.2 на ПС Соловьёвск.

К установке выбраны трансформаторы ТДТН-25000

### **5.3 Расчёт токов короткого замыкания**

#### **5.3.1 Определение параметров схемы замещения**

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение  $x/r$  более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 220кВ ПС Сковородино (К-1) и шины 110 кВ ПС Соловьёвск (К-2). На примере ПС Сковородино покажем расчет КЗ.

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями:  $S_6$  – базовой мощностью, МВ·А;  $U_6$  – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем  $S_6 = 1000$  МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение  $U_6 = U_{cp}$  ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

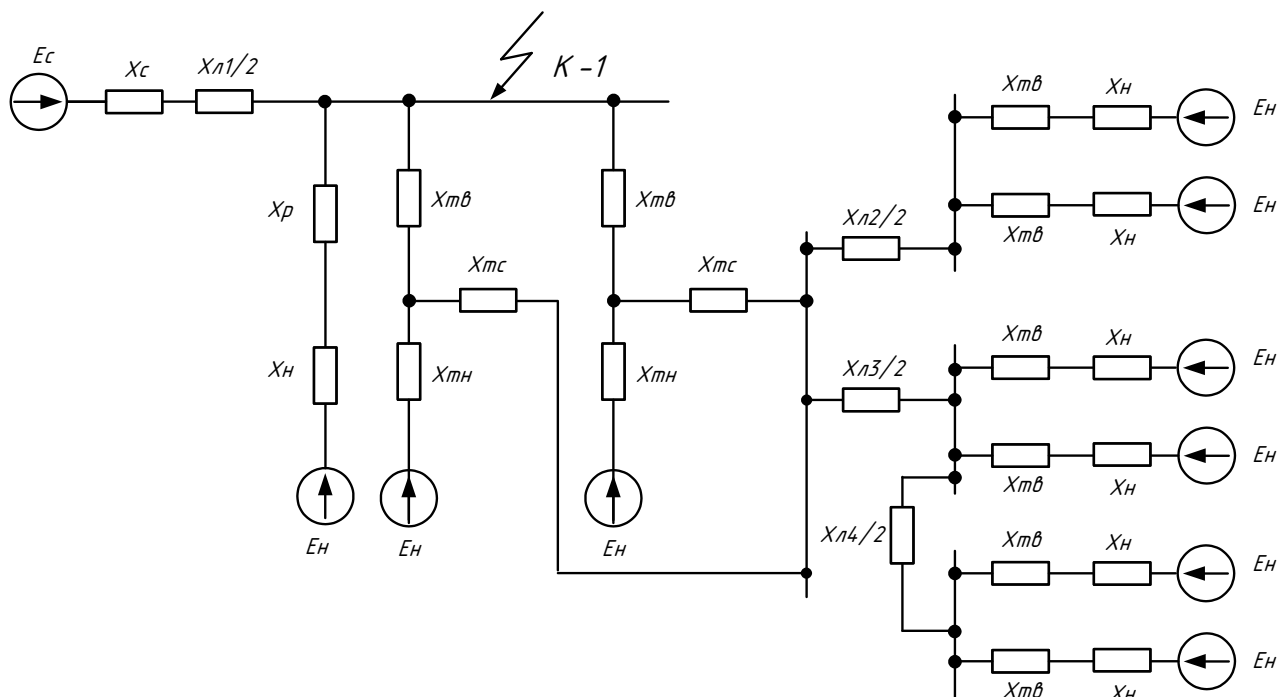


Рисунок 11 – Схема замещения прямой последовательности

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, приведенных к базовым условиям.

Значения сверхпереходных ЭДС и сопротивления источников питания приняты в соответствии с рекомендациями [15, с. 99]:

- для системы  $E_C'' = 1$ ;
- для генераторов  $E_G'' = 1,08$ ,  $X_G = 0,125$  так как  $P_{ном Г} < 100 \text{ MВт}$ .

При расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки. В общем случае ток КЗ от комплексной нагрузки следует определять как геометрическую сумму токов от отдельных элементов. Так как преобладает коммунально-бытовая нагрузка, то согласно [11, с.60] состав потребителей узла комплексной нагрузки следующий:

Таблица 14 – Состав комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Состав потребителей узла, %
СД высоковольтные	50
АД высоковольтные	10
АД низковольтные	15
Электрическое освещение	25

Принимаем следующие параметры комплексной нагрузки [11, с.60]:

$$E_H'' = 1,03;$$

$$X_H = 0,33 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = 0,33 \cdot \frac{100}{17,84} = 1,85 \text{ о.е.} \quad (83)$$

где  $S_H$  – суммарная мощность нагрузки, принимаем по таблице 10.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (84)$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{2П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,304 \cdot 115} = 0,026 \text{ о.е.},$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 220кВ ПС Сковородино.

Определим сопротивление трансформатора на ПС Сковородино:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (42,7 + 11,2 - 27,9) = 13\%. \quad (85)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (11,2 + 29,7 - 42,7) = 1,8\%. \quad (86)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (27,9 + 42,7 - 11,2) = 29,7\%. \quad (87)$$

$$X_{3ATB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,052 \text{ о.е.} \quad (88)$$

$$X_{3ATH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{29,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,119 \text{ о.е.} \quad (89)$$



$$X_{3ATC} = \frac{U_{КС\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{TB}} = \frac{1,8}{100} \cdot \frac{100}{63} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.} \quad (90)$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л1} = X'_{Л1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0,65 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.} \quad (91)$$

где  $X'_{Л1}$  – сопротивление линии.

Для  $X_{Л4}$  сопротивление равно:

$$X_{Л4} = \left( X_{12,13} + X_{13,51} + \frac{(X_{18,19} + X_{19,23}) \cdot (X_{51,22} + X_{22,23})}{X_{18,19} + X_{19,23} + X_{51,22} + X_{22,23}} + X_{23,24} \right) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \quad (92)$$

$$= \left( 1,24 + 0,32 + \frac{(1,9 + 0,48) \cdot (1,9 + 1,67)}{1,9 + 0,48 + 1,9 + 1,67} + 1,07 \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

### 5.3.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для определения тока короткого замыкания необходимо привести исходную схему замещения к расчетной радиальной схеме путем последовательных преобразований.

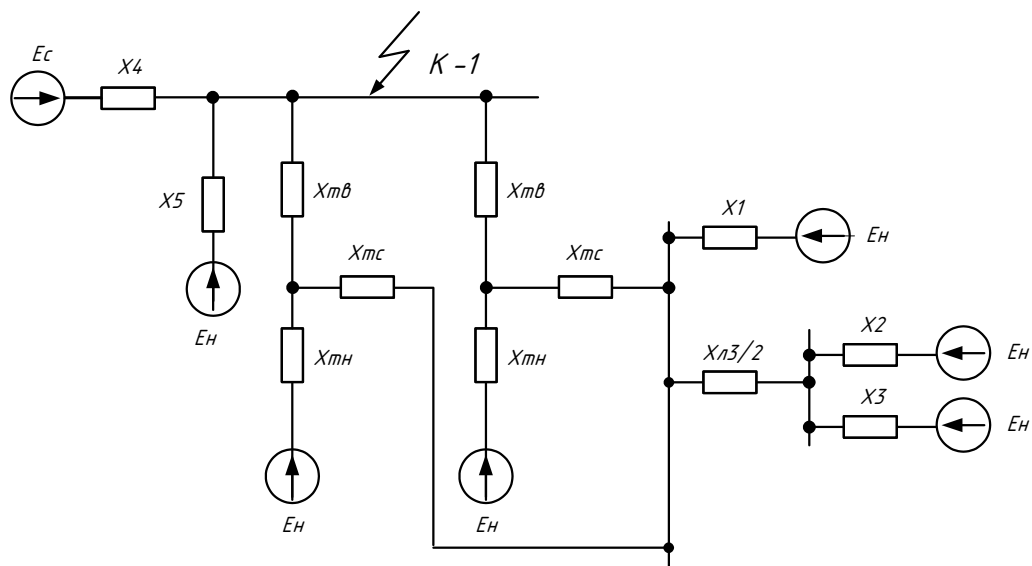


Рисунок 12 – Преобразование № 1

После первого преобразования получим:

$$X_1 = X_{T1} + X_{\Gamma} = 0,097 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (93)$$

$$X_2 = X_{T2} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (94)$$

$$X_3 = X_{T3} + X_{\Gamma} = 0,099 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (95)$$

$$X_4 = X_{ATH} + X_{\Gamma} = 0,081 + 0,125 = 0,206 \text{ o.e.} \quad (96)$$

$$X_5 = X_{T5} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (97)$$

$$X_6 = X_{T6} + X_{\Gamma} = 0,098 + 0,125 = 0,22 \text{ o.e.} \quad (98)$$

$$X_{11} = \frac{X_{J3} \cdot X_{J4}}{X_{J3} + X_{J4}} = \frac{0,056 \cdot 0,031}{0,056 + 0,031} = 0,02 \text{ o.e.} \quad (99)$$

$$X_{12} = \frac{X_{11} \cdot X_{J5}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{3ATC} = \frac{0,02 \cdot 0,146}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,007 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (100)$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} + X_{J1} = \frac{0,02 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} + 0,005 = 0,015 \text{ o.e.} \quad (101)$$

$$X_{14} = \frac{X_{J5} \cdot X_{J6}}{X_{11} + X_{J5} + X_{J6}} = \frac{0,146 \cdot 0,187}{0,02 + 0,146 + 0,187} = 0,077 \text{ o.e.} \quad (102)$$

$$X_{H1} = X_H + X_{3ATH} = 1,85 + 0,12 = 1,97 \text{ o.e.} \quad (103)$$

$$X_7 = X_{2ATB} + X_{2ATC} = 0,01 + 0,026 = 0,036 \text{ o.e.} \quad (104)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22} + \frac{1}{0,22}} = 0,07 \text{ o.e.} \quad (105)$$

$$X_{16} = X_4 + X_{ATC} + \frac{X_4 \cdot X_{ATC}}{X_{ATB}} = 0,206 + 0,004 + \frac{0,206 \cdot 0,003}{0,044} = 0,228 \text{ o.e.} \quad (106)$$

$$X_{17} = X_{ATB} + X_{ATC} + \frac{X_{ATB} \cdot X_{ATC}}{X_4} = 0,044 + 0,004 + \frac{0,044 \cdot 0,003}{0,206} = \quad (107)$$

=0,049 о.е.

$$X_{18} = X_4 + X_{ATB} + \frac{X_4 \cdot X_{ATB}}{X_{ATC}} = 0,206 + 0,044 + \frac{0,206 \cdot 0,044}{0,003} = 2,581 \text{ о.е.} \quad (108)$$

$$X_{19} = \frac{X_7 \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,011 \text{ о.е.} \quad (109)$$

$$X_{20} = \frac{X_{C3} \cdot X_{C2}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,023 \cdot 0,026}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,007 \text{ о.е.} \quad (110)$$

$$X_{21} = \frac{X_7 \cdot X_{C3}}{X_7 + X_{C2} + X_{C3}} = \frac{0,036 \cdot 0,023}{0,036 + 0,026 + 0,023} = 0,01 \text{ о.е.} \quad (111)$$

$$X_{22} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,228}} = 0,056 \text{ о.е.} \quad (112)$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6} + \frac{1}{X_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{0,223} + \frac{1}{0,223} + \frac{1}{2,581}} = 0,107 \text{ о.е.} \quad (113)$$

$$X_{24} = X_{19} + X_{14} = 0,011 + 0,077 = 0,088 \text{ о.е.} \quad (114)$$

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему:

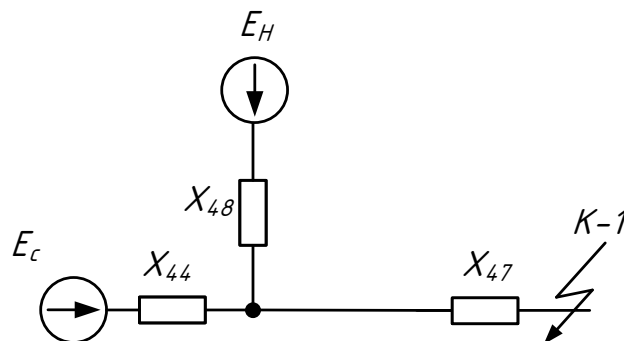


Рисунок 13 – Результирующая схема замещения прямой последовательности

$$X_{44} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$X_{47} = 0,031 \text{ о.е.},$$

$$X_{48} = 3,103 \text{ о.е.}$$

### 5.3.3 Схема замещения, параметры схемы обратной последовательности

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме замещения прямой последовательности. Отличие состоит лишь в том, что ЭДС всех источников в схеме обратной последовательности условно принимаются равными нулю, а значения сопротивлений обратной последовательности синхронных машин и нагрузок отличаются от значений сопротивлений прямой последовательности.

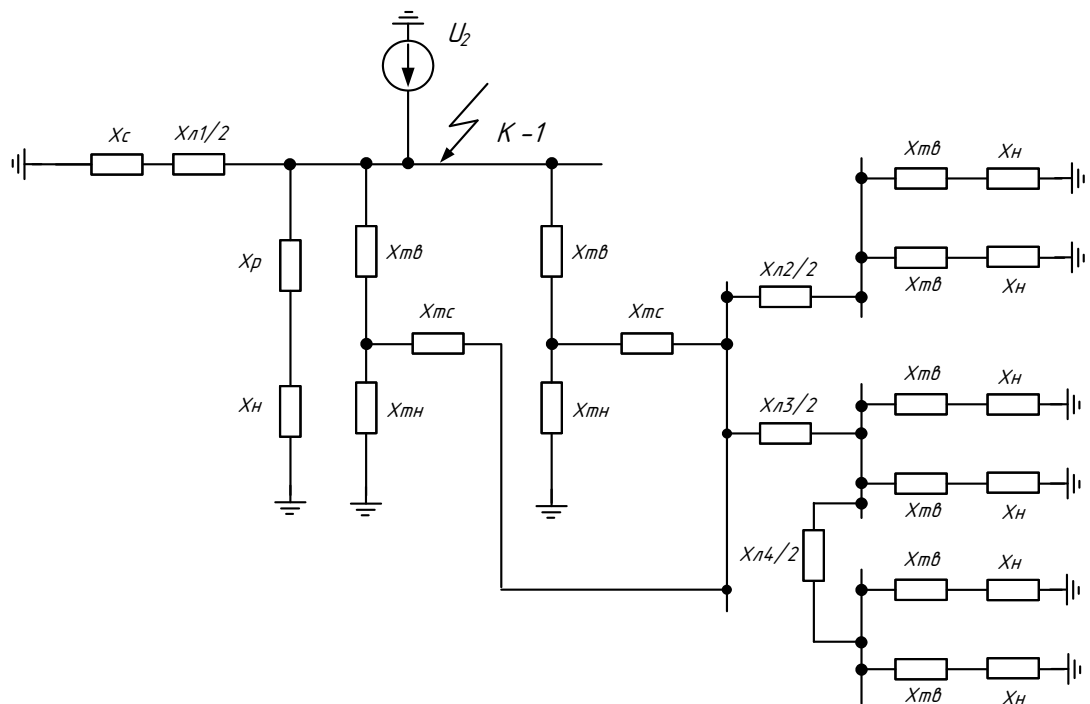


Рисунок 14 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивления турбогенераторов в качестве приближенных соотношений принимают:

$$X_{2Г} = 1,22 \cdot X_d'' = 1,22 \cdot 0,125 = 0,153 \text{ о.е.} \quad (115)$$

Эквивалентировав схему обратной последовательности получаем результирующую схему замещения:

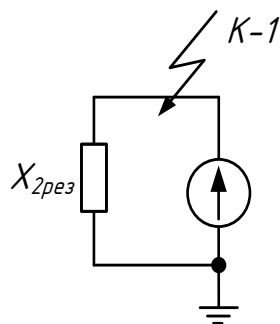


Рисунок 15 – Результирующая схема замещения обратной последовательности

Суммарное сопротивление обратной последовательности равно:

$$X_{2рез}=0,02\text{о.е.}$$

#### 5.3.4 Схема замещения, параметры схемы нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности по структуре значительно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов исходной расчетной схемы.

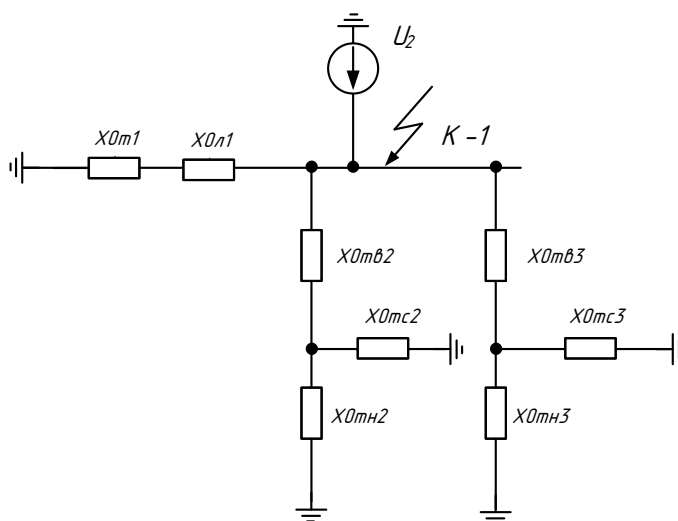


Рисунок 16 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления нулевой последовательности воздушных линий и нагрузок отличаются от сопротивлений этих элементов в прямой и обратной последовательности. Так как молниезащита линий выполнена стальными тросами то сопротивления нулевой последовательности равны:

$$X_{0Л} = 3 \cdot X_{Л}, \text{ о.е.} \quad (116)$$

$$X_{0Л1} = 0,015$$

Сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов входящих в схему замещения равны сопротивлениям прямой последовательности.

Эквивалентировав схему нулевой последовательности получаем результирующую схему замещения:

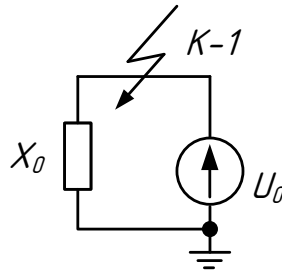


Рисунок 17 – Результирующая схема замещения нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности равно:  $X_0 = 0,022$ .

### 5.3.5 Расчет токов КЗ

$$I_{П0}^{(3)} = \frac{E''}{X_{рез}} \cdot I_{\delta}, \text{ кА}, \quad (117)$$

где  $I_{\delta}$  – базовый ток;

$X_{рез}$  – результирующее сопротивление до точки КЗ.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА} \quad (118)$$

$$I_{П01}^{(3)} = \frac{E_H \cdot I_{\delta}}{X_{48}} = \frac{1,03 \cdot 0,251}{2,985} = 0,087 \text{ кА}; \quad (119)$$

$$I_{П02}^{(3)} = \frac{E_{Г} \cdot I_{\delta}}{X_{44}} = \frac{1,08 \cdot 0,251}{0,058} = 4,641 \text{ кА}; \quad (120)$$

$$I_{\Pi 03}^{(3)} = \frac{E_C \cdot I_{\delta}}{X_{47}} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,04} = 6,273 \text{ кА}; \quad (121)$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = I_{\Pi 01}^{(3)} + I_{\Pi 02}^{(3)} + I_{\Pi 03}^{(3)} = 0,087 + 4,641 + 6,273 = 11,001 \text{ кА}. \quad (122)$$

Определение несимметричных коротких замыканий.

По абсолютному значению ток несимметричного КЗ пропорционален току прямой последовательности при данном виде КЗ:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)}. \quad (123)$$

где  $n$  – индекс вида КЗ;

$m^{(n)}$  – коэффициент пропорциональности, значение которого зависит от вида КЗ;

$I_{K1}^{(n)}$  – ток прямой последовательности для данного вида КЗ, который определяется по выражению:

$$I_{\kappa 1}^{(n)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}} \cdot I_{\delta}, \quad (124)$$

где  $\Delta X^{(n)}$  – дополнительное индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного КЗ и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Двухфазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(2)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2} \cdot I_{\delta} = \frac{1,033}{0,024 + 0,02} \cdot 0,251 = 5,95 \text{ кА}, \quad (125)$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,95 = 10,306 \text{ кА}. \quad (126)$$

Однофазное КЗ:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{E_{1\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\delta} = \frac{1,033}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 4,078 \text{ кА}, \quad (127)$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot I_{K1}^{(1)} = 3 \cdot 4,078 = 12,233 \text{ кА}. \quad (128)$$

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Периодическая составляющая тока в начальный момент однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = 3 \cdot \frac{E''}{X_{1\Sigma} + X_2 + X_0} \cdot I_{\sigma} = 3 \cdot \frac{1,08}{0,024 + 0,021 + 0,02} \cdot 0,251 = 12,8 \text{ кА} \quad (129)$$

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \text{ кА}. \quad (130)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 12,8 = 18,096. \quad (131)$$

Ударный ток.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{n0}^{(3)} \text{ кА}, \quad (132)$$

где  $k_{y0}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [15, с.110] принимаем среднее значение  $k_{y0} = 1,935$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 12,796 = 35,02 \text{ кА}. \quad (133)$$

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для трех расчетных точек.



Таблица 15 – Значение токов КЗ

Вид КЗ, составляющие тока КЗ	Точка КЗ		
	К – 1, на шинах 220 кВ ПС Сковородино	К – 2, на шинах 110 кВ ПС Нежданенское	К – 3, на шинах 10 кВ ПС Нежданенское
ток трехфазного КЗ $I_{\Pi 0}^{(3)}$ , кА	11	11,69	9,877
ток двухфазного КЗ $I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	10,78	10,36	7,07
ток однофазного КЗ $I_{\kappa}^{(1)}$ , кА	12,8	10,16	5,365
апериодическая сост. тока КЗ $i_{a0}$ , кА	18,1	16,53	13,651
ударный ток КЗ $i_{y0}$ , кА	35,02	28,38	21,921

#### 5.4 Выбор и проверка выключателей на ПС

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{11,835}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62,118 \text{ А} \quad (134)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_3} = \frac{11,835}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1084,61 \text{ А} \quad (135)$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу.

Таблица 16 – Выключатель ВГТ-110 II-40/2000У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_{pMAX} = 62,118$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{СКВ} = 102$ кА	$I_{уд} = 33,092$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_T = 3200$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 32,465$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq B_T$
$I_{ВКЛ} = 40$ кА	$I_{ПО} = 20,144$ кА	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40$ кА	$I_{Пт} = 19,661$ кА	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 22,62$ кА	$i_{At} = 4,064$ кА	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

### 5.5 Выбор разъединителей на ПС

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Таблица 17 – Разъединитель РДЗ – 110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_p = 62,118$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{ДИН} = 80$ кА	$i_{уд} = 33,092$ кА	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2976,75$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 32,465$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 3969$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 32,465$ кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I^{2*}_T \cdot t_T$

### 5.6 Выбор трансформаторов тока на ПС

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:- при  $U_n \geq 110$  кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТФМ-110-II-У1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ.} + r_{ПР} + r_K \quad (136)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (337)$$

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

$r_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}, \quad (138)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

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

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,84} = 2,527 \text{ мм}^2 \quad (139)$$

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

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = 0,00708 \cdot 75 = 0,53 \text{ Ом}. \quad (140)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,53 + 0,26 + 0,1 = 0,89 \text{ Ом}. \quad (141)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 23.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 62,118 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,89 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 80 \text{ кА}$	$I_{УД} = 33,092 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,465 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

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

### 5.7 Выбор трансформаторов напряжения на ПС

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110 кВ.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	-	2
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	-	10
Варметр	Д-335	3	2	1,5
Ваттметр	Д-335	3	2	1,5
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Счетчик РЭ	ПСЧ-4ТМ.05	3	2	3
Частотомер	Н-397	1		7
Сумма				73

Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400$ ВА	$S_P = 73$ ВА	$S_H \geq S_P$

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

### 5.8 Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН ПС

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные

провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} \quad (142)$$

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (143)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ .

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ определяется по формуле:

$$I_{P_{max}BH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{11,835}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62,118 \text{ А} \quad (144)$$

Сечение провода выбирается по экономическим токовым интервалам.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины АС-120/19, сечение которых  $q = 118 \text{ мм}^2$ , допустимый ток  $I_{доп} = 380 \text{ А}$ .

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

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{32,465 \cdot 10^6}}{91} = 62,61 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{МАХ} < I_{доп} \quad (145)$$

$$350 < 380$$

Проверка на корону. Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля  $E_0$ , при котором происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквпр}}}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \quad (146)$$

где  $m$  - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода и равен  $m = 0,82$ ;

$r_{\text{эквпр}}$  - радиус провода (см), для провода АС – 120/19  $r_{\text{пр}} = 0,76$  см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода  $E$  определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{r_{\text{пр}} \cdot \log \left( \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{экв}}} \right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \log \left( \frac{378}{1,08} \right)} = 19,004 \quad (147)$$

где  $D_{\text{ср}}$  - среднее геометрическое междуфазное расстояние:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см.} \quad (148)$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ :

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (149)$$

$$20,334 \leq 30,031$$

## 5.9 Выбор и проверка сборных 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.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен:

$$I_{\max HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 329 \text{ А}, \quad (150)$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{ мм}$ ,  $S = 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 365 \text{ А}$ , [6, с. 624].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{80,54 \cdot 10^6}}{91} = 98 \text{ мм}^2, \quad (151)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода;

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ , [6, с. 192].

Минимальное сечение меньше принятого сечения.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1,5 \text{ м}$ .

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{1,6}} = 230,94 \quad (152)$$

где  $J$  – момент инерции шины, который равен  $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$ , [6, с. 223].

$q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ , [6, с. 624].

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2200^2}{1,5} = 5,547 \text{ Н/м}, \quad (153)$$

где  $i_{y\delta}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м.

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{5,547 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 0,798 \text{ МПа}, \quad (154)$$

где  $L$  – длина пролета между опорными изоляторами, м;

$W_{\phi}$  – момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8 \quad (155)$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 90 \text{ МПа}$ , [6, с. 224], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

### 5.10 Выбор и проверка изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (156)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (157)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-6,3/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \quad (158)$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм.} \quad (159)$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386 \quad (160)$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad (161)$$

где -  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

### 5.11 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Охлаждение трансформатора ТДТН - 25000/110	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВГТ -110	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 110 кВ	2	2	0	2	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ} \quad (162)$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

## 5.12 Выбор ячеек КРУ на ПС

### 5.12.1 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. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

#### 5.12.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

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:  $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (163)$$

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

$\beta_{норм}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

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

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{з\ min} + t_{с.в} \quad (164)$$

где  $t_{з\ min}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, \quad (165)$$

$$I_{вкл} \geq I_{п0}, \quad (166)$$

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:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (167)$$

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

$I_{\text{пр.скв}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (168)$$

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

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

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (169)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Соловьёвск

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС Соловьёвск составляет  $I_{\text{max}} = 182,8\text{А}$ .

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (170)$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-6-20

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $\tau$ .

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

$$\tau = 0,01 + t_{с.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.} \quad (171)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (172)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{п0}. \quad (173)$$

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.} \quad (174)$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (175)$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Соловьёвск сведены в следующей таблице 23.



Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{откл.НОМ}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}}=32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

### 5.12.3 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}};$$

– току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}};$$

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

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

– по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}};$$

(176)

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (177)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет  $S_{\text{номА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность  $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность:  $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет  $5 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в

составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет 9 В·А.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

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

Таблица 24 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:			4	–
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА}, \quad (178)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq V_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (179)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (180)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (181)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (182)$$

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

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (183)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (184)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (185)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=462 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{аэі}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=4,42 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=231 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 27– Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=182,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=9,96$	$i_{\text{аэі}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{НОМ}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

#### 5.12.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}};$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} \tag{186}$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \tag{187}$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 28.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

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

Таблица 28 – 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	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

Таблица 29 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}$

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

#### 5.12.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов–исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току,

стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ( $U_{уст} = 10$  кВ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 182,8$  А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 30 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 182,8$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 21,921$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$



## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС

### 6.1 Заземление ПС

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления  $R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$ .

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Полный расчет сетки заземления приведен в приложении В.

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

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot (B+2\cdot 1,5) \quad (188)$$

$$S=(34+2\cdot 1,5)\cdot (42+2\cdot 1,5) = 1147,5 \text{ м}^2 \quad (189)$$

где А - ширина территории ОРУ, м;

В - длина территории ОРУ, м.

Принимаем диаметр горизонтальной сетки в виде прутков диаметром 20 мм.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2 = 314,59 \text{ мм}^2 \quad (190)$$

где R- радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{21,5^2 \cdot 0,25}{400 \cdot 21}} = 117,292 \quad (191)$$

где  $I_{кз}$  - ток короткого замыкания;

t - время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, (для стали  $\beta=21$ ).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_{пр} + S_{ср}), \quad (192)$$

$$S_{ср} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0 \quad (193)$$

$$S_{ср} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,0041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,384 \text{ мм}^2 \quad (194)$$

где T - время использования заземлителя, мес.;

$a_1, a_2, a_3, a_0$  - коэффициенты зависящие от грунта.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор} + F_{т.с.} \quad (195)$$

$$314,59 \geq 92,937 + 117,292 = 210,265 \text{ мм}^2 \quad (196)$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 492,042 \quad (197)$$

где  $a_q$  - расстояние между полосами сетки, м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L\varepsilon}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (198)$$

$$m = \frac{492,042}{2\sqrt{1147,5}} - 1 = 6,263 \quad (199)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 541,996 \text{ м} \quad (200)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_e} \cdot l_e} = 11,596 \quad (201)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_e$  – длина вертикальных электродов, м.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) + \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_e \cdot l_e} \right) \quad (202)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_e / \sqrt{S}$ , равный 0,26.

$$R_{CT} = 30 \cdot \left( \frac{0,26}{\sqrt{1147,5}} + \frac{1}{492,042 + 12 \cdot 5} \right) + 10 \cdot \left( \frac{0,26}{\sqrt{1147,5}} + \frac{1}{492,042 + 12 \cdot 5} \right) = 0,285 \quad (203)$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (204)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$R_{II} = R_{CT1} \cdot a_{II1} + R_{CT2} \cdot a_{II2} = 0,285 \cdot 1,205 + 0,118 \cdot 1,241 = 0,461 \quad (205)$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 6.2 Защита ПС от прямых ударов молнии

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Расчет зоны защиты образованной двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов приведены на рисунке.

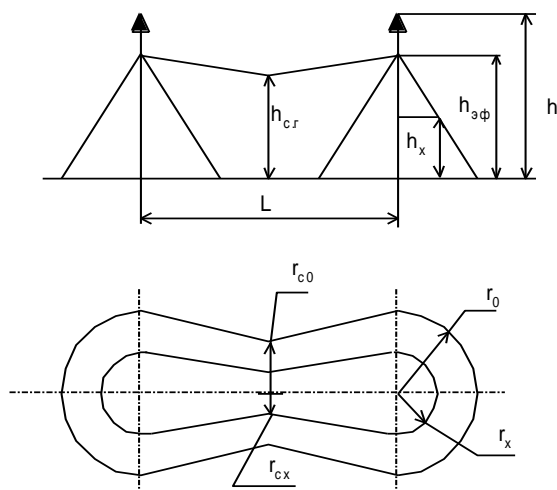


Рисунок 18 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (206)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м} \quad (207)$$

где  $h$  – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 21,2 \text{ м} \quad (208)$$

Радиус внешней зоны при условии

$$h < L \leq 2 \cdot h, \quad r_{\text{co}} = r_0 \text{ м}, \quad (209)$$

если

$$2h < L \leq 4h \quad (210)$$

$$r_{\text{c.o}} = r_0 \left(1 - \frac{0,2(L - 2h)}{h}\right) = 11,224 \quad (211)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{\text{CT}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 17,176 \quad (212)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$ :

$$r_{\text{c.x}} = r_{\text{c.o}} \left( \frac{h_{\text{cn}} - h_x}{h_{\text{cn}}} \right) = 11,943 \quad (213)$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{cn}}}\right) = 11,847 \quad (214)$$

На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 8 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зон защиты.

### **6.3 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений**

Основным средством снижения перенапряжения на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН.

Все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы 110 кВ и выше должны защищаться ОПН от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН – 110/88 - 10(II)УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ.

На стороне НН трансформаторов выбираем ОПН марки ОПН КР/TEL – 10 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ.

Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования.

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (215)$$

где  $U_{\text{п.и}}$  – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения,  $U_{\text{п.и}} = 750$  [1, с.278];

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

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}) = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 110) = 704 \text{ кВ}. \quad (216)$$

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

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (217)$$

где  $U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ОПН,  $U_{\text{ост}} = 554$ ;

$l$  – расстояние от ОПН до трансформатора,  $l = 9$  м.

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})}{2 \cdot l} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс}. \quad (218)$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau}, \quad (219)$$

где  $\Delta\tau$  – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left( 0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k}, \quad (220)$$

где  $h_{\text{пр.ср}}$  – средняя высота подвеса провода.

Согласно произведенным выше вычислениям

$$h_{\text{пр.ср}} = 19,97 \text{ м};$$

$k$  – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ,  $\Delta\tau = 1$  при одном проводе в фазе.

$$\Delta\tau = \left( 0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} = \left( 0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.} \quad (221)$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.} \quad (222)$$



## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

### 7.1 Выбор системы оперативного тока ПС Соловьёвск

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)  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления  $t_v$ , ч;
- недоотпуск электроэнергии  $W_{нед}$ , МВт·ч.

### 7.2 Релейная защита силовых трансформаторов ПС Соловьёвск

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

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

- понижения уровня масла.

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

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

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

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

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

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту трансформатора ТДТН – 25000/110, установленного на ПС Соловьёвск.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах [18].

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов [18].

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

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (223)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{ном.СН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 315 \text{ А};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3307 \text{ А}.$$

Для подключения терминала используются трансформаторы тока со следующими номинальными токами обмоток:

- на высокой стороне 600/1;
- на средней стороне 1000/1;
- на низкой стороне 4000/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{T.BH} = \frac{600}{1} = 600;$$

$$K_{T.CH} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{T.HH} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Находим вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{CH.2} = \frac{I_{ном.CH}}{K_{T.CH}} = \frac{315}{1000} = 0,315 A; \quad (224)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.HH}}{K_{T.HH}} = \frac{3307}{800} = 4,134 A. \quad (225)$$

Исходя из полученных значений, принимаем номинальный ток входного ТТ терминала с высокой стороны 1 А, со средней и низкой – 5 А.

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

$$K'_{10} = \frac{I_{номТТ} \cdot K_m}{I_{ном.T}} \geq \frac{I_{КЗ.вн. max*}}{I_{ном.T}}; \quad (226)$$

где  $K'$  – приведенная кратность токов;

$I_{КЗ.вн. max*}$  – максимальный ток внешнего КЗ.

Для ТТ на высокой стороне:

$$K'_{10.BH} = \frac{1000 \cdot 200}{315} = 643 A \geq 71 A. \quad (227)$$

Для ТТ на низкой стороне:

$$K'_{10.HH} = \frac{4000 \cdot 800}{983} = 3255 A \geq 40,367 A. \quad (228)$$

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

Расчет минимального тока срабатывания  $I_{dmin*}$  выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp*} \geq K_{отс} I_{нб.расч*}, \quad (229)$$

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

Поскольку тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо использовать уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч*} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}; \quad (230)$$

где  $K'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 25 МВА принимаем

$$K'_{пер} = 1,5,$$

$$K''_{пер} = 2,5;$$

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,

$$\varepsilon = 0,1;$$

$\Delta U_{рег*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,

$$\Delta U_{рег*} = 0,02;$$

$\Delta f_{выр*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,

$$\Delta f_{выр*} = 0,02.$$

Минимальный ток срабатывания  $I_{d.min*}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при

$$I_{bias}^* = 1,25$$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot K_{omc} \cdot \sqrt{(K_{nep} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{pez} + \Delta f_{выр})^2} \quad (231)$$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ о.е.} \quad (232)$$

Принимаем

$$I_{d.min}^* = 0,25.$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ о.е.}$$

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения ( $K_{T1}$ ) через  $I_{T.расч}^*$  по формуле:

$$K_{T1.3} = \frac{K_{omc} \cdot I_{нб.расч}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T.расч}^*} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4 \dots \quad (233)$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем

$$I_{T.расч}^* = 2,25$$

для характеристики №4.

$$K_{T1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3. \quad (234)$$

Условие выполнено для тормозной характеристики №4.

Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон трансформатора [18].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (235)$$

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

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

$K_{сам.з}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам.з} = 1$ ;

$I_{P.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{CЗ.МТЗ} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А}. \quad (236)$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\checkmark} = \frac{I_{К.ВН}^{(2)}}{I_{CЗ.МТЗ}} = \frac{600}{550} = 1,21. \quad (237)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем равной 0,5 с.

Защита трансформатора от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту

от перегрузки устанавливаем со всех сторон трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенно с низкой уставкой.

$$I_{C3.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (238)$$

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

$$I_{C3.пер} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207,375 \text{ А}. \quad (239)$$

В терминале RET 521 так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невыявленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

#### Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

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

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.



Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действующего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа ВГ-80/О.

## 8 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС СОЛОВЬЁВСК

В ряде энергосистем выявлены случаи неучитываемого потребления электроэнергии на хозяйственные нужды предприятий электрических сетей и списания расходуемой на эти цели электроэнергии на с.н. подстанций.

В целях упорядочения учета электроэнергии, расходуемой на с.н. подстанций, предлагается:

1. Выполнять на подстанциях энергосистем отдельный учет расхода электроэнергии на с.н. подстанций и на хозяйственные нужды энергосистем, а также другим потребителям, подключенных к шинам с.н., предусмотреть установку расчетных счетчиков электроэнергии на трансформаторах с.н. и на присоединенных к шинам с.н. линиях, по которым подается питание на хозяйственные нужды энергопредприятий и другим потребителям.

2. При разделении потребителей, питающихся от трансформаторов с.н. руководствоваться следующим:

а) расчетные счетчики, устанавливаемые для учета электроэнергии на с.н. подстанций, должны учитывать электроэнергию, расходуемую только на основное производство. К ним подключаются электроприводы системы охлаждения трансформаторов, зарядные и подзарядные устройства для аккумуляторных батарей, приборы освещения территории и помещений подстанции, устройства отопления подстанции и обогрева выключателей, электроприводы вентиляции, устройства плавления гололеда и т.п.;

б) расчетные счетчики, устанавливаемые для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды энергопредприятий, должны учитывать электроэнергию, потребляемую всеми видами механизмов и установок ремонтно-производственной базы, в том числе расходуемую на электросварку, электроподогрев, электроинструмент и т.п.

3. Иметь отдельные расчетные счетчики для жилых зданий ремонтного и эксплуатационного персонала.

Расчетные счетчики должны находиться на балансе энергосбыта, измерительные трансформаторы- на балансе предприятий электрических сетей.

В качестве контроля электрических величин в КРУ установлены, амперметры и вольтметры, ваттметры, и варметры предназначены для измерения активной и реактивной мощности в трехфазных трехпроводных сетях переменного тока частотой 50 – 60 Гц при равномерной и неравномерной нагрузке фаз. Прибор состоит из электронного преобразователя мощности в сигнал постоянного тока и магнитоэлектрического индикатора с подвижной частью на кернах, размещенных в одном корпусе.

В качестве учёта электроэнергии установлен многофункциональный микропроцессорный трехфазный счетчик электрической энергии типа Альфа А1700, класса точности 0,2S предназначен для учета активной, реактивной энергии и мощности в цепях переменного тока, а также для использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Счетчики имеют современный, удобный и безопасный корпус, позволяющий проводить установку практически в любой электротехнический шкаф, используя стандартное расположение монтажных отверстий. Измеренные данные и другая информация отображается на двухстрочном жидкокристаллическом индикаторе. Счетчики имеют возможность измерять и отображать некоторые параметры энергосистемы: фазные токи и напряжения, частоту сети, коэффициент мощности 3-х фазной системы и пофазно, активную, реактивную и полную мощность 3-х фазной системы и пофазно.

Учет электроэнергии производится на отходящих присоединениях магистральных и радиальных линий, а также на вводных присоединениях.

Для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления применены трансформаторы тока типа ТОЛ-10, на различные номинальные токи, Свердловского завода трансформаторов тока г. Екатеринбург. Данный трансформатор тока поставляется в комплекте с КРУ-104. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10 предназначены для установки в комплектные устройства (КРУ) и служат, для

изоляции цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Трансформатор изготовлен в климатическом исполнении УТ и ХЛ категории размещения 2, 1 по ГОСТ 15150 и предназначен для эксплуатации в закрытых помещениях. Трансформаторы выпускаются с одной вторичной обмоткой для измерения и одной вторичной обмоткой для защиты.

Трансформаторы напряжения НАМИ 10 кВ предназначены для питания электроизмерительных приборов, цепей защиты, автоматики и сигнализации в электросетях 10 кВ с изолированной или с заземленной нейтралью, используется для комплектации распределительных устройств промышленных предприятий. Трансформатор напряжения содержит соединенные конструктивно два трехобмоточных трансформатора с магнитопроводами броневое типа, пара первичных обмоток одного из которых предназначена для включения на линейные напряжения между фазами контролируемой сети по схеме открытого треугольника, а первичная обмотка другого трансформатора включается на фазное напряжение между общей для обмоток первого трансформатора фазой сети и землей. Магнитопровод трансформатора, включаемого на линейные напряжения, собран из пластин электротехнической стали, а второго трансформатора - из пластин конструкционной стали.

Магнитопроводы с изолированными обмотками помещены в сваренный из листовой стали бак, заполненный трансформаторным маслом. Вводы первичных и вторичных обмоток расположены на крышке бака. Трансформаторы обладают устойчивостью к явлениям феррорезонанса и к однофазным замыканиям на землю через перемежающую дугу. Выдерживают все виды неограниченных по длительности однофазных замыканий на землю.

Класс точности трансформаторов: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0 в зависимости от нагрузки вторичных обмоток. Схема соединения обмоток эквивалентна схеме Ун/Ун/П (звезда с нулем/ звезда с нулем/ разомкнутый треугольник).

## 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА СОЛОВЬЁВСКИЙ

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = EЧ + И \quad (240)$$

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

$K$ – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 71382,85 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 76137,12 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 7%, поэтому выбираем первый вариант развития электрической сети.

Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в

проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи  $I_{\Sigma} - I_{\Delta\alpha}$  и потерь электроэнергии  $I_{\Delta\alpha}$ .

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);

2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырьё и материалы;

- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\exists}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{ руб./тыс.кВт} \cdot \text{ч}, \quad (241)$$

где  $HBB^{\exists}$  - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;  
 $\mathcal{E}_{omn}$  - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год  $T$ , рассчитывается

следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{процт}, \text{ тыс. руб.}, \quad (242)$$

где  $I_{\Sigma t}$  – полная себестоимость электроэнергии для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{процт}$  – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10%;

$K_{обт}$  – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (243)$$

$$K_{обт} = 0,02 \cdot 1145563,15 + 0,1 \cdot 21499,32 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 1145563,15 = \\ = 31934, \text{ тыс.руб.};$$

$$O_{pt} = 21499,3 + 31934 + 13974 = 67407,65, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (244)$$

$$ПБ_t = 67407,65 - 21499,32 = 45908. \quad (245)$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (246)$$

где  $\alpha$  – налог на прибыль, равный 0,24.

$$H_t = 45908 \cdot 0,24 = 11018.$$

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - H_t + I_{амт}; \quad (247)$$

$$П_ч = 45908 - 11018 + 11851,08 = 46741.$$



## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА СОЛОВЬЁВСКИЙ

На нынешнем этапе развития научно-технического прогресса человек вносит существенные изменения в естественное магнитное поле, придавая геофизическим факторам новые направления и резко повышая интенсивность своего воздействия. Основные источники этого воздействия – электромагнитные поля от линий электропередачи (ЛЭП) и электромагнитные поля от радиотелевизионных и радиолокационных станций. Законом РФ об охране окружающей природной среды предусмотрены меры по предупреждению и устранению вредных физических воздействий, включая и электромагнитные поля.

В работе производится проектирование подстанции Соловьёвск на напряжение 110 кВ для обеспечения электроснабжения карьера Соловьёвский. К подстанции "Соловьёвск" подходят воздушные линии 110 кВ.

В разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на проектируемых объектах - линиях 110 кВ и подстанции 110 кВ "Соловьёвск".

### 10.1 Безопасность

Распределительное устройство подстанции 110/10 "Соловьёвск" - это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Распределительное устройство расположенное внутри здания называется закрытым. Распределительные устройства обеспечивает надежность работы электроустановки, что выполнено благодаря правильному выбору и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ. [2]

Обслуживание РУ удобно и безопасно. Размещение оборудования в РУ обеспечивает хорошую обзореваемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей для различных элементов.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

При использовании на подстанции 110 "Соловьёвск" разъединителей и отделителей при их внутренней установке для отключения и включения токов холостого хода силовых трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий электропередачи и систем шин выполняются следующие требования:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 2 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 , а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

2) расстояния по горизонтали от колонок и концов горизонтально-поворотных (ГП) подвижных контактов в отключенном положении до

заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не меньше расстояний между осями полюсов;

3) разъединителями и отделителями 10 кВ при их внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю, которые не превышают нормируемых значений;

4) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски прокладываются из гибкого полого провода во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, не более  $65^\circ$ . Ошиновку из жестких шин выполнена так, чтобы шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально;

5) для обеспечения безопасности персонала и защиты его от светового и теплового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей установлены козырьки или навесы из негорючего материала. Сооружение козырьков не требуется у разъединителей и отделителей напряжением 6 кВ, если отключаемый ток холостого хода не превышает 3 А, а отключаемый зарядный - 2 А;

7) приводы трехполюсных разъединителей 10 кВ при их внутренней установке, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжены глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем;

8) в электроустановках напряжением 110 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производится дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, выдерживают нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий.

Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50 °С; недоступные для прикосновения - выше 70 °С. Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещены в камеры или ограждены. Ограждение выполняется сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение - на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения не меньше 1,9 м, при этом сетки имеет отверстия размером не более 25 x 25 мм. Ограждения запираются на замок. [2]

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3-10 кВ, ограждаются сетками, причем высота прохода под сеткой составляет не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого составляет не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 и 2 м.

Распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка предназначена для того, чтобы исключать:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем, а также на участок электрической схемы, отделенной от включенных заземлителей только выключателем;
- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;
- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства подстанции "Соловьёвск" оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

В РУ 10 кВ стационарные заземлители размещены так, чтобы были не нужны переносные заземления и чтобы персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземлителями со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения в процессе ремонта разъединителя с заземлителями или только заземлителя этого разъединителя предусмотрены заземлители у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения. Последнее

требование не относится к заземлителям со стороны линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин или ремонтной перемычки со стороны ВЛ), а также к заземлителям в цепи секционной связи КРУ.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии имеется привод с дистанционным управлением для исключения травмирования персонала при ошибочном включении их и наличии на линии напряжения, в ячейках КРУЭ эти заземлители, кроме того, рекомендуется иметь быстродействующими.

Каждая секция (система) сборных шин РУ 110 кВ имеет два комплекта заземлителей. При наличии трансформаторов напряжения заземления сборных шин следует осуществлять заземлителями разъединителей трансформаторов напряжения.

Применение переносных защитных заземлений предусматривается в следующих случаях: при работе на линейных разъединителях и на оборудовании, расположенном со стороны ВЛ до линейного разъединителя; на участках схемы, где заземлители установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта заземлителей; для защиты от наведенного напряжения;

Сетчатые и смешанные ограждения токоведущих частей и электрооборудования имеют высоту над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 м (с учетом требований 4.2.57 и 4.2.58), а над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, 1,9 м; сетки имеют отверстия размером не более 25×25 мм, а также приспособления для запираения их на замок. Нижняя кромка этих ограждений в ОРУ располагается на высоте 0,1-0,2 м, а в ЗРУ - на уровне пола.

Применение барьеров допускается при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях. Барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и являются съемными. При высоте пола камер над уровнем земли более 0,3 м между дверью и барьером оставляется расстояние не менее 0,5 м или

предусматривается площадка перед дверью для осмотра. Применение барьеров в качестве единственного вида ограждения токоведущих частей недопустимо.

Поскольку в проектируемом ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа обеспечивает удобство перемещения и разворота выкатных тележек. При однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении - длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ, его ширина составляет не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м, при длине более 60 м - два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.[4]

## **10.2 Экологичность**

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [1]

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую



длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 110 кВ выполнены кабелем, следовательно, расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линии рассматриваться не будет.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные

трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приемка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

### 10.3 Расчет маслоприемника без отвода масла на ПС Соловьёвск

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС "Соловьёвск" 110 для маслonaполненного трансформатора ТДТН 110 мощностью 25 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТДТН-25000/110.

Масса трансформаторного масла –  $M_{тр}=14500$  кг.

Высота трансформатора –  $H=5,4$  м.

Длина трансформатора –  $A=6,3$  м.

Ширина трансформатора –  $B=3,4$  м.

Интенсивность пожаротушения –  $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ .

Нормативное время пожаротушения –  $t=1800$  с.

Плотность масла –  $\rho_{тм}=850 \text{ кг/м}^3$ .

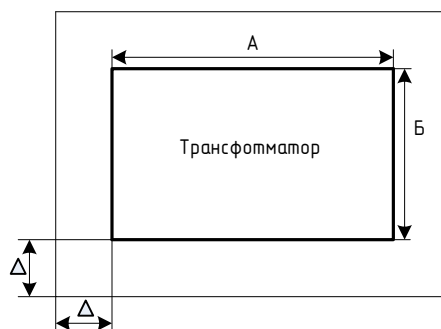


Рисунок 19 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле:  $\text{м}^3$  :

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (248)$$

$$V_{TM} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора,  $\text{м}^2$

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (249)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (250)$$

значение  $\Delta$  принимается равным 1м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике,  $\text{м}^3$

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (251)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}}, \quad (252)$$

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{мп+воды} + h_2, \quad (253)$$

высота слоя гравия  $h_a$  составляет 0,25 м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.

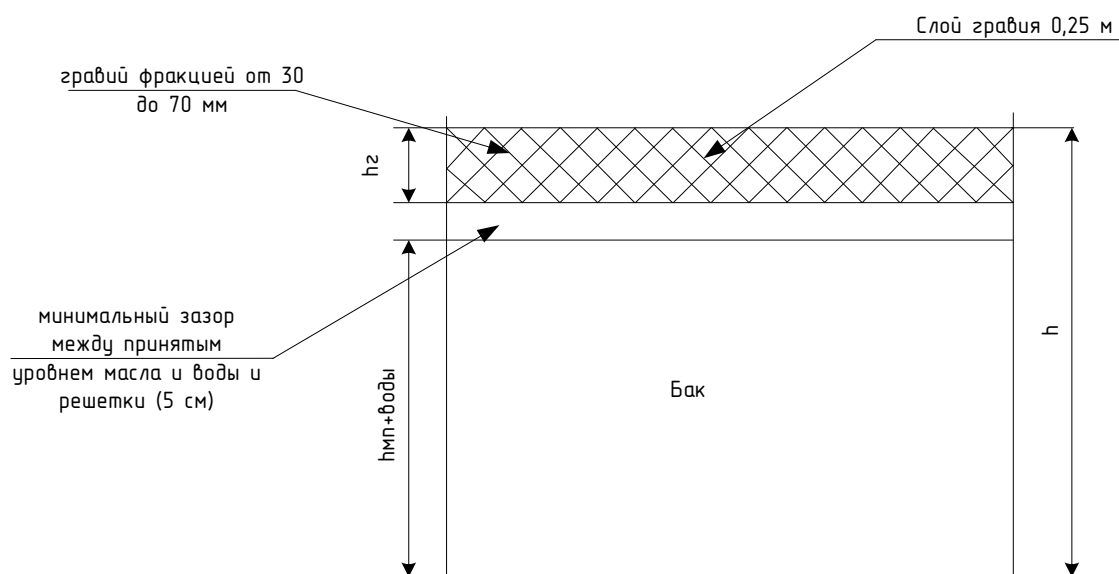


Рисунок 20 - Устройство маслоприемника

#### 10.4 Чрезвычайные ситуации

В части работы, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО).

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов. При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется

открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [14] на ПС должны выполняться следующие правила:

1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается

применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

*ПС Соловьёвск Т-1(Т-2) 110 кВ*

*подстанция, наименование оборудования, класс напряжения*

*14,5\*2 тонны, В 1*

*объем масла, категория пожароопасности*

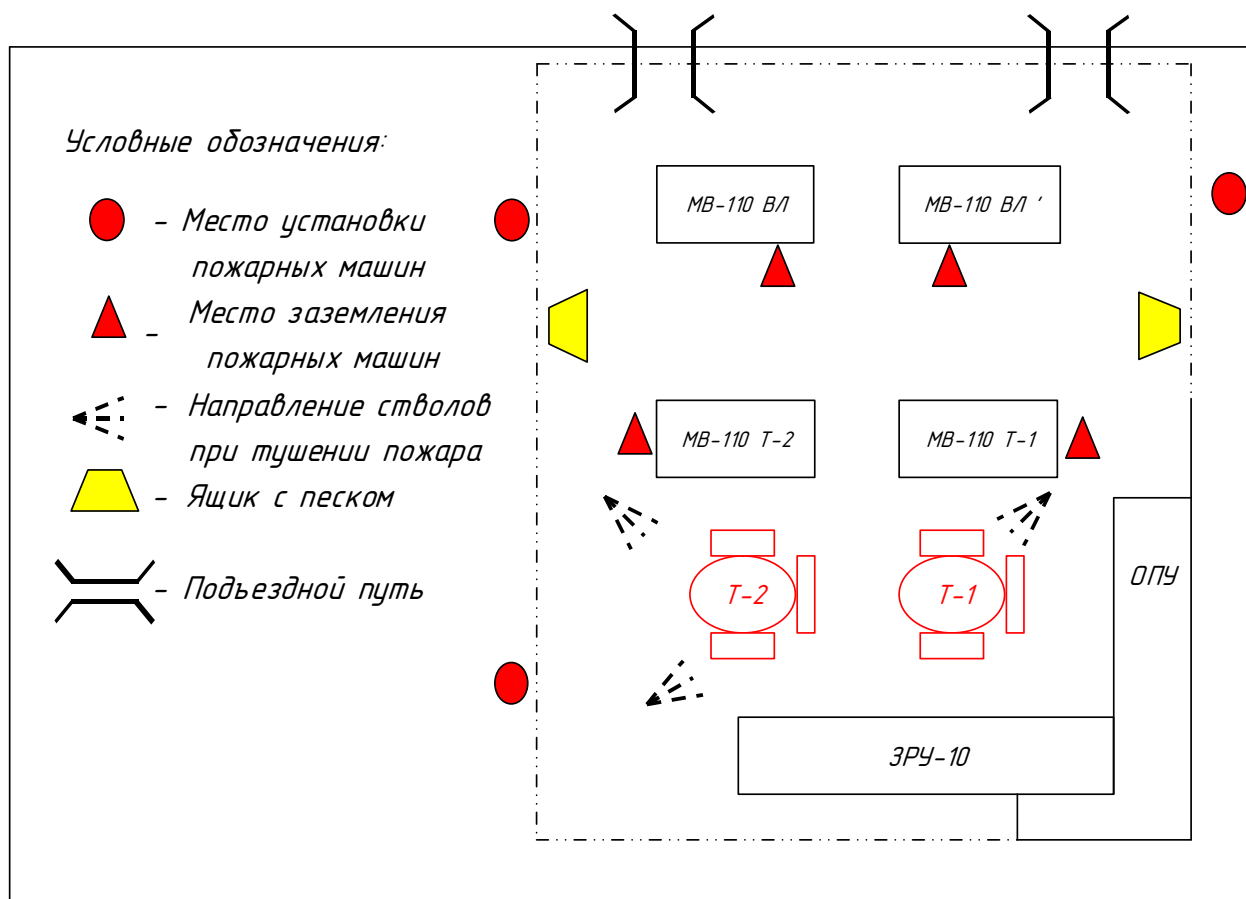


Рисунок 21 – Схема пожаротушения на ПС Соловьёвск

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небуьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим

сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

6 Наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь огнестойкое уплотнение в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ. Несгораемые уплотнения должны выполняться в кабельных каналах в местах их прохода из одного помещения в другое, а также в местах разветвления канала и через каждые 50 м по длине.

Места уплотнения кабельных лотков и каналов должны быть обозначены нанесением на плиты красных полос. При необходимости делаются поясняющие надписи.

7 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

8 На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

9 По [4], в отличие от старых правил запрещается на участках ОРУ иметь декоративный кустарник и ли низкорослые деревья лиственных пород.

10 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

11 На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).



Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

12 В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

13 Компрессорные помещения должны содержаться в чистоте. Обтирочный материал должен храниться в специальных металлических закрывающихся ящиках вместимостью не более 0,5 м<sup>3</sup>.

Допускается непосредственно в помещении хранить суточный запас смазочного масла в закрытой небьющейся таре (металлической, пластиковой и т.п.).

14 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на ПС “Соловьёвск”

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Для рассматриваемой ПС такая схема приводится на рисунке 19. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на ПС. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди масляный выключатель 10 кВ (МВ-10) трансформатора 1 (Т-1), МВ-10 Т-2, МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2.
- 3 Отключить разъединители РТ-35 Т-1, РТ-35 Т-2
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) МВ-35 Т-1, МВ-35 Т-2, МВ-10 Т-1, МВ-10 Т-2.
- 5 Отключить цепи РПН, обдува Т-1, Т-2.
- 6 Отключить шинные разъединители (ШР) ШР-10 МВ-10 Т-1, ШР-10 МВ-10 Т-2.

7 Включить заземляющие ножи (ЗН) ЗН-10 Т-1, ЗН-10 Т-2, ЗН-35 на РТ-35 Т-1 в Т-1, ЗН-35 на РТ-35 Т-2 в Т-2.

8 Организовать встречу пожарной команды.

9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).

10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).

11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.

12 Провести инструктаж личному составу подразделения.

13 Оформить допуск на тушение пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Увеличение мощности прииска Соловьёвский, ввод в работу обогатительной фабрики требовало реконструкции системы электроснабжения и обеспечение резервного источника питания – двухцепной линии 110 кВ от ПС Сквородино. Для построения оптимального варианта сети были предложены следующие варианты развития электрической сети:

- 1) подключение к ПС Сквородино по стороне 110 кВ и строительство двухцепной ВЛ 110 кВ;
- 2) подключение ПС Соловьёвск по стороне 220 кВ к ПС Сквородино двухцепной линией.

Надёжность второго варианта при строительстве ВЛ 220 кВ до ПС Соловьёвск немного выше, чем при строительстве ВЛ 110 кВ. Однако, по результатам расчёта рационального напряжения в п. 4.3 оптимальное напряжение для ВЛ Сквородино – Соловьёвск – 110 кВ. По результатам технико-экономического сравнения вариантов оптимальный вариант с точки зрения затрат и рационального напряжения – вариант сети электроснабжения со строительством двухцепной линии 110 кВ до подстанции Соловьёвск.

Таким образом, с точки зрения полученных результатов расчётов, а также с учётом полученных показателей надёжности, лучшим является вариант строительства ВЛ 110 кВ до ПС Соловьёвск – капитальные затраты и издержки в данный вариант заметно меньше, что является ключевым условием для строительства новых объектов энергетики в условиях непростой экономической ситуации, а показатели надёжности являются оптимальными для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителя – прииска Соловьёвский на территории Соловьёвского карьера.

Для дальнейшего расчёта был выбран первый вариант проектируемой сети – строительство ВЛ 110 кВ от ПС Сквородино до ПС Соловьёвск.

В работе решены следующие основные задачи:

– показан расчёт нагрузок карьера Соловьёвский и произведен выбор наиболее оптимальной с точки зрения экономических затрат и надёжности вариант подключения нового потребителя;

- произведен выбор и проверка оборудования на проектируемой ПС Соловьёвск;

– произведен расчет молниезащиты вводимой ПС Соловьёвск с расстановкой молниеотводов;

– произведен выбор устройств релейной защиты линии;

– произведен расчёт надёжности системы электроснабжения потребителя – прииска Соловьёвский;

Таким образом разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надёжное электроснабжения потребителя – прииска Соловьёвский.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин, Ю. Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю.Д. Сибикин. - М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов, Н. В. Библия электрика / Н.В. Белов. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 9 Правила устройства электроустановок.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 11 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.

12 Электротехнический справочник. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. Т3. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

13 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

16 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов / Е.А. Конюхова. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

18 Правила устройства электроустановок-10-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.

19 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

20 Герасимов, А. И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. / Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» / А.И. Герасимов. - Красноярск, 2003. – 260 с.

21 Шеховцов, В. П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. / В.П. Шеховцов. – М. :Издательский центр ФОРУМ – ИНФА –М, 2007. – 210с.

22 К: / СЭСР / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

23 Системы электроснабжения: учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 258 с.: ил.

24 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

25 Кудрин, Б. И. –Электроснабжение промпредприятий- 2-ое издание – М., «Интермет Инжиниринг».2006. – 672с.: ил.

26 Киреев, Э. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Э.А. Киреев, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова. – М.: НТФ «Энергетик », 2003.

27 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник / Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.