

Министерство образования и науки 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 «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 30 » 08 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения АО «Покровский рудник»
Амурской области

Исполнитель
студент группы 442 –об4


28.08.2018
подпись, дата

С.А. Чередниченко

Руководитель
доцент


29.08.2018
подпись, дата

П.П. Проценко

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


29.08.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


29.08.2018
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки 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

« _____ » _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Чередниченко Сергея Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения АО «Покровский рудник» Амурской области

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика АО «Покровский рудник», расчет электрических нагрузок, реконструкция системы внутреннего электроснабжения АО «Покровский рудник, реконструкция ПС Покровка, расчет токов КЗ, выбор оборудования, оценка надежности, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 7 листов графической части, 34 таблицы.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Палина Павловна,

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

доцент

Задание принял к исполнению (дата): _____



(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 с., 14 рисунков, 34 таблицы, 21 использованный источник.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения АО «Покровского рудника», разработана схема внутреннего электроснабжения вновь вводимого ремонтно-механического цеха на АО «Покровском руднике». В ходе реконструкции решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Покровка; приведена оценка надежности работы ПС Покровка, определены параметры заземляющих устройств ПС Покровка, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, безопасность и экологичность на ПС Покровка.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика АО "Покровский рудник"	10
1.1 Краткое описание АО "Покровский рудник"	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика центров питания	12
1.4 Технологический процесс АО "Покровского рудника"	13
1.5 Характеристика электроприёмников объекта АО "Покровский рудник"	17
2 Расчёт электрических нагрузок	21
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки ремонтно-механического цеха АО "Покровского рудника"	21
2.2 Расчёт нагрузок внутреннего электроснабжения АО "Покровского рудника"	26
2.3 Расчёт осветительной нагрузки	28
2.4 Расчёт высоковольтной нагрузки АО "Покровского рудника"	30
3 Реконструкция системы внутреннего электроснабжения	36
3.1 Выбор места расположения КТП ремонтно-механического цеха	36
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности	37
3.3 Разработка схемы электроснабжения цеха	39
4 Реконструкция системы внешнего электроснабжения АО "Покровского рудника"	49
4.1 Компенсация реактивной мощности	49
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Покровка	51
5 Расчет токов короткого замыкания	54
5.1 Расчет токов короткого замыкания в ремонтно-механическом цехе	54
5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 и 6 кВ	60
6 Выбор и проверка оборудования 0,4 кВ	66
6.1 Выбор и проверка плавких предохранителей	66

6.2 Выбор и проверка автоматических выключателей в ремонтно-механическом цехе	68
7 Выбор и проверка оборудования на ПС Покровка	69
7.1 Выбор и проверка выключателей	69
7.2 Выбор трансформатора тока	72
7.3 Выбор трансформатора напряжения	76
7.4 Выбор жестких шин	77
7.5 Выбор опорных изоляторов	80
7.6 Выбор ограничителей перенапряжения	81
8 Молниезащита и заземление подстанции Покровка	85
8.1 Заземление подстанции Покровка	85
8.2 Защита от прямых ударов молнии	89
9 Релейная защита	92
9.1 Общие принципы построения защит	92
9.2 Защита силовых трансформаторов Т1 и Т2	93
9.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	94
9.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	96
9.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	100
9.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты	101
10 Выбор системы оперативного тока ПС Покровка	103
11 Сигнализация на ПС Покровка	106
12 Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Покровка	108
13 Технико-экономическое обоснование реконструкции	112
13.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию	112
13.2 Затраты на реализацию реконструкции	113
13.3 Расчет эксплуатационных издержек	114
13.4 Оценка экономической эффективности	116
14 Безопасность и экологичность	118
14.1 Безопасность	118

14.2 Производственная санитария	120
14.3 Техника безопасности	122
14.4 Экологичность	122
14.5 Чрезвычайные ситуации.	126
Библиографический список	134

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы электроснабжения промышленных предприятий, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время на АО "Покровском руднике" ежегодно возрастает добыча золота, а так же АО "Покровский рудник" приобрел лицензии на право разведки и добычи золота на Маломырском золоторудном месторождении, приступило к опытно-промышленной эксплуатации месторождения "Пионер".

В настоящее время на АО "Покровском руднике" идёт развитие и реконструкция электрических сетей. В ближайшее время будет введен в работу дополнительный ремонтно-механический цех.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения АО "Покровский рудник", для надёжного и качественного электроснабжения рудника.

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

-реконструкция внутреннего электроснабжения АО "Покровский рудник", разработка схемы внутреннего электроснабжения ремонтно-механического

цеха,

- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Покровка;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Покровка;
- расчет надежности ПС Покровка;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Покровка;
- затраты на реализацию реконструкции.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО "ПОКРОВСКИЙ РУДНИК"

1.1 Краткое описание АО "Покровский рудник"

Покровское золоторудное месторождение расположено в верховьях р. Тыгды (системе р. Зеи), в 14 км к северу от железнодорожной станции Тыгда, Забайкальской железной дороги, в пределах Магдагачинского района Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Месторождение Покровское имеет сложные горно-технические условия, обусловленные его обводненностью, поэтому опережающее осушение его по сети дренажных скважин значительно упрощает его отработку открытым способом.

Для обеспечения предприятия товарной рудой предусматривается проведение вскрышных работ в карьерах. На Покровском месторождении выполняются следующие геологические работы:

1. Эксплуатационная разведка;
2. Опробование, сопровождающие эксплуатацию.

Эксплуатационная разведка осуществляется посредством бурения вертикальных скважин и вертикального или горизонтального бороздового опробования. Для более детального уточнения рудного контура или разделения руд по сортам используется дополнительно опробование шлама шпуров БВР.

Для Покровского месторождения принята транспортная (автомобильная) система разработки с вывозом пород вскрыши на внешний отвал за контур будущих карьеров. Мёрзлые, слабо выветрелые породы разрабатываются с предварительным рыхлением послойно по 1 – 0,5 м. Выветрелые, талые разности горных пород разрабатываются без предварительного рыхления: на 5,0 м. - дизельным экскаваторами и 10м.- экскаватором ЭКГ - 5. Основной технологический транспорт - БелАЗы – 75405.

Комплекс гидromеталлургического завода (ГМЗ) включает следующие основные здания и сооружения:

1. корпус крупного дробления с конвейерной галереей;

2. склад руды с 5-ти суточным запасом;
3. главный корпус моноблок с полным технологическим циклом, реагентные, хозяйственные, административно-бытовые помещения;
4. проходная с караульными помещениями и забором;
5. котельная и компрессорная станция;
6. очистные сооружения и хвостохранилище.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

АО "Покровский рудник" расположен в верховьях р. Тыгды (системе р. Зеи), в 14 км к северу от железнодорожной станции Тыгда, Забайкальской железной дороги, в пределах Магдагачинского района Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Территория приравнена к районам Крайнего Севера.

Климат резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима очень холодная и длительная. Среднемесячная температура января -30°C. Лето очень теплое и недолгое. Самый теплый месяц июль со средней температурой + 20°C. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Грунт рассматриваемого района представлен суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице 1 представлена климатическая характеристика Магдагачинского района.

Таблица 1 – Климатическая характеристика Магдагачинского района

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-49,2
Абсолютный максимум, °С	31,6
Скоростной напор ветра, кгс/м ²	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	0,3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$, Ом·м	150

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения АО «Покровского рудника» является ПС Покровка 110/35/6 кВ.

По географическим признакам реконструируемая подстанция Покровка ближе всего расположена к ПС Пионер.

ПС Покровка питается по двум воздушным линиям 110 кВ Пионер–Покровка 1 цепь и ВЛ 110 кВ Пионер–Покровка II цепь. Распределительное устройство 110 кВ ПС Покровка выполнено по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Распределительное устройство 35 кВ и 6 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН -25000/110/35/6 кВ.

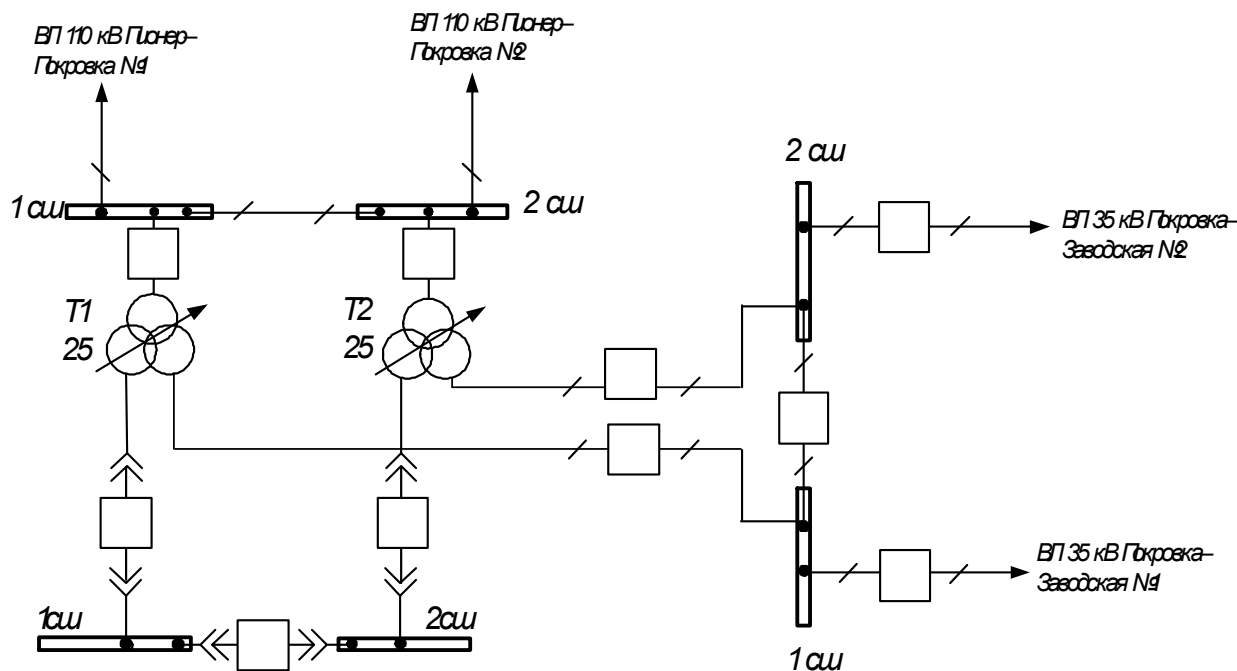


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Покровка

Учитывая нагрузку на вводах 110 кВ ПС Покровка согласно ведомостям зимнего контрольного замера 20.12.2017 г. определим загрузку трансформаторов Т 1 и Т2 на ПС Покровка:

$$K_{зТ1} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} \cdot 100\% = \frac{21,6}{25} \cdot 100\% = 86\%$$

$$K_{зТ2} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} \cdot 100\% = \frac{14,2}{25} \cdot 100\% = 57\%$$

Также для повышения надежности электроснабжения АО «Покровского рудника» необходимо произвести замену трансформаторов Т1 и Т2.

1.4 Технологический процесс АО "Покровского рудника"

АО "Покровский рудник" осуществляющие первичную переработку исходного сырья – твердых полезных ископаемых – для получения из него продуктов высокой технической ценности, предназначенных для дальнейшего промышленного использования.

Исходным сырьем, перерабатываемым на обогатительных комбинатах, 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).

На обогатительных комбинатах 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 обогатительных предприятий:

- 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 обогатительные предприятия вертикального, горизонтального и ступенчатого типа компоновки. На комбинатах вертикального типа применяют самотечную систему транспортирования материала. Комбинаты 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 обогатительную фабрику, 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 комбинаты относятся к предприятиям с высокой энергоемкостью.

Добыча руды в Покровском месторождении осуществляется по дражному принципу.

Драга - комплексно-механизированный горно-обогатительный агрегат, работающий по принципу многоковшового цепного экскаватора, установленный на плавучую платформу. Имеет многочерпаковый рабочий орган для подводной разработки. Используется для разработки россыпей, извлечения из них ценных минералов (чаще всего — золота, серебра) и укладки шлака в отвал.

Также иногда драгой называют судно, на которое установлен такой агрегат.

Существуют драги, которые работают по принципу землесоса, то есть засасывают породу и перекачивают её на обогатительную фабрику.

Драга – современный гигантский агрегат величиной примерно с четырехэтажную постройку и весом до 4000 тонн. Ее роль сложно недооценить – это сооружение на плаву оснащено комплексом черпаков для поднятия породы со дна. После ее промывания осаждается искомая золотая руда. Установленное на агрегате оборудование дает возможность осуществлять все действия по разрабатыванию россыпных залежей – от добывания и доставки до

извлечения и выброса отходов. Вид сбоку крупнолитражной драги показан на рисунке 2.

Питание драг производится гибким кабелем при напряжении 6 - 10 кв, поскольку плавающие драги передвигаются по мере разработки месторождений. Они работают в режиме ПКР и являются потребителями 2 - й категории. Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

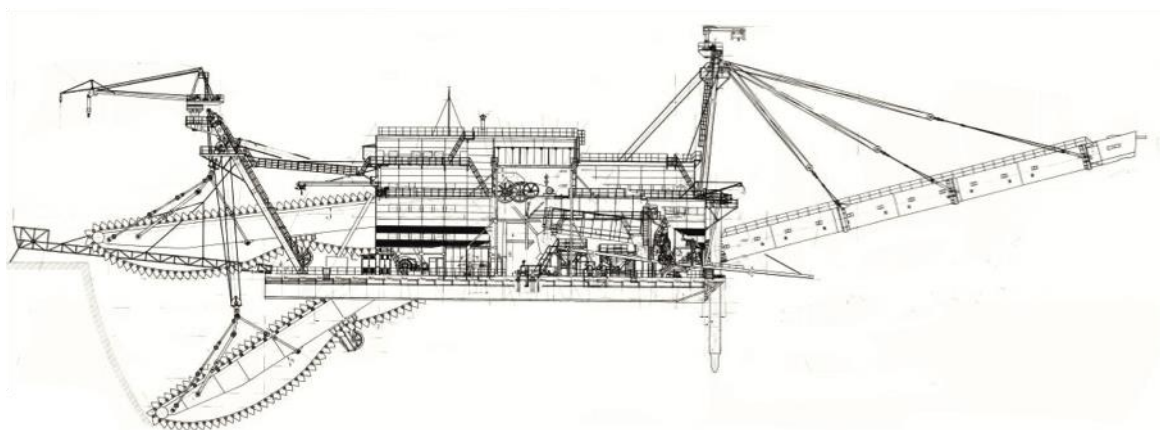


Рисунок 2 – Крупнолитражная драга

Таблица 2 – Технические характеристики крупнолитражной драги

№ п/п	Показатель	Значение показателя
1	Род энергии	($U_{ном}=6\ 000\ В$)
2	Черпаковая цепь	Сплошная
3	Номинальная емкость черпака, л	400
4	Количество черпаков в цепи, шт	120
5	Производительность, м ³ /ч	400
6	Размеры, м Длина/ширина/высота	62/28/3,5
7	Система управления	Централизованное- электропневматическое
8	Водоснабжение	Центробежными насосами
9	Общая установочная мощность работающих механизмов, кВт	3000
10	Среднее водоизмещение драги в рабочем состоянии, т	3900

1.5 Характеристика электроприёмников объекта АО "Покровский рудник"

К основным потребителям электроэнергии рудника относятся:

на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов мощностью до 250 кВт (дробилки, питатели, конвейеры, магнитные сепараторы, насосы, вентиляторы, освещение)

на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы, конвейеры, насосы, эксгаустеры, дымососы, приводы обжиговых печей, экскаваторы);

электроприемники постоянного тока — электродвигатели приводов с широким диапазоном регулирования частоты вращения.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники рудника в основном относятся к категории II и III. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования.

В процентном соотношении АО "Покровский рудник":

1 категория – аварийная вентиляция, водопонижающие и водооткачивающие установки (9 %);

1 категория – электропечи, экскаваторы, мельницы, насосы, вентиляция (60 %);

3 категория – все остальные электроприемники (31 %).

Правильное построение схем электроснабжения для рудника — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Таблица 3 – Категории электроприёмников АО "Покровский рудник"

№ п/п	Потребитель	Категория
1	Дозировочные бункера	II, III
2	Породоотработка	II, III
3	Главный корпус (нагрузка 0,4кВ)	II, III
4	Раздаточная лампа	II, III
5	Бытовой корпус	II, III
6	Котельная	I, II
7	Сушильный цех	II, III
8	Станция приёмочная	II, III
9	Насосная	I, II
10	Реагентное хозяйство	II, III
11	Конденсатная	II, III
12	Погрузочные бункера	II, III
13	Хвостохранилище	II, III
14	Электромеханический цех	II, III
15	Транспортный цех	II, III
16	Компрессорная	I, II
17	Водонасосная	I, II
18	Склад смазочных	II, III
19	Мазутонасосная	I, II
20	Экологическая лаборатория	II, III
21	Экспрессанализ	II, III
22	Экипировочная	II, III
23	Вагоноопрокидыватель	II, III
24	Административный корпус	II, III

На расстоянии 1 км от Драги расположен вновь вводимый ремонтно-механический цех.

Функциями и задачами ремонтно-механического цеха являются:

- а) изготовление запасных частей для ремонта и модернизации оборудования;
- б) изготовление нестандартного оборудования;
- в) проведение монтажа нового и демонтажа старого оборудования;
- г) ремонт и модернизация оборудования цеха;
- д) составление заявок на материалы, полуфабрикаты, запасные части и покупные изделия для ремонта, эксплуатации оборудования;
- е) проведение аттестации и рационализации рабочих мест;
- ж) организация работ по повышению квалификации работников;

з) разработка и составление графиков ремонта и обслуживания оборудования;

и) осуществление контроля за исправностью оборудования, приспособлениями и техническими устройствами.

Ген-план ремонтно-механического цеха представлен на рисунке 3.

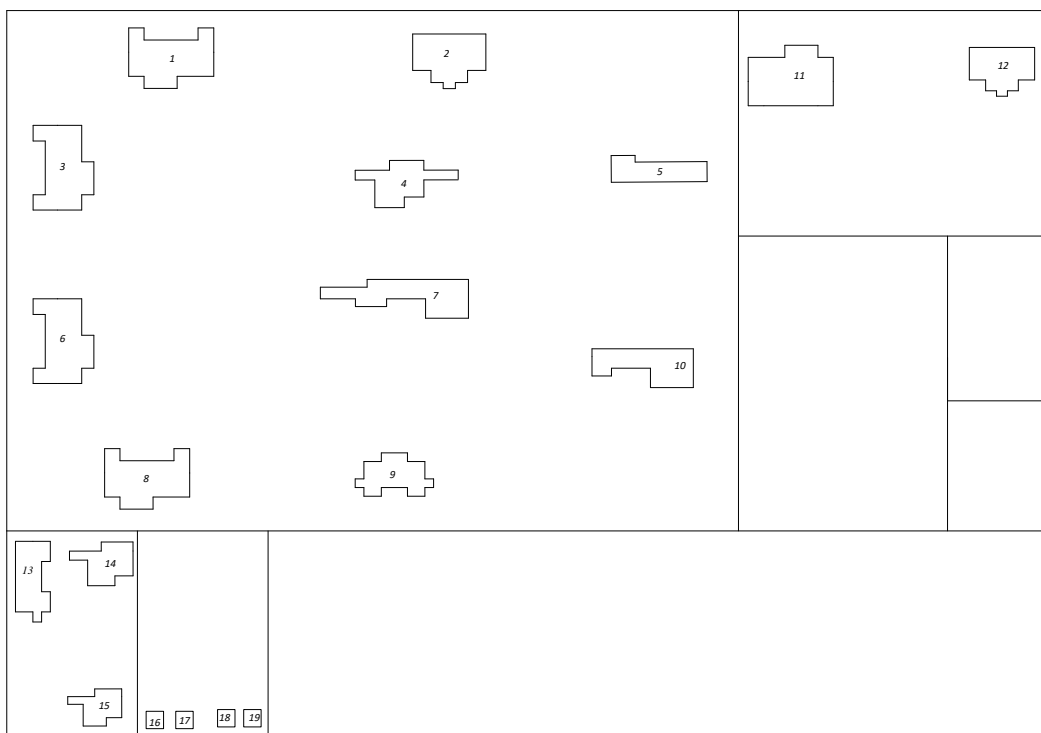


Рисунок 3 – Ген-план ремонтно-механического цеха АО "Покровского рудника"

Таблица 4 – Наименование ЭП ремонтно-механического цеха

Номер на плане	Наименование ЭП	Мощность ЭП, кВт	$K_{и}$	$\cos\varphi$	$\tan\varphi$
1	2	3	4	5	6
1	Токарный станок	17	0,17	0,65	1,17
2	Сверлильный станок	10	0,12	0,4	2,29
3,6,8	Токарный станок	15	0,17	0,65	1,17
4	Пресс	10	0,25	0,65	1,17
5	Станок для рубки листового и профильного металла	30	0,17	0,65	1,17
7	Электроножницы	10	0,45	0,65	1,17
9	Фрезерный станок	15	0,14	0,45	1,98
10	Электротельфер	20	0,1	0,5	1,73
11	Заточный станок	10	0,17	0,65	1,17
12	Сверлильный станок	10	0,12	0,4	2,29
13	Печь индукционная	10	0,24	0,65	1,17
14	Большой молот	17	0,24	0,65	1,17
15	Малый молот	15	0,24	0,65	1,17
16-19	Сварочная аппаратура	28 кВА	0,35	0,55	1,52

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при реконструкции является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятия. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и неиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой неиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбор защиты и компенсирующих устройств.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки ремонтно-механического цеха АО "Покровского рудника"

Для начала рассмотрим расчет нагрузки вводимого ремонтно-механического цеха.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{наст} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $PВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $PВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность, [8]:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность для токарного станка:

$$P_{НОМ\dot{a}} = 15 \cdot 3 = 45 \text{ кВт}.$$

Групповая номинальная реактивная мощность, [8]:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \text{tg}\phi \quad (3)$$

Для токарного станка:

$$Q_{НОМ} = 45 \cdot 1,17 = 52,7 \text{ кВар}.$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$P_{ср} = P_{НОМ} \cdot k_{II}, \quad (4)$$

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot \text{tg}\phi \quad (5)$$

Для токарного станка:

$$P_{ср} = 45 \cdot 0,17 = 7,65 \text{ кВт};$$

$$Q_{ср} = 7,65 \cdot 1,17 = 9 \text{ кВар}.$$

Результаты расчета нагрузок для остальных ЭП не разбитых на категории приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Наименование ЭП	P _{ном} , кВт	Кол- во ЭП	P _{номΣ} , кВт	K _и	tanφ	Средняя мощность ЭП	
						P _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
Токарный станок	17	1	17	0,17	1,17	2,9	3,4
Сверлильный станок	10	1	10	0,12	2,29	1,2	2,8
Токарный станок	15	3	45	0,17	1,17	7,7	9
Пресс	10	1	10	0,25	1,17	2,5	2,9
Станок для рубки листового и профильного металла	30	1	30	0,17	1,17	4,2	7,3
Электроножницы	10	1	10	0,45	1,17	4,5	5,3
Фрезерный станок	15	1	15	0,14	1,98	2,1	4,2
Электротельфер	20	1	20	0,1	1,73	1,5	2,7
Заточный станок	10	1	10	0,17	1,17	1,7	2
Сверлильный станок	10	1	10	0,12	2,29	1,2	2,7
Индукционная печь	10	1	10	0,24	1,17	2,4	2,8
Большой молот	17	1	1	0,24	1,17	4,1	4,8
Малый молот	15	1	1	0,24	1,17	3,6	4,2
Сварочная аппаратура	28 кВА	4	4	0,35	1,52	64,7	97,7

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП, [8]:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{и}, \quad (6)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi, \quad (7)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ} . \quad (8)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} , \quad (9)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_P .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_P = K_P \cdot \Sigma P_{cp} , \quad (10)$$

На данном промышленном предприятии можно выделить 4 характерные группы ЭП, отличающиеся между собой по режиму работы, симметричности и роду тока: производственные станки, электротельфер, горн и аппаратура стыковой сварки.

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, средневзвешенный коэффициент использования, $tg\phi$, эффективное число ЭП, расчетные мощности и расчетный ток. Результаты расчета нагрузок по 1 этапу показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Характерные категории ЭП

№	Категория	$P_{НОМ\Sigma}$, кВт	$P_{cp\Sigma}$, кВт	$Q_{cp\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	$n_{Эф}$	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	Производственные станки	189	5,6	48,4	0,18	1,3	12	32,4	44,1
2	Печь индукционная	10	2,4	2,4	0,24	1,17	2	6,5	7,6
3	Электротельфер (3-фазный ПКР)	15,5	1,5	2,7	0,1	1,73	2	7,8	13,4
4	Аппаратура стыковой сварки (1-фазный ПКР)	184,8	4,7	97,7	0,35	1,51	2	110,6	67

Далее определяется осветительная нагрузка цеха по следующему выражению:

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (11)$$

где A, B – ширина и длина цеха;

a – удельный показатель.

$$P_{p.o} = 40 \cdot 20 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 + 10 \cdot 20 \cdot 24 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 20,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

(12)

$$Q_{p.o} = 16,32 \cdot 0,88 + 4,08 \cdot 0,88 = 18 \text{ кВар}$$

Суммарная расчетная нагрузка:

$$P_{\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} \quad (13)$$

$$P_{\Sigma} = 32,4 + 6,5 + 7,8 + 110,6 = 157,2 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} \quad (14)$$

$$Q_{\Sigma} = 44,1 + 7,6 + 13,4 + 167 = 232,1 \text{ кВар}$$

Суммарная расчетная нагрузка для цеха:

$$P_{\Sigma \text{ цеха}} = P_{\Sigma} + P_{p.ос}$$

(15)

$$P_{\Sigma \text{ цеха}} = 157,2 + 20,4 = 177,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma \text{ цеха}} = Q_{\Sigma} + Q_{p.ос} \quad (16)$$

$$Q_{\Sigma \text{ цеха}} = 232,1 + 18 = 250 \text{ кВар}.$$

Полная нагрузка цеха и расчётный ток:

$$S_{p.цеха} = \sqrt{P_{\Sigma.цеха}^2 + Q_{\Sigma.цеха}^2} \quad (17)$$

$$S_{p.цеха} = \sqrt{177,6^2 + 250^2} = 306,7 \text{ кВА};$$

$$I_{p.цеха} = \frac{S_{p.цеха}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (18)$$

$$I_{p.цеха} = \frac{306}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 442,7 \text{ А.}$$

2.2 Расчёт нагрузок внутреннего электроснабжения АО "Покровского рудника"

Далее рассмотрим цеха и корпуса, существующие на АО "Покровский рудник".

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{cpi} \cdot K_{pi}, \quad (19)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (20)$$

где K_{pi} – коэффициент расчетной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1 [7];

Рассмотрим пример расчёта для дозирочных бункеров.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{cpi} = P_{усги} \cdot K_{ui} = 0,65 \cdot 1720 = 1118 \text{ кВт} \quad (21)$$

где K_u – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [7];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 1118 \cdot 1 = 1118 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 1118 \cdot 0,9 = 1006,2 \text{ кВар}.$$

Для остальных цехов и корпусов АО "Покровского рудника" расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт низковольтной нагрузки АО "Покровского рудника"

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
1	2	3	4
Дозировочные бункера	1720	1118	1006,20
Породоотработка	310	223,2	196,42
Главный корпус	14500	8990	9169,80
Раздаточная лампа	23	14,95	17,34
Бытовой корпус	630	384,3	338,18
Котельная	1230	824,1	510,94
Сушильный цех	5800	3538	2193,56
Станция приёмочная	850	518,5	570,35
Насосная	590	448,4	309,40
Реагентное хозяйство	230	149,5	173,42
Конденсатная	130	87,1	101,04
Погрузочные бункера	1410	916,5	824,85
Хвостохранилище	720	489,6	651,17
Электромеханический цех	150	102	81,60
Транспортный цех	210	140,7	163,21
Компрессорная	1100	825	511,50
Водонасосная	810	558,9	419,18
Склад смазочных	140	93,8	75,04

Мазутонасосная	290	185,6	139,20
Экологическая лаборатория	110	71,5	72,93
Экспрессанализ	31	19,53	18,36

продолжение таблицы 7

1	2	3	4
Экипировочная	22	14,3	12,58
Вагоноопрокидыватель	1250	812,5	804,38
Административный корпус	450	292,5	257,40
Итого		23115,69	17541,68

2.3 Расчёт осветительной нагрузки

На АО "Покровском руднике" в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (22)$$

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. 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:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg \varphi_{рл}, \quad (23)$$

где $tg \varphi_{рл} = 0,33$ [10].

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

Площадь пола дозирочных бункеров определим по генплану:

$$F_{ц} = 2160 + 1728 - 288 = 3600 \text{ м}^2 \quad (24)$$

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 1 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 17920 = 125,4 \text{ кВт} \quad (25)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot \text{tg}\phi_{рл} = 0,75 \cdot 125,4 \cdot 0,33 = 31 \text{ кВар} \quad (26)$$

Активную расчётную нагрузку осветительных приёмников территории АО "Покровского рудника" определим аналогично по удельной нагрузке:

$$P_{дальн.Э.дощ.л.} = P_{дощ.л.} \cdot (F_{дощ.л.} - \sum F_{дощ.л.}) \quad (27)$$

где $F_{комб.}$ – площадь всего рудника;

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

$$P_{расч.Л.фабрики} = 1 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot (169776) = 25,47 \text{ кВт} \quad (28)$$

$Q_{расч.Л.фабр} = 0,9$, 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:

$$P_{расч.НН.9+осв} = P_{расч.НН.9} + P_{расч.Л.терр.мест} = 448,4 + 25,47 = 473,87 \text{ кВт} \quad (29)$$

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 АО "Покровского рудника" показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	5	6
Дозировочные бункера	3600	18,00	64,80	16,04
Породоотработка	3024	20,00	60,48	14,97
Главный корпус	20736	23,00	476,93	118,04
Раздаточная лампа	288	23,00	6,62	1,64
Бытовой корпус	1584	20,00	31,68	7,84
Котельная	6768	16,00	108,29	26,80
Сушильный цех	12528	17,00	212,98	52,71
Станция приёмочная	14112	22,00	310,46	76,84
Насосная	1152	23,00	26,50	6,56
Реагентное хозяйство	1728	18,00	31,10	7,70
Конденсатная	864	20,00	17,28	4,28
Погрузочные бункера	2736	23,00	62,93	15,57
Хвостохранилище	2448	24,00	58,75	14,54
Электромеханический цех	2160	24,00	51,84	12,83
Транспортный цех	1584	18,00	28,51	7,06
Компрессорная	2016	20,00	40,32	9,98
Водонасосная	3168	20,00	63,36	15,68
Склад смазочных	288	18,00	5,18	1,28
Мазутонасосная	2016	19,00	38,30	9,48
Экологическая лаборатория	288	24,00	6,91	1,71
Экспрессанализ	288	24,00	6,91	1,71
Экипировочная	144	17,00	2,45	0,61
Вагоноопрокидыватель	4032	18,00	72,58	17,96
Административный корпус	2160	23,00	49,68	12,30
Итого			1860,31	454,12

2.4 Расчёт высоковольтной нагрузки АО "Покровского рудника"

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент

характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.cр}; n_{эф})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{ср\Sigma}; \quad (30)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [19]

Для определения суммарной нагрузки по предприятию в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предп} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (31)$$

$$Q_{предп} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}; \quad (32)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\phi,$$

где $P_{ср.}$ – средняя активная мощность;

K_{ϵ} – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [21];

$tg\varphi$ – 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:

$$Q_{СД} = \frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\varphi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (33)$$

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

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

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

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

$$P_{ср. ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,8 \cdot 3780 = 3024 \text{ кВт}, \quad (34)$$

$$P_{ср. ВН(эксг)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 4800 = 3600 \text{ кВт}, \quad (35)$$

$$Q_{СД(двиг)} = -\frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\varphi_{СД}}{\eta_{СД}} = -\frac{1,27 \cdot 3780 \cdot 0,48}{0,94} = -2451,4 \text{ кВар}, \quad (36)$$

$$Q_{СД(эксг)} = -\frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\varphi_{СД}}{\eta_{СД}} = -\frac{1,27 \cdot 4800 \cdot 0,48}{0,945} = -3096,4 \text{ кВар}, \quad (37)$$

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

Расчёт драги производится по указанным формулам:

$$P_{расч.ДР} = 1 \cdot 2400 = 2400, \quad (38)$$

$$Q_{расч.ДР} = 2400 \cdot 0,48 = 1152, \quad (39)$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 6 кВ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт высоковольтной нагрузки 6 кВ АО "Покровского рудника"

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_{ξ}	$\cos\varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
3 СД	6x630	0,8	0,85	3024	-2451
3 СД	4x1200	0,75	0,8	3600	-3096
Драга	2400	1	0,85	2400	1152
Итого				9024	-4395,8

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам низкого напряжения ПС Покровка, 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 $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (40)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (41)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(P_{расч.ΣH})^2 + (Q_{расч.ΣH})^2} \quad (42)$$

$$P_{расч.ΣH} = \Sigma P_{расч.ΣH} + \Sigma P_{расч.л.} = 23115,69 + 178 + 1860,31 = 24976 \text{ кВт} \quad (43)$$

$$Q_{расч.ΣH} = \Sigma Q_{расч.ΣH} + \Sigma Q_{расч.л.} = 17541,68 + 250 + 454,12 = 17995,8 \text{ кВар} \quad (44)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(24976)^2 + (17995,8)^2} = 30783,9 \text{ кВА} \quad (45)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 30783,9 = 615,68 \text{ (кВт)} \quad (46)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,1 \cdot 30783,9 = 3078,39 \text{ (квар)} \quad (47)$$

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

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (48)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (49)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,015 \cdot 30783,9 = 461,76 \text{ кВт} \quad (50)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 30783,9 = 615,67 \text{ кВар} \quad (51)$$

Полная, активная и реактивная мощность ПС определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\Sigma P_{расч.НН} + \Sigma P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \Sigma P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (52)$$

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

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

$$Q_{расч.} = (\Sigma Q_{расч.НН} + \Sigma Q_{расч.ВН} - \Sigma Q_{СД}) + \Sigma Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (53)$$

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

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(31378,67)^2 + (16563,2)^2} = 35481,8 \text{ кВА} \quad (54)$$

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

$$Q_{сист.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \phi = 31378,67 \cdot 0,4 = 12551,47 \text{ кВар} \quad (55)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.покр.рудн} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(31378,67)^2 + (12551,47)^2} = 33795,86 \text{ кВА} \quad (56)$$

3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор места расположения КТП ремонтно-механического цеха

Выбор места расположения КТП производится на основании картограммы электрических нагрузок и координат условного центра электрических нагрузок (ЦЭН). На картограмме нанесены ЭП и в виде окружностей их мощности. Площадь окружности пропорциональна мощности ЭП, [11]:

$$P_i = m \cdot \pi \cdot r_i^2.$$

Координаты эллипса ЦЭН находятся как центр тяжести плоской фигуры, [8]:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}; \quad (57)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (58)$$

где P_i – мощность ЭП;

x_i, y_i – координаты ЭП или группы однотипных ЭП.

В результате расчета были получены следующие данные:

Центр электрических нагрузок ЦЭН – $x = 15,2$ м, $y = 7$ м;

Среднеквадратичное отклонение координат ЦЭН - $\sigma_x = 1,52$ м, $\sigma_y = 1,2$ м;

Угол поворота осей эллипса – $\alpha = 23^\circ$;

Полуоси эллипса – $a = 40,5$ м и $b = 6,8$ м.

На основании расчетных данных строится эллипс зоны рассеяния с углом поворота осей равным 23° относительно выбранной системы координат и

откладываются рассчитанные значения полуосей эллипса по оси x – координата $x= 15,2$ м, а по оси y – координата $y= 7$ м.

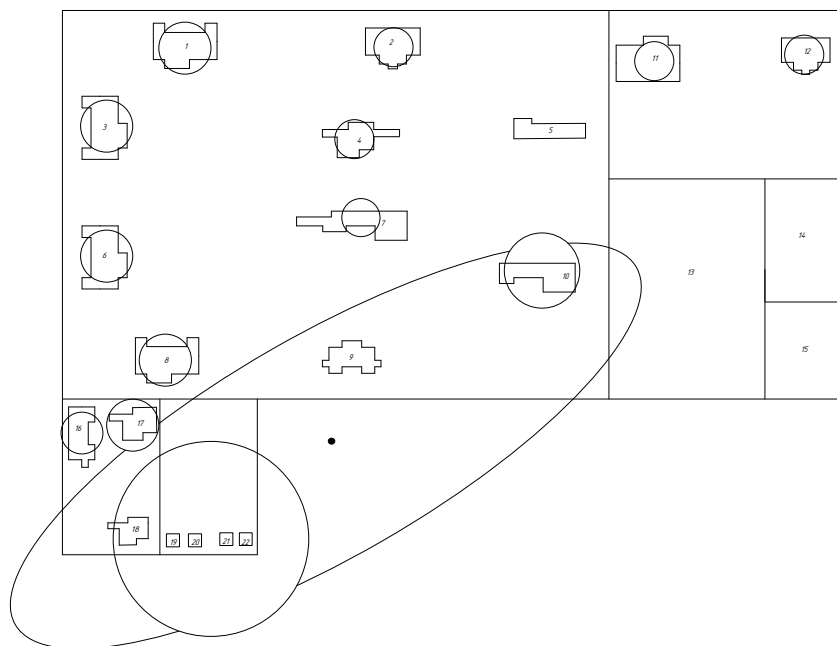


Рисунок 4 – Центр электрических нагрузок

В результате расчетов выясняем, что выбранная КТП попадает со стороны наиболее мощных ЭП, т.е. сварки, где и целесообразно разместить.

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

Расчетная мощность трансформатора КТП определенного цеха определяется как, [7]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{\Sigma цеха}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (59)$$

где $P_{\Sigma цеха}$ – суммарная активная мощность цеха;

$K_{з.опт}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7);

N_m – число силовых трансформаторов.

Выбираем двухтрансформаторную КТП, т.к. в данном цехе имеются потребители II категории, что согласно, ПУЭ предусматривает наличие двух трансформаторов, для обеспечения требуемого уровня надежности.

Выбираем мощность двухтрансформаторной КТП:

$$S_{расч.тр} = \frac{177,6}{0,7 \cdot 2} = 126,9 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТМГ 160/6/0,4.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле, [7]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.опт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2} \quad (60)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 160)^2 - 177,6^2} = 136,5 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ} = Q_p - Q_T \quad (61)$$

$$Q_{HKY} = 250 - 136,5 = -113,5 \text{ кВар.}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{HKY\text{доп}} = Q_P - Q_{HKY} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (62)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

$$K_1 = 9, K_2 = 4 \text{ и } \gamma = 0,42$$

$$Q_{HKY\text{доп}} = 250 - (113,5) - 0,42 \cdot 160 \cdot 2 = 2,06 \text{ кВар.}$$

Определим суммарную мощность НКУ, [7]:

$$Q_{HKYS} = Q_{HKY} + Q_{HKY\text{доп}} \quad (63)$$

$$Q_{HKYS} = 113,5 + 2,1 = 115,6 \text{ кВар.}$$

Устанавливаем НКУ марки 2хУКЗ-0,38-75 УЗ.

3.3 Разработка схемы электроснабжения цеха

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- 1) обеспечивать необходимую надежность электроснабжения ЭП в зависимости от их категории;
- 2) быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- 3) иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);

4) иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение индустриальных и скоростных методов монтажа.

Схемы цеховых сетей бывают магистральные и радиальные.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью (позволяют заменять технологическое оборудование без особых изменений электрической сети). Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы. По сути они обеспечивают высокую надежность электроснабжения, но требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные.

В данной бакалаврской работе электроснабжение будет осуществляться комбинированно: с помощью шинопроводов и силовых пунктов.

В месте присоединения шинопровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Непосредственно питание станков осуществляется при помощи кабеля, присоединенного к шинопроводу через предохранитель.

Питание силовых пунктов осуществляется при помощи кабелей, присоединенных к РУ НН через автоматический выключатель. Питание ЭП от СП выполнено кабельными линиями. Для защиты ЭП применены предохранители типа ПН2.

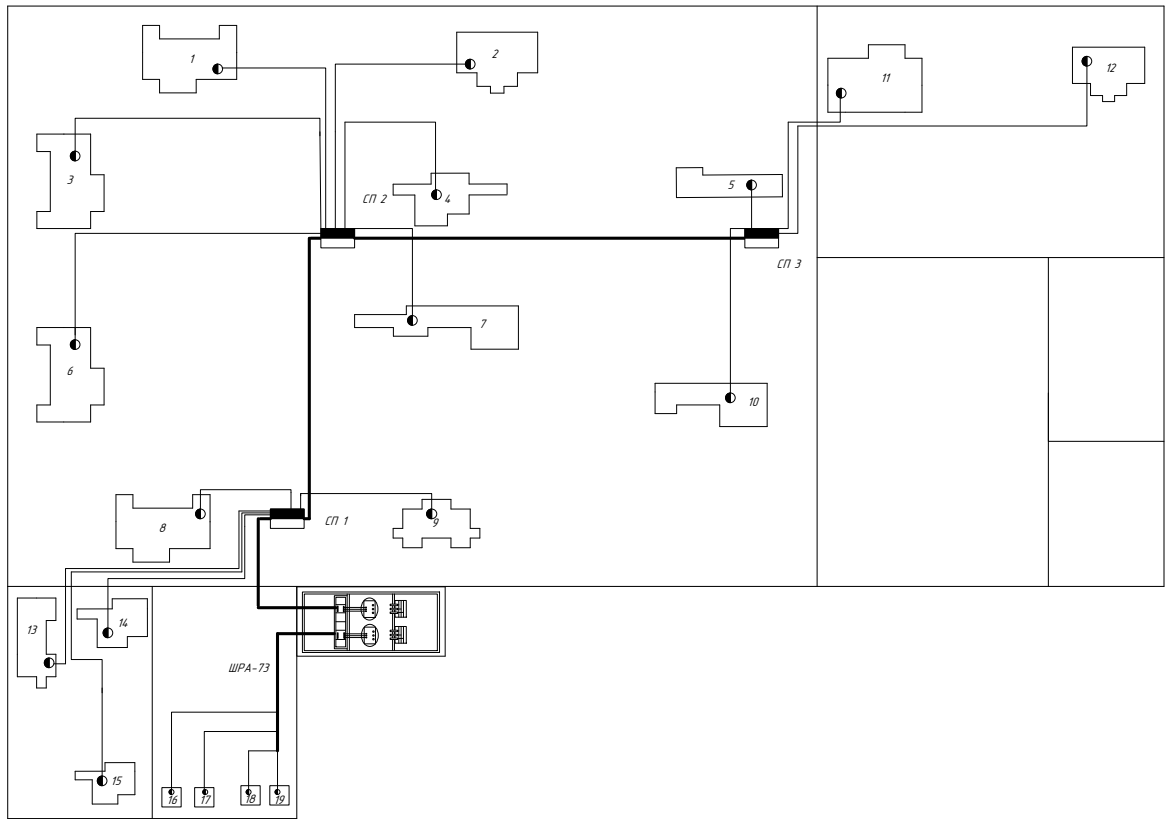


Рисунок 5 – Схема электроснабжения цеха

3.3.1 Расчет сети, выполненный шинопроводами

Произведем расчет шинопровода, который питает нагрузку аппаратуры стыковой сварки, нагрузку возьмем с таблицы 19.

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (64)$$

$$S_p = \sqrt{110,6^2 + 167^2} = 200,3 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (65)$$

$$I_p = \frac{200,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 289,1 \text{ А.}$$

По расчетному току 289,1 А выбираем шинопровод ШРА-73 на номинальный ток 400 А, [11].

Таблица 10 – Результаты расчета для шинопровода

№	Тип шинопровода	$P_{номΣ}$, кВт	$P_{срΣ}$, кВт	$Q_{срΣ}$, кВар	$k_{исп}$	$tgφ$	$Q_p, кВар$ $P_p, кВт$	$I_p, А$	$I_{ном}, А$
1	ШРА-73	184,8	64,7	97,7	0,35	1,51	110,6/ 16	289, 1	400
2	ШОС				0,85	0,88	32,6/ 28,7	62	63

Выбранный шинопровод проверяют по потере напряжения.

Потери напряжения определяем по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l_{ш}}{U_{ном}} \right) \cdot (r_0 + x_0) \cdot 10^{-3} \cdot 100 \quad (66)$$

$$\Delta U_{ш} = \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 289,1 \cdot 6}{400} \right) \cdot (0,015 + 0,017) \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0,02 \%$$

Т.к. отклонение не превышает 10%, шинопровод выбран, верно.

Выбор и проверка кабелей.

Выбранный тип кабеля должен соответствовать его назначению, характеру среды, способу прокладки.

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле:

$$I_p \leq k_{ср} \cdot k_{нр} \cdot I_{доп}, \quad (67)$$

где I_p – расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо I_p принимают номинальный ток приемника $I_{доп}$);

k_{CP} – поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы $I_{доп}$ в ПУЭ;

k_{np} – поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах.

Выбор сечения кабеля осуществляется для каждого ЭП.

Расчетный ток для токарного станка:

$$I_p = \frac{P_{\text{токарн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (68)$$

$$I_p = \frac{17}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,65} = 37,75 \text{ A.}$$

Выбираем кабель марки АПвБШп с сечением жилы 4 мм².

Расчет сечения кабелей для остальных ЭП сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Сечения кабелей, питающие ЭП

Номер на плане	Наименование ЭП	Расчетный ток, I_p , А	Марка кабеля	Сечение кабеля	Допустимый ток, $I_{доп}$, А
1	Токарный станок	37,75	АПвБШп	4	39
2	Сверлильный станок	36,1	АПвБШп	4	39
3,6,8	Токарный станок	33,3	АПвБШп	4	39
4	Пресс	22,2	АПвБШп	4	39
5	Станок для рубки листового и профильного металла	66,6	АПвБШп	10	67
7	Электроножницы	22,2	АПвБШп	4	39
9	Фрезерный станок	48,1	АПвБШп	4	39
10	Электротельфер	44,7	АПвБШп	4	39
11	Заточный станок	22,2	АПвБШп	4	39
12	Сверлильный станок	22,2	АПвБШп	4	39
13	Индукционная печь	22,2	АПвБШп	4	39
14	Большой молот	37,8	АПвБШп	4	39
15	Малый молот	33,3	АПвБШп	4	39
16	Сварочная аппаратура	121,2	АПвБШп	35	137

Выбранные сечения удовлетворяют условию по нагреву расчётным током. Затем кабели аналогично шинопроводам, проверяют на потери напряжения. Результаты расчета сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета проверки кабелей по потери напряжения

Номер на плане	Наименование ЭП	Сечение кабеля	r_0 и x_0 , мОМ/м	Длина кабеля, м	ΔU , %
1	2	3	4	5	6
1	Токарный станок	4	7,81/0,107	7,5	0,971
2	Сверлильный станок	4	7,81/0,107	5,4	0,668
3	Токарный станок	4	7,81/0,107	9,4	1,1
4	Пресс	4	7,81/0,107	4,2	0,32
5	Станок для рубки металла	10	3,12/0,099	2,8	0,26
6	Токарный станок	4	7,81/0,107	11	1,3
7	Электроножницы	4	7,81/0,107	8	0,6
8	Токарный станок	4	7,81/0,107	5	0,6
9	Фрезерный станок	10	3,12/0,099	6	0,4
10	Электротельфер	6	5,21/0,1	3	0,3
11	Заточный станок	4	7,81/0,107	2,8	0,2
12	Сверлильный станок	4	7,81/0,107	13,2	1
13	Горн	4	7,81/0,107	0,8	0,06
14	Большой молот	4	7,81/0,107	1,2	0,2
15	Малый молот	4	7,81/0,107	3	0,3
16	Сварочная аппаратура	35	0,894/0,088	6	0,3

3.3.2 Расчёт сети, выполненный с использованием силовых пунктов и кабелей

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В предназначены для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты электроустановок от перегрузок и коротких замыканий. Они состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными и защитными аппаратами, устройствами автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Для распределения электроэнергии в цехах промышленных предприятий применяются силовые распределительные шкафы и пункты.

Силовой пункт – это законченное комплектное устройство заводского изготовления для приёма и распределения электроэнергии, управления и защиты ЭП от перегрузок и короткого замыкания содержащими рубильники, предохранители, выключатели, счётчики, [11].

Выбор силовых пунктов.

Для примера рассмотрим группу СП1, содержащую большой и малый молот, токарный станок и фрезерный.

Определяем номинальную мощность для каждого типа ЭП и по характерной группе в целом по формуле, [11]:

$$P_{ном.ΣСП1} = P_{13} + P_{14} + P_{15} + P_8 + P_9 \quad (70)$$

$$P_{ном.ΣСП1} = 10 + 17 + 15 + 15 + 15 = 72 \text{ кВт.}$$

Определяем суммарную среднюю активную и реактивную мощности ЭП, подключенных к СП1, [11]:

$$P_{ном.ср.ΣСП1} = P_{13} \cdot k_{u13} + P_{14} \cdot k_{u14} + P_{15} \cdot k_{u15} + P_8 \cdot k_{u8} + P_9 \cdot k_{u9} \quad (71)$$

$$P_{ном.ср.ΣСП1} = 10 \cdot 0,24 + 17 \cdot 0,24 + 15 \cdot 0,24 + 15 \cdot 0,17 + 15 \cdot 0,14 = 14,7 \text{ кВт.};$$

$$Q_{ном.ср.ΣСП1} = P_{13} \cdot k_{u13} \cdot \text{tg} \varphi_{13} + P_{14} \cdot k_{u14} \cdot \text{tg} \varphi_{14} + P_{15} \cdot k_{u15} \cdot \text{tg} \varphi_{15} + P_8 \cdot k_{u8} \cdot \text{tg} \varphi_8 + P_9 \cdot k_{u9} \cdot \text{tg} \varphi_9 \quad (72)$$

$$Q_{ном.ср.ΣСП1} = 10 \cdot 0,24 \cdot 1,17 + 17 \cdot 0,24 \cdot 1,17 + 15 \cdot 0,24 \cdot 1,17 + 15 \cdot 0,17 \cdot 1,98 + 15 \cdot 0,14 \cdot 1,17 = 18,9 \text{ кВар.}$$

Средневзвешенный коэффициент использования, [7]:

$$k_{u.ср.} = \frac{P_{срΣ}}{P_{13} + P_{14} + P_{15} + P_8 + P_9} \quad (73)$$

$$k_{u.ср.} = \frac{14,7}{10 + 17 + 15 + 15 + 15} = 0,21.$$

Определяем эффективное число ЭП с учетом значения коэффициента использования, количества ЭП, и отношения наибольшей мощности к наименьшей этих ЭП.

Для первого силового пункта, эффективное число ЭП будет определяться по формуле, [7]:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot (P_{13} + P_{14} + P_{15} + P_8 + P_9)}{P_{ном14}} \quad (74)$$

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot (10 + 17 + 15 + 15 + 15)}{17}$$

Далее находим расчетный коэффициент нагрузки, который определяется по таблице, [7].

$$K_p = 1,48$$

Мощность с учетом расчетного коэффициента нагрузки:

$$P_p = P_{ср\Sigma} \cdot K_p \quad (75)$$

$$P_p = 14,71 \cdot 1,48 = 21,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_{ср\Sigma} \cdot K_p \quad (76)$$

$$Q_p = 18,9 \cdot 1,48 = 28 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (77)$$

$$S_p = \sqrt{21,8^2 + 28^2} = 35,5 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (78)$$

$$I_p = \frac{35,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 51,2 \text{ A.}$$

По расчетному току 51,2 А выбираем силовой пункт ШРС1 – 53УЗ на номинальный ток 175 А. Далее расчет продолжается аналогично приведенных выше формул. Результаты приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Силовые пункты и их характеристика

№	Наименование ЭО	$P_{ном.Σ},$ кВт	$P_{ср.Σ},$ кВт	$Q_{ср.Σ}$ кВар	$P_p, кВт /$ $Q_p, кВар$	$I_p, А$	Тип распред. шкафа	Ток ном. $I_{доп}, А$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СП1	8,9,13,14,15	72	14,7	18,9	21,8/28	51,3	ШРС1 - 54УЗ	
СП2	1,2,3,4,6,7	77	16,2	20,3	23,2/29	53,6	ШРС1 - 54УЗ	175
СП3	5,10,11,12	65,5	8,6	15	28/47,6	79,7	ШРС1 - 54УЗ	175

Для цеха принимаем силовые распределительные шкафы с автоматическими выключателями на вводе и с предохранителями на отходящих линиях.

В ремонтно-механическом цехе используем распределительные трехфазные шкафы серии ШРС1.

Выбранные шкафы обеспечивают:

- а) ввод трехфазной электрической сети напряжением 380/220В частотой 50 Гц и/или однофазной сети напряжением 220В, 50 Гц;
- б) распределение электроэнергии по трехфазным или однофазным цепям;
- в) защиту всех цепей от перегрузок и токов короткого замыкания;
- г) учет электроэнергии в трехфазной и однофазной цепях потребления.

Выбор и проверка кабелей.

Далее выбираем кабели, питающие силовые пункты, по расчетному току, приведенному в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор кабелей, питающие силовые пункты

№	Расчетный ток, I_p , А	Марка кабеля	Сечение жилы	Допуст.ток $I_{доп}$, А
КТП-СП1	184,5	АПвБШп	50	166
СП1-СП2	133,3	АПвБШп	25	113
СП2-СП3	79,7	АПвБШп	16	87

Далее произведем проверку кабелей на потерю напряжения, расчет запишем в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета проверки кабелей по потере напряжения

№	Марка	Расчетный ток, А	r_0 и x_0 , мОМ/м	L, м	ΔU , %	Сечение, мм ²
КТП-СП1	АПвБШп	184,5	0,625/0,085	6	0,34	50
СП1-СП2	АПвБШп	133,3	1,25/0,091	9	0,7	25
СП2-СП3	АПвБШп	79,7	1,95/0,095	12,4	0,9	16

По результатам расчета можно сказать, что выбранные кабели проходят по допустимому току и по допустимой потере напряжения.

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АО "ПОКРОВСКОГО РУДНИКА"

Большая часть АО "Покровский рудник" питается от ПС Покровка.

В связи с увеличением потребления электроэнергии на Покровском руднике, необходимо проверить трансформаторы на ПС Покровка и пропускную способность линий ВЛ 110 кВ Пионер-Покровка №1, ВЛ 110 кВ Пионер-Покровка №2.

4.1 Компенсация реактивной мощности

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 средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ПС Покровка.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ЕОо ддддд ай}} = Q_{i \text{ АО}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{i \text{ ддд}} \quad (79)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\text{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 6 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [14].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зад}} = 31,4 \cdot 0,4 = 12,56 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{12,6 - 12,56}{2} = 0,02 \text{ МВар} \quad (80)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (81)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар}. \quad (82)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-6-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{\text{HECK}.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (83)$$

$$Q_{\text{HECK}.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 12,56 - 2 \cdot 0,45 = 11,7 \text{ Мвар} \quad (84)$$

4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Покровка

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС Покровка. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ПС 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 ПС двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ПС.

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 ПС. 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.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (85)$$

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_{T} – число трансформаторов;

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

Расчитаем мощность трансформатора на ПС Покровка:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{31.4^2 + 11.7^2}}{2 \cdot 0,7} = 23.9 \text{ МВА} \quad (86)$$

Принимаем трансформаторы ТДТН 25000 [19]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{T}}) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (87)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{31.4^2 + 11.7^2}}{25 \cdot 0,7} = 0,67 \quad (88)$$

Условие выполняется.

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \Phi_{\text{тр}}} \quad (89)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (90)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{31,4^2 + 11,7^2}}{25} = 1,34 \quad (91)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран верно.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтралями - 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.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

5.1 Расчет токов короткого замыкания в ремонтно-механическом цехе

5.1.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи, [3].

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_c = x_1 = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_c} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (92)$$

где U_c – напряжение системы, в данном случае равно 10,5 кВ;

$U_{Б.СТ}$ – напряжение базисной ступени, в данном случае равно 0,4 кВ;

$I_{КЗ}^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 10000 А.

$$x_c = x_1 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,87 \text{ Ом.}$$

Сопротивления цехового трансформатора определяются по формулам:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (93)$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{u_{к,\%}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6 \quad (94)$$

Для трансформатора ТМГ-160/10: кВт, $\Delta P_K = 2,65\%$ кВт и $u_{к,\%} = 4,5\%$:

$$r_{ЦТ} = \frac{2,65}{160} \cdot \frac{0,4^2}{160} \cdot 10^6 = 16,6 \text{ Ом};$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{2,65}{160} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{160} \cdot 10^6 = 41,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивления шинпроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{cases} r = r_0 \cdot l; \\ x = x_0 \cdot l, \end{cases} \quad (95)$$

где r_0 и x_0 – удельные сопротивления линий, мОм/м;

l – длина линии, м.

Сопротивления трансформатора тока, автоматических выключателей и контактов берется из справочных данных.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле, [3]:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (96)$$

Составляем схему замещения электрической сети.

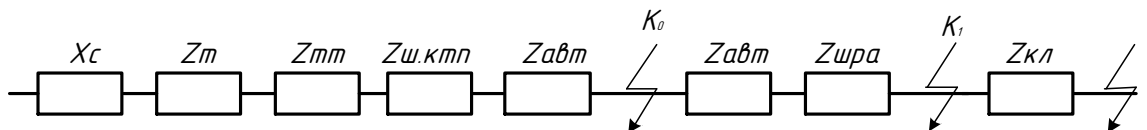


Рисунок 6 – Схема замещения для участка цепи, выполненного шинпроводом

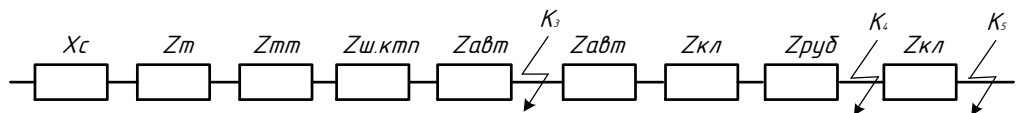


Рисунок 7 – Схема замещения для силового пункта 1

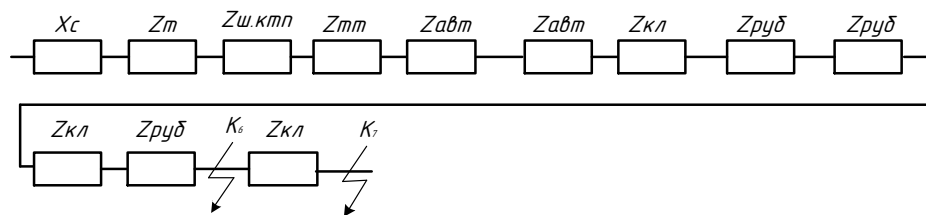


Рисунок 8 – Схема замещения для силового пункта 2

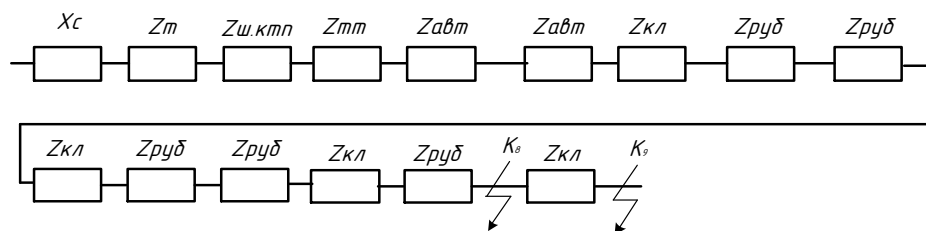


Рисунок 9 – Схема замещения для силового пункта 3

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К0.

Суммарное активное и реактивное сопротивление для точки К0:

$$r_{\Sigma K0} = r_T + r_{TT} + r_{uu} + r_{ав} + r_{к} + r_{д} \quad (97)$$

$$r_{\Sigma K0} = 16,6 + 0,07 + 0,004 + 0,7 + 1 + 15 = 33,3 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma K0} = x_C + x_T + x_{u.knm} + x_{TT} + x_{ав} \quad (98)$$

$$x_{\Sigma K0} = 0,8 + 41,7 + 0,42 + 0,2 = 42,7 \text{ Ом}.$$

Полное суммарное сопротивление для точки К0:

$$z_{\Sigma K0} = \sqrt{r_{\Sigma K0}^2 + x_{\Sigma K0}^2} \quad (99)$$

$$z_{\Sigma K0} = \sqrt{33,3^2 + 42,7^2} = 54,1 \text{ Ом}.$$

Ток периодической составляющей:

$$I_{\text{пок0}} = \frac{U_{\text{номНН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K0}} \quad (100)$$

$$I_{\text{пок0}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 54,1} = 4,3 \text{ А}.$$

Постоянная времени определим по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma K0}}{314 \cdot r_{\Sigma K0}} \quad (101)$$

$$T_a = \frac{42,7}{314 \cdot 33,3} = 0,0041.$$

Ударный ток:

$$I_{\text{удк0}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пок0}} \cdot \left(1 + e^{\frac{-6,01}{T_a}}\right) \quad (102)$$

$$I_{y\partial K0} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot (1 + e^{\frac{-6,01}{0,0041}}) = 6 \text{ A.}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, результаты сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет трехфазных токов КЗ

Точка КЗ	$r_{\Sigma K0}$, Ом	$x_{\Sigma K0}$, Ом	z_{Σ} , Ом	I_{no} , А	T_a	$I_{y\partial}$, А
К-0	33,3	42,7	54,1	4,3	0,0041	6
К-1	41,2	44,5	60,7	3,8	0,0034	5,4
К-2	51,6	45	68,5	3,4	0,0028	4,8
К-3	33,8	43,6	55,2	4,2	0,0041	5,9
К-4	87,7	44,3	98,3	2,4	0,0016	3,3
К-5	116,2	44,6	124,4	1,9	0,0012	2,6
К-6	50,9	44,9	67,9	3,4	0,0028	4,8
К-7	141,8	46,1	149,1	1,5	0,001	2,2
К-8	75,1	46,1	88,1	2,6	0,002	3,7

5.1.2 Расчет однофазных токов КЗ

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

Ток однофазного КЗ определяется по формуле, [3]:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (103)$$

где $r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$, $r_{0\Sigma}$ – суммарные активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ – суммарные реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Д/У-11 активные и реактивные сопротивления обратной и нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности ($r_{1T} = r_{2T} = r_{0T}$ и $x_{1T} = x_{2T} = x_{0T}$). Для шинпроводов: $r_1 = r_2 = r_0$ и $x_1 = x_2$, $x_0 = 2 \cdot x_1$. Для трехжильных кабелей: $r_1 = r_2 = r_0$ и $x_1 = x_2$, $x_0 = 4 \cdot x_1$. Сопротивление системы: $x_{C1} = x_{C2}$.

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{I_{кз}^{(1)}} - 2 \cdot x_{C1}, \quad (104)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ – однофазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 8300 А.

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 6300}{8300} - 2 \cdot 0,88 = 0,431 \text{ Ом.}$$

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К0.

$$r_{\Sigma K0} = r_T + r_{TT} + r_{ш} + r_{ав} + r_{к} + r_{д} \quad (105)$$

$$r_{\Sigma K0} = 16,6 + 0,07 + 0,004 + 0,7 + 1 + 15 = 33,3 \text{ Ом.}$$

$$x_{\Sigma K0} = x_{C0} + x_T + x_{TT} + x_{ав} \quad (106)$$

$$x_{\Sigma K0} = 0,8 + 41,7 + 0,42 + 0,2 = 42,7 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{\sqrt{(2 \cdot r_{\Sigma K0} + r_{\Sigma K0})^2 + (2 \cdot x_{\Sigma K0} + x_{\Sigma K0})^2}} \quad (107)$$

$$I_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 33,3 + 33,3)^2 + (2 \cdot 43,1 + 42,9)^2}} = 4,2 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, и результаты сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет однофазных токов КЗ для первого варианта

Точка КЗ	$x_{\Sigma K0}$, Ом	$r_{\Sigma K0}$, Ом	I_{K1} , А
К-0	33,3	42,6	4,2
К-1	41,2	47,5	3,8
К-2	51,6	45	3,4
К-3	33,8	43,6	4,2
К-4	87,7	44,1	2,4
К-5	73,1	44,3	2,1
К-6	50,9	44,8	3,4
К-7	141,8	45,9	1,5
К-8	75,1	45,9	2,6

5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 и 6 кВ

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

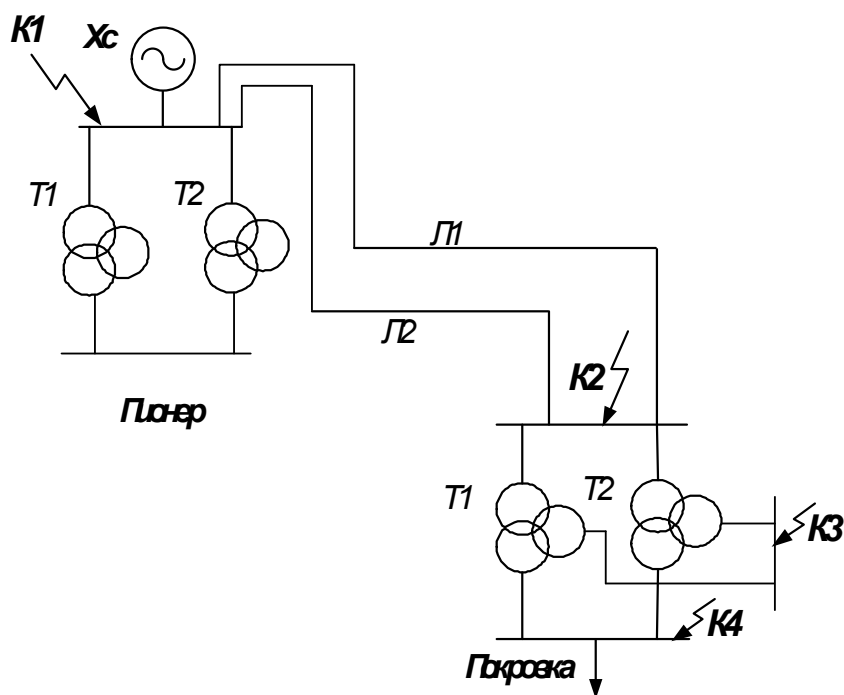


Рисунок 10 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

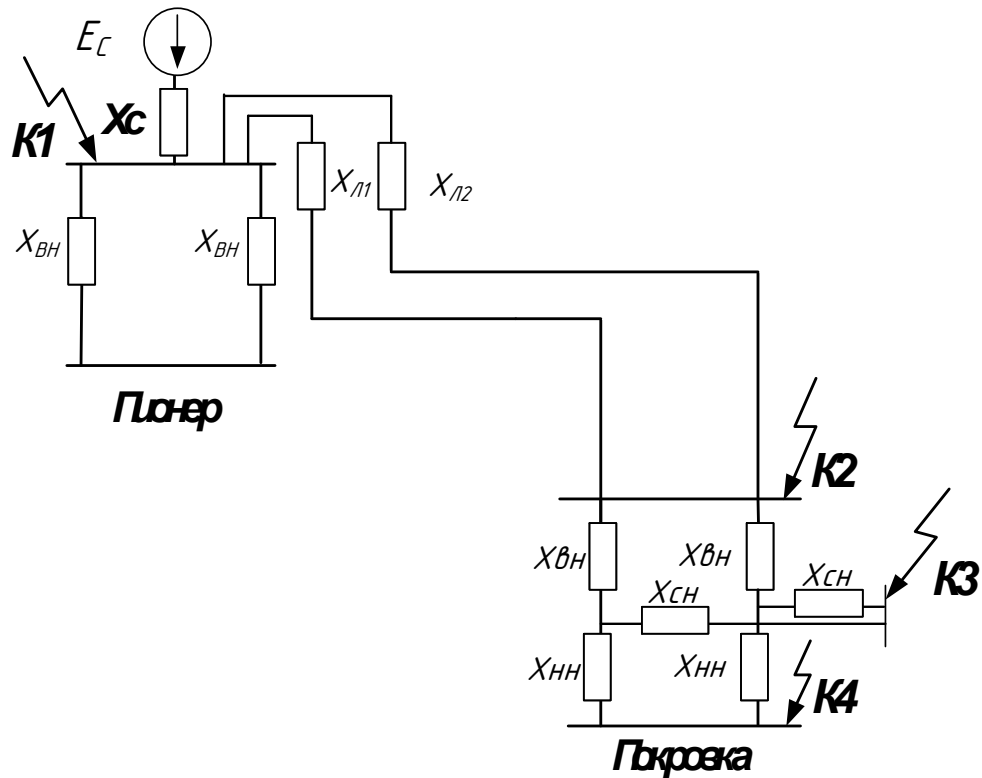


Рисунок 11 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=6,3$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} \quad (108)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,65 \text{ А}$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (109)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,031 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Пионер– Покровка

$L_{\text{л1,2}}=35,49$ км, марка провода АС-150, $x_0=0,420$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (110)$$

$$X_{\text{л1,2}} = 0,420 \cdot 35,49 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,034 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{\text{л1}} \cdot X_{\text{л2}}}{X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}}} = \frac{0,034 \cdot 0,034}{0,034 + 0,034} = 0,017 \text{ о.е.} \quad (111)$$

Сопротивление автотрансформатора на ПС Покровка:

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КВС}} - U_{\text{КСН}}) = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\%. \quad (112)$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВС}} + U_{\text{КСН}} - U_{\text{КВН}}) = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\%. \quad (113)$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КСН}} + U_{\text{КВН}} - U_{\text{КВС}}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\% \quad (114)$$

$$X_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{КВ}\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{T2}}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,156 \text{ о.е.} \quad (115)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,092 \text{ о.е.} \quad (116)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (117)$$

$$X_4 = \frac{1}{2} X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,156 = 0,078 \text{ о.е.} \quad (118)$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c = 0,031 \text{ о.е.} \quad (119)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_1 \cdot X_{\Sigma K1}}{X_1 + X_{\Sigma K1}} = \frac{0,017 \cdot 0,031}{0,017 + 0,031} = 0,011 \text{ о.е.} \quad (120)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{TB} + X_{TC} = 0,011 + 0,156 + 0 = 0,167 \text{ о.е.} \quad (121)$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K2} + X_{TB} + X_{TH} = 0,011 + 0,156 + 0,092 = 0,259 \text{ о.е.} \quad (122)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,031} \cdot 0,502 = 16,2 \text{ кА} \quad (123)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,011} \cdot 0,502 = 45,6 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,167} \cdot 1,65 = 9,88 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К4:

$$I_{\text{п0к4}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma\text{К4}}} \cdot I_{63} = \frac{1}{0,696} \cdot 9,2 = 13,2 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (124)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,29 = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,12 = 0,97 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,7 = 2,34 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ4}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,2 = 11,4 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (125)$$

где $k_{\text{оа}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания

апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется

в

зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с.110] принимаем среднее значение $k_{\text{уд}}=1,935$ для точки К1,К2, для точки К3 $k_{\text{уд}}=1,369$, для точки К4 $k_{\text{уд}}=1,311$.

$$i_{yд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,29 = 3,49 \text{ кА}$$

$$i_{yд2} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,12 = 3,06 \text{ кА}$$

$$i_{yд3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 2,7 = 5,23 \text{ кА}$$

$$i_{yд4} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 13,2 = 24,5 \text{ кА}$$

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 0,4 КВ

6.1 Выбор и проверка плавких предохранителей

Для защиты электроприемников ремонтно-механического цеха используются плавкие вставки предохранителей.

Условия выбора плавкого предохранителя, [17]:

а) номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети;

$$U_{\text{ном.п}} \geq U_{\text{сети}} \quad (126)$$

б) номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки;

$$I_{\text{ном.вст}} \geq I_p \quad (127)$$

$$I_{\text{н.вст}} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (128)$$

где $I_{\text{ном.вст}}$ – номинальный ток плавкой вставки, А ;

I_p – расчетный ток линии, А;

I_n – пиковый ток, А.

$$I_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{номЭП}}, \quad (129)$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пуска.

Для примера выберем плавкую вставку для токарного станка:

$$I_p = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} \quad (130)$$

$$I_p = \frac{17}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,65} = 37,75 \text{ А}$$

$$I_n = \frac{I_p \cdot 5}{2,5} \quad (131)$$

$$I_n = \frac{37,75 \cdot 5}{2,5} = 75,5 \text{ A}$$

Выбираем плавкую вставку по кривым на ток $I_{н.вст} = 40 \text{ A}$ и предохранитель ПН2-60.

Аналогично производится выбор предохранителей для остальных электроприемников. Результаты выбора представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор предохранителей в ремонтно-механическом цехе

Элемент	I_p, A	I_n, A	$I_{н.вст}, \text{A}$	Марка предохранителя
Токарный станок	37,75	75,5	40	ПН2-60
Сверлильный станок	36,1	72,2	40	ПН2-60
Токарный станок	33,3	66,6	40	ПН2-60
Пресс	22,2	44,2	32	ПН2-60
Станок для рубки листового и профильного металла	66,6	133,2	80	ПН2-60
Электроножницы	22,2	44,4	32	ПН2-60
Фрезерный станок	48,1	96,2	63	ПН2-60
Электротельфер	44,7	89,4	63	ПН2-60
Заточный станок	22,2	44,4	32	ПН2-60
Сверлильный станок	22,2	44,4	32	ПН2-60
Индук. печь	22,2	44,4	32	ПН2-60
Большой молот	37,75	75,5	40	ПН2-60
Малый молот	33,3	66,6	40	ПН2-60
Аппаратура стыковой сварки	121,2	242,5	125	ПН2-250

6.2 Выбор и проверка автоматических выключателей в ремонтно-механическом цехе

В ремонтно-механическом цехе автоматические выключатели устанавливаются непосредственно на НН КТП и на отходящих линиях, выбор производится аналогично по приведенным выше формулам, результаты запишем в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты выбора автоматических выключателей в ремонтно-механическом цехе

Название элемента	$I_{расч.}, А$	$I_{ном.}, А$	$I_{ном.расц}, А$	$I_{кз}^{(1)}, А$	Марка выключателя
ТП6	473,6	630	500	4200	ВА52-39
ШРА-73	289,1	400	320	3800	ВА52-37
СП	184,5	250	250	1200	ВА52-32

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ПОКРОВКА

7.1 Выбор и проверка выключателей

На ПС Покровка предлагается выбор резервного фидера 5 питающий цех.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (132)$$

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

$\beta_{\text{откл}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17];

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

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

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}} \quad (133)$$

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

$t_{\text{н.â}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{â}} \geq i_{\text{оâ}}, I_{\text{â}} \geq I_{\text{т0}},$$

где $i_{\text{â}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{оа}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{ае}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{т0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{т.п.а}} \geq i_{\text{оа}}; I_{\text{т.п.а}} \geq I_{\text{т0}},$$

где $i_{\text{т.п.а}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

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

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (134)$$

где $I_{\text{оа}}$ – ток термической стойкости по каталогу [17];

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

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{т0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (135)$$

где $t_{\text{д.к}}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 6 кВ согласно [21] принимается равной 1с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [21].

На примере произведем выбор выключателя на фидере ПС Покровка.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 29,4 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 13,2^2 \cdot (1 + 0,01) = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/100 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

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

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

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 3,26 \text{ кА} \quad (136)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

Термическая стойкость:

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

Результаты выбора выключателя Ф5 на ПС Покровка сведены в таблице 20.

Таблица 20 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф5 ВВ/TEL-6-20/300	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=100 \text{ А}$	$I_{max}=29,4 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{i_{дв.ф.ф.}} = 16,5 \text{ кА}$	$I_{i_{\tau}} = 13,2 \text{ кА}$	$I_{i_{дв.ф.ф.}} \geq I_{i_{\tau}}$
	$i_{a.ф.ф.} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 3,26 \text{ кА}$	$i_{a.ф.ф.} \geq i_{a\tau}$
	$I_{i_{д.п.а}} = 16,5 \text{ кА}$	$I_{i_0} = 13,2 \text{ кА}$	$I_{i_{д.п.а}} \geq I_{i_0}$
	$i_{a\epsilon i} = 32 \text{ кА}$	$i_{o\alpha} = 24,5 \text{ кА}$	$i_{a\epsilon i} \geq i_{o\alpha}$
	$I_{\delta\alpha\delta}^2 \cdot t_{\delta\alpha\delta} = 230 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\epsilon} = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\delta\alpha\delta}^2 \cdot t_{\delta\alpha\delta} \geq B_{\epsilon}$

7.2 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 $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{расч}$;

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 $i_{a\epsilon i} \geq i_{o\alpha}$;
- по термической стойкости: $I_{\delta\alpha\delta}^2 \cdot t_{\delta\alpha\delta} \geq B_{\epsilon}$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (137)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2i_{ф.ф.}}$ – 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 $S_{\text{ноmA}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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 $9 \text{ В}\cdot\text{А}$.

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-I-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 21.

Таблица 21 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [19]

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

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дв}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{от}} = 24,5 \text{ кА}, \quad (138)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_{\text{к}} = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (139)$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (140)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (141)$$

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

$I_2 -$ вторичный номинальный ток прибора.

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

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

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (142)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (143)$$

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (144)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (145)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-1-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=210 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=24,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а\text{е}i}} \geq i_{\text{о\text{а}}}$
$I_{\text{о\text{а}d}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}d}}=1600 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{н}$	$B_{\text{к}}=176 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{н}$	$I_{\text{о\text{а}d}}^2 \cdot t_{\text{о\text{а}d}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=138.6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=24,5 \text{ кА}$	$i_{\text{аэф}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=1600 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=176 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

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

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=91.475 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,614 \text{ кА}$	$i_{\text{аэф}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}}=992 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$B_{\text{к}}=24,5 \hat{\text{А}}^2 \cdot \text{ñ}$	$I_{\text{оао}}^2 \cdot t_{\text{оао}} \geq B_{\text{е}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

7.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3} \text{ В}$ 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 :

$$S_{\text{и}} \geq S_{2\Sigma},$$

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

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (146)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

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

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

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

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 26.

Таблица 26 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

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

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

7.4 Выбор жестких шин

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

эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм, $S=200 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (147)$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости

q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (148)$$

где $C_T = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [17].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ рассчитанного для вводного выключателя (таблица 23).

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

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

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5 \text{ м}$ [17].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (149)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 ;

J – момент инерции шины, который согласно [17] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5\text{Ч}^3}{12} = 2,67\text{см}^4. \quad (150)$$

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

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3}\text{Ч}0^{-7} \frac{i_{\text{уд}}^{(3)2}}{a}, \quad (151)$$

где $i_{\text{уд}}^{(3)2}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [17].

$$f^{(3)} = \sqrt{3}\text{Ч}0^{-7} \frac{1117^2}{0,13} = 95,8\text{Н/м} \quad (152)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{\text{max}} = \frac{f\text{Ч}^2}{10} = \frac{95,8\text{Ч},5^2}{10} = 21,56\text{Н/м} \quad (153)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$s_{\text{max}} = \frac{M}{W}, \quad (154)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \text{ м}^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (155)$$

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

Для выбранной шины $s_{\text{доп}} = 85 \text{ МПа}$, [17], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

7.5 Выбор опорных изоляторов

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

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

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (156)$$

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

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

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

Допустимая нагрузка на изолятор:

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

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = f \cdot Q \cdot k_h, \quad (158)$$

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

$$k_h = \frac{N_{из} + b + \frac{h}{2}}{N_{из}} = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2 \quad (159)$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,2 = 114,96 \text{ Н}$$

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

7.6 Выбор ограничителей перенапряжения

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

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

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

Основными параметрами ОПН являются:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;
- номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;
- удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса

тока $I_{\text{пн}}$ длительностью $T_{\text{пн}}=2000\text{мкс}$, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

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

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

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

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

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

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

$$U_{\text{н.р.}} = 1,2 \cdot U_{\text{ном.сети}}, \quad (160)$$

$$U_{\text{н.р.}} = 1,2 \cdot 110 = 132 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [6].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (161)$$

$$U_{расч} = \frac{132}{1,1} = 120 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-110/800/146-10(1)УХЛ1, [6].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (162)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [6];

k – кратность напряжений, [6];

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

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

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 132)^2 - (1.77 \cdot 120)^2] = 92,3 \text{ кДж}$$

пределяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (163)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{92,3}{110} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН- 110/800/146-10(1)УХЛ1

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/6,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/800/146-10/3УХЛ1		
$U_{нро}=110$ кВ	$U_{нс} =110$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=8,065$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн} =1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0.827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-6/6,5/10 УХЛ1		
$U_{нро}= 6,9$ кВ	$U_{нс} =6,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 10,338$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*=2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=1.07$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

Выбор и результаты оборудования приведены на 2 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ПОКРОВКА

8.1 Заземление подстанции Покровка

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

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

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [21] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (164)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (165)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Пионер) составляет 71 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 70}{350} = 22 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{22} = 12 \text{ Ом.}$$

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

Согласно плану ПС Покровка, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

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

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5$ мм²

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (166)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (167)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

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

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

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

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

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (168)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (169)$$

принимая значение – 8 штук.

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (170)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (171)$$

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

l_b – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_b \cdot l_b} \right), \quad (172)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

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

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

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (173)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (174)$$

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

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

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

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

8.2 Защита от прямых ударов молнии

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

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [21].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (175)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (176)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (177)$$

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

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

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

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (178)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cr1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}$$

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

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (179)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (180)$$

Таблица 28 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сi}$, м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

9.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;
- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;
- технологичности производства.

9.2 Защита силовых трансформаторов Т1 и Т2

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня мас-ла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслужи-вающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

9.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (181)$$

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

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

Номинальные токи трансформатора Т1 и Т2 на ПС Покровка равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2406 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (182)$$

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

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 150 / 5 = 30 \quad (183)$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.СН}} = 450 / 5 = 90$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 2500 / 5 = 500$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{131}{30} = 4,36 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.СН}} = \frac{412}{90} = 4,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{2406}{500} = 4,8 \text{ А}$$

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

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5 \quad (184)$$

$I_{\text{ном.ВН}} = 4,36 \text{ А}$, выбираем 5 А

$I_{\text{ном.ВН}} = 4,6 \text{ А}$, выбираем 5 А

$I_{\text{ном.НН}} = 4,8 \text{ А}$, выбираем 5 А

9.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

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

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

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 13. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

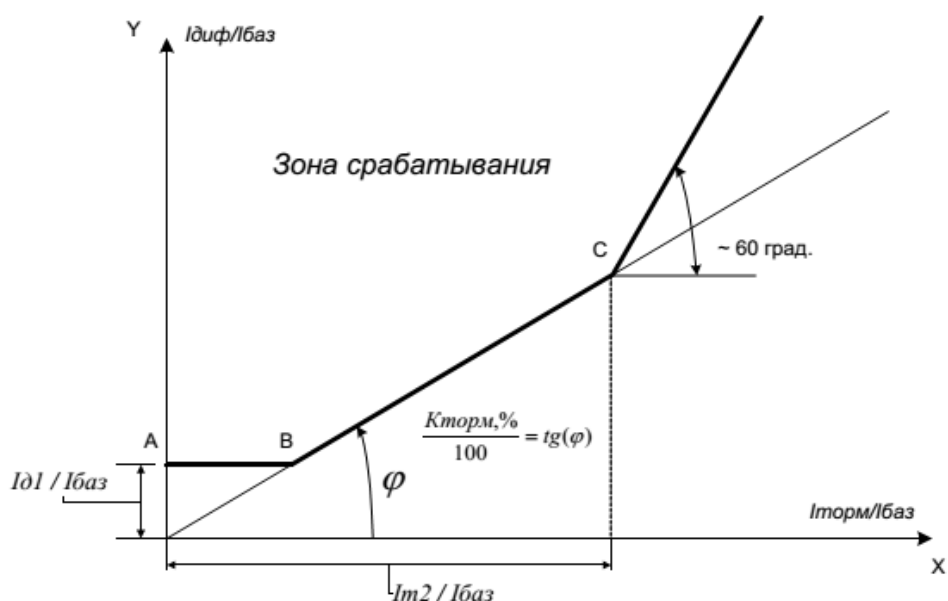


Рисунок 13 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

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

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

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

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

Характеристика имеет три участка:

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

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

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

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

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (185)$$

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

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

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (186)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (187)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (188)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (189)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

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

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

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (190)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (191)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во

второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{Т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

9.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

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

$$I_{дто} \geq 6$$

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

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

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

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

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

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

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

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5$ о.е.

9.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

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

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (192)$$

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

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [20] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

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

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

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 203 = 677 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 639 = 2130 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 3720 = 12400 \text{ A}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (193)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{677} = 13,81 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{8,130 \cdot 10^3}{2130} = 3,82 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^4}{12400} = 3,056 > 1,5$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

10 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС ПОКРОВКА

Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ГПП.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Покровка принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-110 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А} , \quad (194)$$

где $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$ – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$ – максимальны ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ГПП1 10 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А} , \quad (195)$$

где $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$ – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [20] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$, $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Определим число элементов $N_{\text{эл.}}$:

$$N_{\text{эл.}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (196)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\min \text{ эл}} = \frac{U_{\min}}{N_{\text{эл}}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (197)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122 \text{ А}$ при напряжении $U_{\min.эл.} = 1,83 \text{ В}$.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [13]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ГПП с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{АБ} = 350 \text{ А/ч}$.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{\text{зар. 8ч}} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (198)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{\text{ЗУ}} = \frac{I_{\text{зар. 8ч}} + I_{\text{нагр}}}{n_{\text{ЗУ}}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (199)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [13].

11 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС ПОКРОВКА

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ГПП собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съём звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

12 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС ПОКРОВКА

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ГПП в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;
- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено

резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ГПП.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Целью данного раздела является оценка экономической эффективности бакалаврской работы и влияние на себестоимость передачи электроэнергии потребителей. Для достижения этих целей решаются следующие задачи:

- 1) Определение затрат на реализацию реконструкции;
- 2) Определение технико-экономических показателей электрических сетей 6/0,4 кВ;
- 3) Стоимостная оценка результатов реконструкции объекта;

Для системы электроснабжения АО «Покровка» необходимо, в первую очередь, определить общие затраты на реконструкцию его внутреннего электроснабжения. В результате реконструкции было выбрано все необходимое электрооборудование 6/0,4 кВ, которое требуется к установке.

13.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию

Исходные данные по стоимости энергетического оборудования взяты по прайс-листам сайтов-производителей на 2018 года и приведены в таблицах 29-30.

Таблица 29 - Исходные данные по стоимости трансформаторов 6/0,4 кВ

№КТП	Тип трансформаторов	Нсумм, шт	Стоимость одного т- ра, тыс. руб. ед.
КТП 1	ТМ-100/6 У3	1	93,595
КТП 2	ТМ-400/6 У3	1	198,15
КТП 3	ТМ-630/6 У3	1	317,22

Таблица 30 – Исходные данные по стоимости нового оборудования

Наименование	Марка	Количество, шт.	Общая стоимость, тыс. руб.
1	2	3	4
Автоматические выключатели	ВА52-39	1	138,76
	ВА51-37	1	36,09

продолжение таблицы 29

1	2	3	4
	ВА53-32	1	222,3
	ПН2-250	2	0,25
	ПН2-60	13	12,8
Предохранители 6 кВ	ПКТ-101	2	3,33

При расчете капиталовложений в электроснабжение Покровского рудника также учитывается цена 1 метра КЛ, где стоимость на прямую зависит от сечения провода и стоимость монтажных работ на реконструкцию электрической сети.

Данные по стоимости 1 м представлены в таблицах 31-32.

Таблица 31 – Исходные данные по стоимости ВЛ 6 кВ

Линия	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м	Общая стоимость, тыс. руб.
КЛ 6 кВ АПвБШп	6610	47,66	945,09

Таблица 32 – Исходные данные по стоимости КЛ 0,4 кВ

Провод	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м	Общая стоимость, тыс. руб.
ШРА-73	1260	341,27	430,00
ШОС	780	272,16	212,28
Кабель АПвБШп	1170	232,85	272,43
Кабель АПвБШп	720	179,5	129,24
Кабель АПвБШп	1424	143,89	204,90

13.2 Затраты на реализацию реконструкции

Для реконструкции системы электроснабжения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих

ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

1) Расчет капиталовложений на замену ВЛ 6 и 0,4 кВ

Капиталовложение на демонтаж и сооружение питающих линий 6/0,4 кВ определяются:

$$K_{КЛ} = K_{КЛ} + K_{СМР} + K_{тран} \quad (200)$$

где $K_{СИП}$ - стоимость провода, руб.

$K_{СМР}$ - стоимость строительномонтажных работ, (12,5 % $K_{оборуд.}$), руб;

$K_{тран}$ - стоимость транспортировки к месту установки (5 % $K_{ж/б.опор.}$), руб;

Капиталовложения в КЛ 6 кВ:

$$K_{ВЛ6кВ} = 1148,67 + 236,24 + 75,0 = 3049,91 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в КЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ0,4кВ} = 988,0 + 1248,86 + 279,6 = 2654,0 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в КЛ 6 кВ и КЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ6кВ} + K_{ВЛ0,4кВ} = 5703,91 \text{ тыс.руб}$$

13.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (201)$$

где $I_{P.O.}$ - издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A - ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии в сети.

1) Определение амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции;

для i -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_A = \sum_i K_i \cdot \frac{1}{T_{сл\ ам,i}}, \quad (202)$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{сл} = 25$ лет).

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{5704 \cdot 10^3}{25} = 312,344 \text{ тыс.руб.}$$

2) Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.КТП} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.КТП} \cdot K_{КТП}, \quad (203)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,008$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [19, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ЛС} = 0,0059$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП [19, табл.6.2].

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot 5703,91 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 2104,7 \cdot 10^3 = 169,81 \text{ тыс. руб.}$$

3) Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (204)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 212,77$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии на территории Тындинского района Амур. области на 1 полугодие 2018 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (205)$$

где $\Delta W_{БЛ}$ – потери мощности в КЛ 6 кВ;

$\Delta W_{КТП}$ – потери мощности в трансформаторах.

Где потери мощности в трансформаторе вычисляются, МВт*ч:

$$\Delta W_{КТП} = \Delta P_x \cdot T_{год} + \Delta P_{кз} \cdot k_{з.факт} \cdot \tau, \quad (206)$$

$$\Delta W_{\Sigma КТП} = 106,49 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma КЛ 6кВ} = 127,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 106,49 + 127,33 = 233,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 233,82 \cdot 212,77 = 49,75 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экспл.}} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 312,344 + 169,81 + 49,75 = 531,904 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, определены эксплуатационные издержки для схемы внутреннего электроснабжения после реконструкции.

Приведенные затраты (затраты за 1 год) находим по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I \quad (207)$$

где $E_H = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

$$Z = 0,1 \cdot 7808,61 + 531,904 = 1312,765 \text{ тыс.руб.}$$

13.4 Оценка экономической эффективности

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности проекта является оценка выручки от реализации бакалаврской работы. Для реконструкции такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (208)$$

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

$N=1$ – число потребителей (один населенный пункт);

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя (для Амурской области на 1 полугодие 2018 год) 2,49 руб/кВт·ч.

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

Определяем суммарную электроэнергию, передаваемую ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.год.} \cdot T_G, \quad (209)$$

где $\Sigma P_{cp.год.}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия;

T_G – число часов использования в году, ч.

$$W = 2,66 \cdot 1800 = 4788 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 4788 \cdot 2,49 \cdot 1 = 11922,12 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в реконструкцию составит:

$$T_{ок} = \frac{K + И}{O_{III}} = \frac{(7808,61 + 531,904) \cdot 10^3}{11922,12 \cdot 10^3} \approx 0,7 \text{ года} \quad (210)$$

Таким образом, средствами потребителей – реконструкция окупит себя менее чем через год функционирования обновленной сети.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Безопасность

В настоящее время на подстанциях предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

14.1.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

АО «Покровский рудник» ставит приоритетные задачи об обеспечении безопасных условий труда и культуре производства, при этом ведется жесткий контроль за их исполнением. Для претворения этих планов принимаются меры по техническому перевооружению предприятий, внедрению новых технологий на отдельных участках предприятий, разрабатываются новые нормативные документы, обеспечивающие условия охраны труда и безопасной эксплуатации оборудования, ведется постоянная учеба персонала, проводится проверка знаний нормативных документов и другие мероприятия.

Таблица 33 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [5]

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив. средства защиты	Индивид. средства защиты
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2. Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования · ГОСТ 28679-90.	Теплоизоляция подогревателя	Спецодежда, противогаз
4. Электрический ток, 220КВ, 35КВ, 6КВ, 0,4КВ	Электрооборудование	ГОСТ 12.1.030-81(1999) ГОСТ 12.1.019-79(1999)	Диэлектр. боты, коврики, перчатки, ножницы	Диэлектр. боты , коврики, перчатки, ножницы
5. Шум, механический и аэродинамический, постоянный, широкополосный	Вращающиеся механизмы	ГОСТ 31301-2005 (ИСО 15664:2001) Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом	Звукоизоляция трубопроводов	противошум. наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В АО «Покровский рудник» имеются подогреватели, сосуды, работающие под давлением и при высоких температурах. Имеется большое количество вращающихся механизмов (насосы, вентиляторы). Все это ведет к повышению требований по обеспечению безопасной работы обслуживающего персонала.

Одной из наиболее эффективных мер обеспечения безопасности работы является автоматизация и применение дистанционного управления производственными процессами. Большое значение имеет знание и выполнение правил ТБ обслуживающим персоналом. Поэтому при поступлении на работу все работники рудника проходят обязательный инструктаж по ТБ со сдачей экзаменов.

14.2 Производственная санитария

Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

Микроклиматические условия труда.

Источником выделения тепла является все технологическое оборудование, температура теплоносителя в котором достигает 130°C. Тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями оборудования подвергается персонал, проводящий обслуживание и ремонт оборудования. Температура воздуха в теплое время в помещениях достигает 30-45°C.

Показателями, характеризующими микроклимат являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

В помещениях длительного нахождения персонала, кроме машзала, и связанных с нервно-эмоциональной нагрузкой согласно СанПин 2.2.4.3359-16 "Отопление, вентиляция и кондиционирование" должны поддерживаться параметры: температура воздуха 22-24°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с. Для достижения этих параметров используются системы отопления, кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим обеспечивает система вентиляции, а при длительном нахождении (проведение ремонтных работ) – воздушно душирующие установки.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В связи с тем, что для производства тепла используется только электрический ток, выделения вредных газов отсутствуют. Наличие пыли в воздухе обусловлено естественным пылеобразованием и попадание уличной пыли через систему вентиляции. Борьба с запылением ведется при помощи постоянной уборки помещений и установкой фильтров на установках приточной вентиляции и их периодической заменой и очисткой.

Вентиляция производственных помещений.

В связи с наличием постоянных источников мощного теплового излучения и повышенной температурой в помещениях ЭК вентиляция, кроме машинного зала осуществляется смешанной вентиляцией. Аэрация осуществляется благодаря разнице температуры на улице и в помещениях (тепловой напор), а механическая – при помощи системы кондиционирования воздуха поскольку аэрация не обеспечивает снижение температуры до нужных величин. В машзале используется механическая общеобменная вентиляция. Механическая вентиляция реализуется системой приточно-вытяжной вентиляции. На крыше машзала устроена система вытяжных вентиляторов, а по ЭК на отметке 1,05 м система приточных и вытяжных вентиляторов. В качестве дополнительной может использоваться аэрация, реализуемая открытия окон и ворот машзала.

Шум, вибрация.

Основным источником шума и вибрации являются вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и электроприводы). Для борьбы с производственным шумом и вибрацией в предусматривается:

- агрегаты и механизмы устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от котла и элементов здания;
- в местах наибольших вибраций размещается демпфирующий материал - резина, войлок;
- патрубки на нагнетании и всасе вентиляторов оборудованы глушителями шума;
- применение противозумных защитных средств.

Обслуживающий персонал управляет оборудованием с центрального пульта управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации больше нормированного значения. Уровень шума не больше 50 дБ(А) . Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна отвечать требованиям. Снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот

(63-8000) Гц для отделки помещений, подтвержденных специальными акустическими расчетами.

14.3 Техника безопасности

Техника безопасности на руднике должна соответствовать следующим нормативно-техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

14.4 Экологичность

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции АО «Покровского рудника», последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;

- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

14.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции АО «Покровского рудника» выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;

- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;

- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;

- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

14.4.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории АО «Покровского рудника». Реконструкция проводится в летний период. Решения по организации реконструкции приведены в разделе проекта организации работ.

Реконструкция ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;
- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

14.4.3 Шум от трансформаторов

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Покровка установлено два трансформатора типа ТДТН 32000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [4] определяем допустимый уровень звука: $DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [4] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 90 \text{ дБА}$.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,190} = 93 \text{ дБА} ; \quad (211)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (212)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (213)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (214)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{93-45}{10}}}{6,28}} = 101 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Покровка до границы жилой застройки составляет 101 м, а ПС находится на расстоянии 400 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

14.5 Чрезвычайные ситуации.

14.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Покровка

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

14.5.2 Обеспечение пожарной безопасности на ПС Покровка

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негорючими материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;

- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению

правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [12], для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением,

используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ($d_{сн} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

На рисунке 14 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

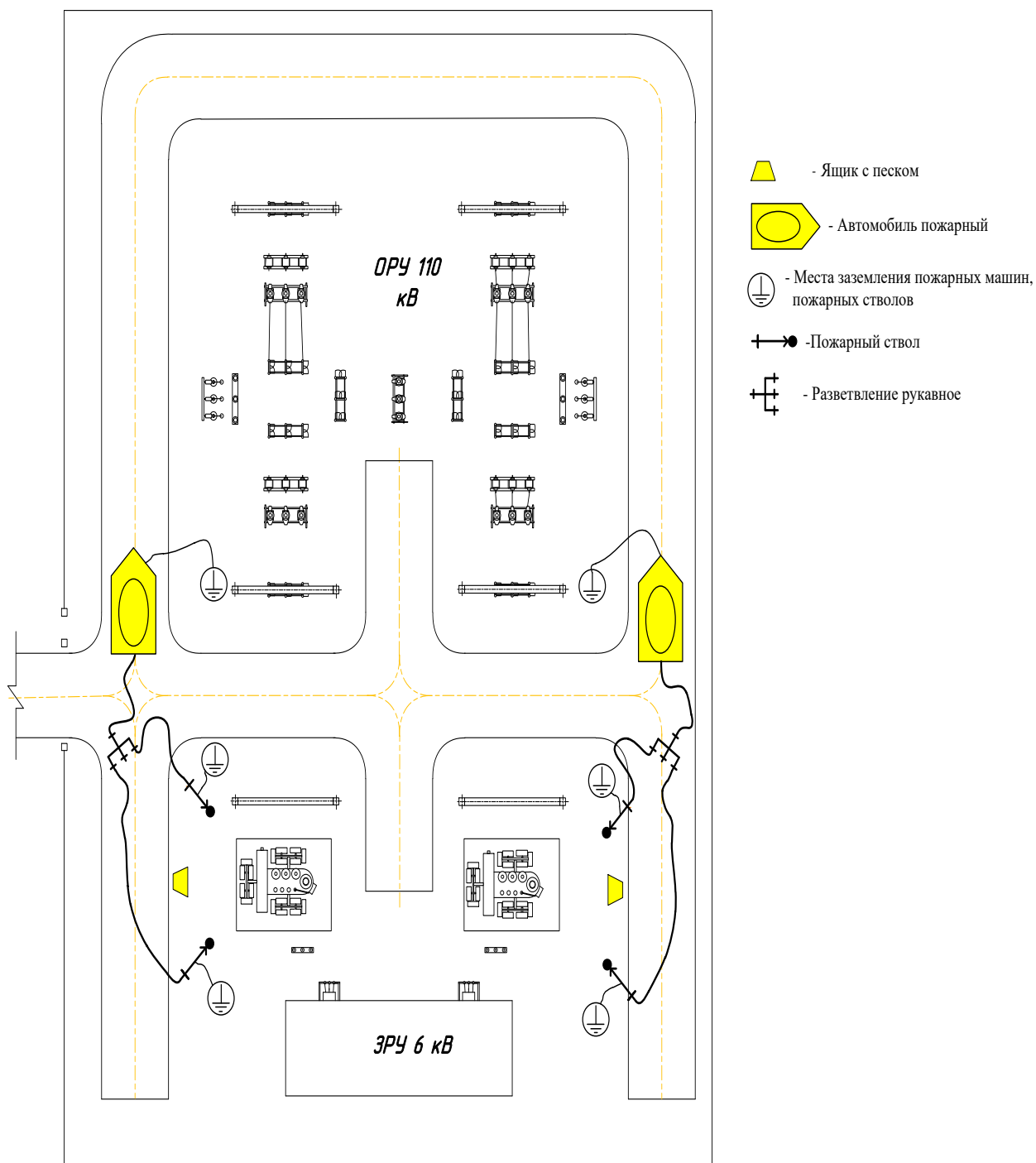


Рисунок 14 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 34 [16].

Таблица 34 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наи-

более ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения АО "Покровский рудник".

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

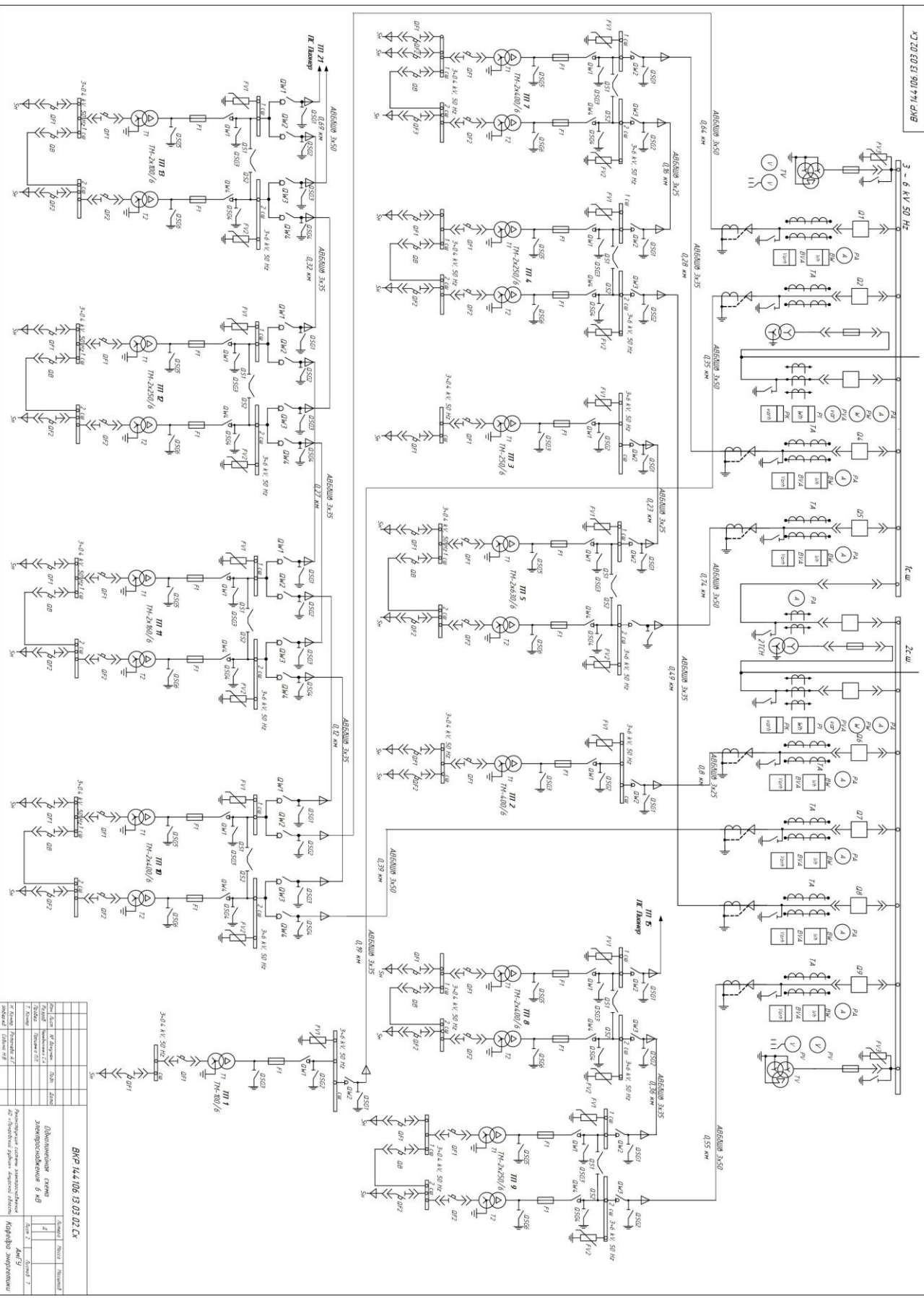
- дана характеристика АО "Покровский рудник";
- рассчитаны нагрузки АО "Покровский рудник";
- разработана схема внутреннего электроснабжения ремонтно-механического цеха на АО "Покровский рудник";
- выполнена реконструкция ПС Покровка;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты ПС Покровка с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ПС Покровка;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Покровка.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – АО "Покровского рудника".

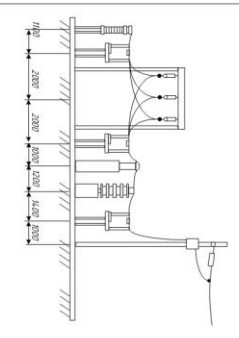
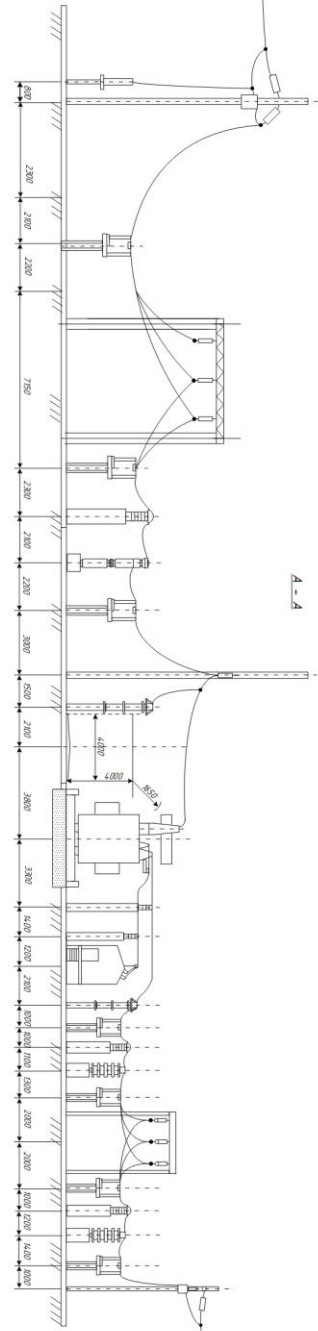
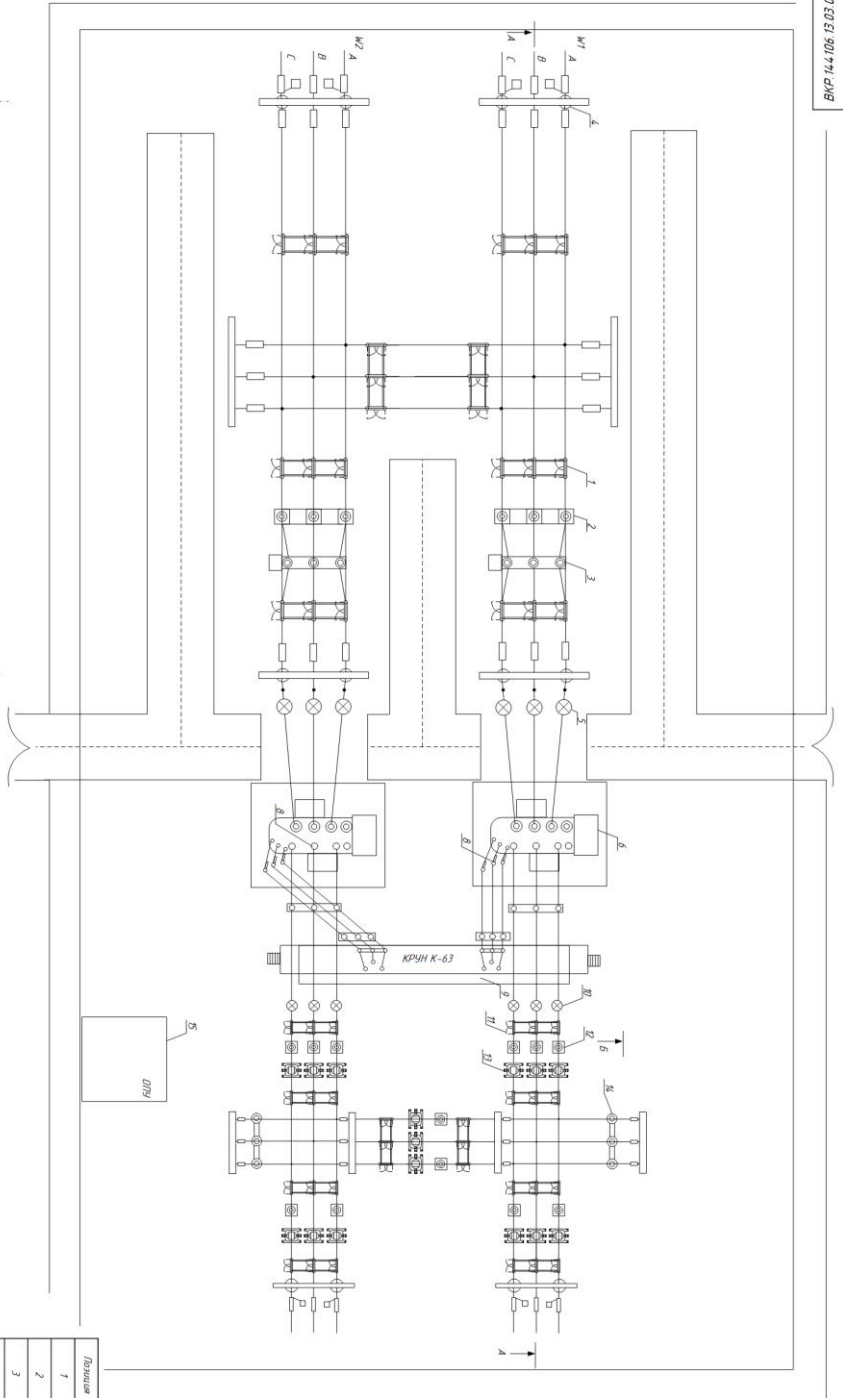
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
2. ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность».
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
4. ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
6. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
7. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
8. Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
9. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
10. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
11. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

12. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
13. Правила устройства электроустановок. Распределительные устройства и подстанции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
14. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
15. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – МЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.
16. Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013
17. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
18. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
19. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
20. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
21. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

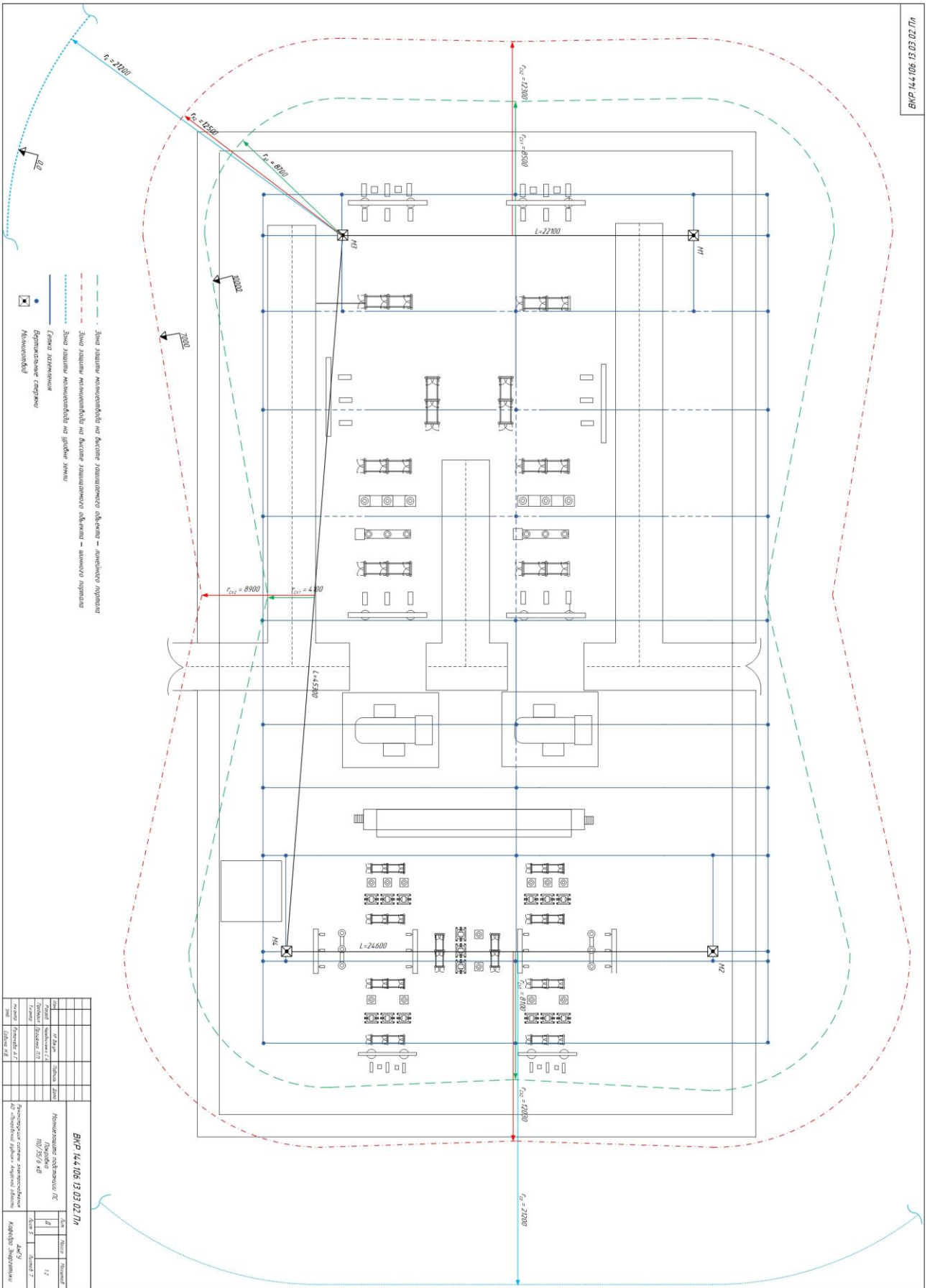


БМР 14.106.13.03.02.С1	
Элемент	Тех. экз.
Кол-во	1
Итого	1
Элементы, входящие в состав	
Элемент	Тех. экз.
Кол-во	1
Итого	1
Элементы, входящие в состав	
Элемент	Тех. экз.
Кол-во	1
Итого	1
Элементы, входящие в состав	
Элемент	Тех. экз.
Кол-во	1
Итого	1
Элементы, входящие в состав	
Элемент	Тех. экз.
Кол-во	1
Итого	1



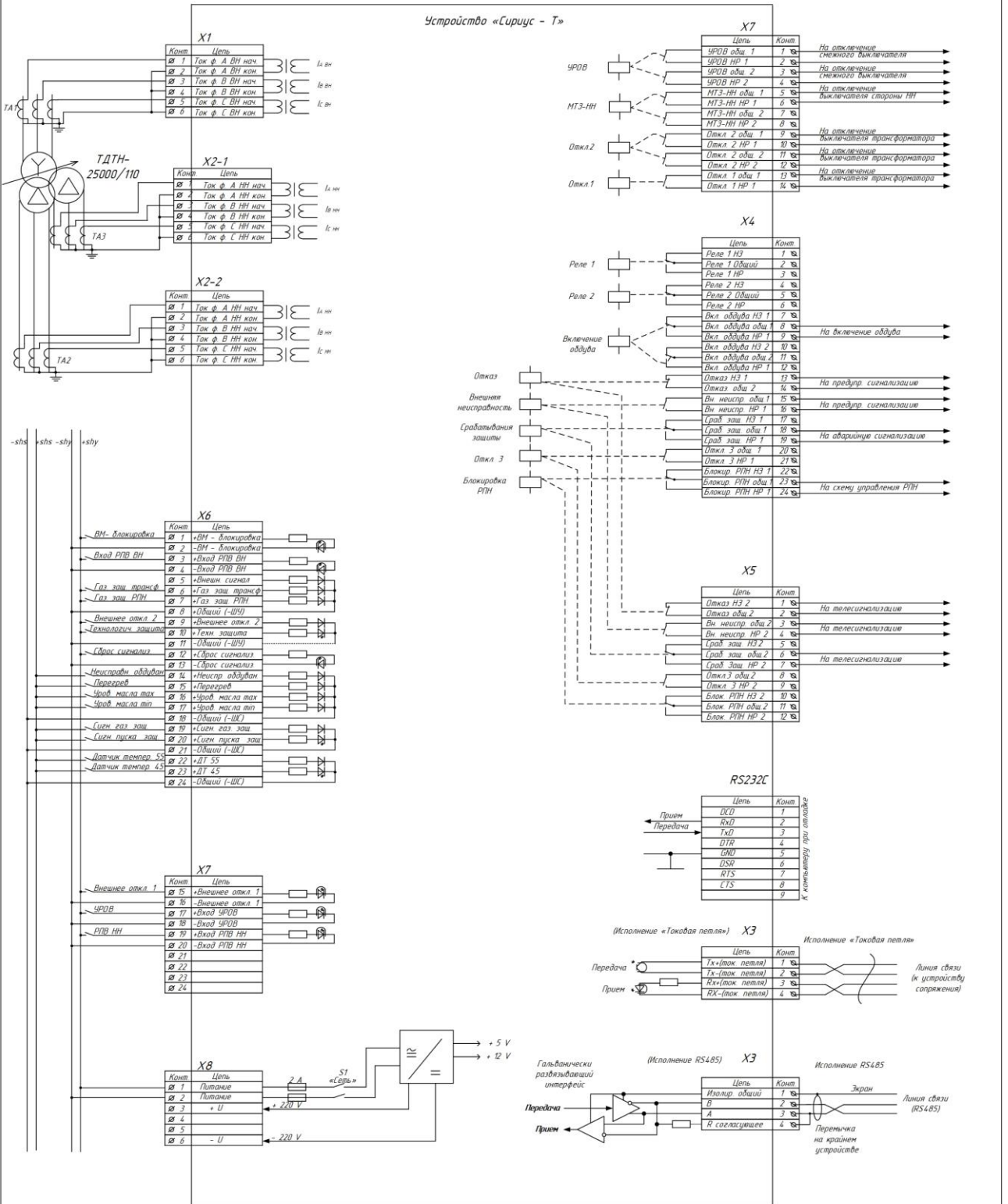
Позиция	Наименование оборудования
1	Разъединитель 110 кВ
2	Трансформатор тока 110 кВ
3	Выключатель 110 кВ
4	ДВЗ
5	ОПН 110 кВ
6	Трансформатор самод. 1211V 2500V/110V/У/6 кВ
7	Однофазный выключатель 35 кВ
8	Другие выключатели 6 кВ
9	Количество распределительных устройств 6 кВ
10	ОПН 35 кВ
11	Разъединитель 35 кВ
12	Трансформатор тока 35 кВ
13	Выключатель 35 кВ
14	Трансформатор напряжения 35 кВ
15	Диагностирующее устройство

БНП-14.1.06.13.03.02.1П	
Исполнитель	Инженер
Проверенный	Инженер
Утвержденный	Инженер
Дата	2013 г.
Лист	1 из 1
Код документа	БНП-14.1.06.13.03.02.1П



БРП-14.106.13.03.02.1п		Итого		Итого	
№	Наименование	№	Наименование	№	Наименование
1	Эксп. 1	2	Эксп. 2	3	Эксп. 3
4	Эксп. 4	5	Эксп. 5	6	Эксп. 6
7	Эксп. 7	8	Эксп. 8	9	Эксп. 9
10	Эксп. 10	11	Эксп. 11	12	Эксп. 12
13	Эксп. 13	14	Эксп. 14	15	Эксп. 15
16	Эксп. 16	17	Эксп. 17	18	Эксп. 18
19	Эксп. 19	20	Эксп. 20	21	Эксп. 21
22	Эксп. 22	23	Эксп. 23	24	Эксп. 24
25	Эксп. 25	26	Эксп. 26	27	Эксп. 27
28	Эксп. 28	29	Эксп. 29	30	Эксп. 30
31	Эксп. 31	32	Эксп. 32	33	Эксп. 33
34	Эксп. 34	35	Эксп. 35	36	Эксп. 36
37	Эксп. 37	38	Эксп. 38	39	Эксп. 39
40	Эксп. 40	41	Эксп. 41	42	Эксп. 42
43	Эксп. 43	44	Эксп. 44	45	Эксп. 45
46	Эксп. 46	47	Эксп. 47	48	Эксп. 48
49	Эксп. 49	50	Эксп. 50	51	Эксп. 51
52	Эксп. 52	53	Эксп. 53	54	Эксп. 54
55	Эксп. 55	56	Эксп. 56	57	Эксп. 57
58	Эксп. 58	59	Эксп. 59	60	Эксп. 60
61	Эксп. 61	62	Эксп. 62	63	Эксп. 63
64	Эксп. 64	65	Эксп. 65	66	Эксп. 66
67	Эксп. 67	68	Эксп. 68	69	Эксп. 69
70	Эксп. 70	71	Эксп. 71	72	Эксп. 72
73	Эксп. 73	74	Эксп. 74	75	Эксп. 75
76	Эксп. 76	77	Эксп. 77	78	Эксп. 78
79	Эксп. 79	80	Эксп. 80	81	Эксп. 81
82	Эксп. 82	83	Эксп. 83	84	Эксп. 84
85	Эксп. 85	86	Эксп. 86	87	Эксп. 87
88	Эксп. 88	89	Эксп. 89	90	Эксп. 90
91	Эксп. 91	92	Эксп. 92	93	Эксп. 93
94	Эксп. 94	95	Эксп. 95	96	Эксп. 96
97	Эксп. 97	98	Эксп. 98	99	Эксп. 99
100	Эксп. 100	101	Эксп. 101	102	Эксп. 102
103	Эксп. 103	104	Эксп. 104	105	Эксп. 105
106	Эксп. 106	107	Эксп. 107	108	Эксп. 108
109	Эксп. 109	110	Эксп. 110	111	Эксп. 111
112	Эксп. 112	113	Эксп. 113	114	Эксп. 114
115	Эксп. 115	116	Эксп. 116	117	Эксп. 117
118	Эксп. 118	119	Эксп. 119	120	Эксп. 120
121	Эксп. 121	122	Эксп. 122	123	Эксп. 123
124	Эксп. 124	125	Эксп. 125	126	Эксп. 126
127	Эксп. 127	128	Эксп. 128	129	Эксп. 129
130	Эксп. 130	131	Эксп. 131	132	Эксп. 132
133	Эксп. 133	134	Эксп. 134	135	Эксп. 135
136	Эксп. 136	137	Эксп. 137	138	Эксп. 138
139	Эксп. 139	140	Эксп. 140	141	Эксп. 141
142	Эксп. 142	143	Эксп. 143	144	Эксп. 144
145	Эксп. 145	146	Эксп. 146	147	Эксп. 147
148	Эксп. 148	149	Эксп. 149	150	Эксп. 150
151	Эксп. 151	152	Эксп. 152	153	Эксп. 153
154	Эксп. 154	155	Эксп. 155	156	Эксп. 156
157	Эксп. 157	158	Эксп. 158	159	Эксп. 159
160	Эксп. 160	161	Эксп. 161	162	Эксп. 162
163	Эксп. 163	164	Эксп. 164	165	Эксп. 165
166	Эксп. 166	167	Эксп. 167	168	Эксп. 168
169	Эксп. 169	170	Эксп. 170	171	Эксп. 171
172	Эксп. 172	173	Эксп. 173	174	Эксп. 174
175	Эксп. 175	176	Эксп. 176	177	Эксп. 177
178	Эксп. 178	179	Эксп. 179	180	Эксп. 180
181	Эксп. 181	182	Эксп. 182	183	Эксп. 183
184	Эксп. 184	185	Эксп. 185	186	Эксп. 186
187	Эксп. 187	188	Эксп. 188	189	Эксп. 189
190	Эксп. 190	191	Эксп. 191	192	Эксп. 192
193	Эксп. 193	194	Эксп. 194	195	Эксп. 195
196	Эксп. 196	197	Эксп. 197	198	Эксп. 198
199	Эксп. 199	200	Эксп. 200	201	Эксп. 201
202	Эксп. 202	203	Эксп. 203	204	Эксп. 204
205	Эксп. 205	206	Эксп. 206	207	Эксп. 207
208	Эксп. 208	209	Эксп. 209	210	Эксп. 210
211	Эксп. 211	212	Эксп. 212	213	Эксп. 213
214	Эксп. 214	215	Эксп. 215	216	Эксп. 216
217	Эксп. 217	218	Эксп. 218	219	Эксп. 219
220	Эксп. 220	221	Эксп. 221	222	Эксп. 222
223	Эксп. 223	224	Эксп. 224	225	Эксп. 225
226	Эксп. 226	227	Эксп. 227	228	Эксп. 228
229	Эксп. 229	230	Эксп. 230	231	Эксп. 231
232	Эксп. 232	233	Эксп. 233	234	Эксп. 234
235	Эксп. 235	236	Эксп. 236	237	Эксп. 237
238	Эксп. 238	239	Эксп. 239	240	Эксп. 240
241	Эксп. 241	242	Эксп. 242	243	Эксп. 243
244	Эксп. 244	245	Эксп. 245	246	Эксп. 246
247	Эксп. 247	248	Эксп. 248	249	Эксп. 249
250	Эксп. 250	251	Эксп. 251	252	Эксп. 252
253	Эксп. 253	254	Эксп. 254	255	Эксп. 255
256	Эксп. 256	257	Эксп. 257	258	Эксп. 258
259	Эксп. 259	260	Эксп. 260	261	Эксп. 261
262	Эксп. 262	263	Эксп. 263	264	Эксп. 264
265	Эксп. 265	266	Эксп. 266	267	Эксп. 267
268	Эксп. 268	269	Эксп. 269	270	Эксп. 270
271	Эксп. 271	272	Эксп. 272	273	Эксп. 273
274	Эксп. 274	275	Эксп. 275	276	Эксп. 276
277	Эксп. 277	278	Эксп. 278	279	Эксп. 279
280	Эксп. 280	281	Эксп. 281	282	Эксп. 282
283	Эксп. 283	284	Эксп. 284	285	Эксп. 285
286	Эксп. 286	287	Эксп. 287	288	Эксп. 288
289	Эксп. 289	290	Эксп. 290	291	Эксп. 291
292	Эксп. 292	293	Эксп. 293	294	Эксп. 294
295	Эксп. 295	296	Эксп. 296	297	Эксп. 297
298	Эксп. 298	299	Эксп. 299	300	Эксп. 300

СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВНЕШНИХ ЦЕПЕЙ К УСТРОЙСТВУ «СИРИУС-Т»



ВКР 144.106.13.03.02 Сх

Изм.	Лист	ИТ	ВЗ	Лист	Всего	Исполн.	Дата	Масштаб
1	1	1	1	1	1			

Микропроцессорная защита трансформатора типа «Сирius-Т» на ПК «Профранк-110/230/6-03»

АнГЭ
Кафедра энергетики