

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения карьера Рудный
ЗИФАО «Прииск Соловьевский»

Исполнитель

студент группы 842-узб

подпись, дата

Е.А. Рыжиков

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

Старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Рыжикова Е.А.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения карьера Рудный ЗИФАО «Прииск Соловьевский»
(утверждено приказом от _____ № _____)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: количество, тип и мощность электроприёмников, географическая карта карьера «Рудный»
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Характеристика потребителей карьера «Рудный, анализ системы электроснабжения, расчёт электрических нагрузок, разработка рациональной схемы электроснабжения
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 расчётно-графических листов А1
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____
7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, декан, профессор, кандидат технических наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Выпускная квалификационная работа содержит 103 с., 9 рисунков, 29 таблиц, 24 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Работа над проектированием системы электроснабжения карьера «Рудный», питающегося от главной понизительной подстанции (ГПП) 110/6 кВ «Арчиной», возникла по причине начала опытно-эксплуатационной работы, новой технологии обогащения и добычи руды с помощью гравитационной обогатительной фабрики, производительностью 100 000 тонн руды в год.

Чтобы многократно увеличить надёжность электроснабжения потребителей карьера «Рудный» были произведены следующие мероприятия. Расчет электрических нагрузок потребителей, проектирование распределительной сети 6/0,4 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка устанавливаемого оборудования на действие токов короткого замыкания.

Также были проработаны вопросы промышленной безопасности и экологичности.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

РЭС – район энергоснабжения

ТО – токовая отсечка

ТП – трансформаторная подстанция

ЭП – электроприёмник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	10
1.1. Географическая характеристика района	10
1.2 Климатическая характеристика	10
1.3. Характеристика потребителей электроэнергии	12
2 Анализ системы энергоснабжения карьера «Рудный»	14
2.1 Источники питания и их анализ	14
2.2. Характеристика схемы электроснабжения карьера и ее анализ	14
2.3. Экономическая привлекательность проекта	15
3 Расчет электрических нагрузок	16
3.1 Расчет электрических электроприемников	16
4 Низковольтное электроснабжения	20
4.1 Определение расчетных мощностей на участках линий	20
4.2 Выбор площади сечений и количества линий	24
5 Выбор ТП	29
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	29
5.2 Выбор схемы и конструкции ТП	31
6 Разработка вариантов реконструкции системы внутреннего электроснабжения карьера «рудный» и выбор оптимального варианта конфигурации сети	36
6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП	37
6.2 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ	49
6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ	42
6.4 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети	43
7 Расчет токов короткого замыкания	47
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ	48

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	52
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	59
8.1 Выбор предохранителей 6 кВ для защиты трансформаторов	59
8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ	61
8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	63
8.4 Выбор выключателей 6 кВ	65
9 Заземление и молниезащита	68
9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции	68
9.2 Проверка молниезащиты подстанции	73
10 Релейная защита и автоматика	76
10.1 Защита линий 6 кВ	76
10.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ	79
10.3 Релейная защита и автоматика силового трансформатора 110/6 кВ	80
10.4 Основная защита трансформатора 110/6 кВ	80
11 Безопасность и экологичность	82
11.1 Безопасность	82
11.1.1 Микроклимат помещения	82
11.1.2 Шум оборудования	84
11.1.3 ЭМП промышленной частоты	85
11.1.4 Электробезопасность	85
11.2 Экологичность	87
11.2.1 Влияние ПС на атмосферу	87
11.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу	87
11.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом	88
11.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора	90
11.3 Чрезвычайные ситуации	93
11.3.1 Требования пожарной безопасности к содержанию	

территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре	93
11.3.2 Требования пожарной безопасности к электроустановкам	97
11.3.3 Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения	99
Заключение	100
Библиографический список	101

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей бакалаврской работе проработаны задачи проектирования системы электроснабжения карьера «Рудный» ЗИФАО «Прииск Соловьевск». Электроснабжение объектов карьера разработано на основании расчетов электрических нагрузок, условий надежности электропитания, а также территориального размещения потребителей. Используются радиальные схемы для распределения электроэнергии.

Была достигнута максимальная степень надёжности электроснабжения, а за счёт небольшого количества потребителей, удалось избежать значительного удорожания системы.

Актуальность выбранной темы бакалаврской работы возникла по причине начала опытно-эксплуатационной работы, новой технологии обогащения и добычи руды с помощью гравитационной обогатительной фабрики, производительностью 100 000 тонн руды в год, а также с началом работ по промышленному освоению Соловьевского золоторудного месторождения.

Поэтому целью бакалаврской работы является проектирование системы электроснабжения карьера «Рудный» ЗИФАО «Прииск Соловьевск».

Для достижения цели бакалаврской работы необходимо последовательно решить следующие задачи:

1. Провести характеристику потребителей карьера «Рудный».
2. Провести анализ системы электроснабжения
3. Произвести расчёт электрических нагрузок
4. Разработать рациональную схему электроснабжения.

Предметом исследования в работе выступает система электроснабжения карьера «Рудный».

Практическая значимость работы состоит в возможности внедрения результатов исследования в деятельность карьера «Рудный» ЗИФАО

«Прииск Соловьевск» в целях подготовки и реализации мер, направленных на совершенствование системы электроснабжения карьера «Рудный».

Для решения вышеуказанных задач используются компьютерные программы общего пользования: Microsoft Office, Microsoft Word 2007, Microsoft Visio, Microsoft Excel, Mathcad 15.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Географическая характеристика района

АО «Прииск Соловьевский» имеет в своем распоряжении 5 золотодобывающих карьеров. С 1868 года в общей сложности предприятием было добыто уже более 220 тонн золота и переработано более 660 млн. м³ горной массы. В общей сложности на АО «Прииск Соловьевский» задействовано 5 крупнолитражных драг и 8 гидромеханизированных комплексов. Так же стоит заметить, что на автоматизацию оборудования, затрачено уже более 425 млн. рублей.

Финансовая стабильность предприятия без сомнений остаётся на высоком уровне, так как на территории предприятия насчитывается еще более 20 тонн драгоценного металла.

В состав карьера входят два горнодобывающих участка: горный участок «Майский», расположен в селе Соловьевск, работы ведутся по р. Джалинда, и второй участок «Джелтулак», он находится в 105 км от с. Соловьевск.

Также необходимо упомянуть разведочный участок, который проводит работы по поиску и разведке россыпного золота на старых и новых площадках Тындинского района.

Рудник «Рудный» расположен в Чернышевском районе и охватывает площадь около 1 км². Для данного карьера применяется открытый способ разработки.

Районным центром, расположенным в 73,5 км от карьера, является пгт. Чернышевский. Ближайший населённый пункт – это пгт. Аксёново-Зиловское Забайкальской железной дороги, расположенной в 10 км к юго-западу от месторождения.

1.2 Климатическая характеристика

Климат рассматриваемого района резко континентальный, с холодной, продолжительной и малоснежной зимой и коротким, но сравнительно жарким

летом. Циклоническая деятельность в Забайкалье зимой выражена слабо. Наибольшее количество осадков выпадает в летнее время. В холодное время года территорию Забайкалья охватывает мощный сибирский антициклон, что обуславливает низкие температуры воздуха, ясность неба и слабые ветры. Климатическая характеристика составлена по материалам многолетней наблюдений на метеостанциях в городском поселении Аксёново-Зиловское.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

№	Климатическая характеристика	Значение параметра
1	Район по гололеду	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	15
3	Район по ветру	II
4	Нормативное ветровое давление, Па	500
5	Низшая температура воздуха, °С	-53
6	Среднегодовая температура воздуха, °С	-2.6
7	Высшая температура воздуха, °С	+38
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-38

Степень загрязненности атмосферы района строительства ВЛ в соответствии с таблицей 1.9.12 ПУЭ-7 принята II. Среднегодовая продолжительность гроз в соответствии с ПУЭ-7 составляет 40-60 часов. Характерная особенность климата резкие колебания температуры в течении суток, достигающие 20-25°С.

В орфографическом отношении район работ расположен в горно таёжной местности с сильно расчлененным рельефом. Геоморфологические условия определяются среднегорным рельефом южных отрогов хребта Хорьковий.

Абсолютные отметки поверхности от 800 м до 1300 м, максимальная 1476,6 м (гора Арчиком).

В пределах рудника Арчиком преимущественное распространение имеют скальные и щебенистые грунты. Встречаются пески, супеси и суглинки.

Расчётная сейсмическая интенсивность территории определена, согласно СП 14.13330.2011 и составляет около 7 баллов. Гидрографическая сеть района работ представлена системой ручьёв, стекающих с южных склонов хр. Хорьковский, при выходе с горной местности ручьи разбиваются на несколько слабовыраженных русел шириной от 0,2 до 0,5 м, растекаются по долине реки Белый Урюм.

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии

Основные электротехнические показатели приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные электротехнические показатели проекта

Наименование	Ед. изм.	Значение
1	2	3
1. Площадка №2. Площадка золотоизвлекательной фабрики	кВт	8202,33
1.1 Склады		
1.2 Главный корпус		
1.3 Наружное электроосвещения		
1.4 Шкафы управления маслостанцией		
1.5 Радиальные	кВт	32,96
1.6 Очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков		
1.7 Котельные		
1.8 Корпус крупного дробления		
1.9 Автовесовая		
1.10 Насосная станция производственно-противопожарного водоснабжения с резервуарами		
1.11 Насосные станции технического водозабора подземных вод		
1.12 Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения		
1.13 Главный корпус, оборудование 6кВ		
2. Площадка №3. Площадка хвостохранилища		
2.1 Дренажная насосная станция		
2.2 Насосная станция оборотного водоснабжения		

Продолжение таблицы 2

3 Площадка №4. Объекты вспомогательного комплекса. Промышленная площадка	кВт	572,47
3.1 Пробирно-аналитическая лаборатория		
3.2 Очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков		
3.3 Ремонтно-механическая мастерская		

По степени надежности электроснабжения электроприемники обогатительной фабрики относятся к I – 12%, II – 8%, III – 80%.

К I категории по надежности электроснабжения относятся: аварийные вытяжные вентиляционные установки в помещениях с выделением сильнодействующих ядовитых веществ, защиты от замораживания приточной вентиляции, системы тушения пожара и системы оповещения о пожаре, аварийное освещение.

К приемникам II категории надежности относятся технологическое оборудование, системы вентиляции, не относящиеся к I категории.

Остальные приемники относятся к электропотребителям III категории надежности электроснабжения.

Главная понизительная подстанция 110/6кВ в соответствии с техническими условиями может обеспечить электроснабжение в соответствии с III категорией надежности электроснабжения. Электроснабжение объектов предусматривается от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (распределительного устройства 6 кВ ГПП 110/6 и проектируемых дизельных электростанций ДЭС). Для электроприемников I и II категории надежности обеспечивается 100% резервирование питания при нарушениях в системе электроснабжения.

2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА «РУДНЫЙ»

2.1 Источники питания и их анализ

Основным источником электроснабжения для объекта карьер «Рудный», является главная понизительная подстанция (ГПП) 110/6 кВ «Арчиной» с трансформатором мощностью 16 МВА, расположенная на промышленной площадке предприятия.

Схемы РУ 110 кВ и РУ 6 кВ запроектированы:

РУ 110 кВ – неполная схема № 110-3Н «Блок (линия - трансформатор) с выключателем»;

РУ 6 кВ – неполная схема №6-1 «Одна система шин». В таблице приведен перечень основного силового оборудования.

Предусмотрена установка двух трехфазных трансформаторов мощностью 16000 кВА напряжением 110/6 кВ. Один из них постоянно находится в работе, второй в холодном резерве. В случае неисправности одного из трансформаторов имеется возможность переместить резервный трансформатор в рабочее положение краном.

ГПП 110/6 кВ «Арчиной» подключена ВЛ-110 кВ АС-120/19 от РП-110 кВ ПС 110 кВ «Аксёново-Зилово».

От ГПП «Арчиной» записаны такие объекты как Площадки № 2 Площадки ЗИФ, Площадки № 3 Площадки Хвостохранилище, Площадки №4 Объектов вспомогательного комплекса Промышленной площадки.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения карьера и ее анализ

Электроснабжение объектов фабрики решено на основании проектных расчетов электрических нагрузок, условий надежности электропитания и с учетом территориального размещения потребителей. Основной принцип распределения электроэнергии – использование радиальных схем. Принятые решения обеспечивают максимальную степень надежности

электроснабжения и, в связи с малым количеством потребителей электроэнергии не приводят к значительному удорожанию системы.

В схемах применяется секционирование всех звеньев системы электроснабжения от шин РУВН-6кВ комплектных трансформаторных подстанции до сборных шин низкого напряжения трансформаторных подстанция 6/0,4кВ потребителей. На секционных аппаратах предусматриваются схемы АВР (автоматический ввод резерва), что позволяет снабжать электроэнергией потребителей I и II категории электроснабжения. В качестве резервного источника предусмотрено проектирование дизельных электростанций.

Распределение электроэнергии по потребителям принято на напряжении 6 и 0,4 кВ.

Система нейтрали трансформаторов 6/0,4кВ – глухозаземленная.

Упрощённая электрическая схема состоит из 7 КТП, которые обеспечивают электроснабжение всех объектов карьера «Рудный».

2.3 Экономическая привлекательность проекта

АО «Соловьёвский прииск» один из лидеров россыпной золотодобычи. Для расширения сырьевой базы было принято решение осваивать как россыпное, так и рудное золото. Так же был произведён пуск гравитационной обогатительной фабрики. Для карьера «Рудный» был построен первоклассный вахтовый посёлок с общежитиями, администрацией, столовой, и банно-прачечным комбинатом. Штат - более 200 человек.

АО «Прииск Соловьёвский» в 2016 году началось промышленное освоение Соловьёвского золоторудного месторождения, так же запущена в эксплуатацию золотоизвлекательная фабрика, с объемом переработки до 800 тысяч тонн по руде и до 1,2 тонны в год по золоту.

На основании годовых отчётов по результатам работы АО «Прииск Соловьёвский» чистая прибыль составляет 2 973,3 млн. руб. и продолжает расти, что и позволяет сделать вывод о том, что проект экономически привлекателен.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок электроприемников

Для расчёта электрической нагрузки карьера рудный, необходимо определить, мощности потребления, для разных потребителей и какая именно нагрузка подключена, её тип, подключены к сети. Так как от данного расчёта зависит выбор как линий электропередачи, так и силовых трансформаторы.

Расчетная электрическая нагрузка $P_{кв}$, кВт определяется по формуле:

$$P_p = P_n \cdot k_p ; \quad (1)$$

где P_n – мощность, кВт, кВт;

k_p - коэффициент расчётной нагрузки

Реактивную мощность Q_p , кВар, будет считаться по следующей методике:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi ; \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициенты реактивной мощности;

P_p - расчетная электрическая нагрузка, кВт;

Полная электрическая нагрузка S_p , кВА, считается по методике:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} ; \quad (3)$$

где P_p - электрическая нагрузка, принимаемая для расчёта, кВт ;

Q_p - реактивная мощность, принимаемая для расчёта кВар.

Чтобы привести пример для приведенной методики, рассчитаем мощность электрооборудования, подключённого к КТП №3.

Для рассматриваемой КТП подключены дренажно насосная станция и насосная станция обратного водоснабжения.

Таблица 3 - Исходные данные для электрооборудования

Оборудование	N, шт	Pp, кВт	tg φ
Дренажная насосная станция	1	2,2	0,8
Насосная станция обратного водоснабжения	1	39	0,8

$$P_{\text{расчДНС}} = 2,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{расч.ДНС}} = P_{\text{расчДНС}} * \text{tg}\varphi = 2,2 * 0,8 = 1,76 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расчДНС}} = \sqrt{Q_{\text{расчДНС}}^2 + P_{\text{расчДНС}}^2} = \sqrt{1,76^2 + 2,2^2} = 2,8 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{расчНСОВ}} = 38,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{расч.НСОВ}} = P_{\text{расчНСОВ}} * \text{tg}\varphi = 38,5 * 0,8 = 30,8 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расчДНС}} = \sqrt{Q_{\text{расчНСОВ}}^2 + P_{\text{расчНСОВ}}^2} = \sqrt{30,8^2 + 38,5^2} = 49,5 \text{ кВА}$$

Тогда рассчитываемая мощность будет равна:

$$S_{\text{ДНСобщая}} = 2,8 + 49,5 = 52,3 \text{ кВА}$$

Сведем все расчёты в таблицу 4 для выяснения общей существующей нагрузки:

Таблица 4 – Общая нагрузка

Наименование нагрузки	Кол-во однотипных эл. приемников	P_p , кВт	$\tan \varphi$	Q_p , кВар	$S_{полн.}$, кВА
1	2	3	4	5	6
Площадки №2 Площадки ЗИФ					
Склад цианида	1	107,55	0,2	22,69	109,92
Склад извести	1	2,76	0,4	1,08	2,96
Радиальный сгуститель	1	221	1,2	264,9	345
<u>Блочно-модульные</u> котельные	3	60	0,6	37	70

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Очистные сооружения хозяйственно бытовых стоков	1	9,7	0,75	7,3	12,1
Корпус крупного дробления	1	166,4	1,1	171,99	239,31
Автовесовая	1	4,7	0,99	0,6	4,7
Насосная станция производственно-противопожарного водоснабжения с резервуарами	1	192	0,8	158	249
Насосные станции технического водозабора подземных вод	1	28	0,3	10	30
Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения	1	28	0,3	10	30
Главный корпус, оборудование 6кВ (мельницы)	2	4650	0,48	2252,1	5166,67
Освещение, охранно-пожарная сигнализация, вент. Системы и др.	-	2732,2	-	1560,1	3094
Итого		8202,33	0,5	4495,7 7	9353,62
Площадки № 3 Площадки Хвостохранилище					
Дренажная насосная станция	1	2,2	0,8	1,76	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Насосная станция оборотного водоснабжения	1	38,5	0,8	30,8	38,9
Итого		40,7	0,8	32,56	41,2
Площадки №4 Объектов вспомогательного комплекса Промышленной площадки					
Пробирно-аналитическая лаборатория	1	334,25	0,2	66,85	334,25
Очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков	1	51,9	0,4	20,76	51,9
Ремонтно-механическая мастерская	1	186,32	0,8	155	242
Итого		572,47	0,4	242,61	628,15

Как видно из таблицы, основную нагрузку представляют из себя площадка № 2 Площадки ЗИФ.

Для того, чтобы выбрать наименее дорогостоящую и наиболее надёжную конфигурацию сети, прибегнем к распределению между трансформаторными подстанциями нагрузки, которую мы рассчитали выше.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1. Определение расчетных мощностей на участках линий

Для электроснабжения оборудования принимается напряжение:

- 6000В для приводов высоковольтных электродвигателей;
- 380/220В для остального оборудования.

Стационарная проводка сделана кабелем с жилами из меди и в изоляции поливинилхлоридной с поливинилхлоридной оболочкой, не поддерживающей горение с пониженным газо-дымовыделением – исполнение нг(А)-LS, стойким к огню, горение не распространяющий, даже при прокладке в группах, с низким дымо- и газовыделением – исполнение нг(А)-FRLS (ГОСТ Р 31565-2013). Марка кабеля ВВГнг(А)-LS, КВВГнг(А)-LS, ВВГнг(А)-FRLS, КВВГнг(А)-FRLS, ВБШнг(А)-LS, ВБШнг(А)-ХЛ. Прокладка кабелей принята открытой по кабельным конструкциям и в стальных трубах.

Кабель на высоте до 2 м от уровня пола или площадки обслуживания защищается от механических повреждений. Кабельные трассы общего электроснабжения и кабелей, питающих резервные устройства, размещены в различных лотках имеющие сплошную продольную перегородку с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч из несгораемого материала.

Подвод кабеля к электроустановкам выполнен в гибкой подводке или металлорукаве. Подвод кабеля до электроприемников, установленных на виброизолирующих основаниях, на участке между подвижной и неподвижной частями основания принят марки КГВВнг(А)-LS.

Если прокладку кабеля, произвести в параллель в траншее, то расстояние в свету между силовыми кабелями и кабелями связи должно быть не менее 0,5 м. Необходимо учесть, что минимальное расстояние равное 100 мм, должно сохраняться между кабелями силовыми и связи, если их монтаж осуществляется в эстакаде. В качестве ожидаемого результата, будет обеспечено высокое требование электробезопасности на производстве,

высокая экономическая эффективность и соответствующий уровень эргономики.

Для подтверждения теории, определим расчетную электрическую нагрузку для линий, питаемых от ТП, для обеспечения электроснабжения Площадки № 4 Объектов вспомогательного комплекса Промышленной площадки.

Расчетная электрическая нагрузка равна

$$P_{\text{расч}} = 572,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = 242,61 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 610,68 \text{ кВА}$$

Для питания объекта Ремонтно-мех. Мастерская, предусмотрено 2 линии:

$$P_{\text{расч1}} = 169,73 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч1}} = 135,784 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 217,36 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{расч2}} = 16,59 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч1}} = 13,272 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 21,45 \text{ кВА}$$

Для питания объекта Пробирно-аналит. лаборатория, предусмотрено 2 линии:

$$P_{\text{расч1}} = 327,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч1}} = 65,52 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 334,09 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{расч2}} = 5,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч1}} = 1,12 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 5,711 \text{ кВА}$$

Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков:

$$P_{\text{расч}} = 41,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = 16,6 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 41,7 \text{ кВА}$$

Котельная:

$$P_{\text{расч}} = 20,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = 12,5 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 23,65 \text{ кВА}$$

Собственные нужды ДЭС:

$$P_{\text{расч}} = 3 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{расч}} = 1,5 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{р.л.}}^2 + Q_{\text{р.л.}}^2} = 3,35 \text{ кВА}$$

Результаты расчета по остальным линиям 0,4кВ указаны в таблице 5.

Таблица 5 –Нагрузки линий 0,4 кВ

№ кабеля	Наименование нагрузки	Сполн. кВА	№ кабеля	Наименование нагрузки	Сполн. кВА
1	Склад цианида	109,92	22	Котельная 2.21-2	23,1
2	Склад извести	2,96	23	Котельная 2.21-3	23,1
3	Расходный склад реагентов	7,56	24	Собственные нужды ДЭС № 2,3	3,16
4	Главный корпус-1	207,26	25	Корпус крупного дробления	239,31
5	Главный корпус-2	8,36	26	Помещения отдыха и обогрева	2,91
6	Собственные нужды ДЭС №2.1	3,16	27	Автовесовая	4,7

Продолжение таблицы 5

7	Главный корпус-3	449,41	28	КПП	6,3
8	Главный корпус-4	1,8	29	Насосная станция производства противопожарного водоснабжения	300
9	Главный корпус-5	415,1	30	Насосная станция технического водозабора-1	16,8
10	Главный корпус-6	368,7	31	Насосная станция технического водозабора-2	27,6
11	Главный корпус-7	30,8	32	Насосная станция хозяйственно питьевого водоснабжения	30
12	Собственные нужды ДЭС №2.2	3,16	33	Собственные нужды ДЭС № 2.5	3,16
13	Главный корпус-8	234,7	34	Дренажная насосная станция	2
14	Главный корпус-9	595,1	35	Насосная станция обратного водоснабжения	38,9

Продолжение таблицы 5

15	Главный корпус-10	20,08	36	Ремонтно-мех. Мастерская-1	222
16	Главный корпус-11	382,1	37	Ремонтно-мех. Мастерская-2	20
17	Главный корпус-12	404	38	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	333
18	Радиальный сгуститель-1	331,8	39	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	6
19	Радиальный сгуститель-2	13	40	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	41,8
20	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	41,5	41	Котельная	23,6
21	Котельная 2.21-1	23,1	42	Собственные нужды ДЭС №4	3,16

4.2 Выбор площади сечений и количества линий

Так как для каждого участка, нагрузка головного участка, уже известна, то найти максимальное значение тока в фазе в режиме нормальном, не представится сложным:

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л}}, \quad (4)$$

где $S_{p.l.}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{л}$ – номинальное напряжение, кВ.

Определим расчетный ток для линии №1:

$$I_{p.l.} = \frac{109,92 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 158,84 \text{ A}$$

Принимаем кабель марки ВБШвнг(А)-ХЛ 4х150 мм² с длительно допустимым током 200 А.

Аналогично, выбираем сечения для остальных линий и указываем их в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетные нагрузки, сечение линий 0,4 кВ

№ кабеля	Наименование нагрузки	Сплн, кВА	$I_{рас}$, А	Марка и сечение выбранного провода (кабеля), мм ²	$I_{доп}$, А
1	Склад цианида	109,92	159	ВБШвнг(А)-ХЛ 4х150	346
2	Склад извести	2,96	4	СИП2 3х35+1х54,6	100
3	Расходный склад реагентов	7,56	11	СИП2 3х35+1х54,6	100
4	Главный корпус-1	207,26	300	СИП2 2х(3х120+1х95)	320
5	Главный корпус-2	8,36	12	ВВГнг(А)-FRLS 4х10	79
6	Собственные нужды ДЭС №2.1	3,16	5	ВБШвнг(А)-ХЛ 4х10	73
7	Главный корпус-3	449,41	649	ВБШвнг(А)-ХЛ 3х(4х150)	900
8	Главный корпус-4	1,8	3	ВВГнг(А)-FRLS 4х10	79
9	Главный корпус-5	415,1	600	ВБШвнг(А)-ХЛ 3х(4х150)	900
10	Главный корпус-6	368,7	533	ВБШвнг(А)-ХЛ 3х(4х120)	680
11	Главный корпус-7	30,8	45	ВВГнг(А)-FRLS 4х25	112
12	Собственные нужды ДЭС №2.2	3,16	5	ВБШвнг(А)-ХЛ 4х10	73
13	Главный корпус-8	234,7	339	ВБШвнг(А)-ХЛ 2х(4х95)	380
14	Главный корпус-9	595,1	860	ВБШвнг(А)-ХЛ 4х(4х150)	1200
15	Главный корпус-10	20,08	29	ВВГнг(А)-FRLS 4х10	79
16	Главный корпус-11	382,1	552	ВБШвнг(А)-ХЛ 3х(4х120)	680
17	Главный корпус-12	404	584	ВБШвнг(А)-ХЛ 3х(4х150)	900
18	Радиальный сгуститель-1	331,8	479	ВБШвнг(А)-LS 3х(4х120)	680

Продолжение таблицы 6

19	Радиальный сгуститель-2	13	19	ВВГнг(А)-FRLS 4x10	79
20	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	41,5	60	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x25	102
21	Котельная 2.21-1	23,1	33	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	79
22	Котельная 2.21-2	23,1	33	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	79
23	Котельная 2.21-3	23,1	33	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	79
24	Собственные нужды ДЭС № 2,3	3,16	5	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	79
25	Корпус крупного дробления	239,31	316	СИП2 2x(3x120+1x95)	320
26	Помещения отдыха и обогрева	2,91	4	СИП2 3x35+1x54,6	100
27	Автовесовая	4,7	7	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	73
28	КПП	6,3	9	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	73
29	Насосная станция производства противопожарного водоснабжения	300	434	ВВШвнг(А)-LS 3x(4x150)	480
30	Насосная станция технического водозабора-1	16,8	24	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	73
31	Насосная станция технического водозабора-2	27,6	40	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x16	85
32	Насосная станция хозяйственно питьевого водоснабжения	30	43	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x16	85
33	Собственные нужды ДЭС № 2.5	3,16	5	ВВШвнг(А)-ХЛ 4x10	73
34	Дренажная насосная станция	2	3	СИП2 3x35+1x54,6	100
35	Насосная станция оборотного водоснабжения	38,9	76	СИП2 3x35+1x54,6	100
36	Ремонтно-мех. Мастерская-1	222	301	СИП2 2x(3x120+1x95)	320
37	Ремонтно-мех. Мастерская-2	20	29	ВВГнг(А)-FRLS 4x35	112
38	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	333	471	СИП2 3x(3x120+1x95)	480
39	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	6	9	ВВГнг(А)-FRLS 4x10	79

40	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	41,8	60	ВВШнг(А)-ХЛ 4x25	104
41	Котельная	23,6	34	ВВШнг(А)-ХЛ 4x10	73
42	Собственные нужды ДЭС №4	3,16	5	ВВШнг(А)-ХЛ 4x10	73

Необходимым условием, после выбора сечения кабелей, является их проверка на потерю напряжения допустимую. Так как напряжения источника питания нам известно, то для определения напряжения у потребителя, нужно посчитать потери напряжения в сети. В соответствии с ГОСТ 32144-2013 отклонения напряжения в одну или другую сторону, в точке передачи электрической энергии, быть больше 10 % от номинального не должны.

Потеря напряжения в линиях рассчитываются следующим образом.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\%, \quad (5)$$

где I – рабочий максимальный ток;

L – длина линии, км;

U_{ном} – номинальное напряжение, кВ;

r₀ и x₀ – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км.

Рассчитаем потерю напряжения на линии № 1:

$$\Delta U_{\text{№ 1}} = \frac{159 \cdot 0,45 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (0,162 \cdot 0,97 + 0,07 \cdot 0,25) \cdot 100\% = 5,7\%$$

Суммарные потери электроэнергии, а также потери напряжения по линиям 0,4 кВ указаны в таблице 7.

Таблица 7– Потери напряжения, мощности и электроэнергии по линиям 0,4 кВ

№ кабеля	Наименование нагрузки	I _{р-л} , А	ΔU, %	№ кабеля	Наименование нагрузки	I _{р-л} , А	ΔU, %
1	Склад цианида	159	5,7	22	Котельная 2.21-2	33	5,6
2	Склад извести	4	0,1	23	Котельная 2.21-3	33	7,0

Продолжение таблицы 7

3	Расходный склад реагентов	11	0,6	24	Собственные нужды ДЭС № 2,3	5	0,1
4	Главный корпус-1	300	4,4	25	Корпус крупного дробления	316	3,7
5	Главный корпус-2	12	2,0	26	Помещения отдыха и обогрева	4	0,1
6	Собственные нужды ДЭС №2.1	5	0,0	27	Автовесовая	7	0,4
7	Главный корпус-3	649	116,6	28	КПП	9	0,2
8	Главный корпус-4	3	0,5	29	Насосная станция производства противопожарного водоснабжения	434	25,2
9	Главный корпус-5	600	89,7	30	Насосная станция технического водозабора-1	24	1,6
10	Главный корпус-6	533	83,1	31	Насосная станция технического водозабора-2	40	3,0
11	Главный корпус-7	45	7,2	32	Насосная станция хозяйственно питьевого водоснабжения	43	10,2
12	Собственные нужды ДЭС №2.2	5	0,3	33	Собственные нужды ДЭС № 2.5	5	0,2
13	Главный корпус-8	339	53,6	34	Дренажная насосная станция	3	0,3
14	Главный корпус-9	860	106,7	35	Насосная станция оборотного водоснабжения	76	3,6
15	Главный корпус-10	29	3,9	36	Ремонтно-мех. Мастерская-1	301	50,5
16	Главный корпус-11	552	43,9	37	Ремонтно-мех. Мастерская-2	29	5,5
17	Главный корпус-12	584	25,1	38	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	471	155,0
18	Радиальный сгуститель-1	479	70,8	39	Пробирно-аналит. Лаборатория-1	9	3,1
19	Радиальный сгуститель-2	19	0,1	40	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	60	14,9
20	Очистные сооружения хоз. Бытовых стоков	60	7,5	41	Котельная	34	3,8
21	Котельная 2.21-1	33	4,6	42	Собственные нужды ДЭС №4	5	0,0

5 ВЫБОР ТП

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

Для питания электрооборудования напряжением 6 кВ площадки №2 предусматривается подключение к высоковольтным ячейкам ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ «Арчиком».

Для питания электрооборудования напряжением 0,4/0,23 кВ:

- Площадки №2 Площадки ЗИФ
- Площадки № 3 Площадки Хвостохранилище
- Площадки №4 Площадки Объектов вспомогательного комплекса

Промышленной площадки

предусматриваются проектируемые подстанции типа КТП-СЭЩ-П.

КТП-СЭЩ-П представляет собой комплектное устройство на высоковольтные ячейки (КСО-СЭЩ), силового трансформатора с сухой или масляной (ТМГ-СЭЩ) изоляцией и распределительного щита.

Для подключения питания от дизельгенераторной установки устанавливается автоматический выключатель. При необходимости КТП-СЭЩ-П могут быть снабжены выдвижными блоками для размещения релейной защиты.

Комплектные трансформаторные подстанции, предназначены для приёма, преобразования и распределения электроэнергии трёхфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц, напряжением 6-10/0.4; 0.44; 0.69 кВ. Применяются для электроснабжения потребителей собственных нужд атомных, тепловых и гидроэлектростанций, а также на газокompрессорных станциях.



Рисунок 1 - КТП-СЭЩ-П производства электрощит Самара

В качестве резервных источников питания предусматриваются проектирование дизельных электростанции контейнерного типа (ДЭС№2.1, ДЭС№2, ДЭС№3, ДЭС№4, ДЭС№5), ДЭС предусматриваются со 2 степенью автоматизации и непрерывной продолжительностью работы не менее 16 часов в автономном режиме.

Перечень КТП, для питания электрооборудования 0,4/0,23 кВ, а также мощность этого оборудования необходимо рассчитать.

Определим электрические нагрузки на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций.

Согласно методике, описанной в методических указаниях по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ, [18] произведем расчет суммарной нагрузки на шинах ТП.

$$P_{ТП} = \sum P_{расч} \quad (6)$$

где $P_{расч}$ – максимальная мощность суммируемых нагрузок, кВт;

$$S_{ТПЗ} = 2 + 52,76 = 54,76 \text{ кВА}$$

Результаты расчета остальных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузки, приведенный к шинам ТП

№ ТП	$S_{ра}$, кВА
Площадки №2 Площадки ЗИФ	
2.1	333,81
2.2	3190,98
2.3	114,6
2.4	248,3
2.5	322,2
Площадки № 3 Площадки <u>Хвостохранилище</u>	
3	41,2
Площадки №4 Объектов вспомогательного комплекса Промышленной площадки	
4	628,15

5.2 Выбор схемы и конструкции ТП

Согласно определению трансформаторная подстанция – это устройство электротехническое, которое необходимо для приёма, распределения электроэнергии и изменения уровня напряжения.

Обычно, в системах, имеют место либо одно, либо двух трансформаторные подстанции. Если упоминать трехтрансформаторную подстанцию, то ее применение влечет за собой удорожание проекта, а также расходы годовые эксплуатационные. Они очень редко используются, только если это можно обосновать, и не только экономически.

Если, перерыв в электропитании потребителей, будет составлять не более суток, либо если будет обеспечено питание потребителей, являющихся II категорией, но если будет соблюдено резервирование мощности, то очевидным решением, будет использование ТП однострансформаторных на напряжение 10/0,4 кВ.

Мощность силовых трансформаторов согласно методике, для ТП № 2.1:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (7)$$

$$S_{ТП\ 2.1} = \frac{333,8}{1 \cdot 0,85} = 392,72 \text{ кВА},$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$ - коэффициент загрузки трансформаторов.

Важно учитывать, что коэффициент оптимальной загрузки, для потребителей, которые составляют 1 или 2 категорию, для одно или двух трансформаторных ТП составляет 0,7 и 0,85 соответственно.

После расчёта мощности трансформатора, она корректируется, в соответствии со стандартным рядом таких трансформаторов, и она должна быть больше расчётной. Выбираем силовой трансформатор 630 кВА.

Так же трансформатор, который выбрали, проходит проверку по загрузке в двух режимах, аварийном и нормальном, для ТП 2.1:

$$K_{3\ \text{норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}, \quad (8)$$

$$K_{3.\text{норм.}} = \frac{333,8}{1 * 630} = 0,53$$

$$K_{3\ \text{на}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}, \quad (9)$$

$$K_{з.ПА} = \frac{333,8}{1 * 630} = 0,53 \leq 1,4$$

Проверка показала, что в обоих режимах, коэффициент загрузки в норме.

Выбираем трансформаторы типа: ТМГ-630/6/0,4

Соответствующий расчёт будет произведен и в остальных трансформаторных подстанциях.

Они и их результаты указаны в таблице 9.

Таблица 9 –Данные для проверки трансформаторов

ТП	Устанавливаемые трансформаторы	S_p , кВА	$K_{з}$ норм	$K_{з}$ ПА
2.1	ТМГ-630/6/0,4	333,81	0,53	0,53
2.2	ТМГ-1600/6/0,4	3190,98	0,78	0,79
	ТМГ-2500/6/0,4			0,79
2.3	ТМГ-250/6/0,4	114,6	0,46	0,46
2.4	ТМГ-400/6/0,4	248,3	0,62	0,62
2.5	ТМГ-400/6/0,4	322,2	0,8	0,8
3	ТМГ-63/6/0,4	41,2	0,65	0,65
4	ТМГ-1000/6/0,4	628,15	0,63	0,63

Таблица 10 - Параметры трансформаторов, выбранных на 6/0,4 кВ

Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_k , %
ТМГ-630/6/0,4	1,06	7,45	5,5	0,8
ТМГ-1600/6/0,4	2,35	18	4,5	1,3

Продолжение таблицы 10

ТМГ-2500/6/0,4	2,6	26,5	6	0,5
ТМГ-250/6/0,4	0,58	3,7	4,5	1
ТМГ-400/6/0,4	0,77	5,4	4,5	0,5
ТМГ-63/6/0,4	0,22	1,28	4,5	0,3
ТМГ-100/6/0,4	1,05	10,5	5,5	0,5

Данная таблица даёт чёткое представление, о том, что имеет место быть высокий разброс величин мощности, данное предположение подтверждается соответствующими расчётами. Фактическая загрузка силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_{факт}}{n \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (10)$$

где $S_{факт}$ – фактическая загрузка трансформаторов по данным контрольных замеров, кВА;

n – количество силовых трансформаторов на ТП, шт.;

$S_{ном. тр.}$ – номинальная мощность установленного силового трансформатора, кВА.

$$K_{з. ф. (2.1)} = \frac{333,81}{630} = 0,53$$

Фактическую загрузку других трансформаторов силовых занесем в таблицу, ниже представленную:

Таблица 11 – Фактическая загрузка силовых трансформаторов

№ п/п	Наименование	Фактическая загрузка силовых трансформаторов
1	2.1	0,53
2	2.2	0,78
3	2.3	0,5
4	2.4	0,62

Продолжение таблицы 11

5	2.5	0,8
6	3	0,66
7	4	0,63

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАРЬЕРА «РУДНЫЙ» И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

Электрических сетей схемы должны обладать рядом преимуществ, такими как надежность электроснабжения, необходимое качество энергии, удобство и безопасность эксплуатации сети, развитие и подключение новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Рациональную конфигурацию сети определяют, используя повариантный метод, в соответствии с ним для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим два варианта реконструкции электрической сети.

Первый вариант представлен на рисунке 2.

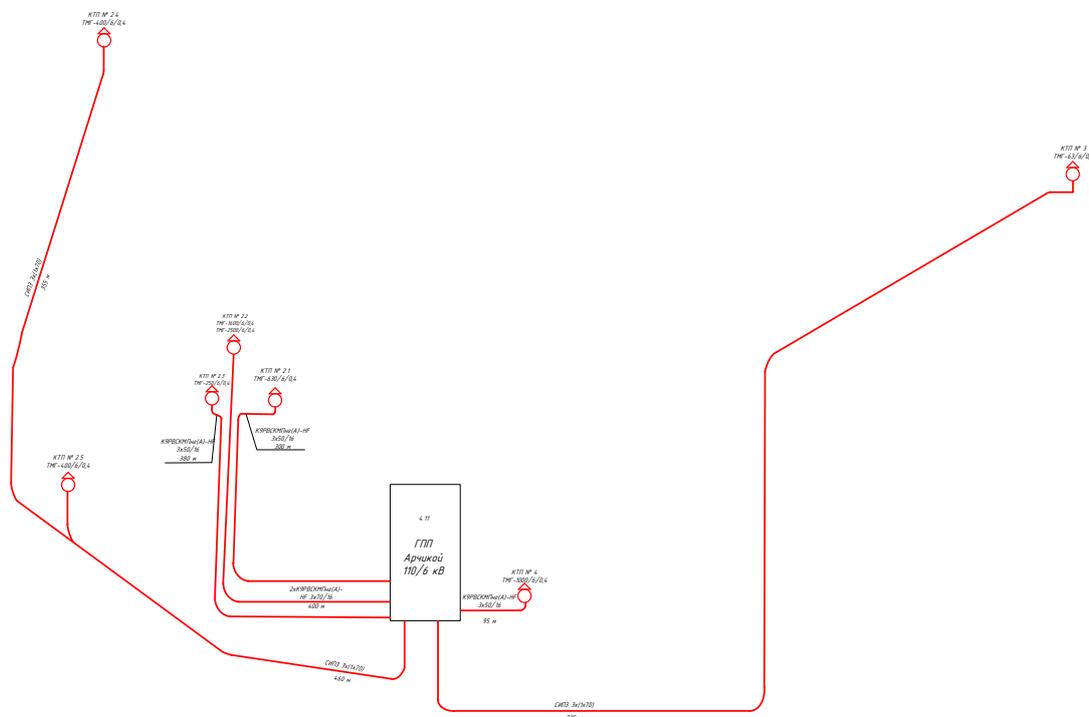


Рисунок 2 – Первый вариант конфигурации сети

Для потребителей, соответствующих I и II категории надежности, питание не будет прервано в случае аварии или повреждении на линии, так как питание будет резервное, а именно, с помощью ДЭС.

Второй вариант представлен на рисунке 3.

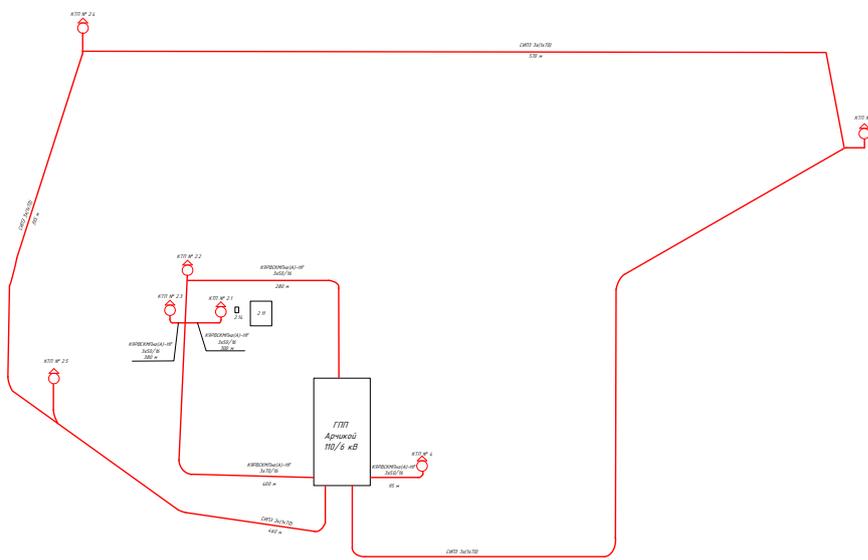


Рисунок 3 – второй вариант конфигурации сети

Кольцевая схема, имеет место для второго варианта. Её основная задача, это повышение надёжности для потребителей. В случае аварии на любой из линий, потребитель останется в работе, так как он будет обеспечен питанием от другой линии.

Но для очевидного выбора между двумя вариантами, необходимо прибегнуть к технико экономическому сравнению вышеуказанных вариантов.

6.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 6 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10(6) кВ определяется произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, принимаемый по [таб. 2.4.1].

В первую очередь определим потери мощности в трансформаторах. Как известно одними из основных видов потерь в трансформаторах силовых значится именно нагрузочные потери, а также потери холостого хода.

Потери в обмотках трансформатора это называется потери нагрузочные, а зависят они от сопротивления обмоток, и часть мощности, при прохождении через трансформатор, уходит именно на нагрев вышеупомянутых обмоток.

А вот потери в системе магнитной, это холостого хода потери. Они в свою очередь зависят именно от тока холостого хода, а также от токов вихревых, которые в свою очередь возникают именно в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2, \quad (11)$$

$$\Delta Q_T = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{Т.НОМ}}{100}, \quad (12)$$

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

ΔP_{xx} – потери активной мощности на холостом ходу, [таб. п.5.20 с.376];

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, [таб. п.5.20 с.376];

$S_{трном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП № 2.1:

$$\Delta P_T = 2 * 1,06 + 0,5 * 7,45 * \left(\frac{333,81}{630} \right)^2 = 3,17 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{5,5 * 333,81^2}{100 * 630} + \frac{0,5 * 0,8 * 630}{100} = 12,25 \text{ кВар}$$

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

$$S_{\text{ТП}} = \sqrt{(P_{\text{р.ТП}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_{\text{р.ТП}} + \Delta Q_{\text{т}})^2}, \quad (13)$$

$$S_{\text{ТП}} = 346.5 \text{ кВт}$$

Рассчитанные полные мощности остальных трансформаторных подстанций, приведенные к высокой стороне представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Полные мощности ТП приведенные к высокой стороне

ТП	S_{ТП} , кВА
2.1	346.5
2.2	3223.7
2.3	118.7
2.4	256.7
2.5	335.3
3	42.7
4	651.6

6.2 Выбор сечения распределительной сети 6 кВ

Для линий 6 кВ, а именно выбор их сечен 0,4 кВ.ий, ничем не отличается от такового, как при выборе сечения проводников

Рассмотрим выбор сечения линии для второго варианта реконструкции электрической сети на примере фидера 1.

Определяем расчётный ток, на головном участке линии:

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (14)$$

где S_p – полная мощность линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

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

$$S_{рф1} = S_{ТП2.1} = 346,5 \text{ кВА.} \quad (15)$$

$$I_p = \frac{346,5}{10 * \sqrt{3}} = 20,3 \text{ А}$$

Производим выбор сечения изолированных проводов исходя из условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_p, \quad (16)$$

где $I_{дл.доп}$ — длительно допустимый ток провода выбранного сечения.

Учитывая объекты производства выбираем силовые кабели марки К9РВСБПМнг(А)-НГ.

Кабели силовые для стационарной прокладки, с медными жилами, не распространяющие горение при групповой прокладке, с низким дымо- и газовыделением и низкой коррозионной активностью, с изоляцией из этиленпропиленовой резины и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов, бронированные, на номинальное напряжение 6-35 кВ.

Для групповой прокладки (с учетом объема горючих материалов) кабельных линий, на воздухе, во внутренних электроустановках, сооружениях метрополитенов, в земле, а также в зданиях и сооружениях, в том числе взрывоопасных зонах, если есть риск механических повреждений. Может эксплуатироваться в регионах с холодным климатом.

Имеет следующие характеристики:

1. Медная круглая многопроволочная уплотненная жила 2 класса. Число жил 3.
2. Экран по жиле из полупроводящего сшитого компаунда.
3. Изоляция из высокомодульной этиленпропиленовой резины.

4. Экран по изоляции из полупроводящего сшитого компаунда с наложенной электропроводящей лентой. Легкосъемный.

5. Металлический экран из медных проволок.

6. Заполнение из полимерной композиции, не содержащей галогенов.

7. Внутренняя оболочка из полимерной композиции, не содержащей галогенов.

8. Броня из двух стальных оцинкованных лент, наложенных с перекрытием.

9. Внешняя оболочка из полимерной композиции, не содержащей галогенов.

Стойкая к воздействию УФ

Цвет оболочки – черный или красный

Выбранные сечения проводов представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Выбранные марки и сечения распределительных линий 6 кВ и их параметры

№ нач	№ кон	l, км	Провод	R, Ом	X, Ом	I _{доп} , А	I _p , А
ГПП	Мельница 6 кВ-1	0,5	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	171,2
ГПП	Мельница 6 кВ-2	0,485	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	171,2
ГПП	Мельница 6 кВ-3	0,525	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	160,6
ГПП	Мельница 6 кВ-4	0,465	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	160,6
ГПП	2.1	0,3	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х50/16	0,72	0,92	207	20,3
ГПП	2.2 (секция 1)	0,4	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	146,8
ГПП	2.2 (секция 2)	0,4	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х70/16	0,49	0,63	253	229,1
ГПП	2.3	0,38	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х50/16	0,72	0,92	207	14,8

ГПП	2.4, 2.5	0,46	СИПЗ 3х(1х70)	0,49	0,63	240	73,4
ГПП	3	0,725	СИПЗ 3х(1х70)	0,49	0,63	240	2,4
ГПП	4	0,095	К9РВСКМП нг(А)-HF 3х50/16	0,72	0,92	207	37,6

Таблица 14 - Длины и провода вариантов реконструкции

Провод	l, км
1 Вариант	
К9РВСКМПнг(А)-HF 3х70/16	2,775
К9РВСКМПнг(А)-HF 3х50/16	0,395
СИПЗ 3х(1х70)	1,185
2 Вариант	
К9РВСКМПнг(А)-HF 3х70/16	3,055
К9РВСКМПнг(А)-HF 3х50/16	0,395
СИПЗ 3х(1х70)	1,755

6.3 Определение потерь напряжения, электроэнергии в сети 6 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения до наиболее удаленной трансформаторной подстанции не должно превышать $\pm 5\%$.

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi)) \cdot 100\% \quad (17)$$

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

I_p – расчетный ток протекающий по участку линии;

l – длина линии, км.

Для примера определим потерю напряжения первого варианта для участка между ГПП и ТП 4:

$$\Delta U_4 = \frac{\sqrt{3} * 37,6 * 0,095}{6 * 10^3} * (0,82 * 0,98 + 0,19 * 0,2) * 100\% = 0,1 \%$$

Результаты расчетов потери напряжения для других участков первого варианта приведены в следующей таблице:

Таблица 15 – Потери напряжения ВЛ 6 кВ

№ нач	№ кон	l, км	ΔU, %
ГПП	Мельница 6 кВ-1	0,5	2,08
ГПП	Мельница 6 кВ-2	0,485	2,01
ГПП	Мельница 6 кВ-3	0,525	2,05
ГПП	Мельница 6 кВ-4	0,465	1,81
ГПП	2.1	0,3	0,15
ГПП	2.2 (секция 1)	0,4	1,42
ГПП	2.2 (секция 2)	0,4	2,22
ГПП	2.3	0,38	0,14
ГПП	2.4, 2.5	0,46	0,82
ГПП	3	0,725	0,04
ГПП	4	0,095	0,09

Произведем окончательное сравнение двух вариантов по технико-экономическим показателям.

6.4 Выбор оптимального варианта проектирования электрической сети

Во время проектирования электрических сетей, для того чтобы выбрать наиболее удовлетворяющий вариант, используют технико экономическое обоснование своего выбора. Для этого просто сравнивают приведенные

варианты. Так как зачастую ТП в сравниваемых вариантах одинаковые, то сравнивают по ВЛ, а именно по их протяженности и выбору марки и сечения.

Капиталовложения в линии определим по текущим ценам с учетом монтажных работ.

В таблице 16 приведена стоимость проводов СИП-3 и его монтажа, а также кабеля К9РВСКМПнг(А)-HF 3x50/16 и его монтажа [5]:

Таблица 16 – Стоимость проводов и их монтажа

Сечение, мм ²	k ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки СИП3, тыс. руб./км
70	104,824	41
Сечение, мм ²	k ₀ , тыс. руб./км	Стоимость прокладки К9РВСКМПнг(А)-HF, тыс. руб./км
50	129,492	47
70	147,371	56

Капиталовложения в ВЛ рассчитанные для двух вариантов приведены в таблице

Таблица 17 – Капиталовложения в ВЛ

Сечение, мм ²	l, км	K, тыс. руб.
1 Вариант		
К9РВСКМПнг(А)-HF 3x70/16	2,775	564,354
К9РВСКМПнг(А)-HF 3x50/16	0,395	69,71434
СИП3 3x (1x70)	1,185	172,80
Всего:		806,87
2 Вариант		
К9РВСКМПнг(А)-HF 3x70/16	3,055	621,298405
К9РВСКМПнг(А)-HF 3x50/16	0,395	69,71434
СИП3 3x (1x70)	1,755	255,92112
Всего:		946,93

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э + И_{DW} \quad (18)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

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

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

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

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$И_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (19)$$

где $T_{сл}$ – срок службы,

для СИП принимается $T_{сл}=15$.

Для К9РВСКМПнг(А)-НФ принимается $T_{сл}=30$.

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$И_э = a_э * K \quad (20)$$

где $a_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $a_э = 0,85\%$

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$И_{DW} = C_0 * DW$$

(21)

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 1974,24$ руб/МВт·ч,

DW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 18– Эксплуатационные издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_0 , тыс. руб.	32,65	40,09
I_n , тыс. руб.	685,83	804,89
$I_{\text{фв}}$, тыс. руб.	148,13	150,57
Суммарные эксплуатационные издержки, тыс. руб.	866,62	995,5

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

Эквивалентные среднегодовые расходы определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ср.г}} = E * K + I$$

(22)

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

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов равны:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 947,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 1090,25 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 15%, поэтому выбираем первый вариант.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Электрооборудование, как обычно, будет выбрано в 2 этапа. В первом этапе – оборудование будет выбрано лишь предварительно. Для это прибегают к помощи параметров, режимов допустимых и продолжительных.

А вот во втором этапе – то оборудование, которое мы выбрали предварительно, будет проверено вновь, по другим параметрам, таким как режимы кратковременные, а это в свою очередь режим замыкания короткого расчётного, иначе говоря КЗ.

По данному режиму, оборудование, которое было выбрано, будет проверено в обязательном порядке, на термическую и электродинамическую стойкость, а так е аппараты коммутационные – на соответственно способность коммутационную. Но для данной проверки, нужно правильно определить условия КЗ расчётные, и параметры оборудования, расчётный метод, по которому будут определяться токи КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 6 кВ ПС Арчиком;
- шины ВН трансформаторных подстанций;
- шины НН трансформаторных подстанций;
- в конце отходящих от трансформаторных подстанций линий 0,4 кВ.

Как правило, токи КЗ определяются не иначе как по одному из 2 методов:

Это самый распространенный метод, соответственно именованных единиц. При таком раскладе, параметры схемы выражаются в единицах именованных, иначе говоря омах, амперах и так далее.

И самый легкий метод, это конечно же относительные единицы. При таком раскладе параметры схемы выражаются в процентах или долях от той величины, которую приняли в качестве основной (базисной).

Для данной работы, дабы упростить расчёты, воспользуемся вторым методом расчёта токов КЗ, иначе говоря, методом относительных единиц.

Все величины сравниваются с базисными. Для простоты расчётов возьмём базисную величину равную 100 МВА.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Для начала составим расчётную схему, с обязательным указанием на ней расчётных точек, в которых мы и будем определять токи КЗ.

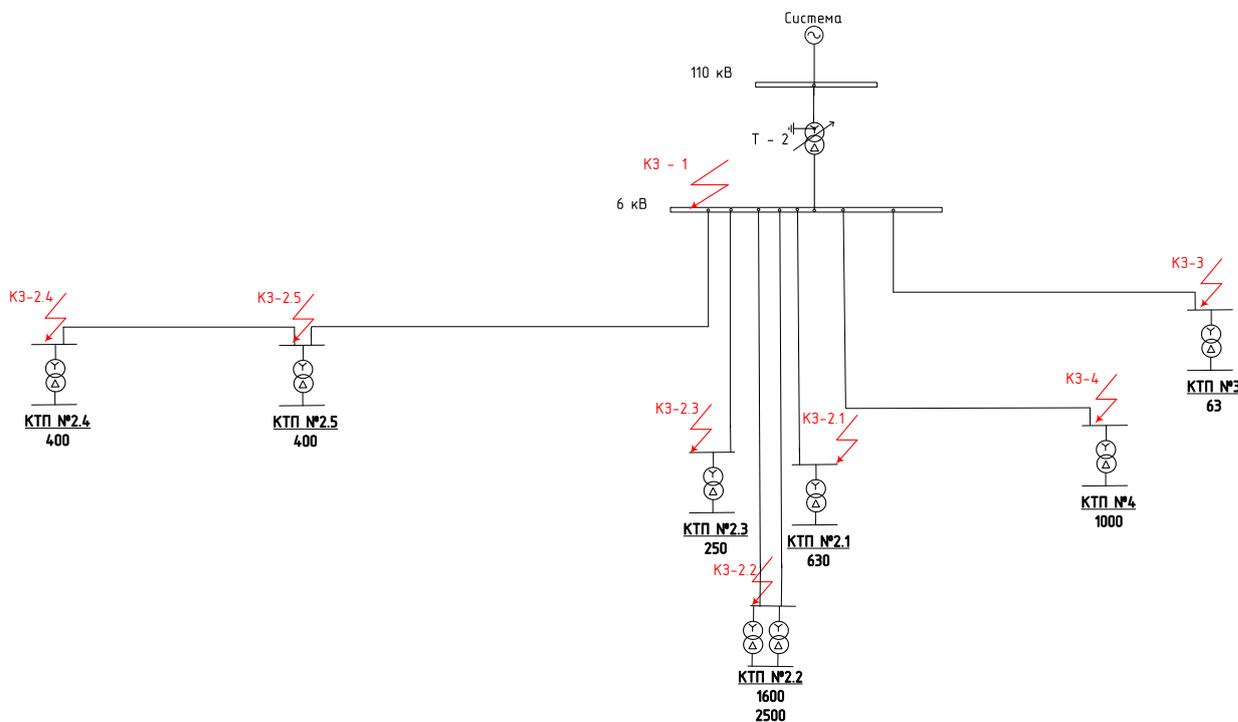


Рисунок 4 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

После того, как будет составлена расчётная схема, составляют схему замещения. В ней все трансформаторные связи меняют на электрические.

На рисунке приведена схема замещения рассматриваемой сети относительно КТП №3.

В базисных единицах расчет токов КЗ производить будем.

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

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

Определяем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 6} = 9,63 \text{ кА} \quad (23)$$

$$X_{C*} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{K3}} \cdot \quad (24)$$

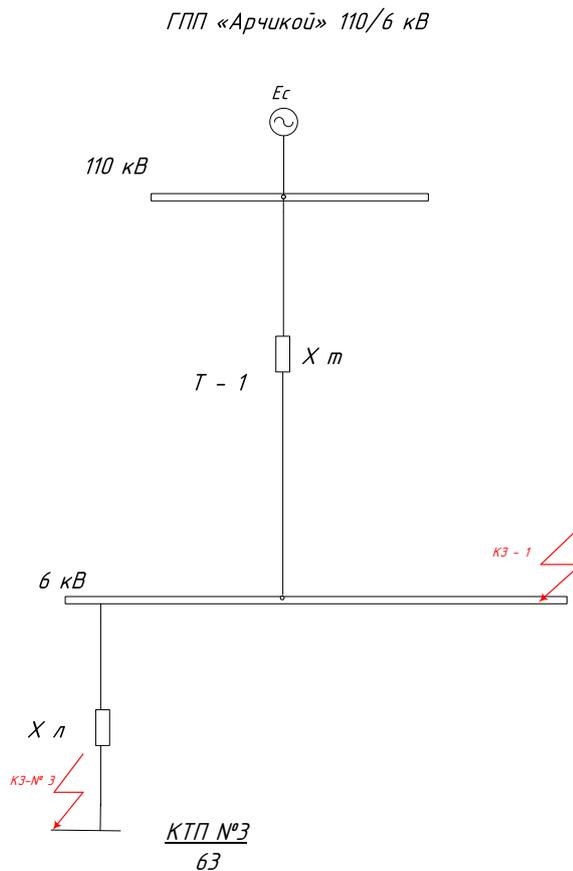


Рисунок 5 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} * 110 * 1,7} = 0,315 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{Л*} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (25)$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км (см.табл.3),;

U_{CP} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте КЗ будет определяться:

$$I_{\text{по}i}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{\sigma}, \text{ кА}, \quad (26)$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА

X_i - результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

Ударный ток i_y определяется как:

$$i_{yди} = \sqrt{2} I_{\text{по}i} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}} \right), \text{ кА}, \quad (27)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}}, \text{ с}, \quad (28)$$

где X_{Σ} и R_{Σ} – соответственно суммарное индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ;

ω – угловая частота.

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}$$

Сопротивление линий до ТП №8-20:

$$X_{\text{влКТП}\text{№}3} = X_0 * l * \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,22 * 0,725 * \frac{100}{6,3^2} = 0,402 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление линий 10 кВ согласно таблице 19 до каждой ТП приведены в следующей таблице:

Таблица 19 – Суммарное сопротивление линий от шин 6 кВ ГПП до КТП

№ точки КЗ	ТП	X_{Σ} , о.е.
КЗ №2.1	КТП №2.1	0,17
КЗ №2.2	КТП №2.2	0,22
КЗ №2.3	КТП №2.3	0,22

КЗ №2.4	КТП №2.4	0,21
КЗ №2.5	КТП №2.5	0,25
КЗ №3	КТП №3	0,4
КЗ №4	КТП №4	0,05

Сопротивление трансформатора на НПП «Арчиком»:

Два трансформатора типа ТДН-16000/110/6

Напряжение короткого замыкания:

$$X_T = \frac{Uk\% * Sб}{100 * Sном} = \frac{10.5 * 100}{100 * 16} = 0,66 \text{ о. е.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ1:

$$X_1 = X_c + X_T = 0,66 + 0,315 = 0,975 \text{ о. е}$$

$$X_{кз \text{ №3}} = X_1 + X_l = 0,975 + 0,402 = 1,377 \text{ о. е.}$$

Определяем действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{п0}^3 = \frac{1}{1,377} * 9,63 = 6,99 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 6,99 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 10,2 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока находится как:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{п0} = \sqrt{2} * 6,99 = 9,93 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + Ta, \quad (29)$$

$$t_{откл} = \Delta t_{откл.выкл.} + Ta = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с,}$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (30)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$B_{\text{к.расч}} = 6,99^2 * (0,055 + 0,000284) = 2,7 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания в остальных точках КЗ представлены в таблице 20

Таблица 20 – Значения токов КЗ в расчетных точках сети

№ точки КЗ	ПС/ТП	$I_{\text{по}}, \text{А}$	$i_{\text{уд}}, \text{А}$	$i_{\text{а}}, \text{А}$	$B_{\text{к}}, \text{Ка}^2\text{С}$
КЗ №2.1	КТП №2.1	8,41	12,54	11,94	3,91
КЗ №2.2	КТП №2.2	8,06	12,04	11,44	3,59
КЗ №2.3	КТП №2.3	8,06	12,04	11,44	3,59
КЗ №2.4	КТП №2.4	8,13	12,14	11,54	3,65
КЗ №2.5	КТП №2.5	7,86	11,76	11,16	3,42
КЗ №3	КТП №3	7,00	10,55	9,95	2,71
КЗ №4	КТП №4	9,40	13,94	13,34	4,88

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной КТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ КТП №3, мощностью 63 кВА, и в конце отходящей линии №1.

Схема замещения с точками короткого замыкания рассматриваемой сети представлена на рисунке 6.

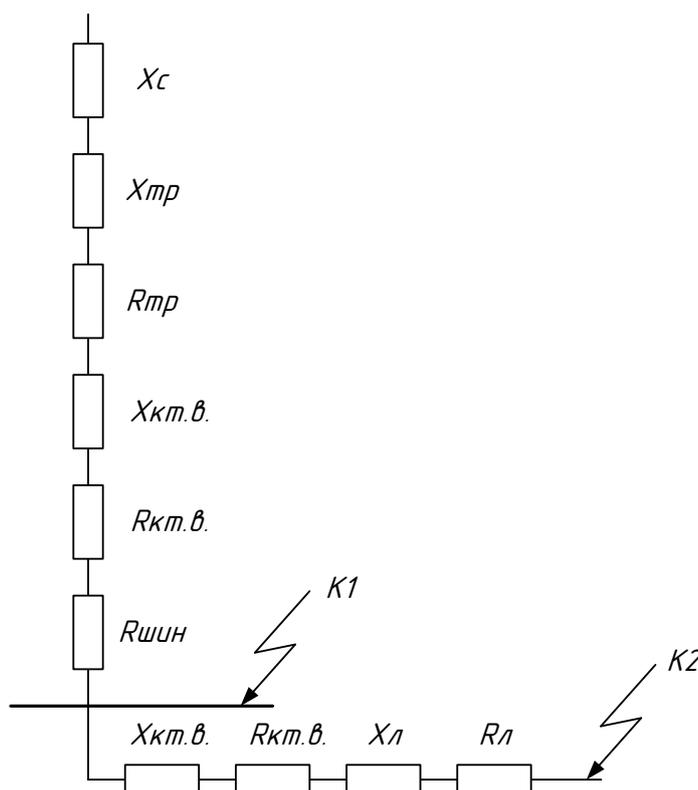


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Расчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определяем по формулам

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T,НОМ}} \right)^2} \frac{U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}} \cdot 10^4 ; \quad (31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НН,НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2} \cdot 10^6 \quad (32)$$

Сопротивление трансформатора КТП №3 равен:

$$x_T = \sqrt{(4,5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 1,28}{63} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{63} \cdot 10^{-4} = 23,2 \text{ мОм}$$

$$r_T = \frac{1,28 \cdot 0,4^2}{63^2} \cdot 10^6 = 51,6 \text{ мОм}$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{срнн}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{срвн}}} \cdot 10^3 \quad (33)$$

$$X_C = \frac{0.4^2}{\sqrt{3} * 7 * 6.3} * 10^3 = 2.09 \text{ мОм}$$

Также необходимо учесть сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, болтовых соединений:

$$r_{\text{кв}} = 0,41 \text{ мОм}; x_{\text{кв}} = 0,13 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к}} = 0,0024 \text{ мОм},$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{k1} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин}} + r_{\text{кв}} + r_{\text{конт}} = 51.6 + 0,004 + 0,41 + 0,0024 = 52.02 \text{ мОм}$$

$$x_{k1} = X_C + X_{\text{тр}} + X_{\text{кв}} = 2.09 + 23.2 + 0.13 = 23.42 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{ПОК1max}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{52.02^2 + 23.42^2}} = 3.99 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{дуги}})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (35)$$

$$I_{\text{ПОК1min}} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(9.9^2 + 52.02^2) + 23.42^2}} = 3.94 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{удК1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1max} \cdot k_{уд}, \quad (36)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, который может быть определен по кривым

$$I_{удК1} = \sqrt{2} * I_{П0К1max} * K_{уд} = \sqrt{2} * 3.99 * 1.56 = 8.84 \text{ кА}$$

Для расчёта короткого замыкания, именуемого несимметричным, прибегают к методу однофазного короткого замыкания.

Характерной особенностью расчёта является тот факт, что при расчёте несимметричного КЗ появляется нулевая и обратная последовательность.

Но так как расчёты наши являются более приближенными, то расчёт ведем с небольшим уступком в виде того, что равны сопротивления прямой и обратной последовательностями.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{0К1} = 3 \cdot r_{тр} + 3 \cdot r_{шин} + 3 \cdot r_{кв} + 3 \cdot r_{конт}, \quad (37)$$

$$rk1 = 3 * 51.6 + 3 * 0,004 + 3 * 0,41 + 3 * 0,0024 = 156.05 \text{ мОм}$$

$$x_{0К1} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв} + 3 \cdot x_{тр}, \quad (38)$$

$$xk1 = 2 * 2.09 + 3 * 0,13 + 3 * 23.02 = 73.63 \text{ мОм}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1max} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (39)$$

$$I_{П0К1max}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{73.63^2 + 156.05^2}} = 1.34 \text{ кА}$$

$$I_{П0К1min} = \frac{U_{срНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{дуги})^2 + x_{1\Sigma}^2}}, \quad (40)$$

$$I_{\text{ПОК1min}}^1 = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(156.05^2 + 9.9^2) + 73.63^2}} = 1.33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{удк1}}^1 = \sqrt{2} * I_{\text{ПОК1max}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 1.34 * 1.56 = 2.97 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4 кВ, а также в дальних точках отходящих линий приведены в таблицах 21 и 22

Таблица 21 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ КТП

КТП	ΠΠ0max, кА	ΠΠ0min, кА	уд , кА	$I_{\text{ΠΠ0max}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{ΠΠ0min}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{уд}}^{(1)}$, кА
№ 2.1	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
№2.2	1,12	1,12	2,47	0,37	0,37	0,82
№2.3	1,48	1,47	3,25	0,49	0,49	1,07
№2.4	2,03	2,01	4,46	0,67	0,67	1,47
№2.5	2,61	2,57	5,74	0,85	0,85	1,88
№3	3,99	3,94	8,84	1,34	1,33	2,97
№4	2,35	2,32	5,16	0,77	0,77	1,69

Таблица 22 – Результаты расчета токов КЗ в дальних точках отходящих линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	I_{10max} , кА	I_{10min} , кА	$i_{св}$, кА	$I_{10max}^{(1)}$, кА	$I_{10min}^{(1)}$, кА	$I_{св}^{(1)}$, кА
2.1	1	4	3,3	8,8	1,2	1,1	2,6
	2	4,8	5,1	10,56	1,3	1,2	2,9
	3	4,6	4,9	10,12	1,1	1	2,4
	4	4,7	4,7	10,34	4,7	4,7	10,3
	5	4,5	4,5	9,9	4,5	4,5	9,9
	6	5,1	4,4	11,22	1,3	1,2	2,9
2.2	7	6,1	5,4	13,42	1,3	1,2	2,9
	8	3,8	3,1	8,36	1,3	1,2	2,9
	9	6,5	5,8	14,3	1,7	1,6	3,7

Продолжение таблицы 22

	10	3,1	2,4	6,82	1,3	1,2	2,9
	11	2,9	2,2	6,38	1,1	1	2,4
	12	1,41	0,78	1,99	0,47	0,37	0,66
	13	1,3	0,72	1,84	0,43	0,34	0,61
	14	1,23	0,68	1,74	0,41	0,32	0,58
	15	1,15	0,63	1,63	0,38	0,30	0,54
	16	2,11	0,63	1,56	0,38	0,3	0,54
	17	4,8	5,1	10,56	1,3	1,2	2,9
	18	4,6	4,9	10,12	1,1	1	2,4
	19	4,9	4,7	10,34	4,7	4,7	10,3
2.3	20	4,7	4,5	9,9	4,5	4,5	9,9
	21	5,1	4,4	11,22	1,3	1,2	2,9
	22	0,82	0,45	1,16	0,27	0,22	0,39
	23	1,86	1,05	2,64	0,62	0,50	0,89
	24	1,20	0,66	1,69	0,40	0,32	0,57
2.4	25	1,41	0,78	1,99	0,47	0,37	0,66
	26	1,23	0,68	1,74	0,41	0,32	0,58
	27	1,15	0,63	1,63	0,38	0,30	0,54
2.5	28	1,37	0,75	1,93	0,46	0,36	0,65
	29	0,97	0,53	1,37	0,32	0,26	0,46
	30	1,00	0,55	1,41	0,33	0,26	0,47
	31	1,03	0,56	1,45	0,34	0,27	0,49
	32	1,80	1,00	2,54	0,60	0,48	0,85
	33	1,02	0,56	1,44	0,34	0,27	0,48
3	34	1,10	0,61	1,56	0,37	0,29	0,52
	35	1,14	0,63	1,62	0,38	0,30	0,54
4	36	0,89	0,49	1,26	0,30	0,23	0,42
	37	2,02	1,13	2,86	0,68	0,54	0,96
	38	2,11	1,18	2,99	0,71	0,56	1,00
	39	1,37	0,75	1,93	0,46	0,36	0,65
	40	1,14	0,63	1,62	0,38	0,30	0,54

Продолжение таблицы 22

	41	0.89	0.49	1.26	0.30	0.23	0.42
	42	2.02	1.13	2.86	0.68	0.54	0.96

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Выбор предохранителей 6 кВ для защиты трансформаторов

Плавкие предохранители это одна из основных защит трансформаторов 10/0,4 кВ, с мощностью до 630 кВА в электрических сетях распределительных. А сама защита проходит на стороне 6 кВ.

Для того чтобы понять, что из себя представляет плавкий предохранитель, необходимо понять, что это коммутационный аппарат, который предназначен для отключения защищаемой цепи, но способом расплавления токоведущих частей специальных, называемых плавкими вставками, из-за воздействия на них тока, который проходит через них и имеет значения выше определенного, но с обязательным последующим гашением образовавшейся электрической дуги.

В основном по стороне 6 кВ, устанавливают кварцевые предохранители, их тип ПК. И ставят их преимущественно из-за их ряда положительных свойств, таких как, сверхбыстрое гашение дуги, иначе говорят токоограничивающая способность, то есть дуга электрическая от КЗ не успеет достигнуть своего значения амплитудного максимального.

Кварцевых песок, находящийся в них защитит плавкие вставки от любого воздействия внешнего, из-за чего они не требуют замены и не стареют длительное время; сигнализацию срабатывания так же их исполнение конструктивное предусматривает.

Предохранители выбирают:

– по напряжению $U_{\text{ном}} = U_{\text{сет.ном}}$;

–току плавкой вставки:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}} , \quad (41)$$

– номинальному току отключения:

$$I_{\text{ном.о}} > I_{\text{к.мах}} , \quad (42)$$

где $I_{к.мах}$ – максимальное значение тока при КЗ в месте установки, кА (таблица).

Произведем выбор предохранителя на ТП №3

Номинальный ток трансформатора ТМГ-63/6:

$$I_{т. ном} = \frac{S_{т}}{\sqrt{3} * U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} * 6,3} = 5,2 \text{ А}$$

Предварительно выбираем предохранитель типа ПКТ-103-10-80-20-УЗ (ПКТ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - предохранитель состоит из двух жестко связанных между собой патронов (на каждой фазе), через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ), затем номинальный ток предохранителя, равный номинальному току плавкой вставки (80 А) и номинальный ток отключения ($I_{ном.о} = 20 \text{ кА}$ для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения).

Проверим данный предохранитель по указанным выше условиям:

–току плавкой вставки:

$$I_{п.в} \geq 2 \cdot I_{т.ном}, 80 \text{ А} \geq 5,2 \text{ А},$$

– номинальному току отключения:

$$I_{ном.о} > I_{к.мах}, 20 \text{ кА} > 7 \text{ кА}$$

Все условия выполняются, следовательно, предохранитель был выбран правильно.

Результаты выбора предохранителей на остальных ТП приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные по выбору предохранителей

ТП	Предохранитель	Параметры предохранителя		Условия	
		$I_{ном}$, А	$I_{откл}$, кА	$2 \cdot I_{ном}$, А	$I_{о}$, кА
2.3	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	41,1	8,06

2.4	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	65,8	8,13
2.5	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	10,4	7,86
3	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	16,4	7,00
4	ПКТ-103-10-80-20-УЗ	80	20	41,1	9,40

8.2 Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

На КТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (43)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу 24.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Таблица 24 – Выбор предохранителей для защиты линий 0,4 кВ

ТП	№ линии	№ линии	S, кВА	I, А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
2.1	1	4	109,92	159	200	ПН-2 –200
	2	4,8	2,96	4	100	ПН-2 –100
	3	4,6	7,56	11	100	ПН-2 –100
	4	4,7	207,26	300	300	ПН-2 –300
	5	4,5	8,36	12	100	ПН-2 –100
	6	5,1	3,16	5	100	ПН-2 –100
2.2	7	6,1	449,41	649	700	ПН-2 –700
	8	3,8	1,8	3	100	ПН-2 –100

Продолжение таблицы 24

	9	6,5	415,1	600	700	ПН-2 -700
	10	3,1	368,7	533	600	ПН-2 -600
	11	2,9	30,8	45	100	ПН-2 -100
	12	1,41	3,16	5	100	ПН-2 -100
	13	1,3	234,7	339	400	ПН-2 -400
	14	1,23	595,1	860	900	ПН-2 -900
	15	1,15	20,08	29	100	ПН-2 -100
	16	2,11	382,1	552	600	ПН-2 -600
	17	4,8	404	584	600	ПН-2 -600
	18	4,6	331,8	479	500	ПН-2 -500
	19	4,9	13	19	100	ПН-2 -100
2.3	20	4,7	41,5	60	100	ПН-2 -100
	21	5,1	23,1	33	100	ПН-2 -100
	22	0.82	23,1	33	100	ПН-2 -100
	23	1.86	23,1	33	100	ПН-2 -100
	24	1.20	3,16	5	100	ПН-2 -100
2.4	25	1.41	239,31	316	400	ПН-2 -400
	26	1.23	2,91	4	100	ПН-2 -100
	27	1.15	4,7	7	100	ПН-2 -100
2.5	28	1.37	6,3	9	100	ПН-2 -100
	29	0.97	300	434	500	ПН-2 -500
	30	1.00	16,8	24	100	ПН-2 -100
	31	1.03	27,6	40	100	ПН-2 -100
	32	1.80	30	43	100	ПН-2 -100
	33	1.02	3,16	5	100	ПН-2 -100
3	34	1.10	2	3	100	ПН-2 -100
	35	1.14	38,9	76	100	ПН-2 -100
4	36	0.89	222	301	500	ПН-2 -500
	37	2.02	20	29	100	ПН-2 -100
	38	2.11	333	471	500	ПН-2 -500
	39	1.37	6	9	100	ПН-2 -100
	40	1.14	41,8	60	100	ПН-2 -100

41	0.89	23,6	34	100	ПН-2-100
42	2.02	3,16	5	100	ПН-2-100

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп}.$$

(44)

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ

$$I_{по}^{(3)} \leq I_{отк}.$$

(45)

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{по}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B.$$

(46)

Для примера, проверим предохранитель на линии 42:

Тип - ПН - 2 - 100. Его справочные данные: $I_{отк} = 40$ кА, $I_B = 100$ А.

Длительно допустимый ток защищаемой линии $I_{дл.доп} = 5$ А.

Токи КЗ $I_{по} = 2,02$ кА

По согласованию с сечением проводника: $100 > 5$ А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $40 > 2,02$

8.3 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На КТП помимо предохранителей устанавливаются автоматические выключатели, которые выбираем по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \tag{47}$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для примера на вводе в КТП №4 расчётный ток составляет 5 А, поэтому выбираем автомат ВА57-35-341210-100А, с током расцепителя 100 А.

Результаты расчёта для КТП 0,4 кВ сведены в таблицу 25.

Проверим АВ на линии 42:

BA57-35-341210-100A.

Его справочные данные:

$I_{откл}=15$ кА, $I_{расщ}=100$ А. Токи КЗ $I_{по}=2.02$ кА

Таблица 25 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	№ линии	№ линии	I, А	I_{норм. ввкл.} А	Марка выключателя
2.1	1	4	159	200	BA57-35-341210-200A
	2	4,8	4	100	BA57-35-341210-100A
	3	4,6	11	100	BA57-35-341210-100A
	4	4,7	300	300	BA57-35-341210-200A
	5	4,5	12	100	BA57-35-341210-100A
	6	5,1	5	100	BA57-35-341210-100A
2.2	7	6,1	649	700	BA 57-39-700
	8	3,8	3	100	BA57-35-341210-100A
	9	6,5	600	700	BA 57-39-700
	10	3,1	533	600	BA 57-39-600
	11	2,9	45	100	BA57-35-341210-100A
	12	1,41	5	100	BA57-35-341210-100A
	13	1,3	339	400	BA 57-39-400
	14	1,23	860	900	BA 57-39-900
	15	1,15	29	100	BA57-35-341210-100A
	16	2,11	552	600	BA 57-39-600
	17	4,8	584	600	BA 57-39-600
	18	4,6	479	500	BA 57-39-500
	19	4,9	19	100	BA57-35-341210-100A
2.3	20	4,7	60	100	BA57-35-341210-100A
	21	5,1	33	100	BA57-35-341210-100A
	22	0.82	33	100	BA57-35-341210-100A
	23	1.86	33	100	BA57-35-341210-100A
	24	1.20	5	100	BA57-35-341210-100A
2.4	25	1.41	316	400	BA 57-39-400
	26	1.23	4	100	BA57-35-341210-100A
	27	1.15	7	100	BA57-35-341210-100A
2.5	28	1.37	9	100	BA57-35-341210-100A
	29	0.97	434	500	BA 57-39-500
	30	1.00	24	100	BA57-35-341210-100A

	31	1.03	40	100	ВА57-35-341210-100А
	32	1.80	43	100	ВА57-35-341210-100А
	33	1.02	5	100	ВА57-35-341210-100А
3	34	1.10	3	100	ВА57-35-341210-100А
	35	1.14	76	100	ВА57-35-341210-100А
4	36	0.89	301	500	ВА 57-39-500
	37	2.02	29	100	ВА57-35-341210-100А
	38	2.11	471	500	ВА 57-39-500
	39	1.37	9	100	ВА57-35-341210-100А
	40	1.14	60	100	ВА57-35-341210-100А
	41	0.89	34	100	ВА57-35-341210-100А
	42	2.02	5	100	ВА57-35-341210-100А

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ: $15 > 2,02$ кА

Таким образом, проверив автоматический выключатель на линии 42, убедились, что он соответствует условиям проверки.

8.4 Выбор выключателей 6 кВ

Произведем выбор выключателя на ГПП «Арчикой» как головной защитный аппарат для данной линии 6 кВ.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, импортные, элегазовые, вакуумные, и т.д [9].

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (48)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (49)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для множества аппаратов должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\max}, \quad (50)$$

где i_{\max} – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (51)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,055$ с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Вк $кА^2с$;

Также проверим возможности отключений выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого нужно определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}; \quad (52)$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя.

Принимаем $\beta_n = 40$;

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток.

Принимаем $I_{откл} = 31,5$ кА.

На стороне 6 кВ выбираем ЗРУ-6 кВ с вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-10 У1

Сопоставление приведено в таблице 26.

Таблица 26 –Выбор выключателей 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

Продолжение таблицы 26

$6U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 6 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{P\text{MAX}} = 20,3 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 8,41 \text{ кА}$	$I_{\text{П}} \leq I_{\text{отклном}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 3,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,54 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,54 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_a = 11,94 \text{ кА}$	$I_{\text{а1}} \leq i_{\text{аном}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

В секционной ячейке устанавливаем выключатель марки ВВУ-СЭЦ-10

У1.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

9.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Сопротивление растеканию для заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом ГПП 110/6 кВ «Арчиной», так как заземляющее устройство используется также и для установок подстанции напряжением до 1000 В [14].

Грунт на ПС – дресвяные грунты с суглинистым заполнителем до 41%, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,255 с. Полное время отключения выключателя 0,055 с. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 1,3 Ом (данные проведенных замеров). Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет $r = 60$ Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 1,5 для горизонтальных электродов, длиной 5 м при глубине заложения их вершин 0,8 м, для вертикальных 1,2.

Принимается: диаметр $d = 14$ мм и длина прутка $L_v = 5$ м с сечение $S_{пр.в} = 154$ мм² для вертикального заземлителя; металлическая полоса 40 мм×5 мм с поперечным сечением $S_{пол} = 200$ мм² для горизонтального заземлителя; расстояние между горизонтальными заземлителями b принимается равным 6 метрам; ширина ОРУ-110 36 метров, длина 56 метров [5].

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

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (53)$$

$$S = (36+2 \cdot 1,5) \cdot (56+2 \cdot 1,5) = 2301 \text{ м}^2$$

где A – ширина территории ОРУ, м;

B – длина территории ОРУ, м.

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

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (54)$$

где I_K - ток короткого замыкания шин 110 кВ;

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

β - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (55)$$

$$I_K = 3 \cdot 9,63 = 28,89 \text{ кА}$$

$$F_{T.c.} = \sqrt{\frac{28890^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 159,2 \text{ мм}^2$$

$$S_{пр.в} \geq F_{T.c.}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{кор.} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}) \quad (56)$$

$$S_{cp.} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (57)$$

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

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

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

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

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{m.c.} + q_{кор.} < q_{m.n.},$$

$$159,2 + 4,42 = 163,62 < 200 \quad (58)$$

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

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом,} \quad (59)$$

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

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

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

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (60)$$

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

L_B - длина электрода, м ;

d - внешний диаметр электрода, м ;

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

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом·м} \quad (61)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,2$ - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом·м}$$

$$R_0 = \frac{72}{2\pi \cdot 3} * \left(\ln \left(\frac{2 * 5}{0.014} \right) + 0.5 * \ln \left(\frac{4 * 3.3 + 5}{4 * 3.3 - 5} \right) \right) = 16 \text{ Ом}$$

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

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (62)$$

$$n_0 = \frac{16}{0,6 \cdot 0,812} = 33 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен $\eta_\Gamma = 0,24$ [6].

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad \text{Ом}, \quad (63)$$

где $b=0,04$ - ширина заземлителя, м;

P - периметр контура, м;

$\eta_\Gamma = 0,24$ - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

t – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$ м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (64)$$

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

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

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 184} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 184 \cdot 184}{0,04 \cdot 0,8} \right) = 4,73 \text{ Ом}$$

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

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом} \quad (65)$$

$$R_B = \frac{4,73 \cdot 0,812}{4,73 - 0,812} = 0,98 \text{ Ом}$$

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

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (66)$$

$$n_B = \frac{16}{0,98 \cdot 0,47} = 18 \text{ шт}$$

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (67)$$

где a – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_b = \frac{56+3}{10} = 6 \text{ шт}$$

Поперечных:

$$n_a = \frac{36+3}{10} = 4 \text{ шт}$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_T = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 6 \cdot 3 \cdot 10 + 4 \cdot 5 \cdot 10 = 380 \text{ м}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a = 5 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 10 = 1500 \quad \text{м}^2$$

(68)

Средняя длина полос:

$$L_{cp} = \frac{36 + 3 + 56 + 3}{2} = 49 \text{ м}$$

Среднее количество полос:

$$n_{cp} = \frac{380}{49} + 1 = 9 \text{ шт}$$

Окончательно к установке принимаем 6 полос по 39 метров и 4 полос по 59 метров с 18 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов

заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

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

$$R_{ОРУ} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (69)$$

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

$$R_{ОРУ} = \frac{4,73 \cdot 0,98}{0,5 \cdot (18 \cdot 4,73 + 9 \cdot 0,98)} = 0,09 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом}, \quad (70)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{экс} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (71)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2301}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,72$$

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ} = 1,72 \cdot 0,09 = 0,155 \text{ Ом}$$

$$0,155 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

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

9.2 Проверка молниезащиты подстанции

Порталы 110 кВ – металлические стойки с металлической решетчатой траверсой индивидуального изготовления. Порталы выполнены свободностоящие в виде П-образных рам с шарнирным соединением стоек с траверсами и с жестким заземлением стоек в фундаментах. Стойки и траверсы выполнены решетчатого типа с соединением элементов на болтах. Секции стоек и траверса выполнены квадратного сечения 0,5x0,5 м. Сталь для металлоконструкций С345-1 ГОСТ 27772-2015.

Предусмотрен однопролетный портал ПСТ-220Я2.

Оборудование устанавливается на блочные металлоконструкции полной заводской готовности, состоят из вертикальных стоек и подкосов, связанных горизонтальными опорными балками (двухаврами) на которые устанавливается оборудование.

Прожекторная мачта ПМС-24.0 – свободностоящая металлическая стойка индивидуального изготовления с жестким заземлением стоек в фундаментах. Стойка выполнена решетчатого типа с соединением элементов на болтах. Стойка выполнена переменного квадратного сечения с базами в верхней части 1,0x1,0 м в нижней части 2,46x2,46 м.

Прожекторная мачта предназначена для установки прожекторов и молниезащиты.

По данным параметров ячейки определим размеры ОРУ-110:

размеры ОРУ: ширина – $C = 36$ м;

длина – $B = 56$ м;

Место установки и высоту молниеотводов нужно выбирать так, чтобы они обеспечивали зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, а также для защиты линейных порталов.

В нашем случае молниеотводы расположены на линейных порталах и прожекторных мачтах. Принимаем высоту защищаемого объекта – линейный портал [4].

Высота молниеотвода $h=31,75$ м

Расстояние между молниеотводами $L = 52$ м

Высота защищаемого объекта $h_x = 21.2$ м

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 * h = 26,98 \quad (72)$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$R_0 = (1.1 - 0.002 * h) * h = 25,592 \quad (73)$$

$$h < L \leq 2h$$

$$31,75 < 52 \leq 63,5$$

$$r_{c0} = r_0 = 18,276 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м} \quad (74)$$

$$h_{1cx} = 26,98 - (0,17 + 0,0003 \cdot 31,75) \cdot (52 - 31,75) = 23,73 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_{1cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{1cx} - h_x}{h_{1cx}} \text{ м} \quad (75)$$

$$r_{1cx} = 18,276 \cdot \frac{23,73 - 21,2}{23,73} = 1,9 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_{1x} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{hx}{h_{\text{эф}}}\right) = 25,592 \cdot \left(1 - \frac{21,2}{26,98}\right) = 5,5 \text{ м}$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	$L, \text{ м}$	$h_{\text{эф}}, \text{ м}$	$r_0, \text{ м}$	$r_x, \text{ м}$	$h_{cx}, \text{ м}$	$r_{cx}, \text{ м}$
1 и 2	32	26,98	25,592	5,5	26,9	4
2 и 3	52				23,7	2
3 и 4	32				26,9	4
4 и 1	52				23,7	2

Вывод: при высоте молниеотвода в 31,75 метра обеспечивается надежная защита подстанции как на высоте шинных, так и на высоте линейных порталов

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита необходима для обеспечения заданной степени быстродействия отключения поврежденного элемента или сети. Для релейной защиты, в качестве основных требований стоит выделить: надежное отключение всех видов повреждений, простота схем, быстродействие, избирательность (селективность) действий, чувствительность защиты, наличие сигнализации о повреждениях.

10.1 Защита линий 6 кВ

Терминалы защиты линий 6 кВ установлены непосредственно в ячейках ЗРУ-6 кВ и включает в себя следующие функции:

- автоматика управления выключателем 6 кВ;
- токовая отсечка (ТО) с действием на отключение выключателя без выдержки времени;
- МТЗ с действием на отключение выключателя с выдержкой времени;
- УРОВ с действием на отключение выключателя ввода 6 кВ;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- двухкратное АПВ;
- ЗДЗ;
- логическая защита шин.

Произведем расчет защит линий:

Для примера представим выбор защиты на Ф-15 от ГПП 110/6 кВ Арчиком.

Рассчитаем максимальную токовую защиту

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{с/з}}{k_g} \cdot I_{раб}; \quad (76)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным $k_n = 1.1$;

$K_{с/з}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным единице;

K_v – коэффициент возврата, принимаемый для реле типа «REF 542+» равным $k_v = 0,92 - 0,95$;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки: $I_{раб} = 37,6$ А;

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 * 1}{0,95} * 37,6 = 43,5 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле находится по формуле:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} * \left(\frac{K_{сх}}{n_{тт}} \right), \quad (77)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

$n_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = 43,5 * \left(\frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} \right) = 1,26$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (78)$$

где $I_{\dot{e}_{\zeta}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{1100}{43,5} = 25,3$$

$$25,3 \geq 1,5$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (79)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование (0 с);

Δt – ступень селективности.

Ступень селективности принимаем равной 0.5 с для резервной защиты.:

$$\Delta t = 0.5;$$

$$t_1 = 0 + 0.5 = 0.5 \text{ с.}$$

К установке принимаем микропроцессорную защиту марки «REF 542+»

Рассчитаем токовую отсечку.

Составляем расчетную схему:

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{c.z} = k_n \cdot I_{kmax}^{(3)}, \quad (80)$$

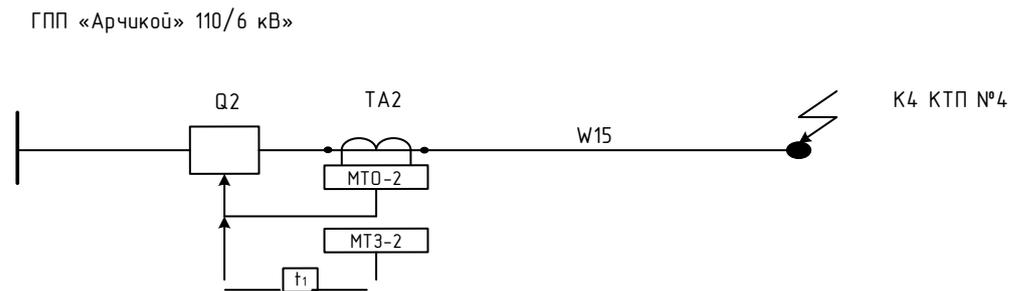


Рисунок 7 – Расчетная схема для выбора уставки МТО

где k_i – коэффициент надежности, для «REF 542+» равен 1,6;

$I_{\hat{e}_{max}}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Ток срабатывания реле находится по выражению:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.z}}{n_{TA}} \cdot k_{cx}; \quad (81)$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.z} = 1,6 * 9,4 = 15,04 \text{ кА}$$

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{15,04}{60} * \sqrt{3} = 433 \text{ А}$$

Расчет уставок релейной защиты в остальных петлях производится аналогично.

Результаты расчета сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчета защиты линий

Номер линии	МТЗ			МТО		
	$I_{с.з.}, A$	$I_{с.р.}, A$	k_t	$I_{с.з.}, kA$	$I_{с.р.}, A$	k_t
Ф-15	43,5	1,26	25,3	15,04	433	1,6

10.2 Защита понижающих трансформаторов 10/0.4 кВ

Трансформаторы нуждаются в защите, ничуть не меньше чем линии. Аварийные ситуации, перенапряжения и короткие замыканий.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВ·А (включительно) можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Плавкие вставки предохранителей защищают трансформаторы от междуфазных коротких замыканий.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока плавкой вставки). Достоинство предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а также ограничивать ток в цепи при КЗ (ПК). Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

Вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки типа ВНА.

10.3 Релейная защита и автоматика силового трансформатора 110/6 кВ

Разберём устройства, которые используются для защиты трансформатора:

- ДЗТ или иначе говоря дифференциальная токовая защита.
- На сторонах низшего или высшего напряжений устанавливаются резервные защиты.

Это в свою очередь являются следующая защита, максимальная токовая защита или сокращенно МТЗ, но с возможностью пуска по напряжению комбинированного.

- следующая на очереди это газовая защита. Она устанавливается с двумя степенями. Первая из них, при срабатывании действует на сигнал, а вот вторая ступень защиты действует на отключение со всех возможных сторон. Стоит упомянуть, что вторая ступень защиты может быть перестроена тоже, только на сигнал, без отключения.

Для полноты картины, стоит сказать, что газовая защита работает через так называемый комплект резервной защиты стороны ВН трансформатора. Поэтому трансформатора оснащение должно быть предусмотрено с двумя отключающими контактами.

- следующая на очереди это от перегрузки защита с действием на сигнал.
- охлаждающая автоматика.
- РПН управление, сигнализация и автоматики устройство.

10.4 Основная защита трансформатора 110/6 кВ

Так называемые функции, резервных и основных защит, реализует именно первый комплект защит трансформатора:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;

- цепи газовой защиты трансформатора и его устройства РПН;
- газовая защита трансформатора и бака РПН;
- устройство резервирования отказа выключателя стороны ВН;
- максимальная токовая защита ВН с пуском по напряжению;
- максимальная токовая защита НН с пуском по напряжению;
- защита трансформатора от перегрузки;
- устройство пуска охлаждения трансформатора;
- устройство блокировки РПН;
- цепи отключения от дуговой защиты НН с возможностью контроля по току.

Если посмотреть на сторону высокого напряжения, то ДЗТ с этой стороны, будет подключена к трансформаторам тока, или ТТ, а именно в цепи выключателя 110 кВ, ну а со стороны напряжения низкого – к трансформаторам тока в ЗРУ 6 кВ в ячейке ввода 6 кВ и конечно же к ТН, трансформаторам напряжения.

Стоит упомянуть, что ДЗТ, отключают трансформатор со всех сторон, и даже без задержки времени, а именно со сторон: выключателя 110 кВ, выключателя ввода 6 кВ, и конечно же пуск УРОВ и запрет на любое автоматическое включение, или АПВ, данных выключателей.

Для защиты трансформатора от внутренних повреждений предусматривается двухступенчатая газовая защита трансформатора. Первая ступень действует на предупредительную сигнализацию, вторая - на отключение трансформатора со всех сторон с пуском УРОВ и запретом АПВ. Предусмотрен перевод действия ГЗ на сигнал.

Для изоляции цепей защит газовых, предусмотрителен контроль обязательный и непрерывный.

А сам комплекс данных защит технологических, включает в себя все разнообразие датчиков температур, масла и обмотки, I и II ступени и уровня масла I и II ступени, а также высокотехнологические органы токовые для пуска охлаждения.

Автоматика, предназначенная для отключения трансформатора, а возможно даже и на сигнал, зависит только от установленных параметров.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящем разделе бакалаврской работы поднимаются вопросы, по безопасности осуществления мероприятий на ПС «Арчикой», 110/6 кВ. Так же здесь представлены оценки влияния данной подстанции на окружающую среду, рассмотрены вопросы обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации [2].

11.1 Безопасность

11.1.1 Микроклимат помещения

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» «Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» п.1.4 «В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24 °С, его относительной влажности 60-40 % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке».

СНиП 41-01-2003 2003 п.5.1 Параметры микроклимата при отоплении и вентиляции помещений (кроме помещений, для которых метеорологические условия установлены другими нормативными документами) следует принимать по ГОСТ 12.1.005 для обеспечения метеорологических условий и поддержания чистоты воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне помещений (на постоянных и непостоянных рабочих местах):

б) в холодный период года в обслуживаемой или рабочей зоне жилых зданий (кроме жилых помещений), общественных, административно-бытовых и производственных помещений температуру воздуха - минимальную из

допустимых температур при отсутствии избытков явной теплоты (далее - теплоты) в помещениях; экономически целесообразную температуру воздуха в пределах допустимых норм в помещениях с избытками теплоты. В производственных помещениях площадью более 50 м² на одного работающего следует обеспечивать расчетную температуру воздуха на постоянных рабочих местах и более низкую (но не ниже 10 °С) температуру воздуха на непостоянных рабочих местах. Относительную влажность воздуха в кондиционируемых помещениях допускается не обеспечивать по заданию на проектирование.

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха в теплый период года (по параметрам Б) 30 °С и более температуру воздуха в кондиционируемых помещениях следует принимать на 0,4 °С выше указанной в ГОСТ 30494 и ГОСТ 12.1.005 на каждый градус превышения температуры наружного воздуха сверх температуры 30 °С, увеличивая также соответственно скорость движения воздуха на 0,1 м/с на каждый градус превышения температуры наружного воздуха. При этом скорость движения воздуха в помещениях в указанных условиях должна быть не более 0,5 м/с.

Один из параметров микроклимата допускается принимать в пределах допустимых норм вместо оптимальных при согласовании с органом санитарно-эпидемиологического надзора и по заданию на проектирование.

Для производственного освещения основная цель это обеспечения требуемого уровня освещенности на рабочем месте.

Разряд зрительных работ диспетчерского управления в ОПУ относится к группе Шв. По нормативным документам освещенность помещения должна быть 300 лк, щиты вертикального положения должны быть освещены 150 лк.

Осветительные установки должны быть удобны и просты в эксплуатации, долговечны, отвечать требованиям эстетики, электробезопасности, а также не должны быть причиной возникновения взрыва или пожара. Обеспечение указанных требований достигается применением защитного зануления или заземления, ограничением напряжения питания переносных и местных

светильников, защитой элементов осветительных сетей от механических повреждений.

11.1.2 Шум оборудования

Звук, действующий неблагоприятно для человека, называется шумом.

Трансформатор — это источник постоянного шума, механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора (реактора), зависящий от типовой мощности трансформатора (реактора). Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов (реакторов).

Слуховой орган человека воспринимает в виде слышимого звука колебания упругой среды, имеющие частоту примерно от 20 до 20000 Гц, но наиболее важный для слухового восприятия интервал от 45 до 10000 Гц.

Для человека звук воспринимается в зависимости от частоты, интенсивности и звукового давления.

Шум действует неблагоприятно для человека, если его уровень звукового давления, частота диапазона или равномерность воздействия превышает допустимый уровень.

В результате неблагоприятного воздействия шума на работающего человека происходит снижение производительности труда, увеличивается брак в работе, создаются предпосылки к возникновению несчастных случаев. Всё это обуславливает большое оздоровительное и экономическое значение мероприятий по борьбе с шумом.

Для защиты персонала от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума (СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" и свод правил СП 51.13330.2011 «Защита от шума и акустика залов. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003») поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

11.1.3 ЭМП промышленной частоты

Электромагнитное поле (ЭМП) образуется из электрического и магнитного полей, оказывающее на заряженные частицы силовое воздействие и определяемый во всех точках двумя парами векторных величин, которые характеризуют две его стороны - электрическое и магнитное поля.

Электрическое поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и не зависящей от ее скорости.

Магнитное поле - это составляющая ЭМП, которая характеризуется воздействием на движущуюся частицу с силой, пропорциональной заряду частицы и ее скорости.

Влияющим фактором на здоровье обслуживающего персонала, является электромагнитное поле, возникающее в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих нарушение функционального состояния центральной нервной и сердечно - сосудистой системы, а также периферической крови. При этом наблюдается повышенная утомляемость, снижение точности рабочих движений, изменение кровяного давления и пульса, возникновение болей в сердце, сопровождающихся сердцебиением и аритмией, и т. п.

11.1.4 Электробезопасность

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть снабжен всеми необходимыми электрозащитными средствами, обеспечивающими безопасность его работы и соблюдать меры безопасности.

Электрозащитные средства — переносимые, перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих с электроустановками, от поражения электрическим током, от воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Электрозащитные средства в свою очередь делятся на основные и дополнительные, до 1 кВ и выше 1 кВ.

Основные электрозащитные средства - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением

Дополнительные электрозащитные средства — средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки, изолирующие устройства и приспособления для работ на воздушных линиях под напряжением с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, канаты и т.п.).

К основным электрозащитным средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1 кВ, относятся: изолирующие штанги, изолирующие электроизмерительные клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением выше 1 кВ относятся: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические ковры, индивидуальные экранирующие комплекты, изолирующие подставки и накладки, диэлектрические колпаки, переносные заземления, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

К дополнительным электрозащитным средствам напряжением до 1 кВ относятся: диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки-оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Электрозащитные средства рассчитываются на применение при наибольшем допустимом рабочем напряжении электроустановки [10].

11.2 Экологичность

11.2.1 Влияние ПС на атмосферу

Вещества, загрязняющие атмосферу, образующиеся в результате деятельности человека (к их числу относятся и элегаз), делятся на две категории по их воздействию:

- истощение стратосферного озона (дыры в озоновом слое);
- глобальное потепление (парниковый эффект).

Галогеносодержащие газы, попадая в атмосферу земли, под воздействием ультрафиолетового излучения разлагаются, и освобожденные атомы галогенов вступают в реакцию с озоном, разрушая при этом озоновый слой земли. При попадании элегаза в атмосферу благодаря особенностям спектра ультрафиолетового поглощения молекулы SF₆ практически не происходит ее разрушения в верхних слоях атмосферы, а образовавшееся незначительное количество атомов фтора вступают в реакцию не с озоном, а с молекулами воды с образованием HF .

Источником загрязнения атмосферы являются так же продукты горения трансформаторного масла, которым заполнено маслонеполненное оборудование (силовые трансформаторы, ТН, ТТ. реакторы), образующиеся в результате его возгорания в аварийных ситуациях.

Этим маслом является минеральное масло, которое содержит полихлорбифенил.

Полихлорбифенил - это не что иное, как хлорированный углеводород, относящийся к ядовитым синтетическим органическим соединениям. При высоких температурах, из масла происходит выделение хлора, который оказывает вредное воздействие на все живые организмы.

При вдыхании человеком происходит сильное отравление, парализующее дыхание.

11.2.2 Влияние ПС на почву и гидросферу

Использование на подстанциях большого объема трансформаторного масла являются не только негативным фактором, влияющим на атмосферу, но и негативным фактором, влияющим и на почву.

Продукты разложения трансформаторного масла при их растекании загрязняют почву, подземные воды, нанося вред животному и растительному миру вблизи ПС.

11.2.3 Меры по предотвращению загрязнения почвы трансформаторным маслом

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ОРУ 110 кВ подстанции «Арчиной» стоят два трансформатора ТДН-16000/110-У1. Габариты трансформатора: длина $A=5,85$ м; ширина $B=3,79$ м; высота $H=5,025$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 14,6$ т. Плотность масла $\rho = 0,85$ т/м³.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике, так как в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований, маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от

средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.
[25]

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{14,6}{0,85} = 17,2 \text{ м}^3 \quad (82)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длина А=5,85 м; ширина В=3,79 м; высота Н=5,025 м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник:

$$S_{МП} = (A + 2 * \Delta) * (B + 2 * \Delta) = (5,85 + 2 * 1,5) * (3,79 + 2 * 1,5) = 60,0915 \text{ м}^2$$

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 * (A + B) * H, \text{ м}^2, \quad (83)$$

$$S_{БПТ} = 2 * (5,85 + 3,79) * 5,025 = 96,882 \text{ м}^2;$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = I * t * (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (84)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

- площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = (60,0915 + 96,882) * 0,2 * 1800 = 56510,46 \text{ л} = 56,51 \text{ м}^3.$$

Полный объем маслоприемника с учетом объема трансформаторного масла и воды, поступающей в маслоприемник от средств пожаротушения:

$$V_{МСБ(TM+H_2O)} = V_{TM} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (85)$$

$$V_{МСБ(TM+H_2O)} = 17,2 + 0,8 * 56,51 = 62,41 \text{ м}^3 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника

$$H_{МП} = h_{TM+H_2O} + h_{Г} + h_{В}$$

где h_{TM+H_2O} – толщина слоя трансформаторного масла и воды, м;

$h_{Г}$ – толщина слоя гравия, м;

$h_{в}$ – толщина воздушного промежутка, м.

Определяем толщину слоя трансформаторного масла и воды:

$$h_{\text{TM}+\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{МСБ}(\text{TM}+\text{H}_2\text{O})}}{S_{\text{МП}}} = \frac{62,41}{60,0915} = 1,03856 \text{ м} \quad (86)$$

$$H_{\text{МП}} = 1,03856 + 0,25 + 0,05 = 1,33856 \text{ м}$$

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 60,092 м²; объём масла – 17,2 м³; объём маслоприёмника 62,41 м³, глубина маслоприёмника 1,339 м.

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 8

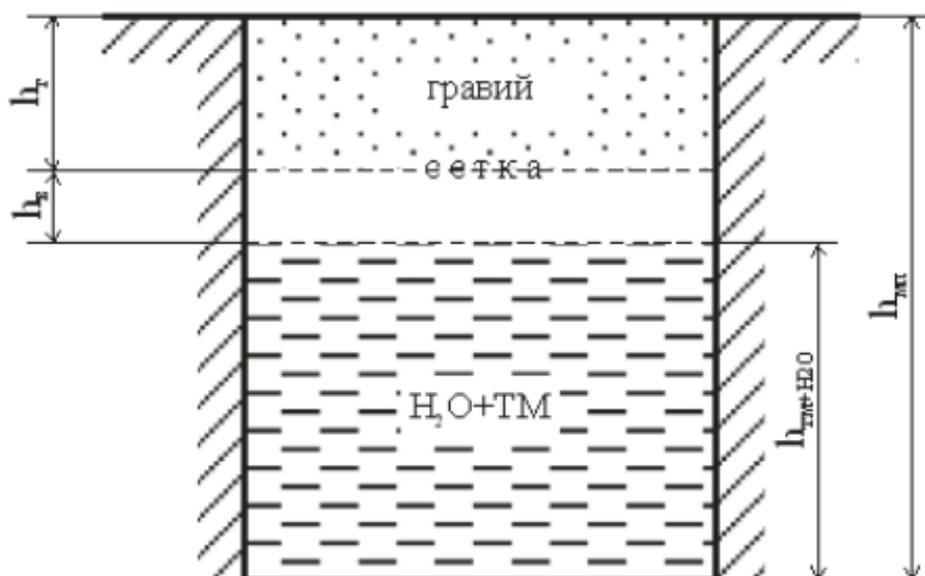


Рисунок 8 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

11.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

ПС 110/6 кВ «Арчиком» находится в 97 метрах от границы главного корпуса, поэтому перед установкой трансформатора ТДН-16000/110-У1 нужно проверить соответствие допустимого уровня шумового воздействия санитарно - гигиеническим нормативам, определяющим необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Таблица 29 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
2	трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха (система охлаждения вида Д)	16	110	Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях	91,01

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА (СП 51.13330.2011):

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (87)$$

Принимаем, что трансформаторы располагаются от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (88)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука ДУЛА, который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$ДУЛА = L_{PA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{2\min}^2) \quad (89)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - ДУЛА)}}{2 \cdot \pi}} \quad (90)$$

Расчетные данные трансформаторов:

Сном= 16 МВ·А, Уном= 110 кВ, трансформатор с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности LWA= 91 дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \log(2 * 10^{0,1 \cdot 91,01}) = 94,02 \text{ дБА}$$

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях» составляет 60 дБА:

$$ДУЛА = 60 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0.1*(94.02-60)}}{2*\pi}} = 20.05 \text{ м}$$

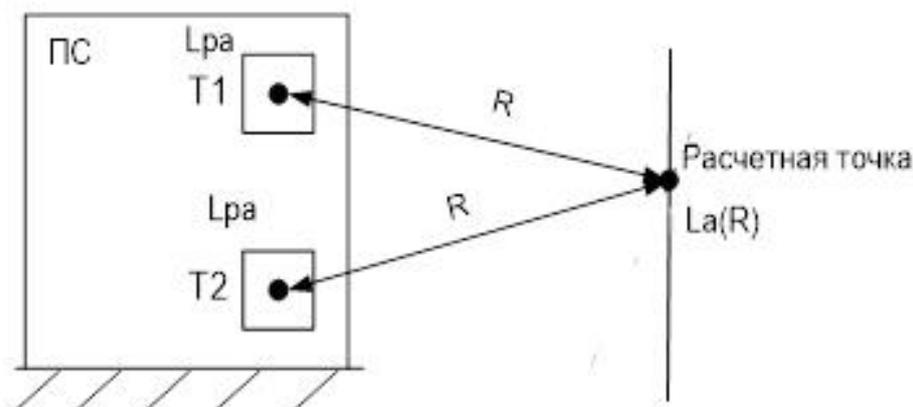


Рисунок 9 - Общий вид подстанции открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

ПС 110/6 кВ «Арчиком» находится на удалении более 97 метров от близлежащей постройки, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

11.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара электроэнергетических объектов.

11.3.1. Требования пожарной безопасности к содержанию территорий, зданий, помещений, сооружений и обеспечению безопасности людей при пожаре

Территория предприятия (РЭС, МУ, ПС) должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов, мусора, тары, опавших листьев, травы и т.п. Горючие отходы, мусор и т.п. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить для дальнейшей утилизации. Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория предприятия, подразделений должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Ко всем зданиям и сооружениям предприятия должен быть обеспечен свободный проезд. Все проездные дороги (проезды, подъезды) и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам, пожарным водоемам и гидрантам, и другим источникам водоснабжения (пруды, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), а также доступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны содержаться в исправном состоянии, быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

Необходимо устанавливать дорожные знаки и сообщения, которые в местах сужения дорог не позволят останавливаться автотранспорту.

Закрытие на ПС отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с руководством ПС (объектовой пожарной охраной, при наличии) и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Территория предприятия должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных источников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

Оборудование, новое или старое, необходимо хранить только на специальных площадках с обваловкой и маркировкой.

В независимости от типа автостоянки, она должна иметь обозначения и определяться руководством.

Для обеспечения необходимых противопожарных условий труда для персонала во всех зданиях, необходимо соблюдать противопожарный режим.

Для всех зданий, помещений, установок согласно функциональному назначению (проекту, технической документации) должны быть разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности в соответствии с правилами пожарной безопасности, требованиями заводов изготовителей, НТД, СНиП.

По каждому отдельному помещению должен быть назначен ответственный за пожарную безопасность, табличка с фамилией которого и номеров вызова пожарной охраны вывешивается на видном месте.

Для производственных и складских помещений, наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок, который надлежит обозначать на дверях помещений или на установках.

Лица ответственные за пожарную безопасность предприятий (подстанций), один раз в три года должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил — без согласования с местными надзорными органами. Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

Обязательно в рабочем состоянии должны находиться все таблички эвакуации и аварийное освещения, а также указатели для выхода персонала.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией

о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены сгораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

Использованные промасленные обтирочные материалы надо складывать в специальные металлические закрывающиеся ящики вместимостью не более 0,5 м³ с надписью: "Для ветоши" и регулярно удалять для утилизации.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Маслоприёмные устройства под оборудованием и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемников гравийную засыпку необходимо содержать в чистом состоянии и не реже 1 раза в год промывать. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 миллиметров, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

Аварийные емкости для приема масла от силовых трансформаторов, масляных выключателей и реакторов должны проверяться не реже 2 раз в год, а

также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара. Не допускается наличие воды в маслосборнике. В местах расположения маслосборников должны быть установлены указатели с обозначением их объема в кубических метрах. Результаты проверок маслосборников должны фиксироваться в специальном журнале, а при выявлении нарушений – в журнале дефектов оборудования ПС.

Проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в год, с составлением акта проверки состояния огнезащитной обработки.

На дверях помещения аккумуляторной должны быть сделаны надписи: «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить» или вывешены соответствующие знаки безопасности о запрещении использования открытого огня и курения. Стекла окон аккумуляторных батарей должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде или оснащены специальной защитной пленкой. Для герметичных стационарных аккумуляторов или аккумуляторов с пониженным выделением водорода допускается выполнять естественную вентиляцию из верхней части помещения.

В рабочих помещениях химической лаборатории все вещества, материалы и приборы должны храниться строго по ассортименту или по типу, разрешается хранить не более 1кг горючих веществ каждого названия и не более 3 кг в общей сложности. Промасленные ветошь и бумагу нужно собирать емкости с плотно закрывающимися крышками и в конце рабочего дня выносить за пределы химической лаборатории.

11.3.2. Требования пожарной безопасности к электроустановкам.

Электроустановки должны монтироваться в соответствии с ПУЭ, ППБ, технической документации заводов изготовителей, проектных решений и эксплуатироваться с соблюдением номинальных режимов работы в соответствии с ПТЭ.

Лицо, ответственное за состояние электроустановок (электрохозяйство) назначается распорядительным документом по предприятию.

Помещения распределительных устройств, подщитовые помещения должны содержаться в чистоте.

Запрещается производить монтаж воздушных линий электропередачи над горючими кровлями и открытыми складами горючих материалов.

При эксплуатации электроустановок **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**:

Использовать электроаппараты и приборы, имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с повреждённой или потерявшей защитные свойства изоляцией.

Пользоваться повреждёнными розетками, рубильниками и другими электротехническими изделиями.

Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям предприятий-изготовителей.

Обёртывать электролампы и светильники бумагой; тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать их со снятыми колпаками (рассеивателями).

Эксплуатировать электропечи, не оборудованные терморегуляторами.

Оставлять без присмотра включённые в сеть электрические приборы (электронагреватели, телевизоры, радиоприёмники и т.п.).

Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.

Прокладывать транзитные электропроводки и кабельные линии через складские помещения, а также через пожароопасные и взрывоопасные зоны.

Включать в работу электроустановки с неисправными системами пожаротушения, предусмотренные проектом.

Переносные электрические светильники должны быть выполнены с применением гибких электропроводок, оборудованы стеклянными колпаками, а

также защищены предохранительными сетками и снабжены крючками для подвески.

Проверка электрических сетей, электроприёмников, замер сопротивления изоляции и другие измерения должны производиться не реже 1 раза в 3 года.

Персонал должен знать и действовать в чрезвычайной ситуации как гласит инструкция по пожарной безопасности.

11.3.3. Содержание первичных средств пожаротушения и сетей противопожарного водоснабжения

Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Ответственность за исправность, ремонт, сохранность и готовность к действию огнетушителей в подразделениях возлагается на лиц, уполномоченных на это распоряжением по предприятию (структурному подразделению).

Огнетушители, обязаны иметь порядковый номер, при помощи белой краски, которую нанесли на корпус.

Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться.

Огнетушители располагаются на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м. Расположение огнетушителей в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

При эксплуатации огнетушителей не допускается:

Попадание на корпус огнетушителей влаги, прямых солнечных лучей и осадков;

Нахождение огнетушителей без чеки и пломбы завода-изготовителя.

Температура эксплуатации и хранения углекислотных огнетушителей от -40 до +50 С, порошковых от -40 до +50 С.

Ответственность за содержание сетей противопожарного водоснабжения, их исправное состояние и работоспособность на нужды пожаротушения возлагается на лицо, закрепленное приказом по предприятию.

Пожарные краны обязательно должны быть укомплектованы стволами и рукавами. Пожарный рукав присоединён должен быть к стволу и крану. Периодичность проверки состояния пожарных кранов должна составлять не менее одного раза в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен вариант проектирования системы электроснабжения карьера Рудный ЗИФАО Прииск Соловьевск.

Был произведен расчет токов короткого замыкания. В соответствии с полученными значениями токов КЗ было выбрано основное электрооборудование с учетом климатического исполнения. Произведен расчет электрических нагрузок потребителей ГПП 110/6 кВ «Арчикой». Произведено проектирование распределительной сети 6 кВ питающей потребителей. Осуществлена проверка устанавливаемого оборудования на действие токов короткого замыкания.

Выбор основного электрооборудования было произведено по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверено на термическую и динамическую стойкость.

Была рассчитана МТЗ и МТО.

Защита ГПП от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на конструкциях ОРУ 110 кВ.

Приведены требования правил электробезопасности и пожарной безопасности, необходимые для исполнения на данном виде

электроэнергетических объектов, рассмотрен расчет маслоприемника, предназначенного для защиты окружающей среды от аварийного выброса трансформаторного масла.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Агафонов, Г.Е. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Г.Е. Агафонов, И.В. Бабкин, Б.Е. Берлин. – СПб.: «Энергоатомиздат», 2002. – 727 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов / П.П. Кукин, В. Л. Лапин, Н .Л. Пономарев [и др.]. – 4-е изд., перераб. – М.: Высш. шк., 2007. – 335 с.
- 3 ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
- 4 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Текст] (СО 153 - 34.12.122 - 2003). – СПб.: ДЕАН, 2005. – 64с.
- 5 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник./ Р. Н. Карякин. – 2-е изд., доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 523 с.
- 6 Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.
- 7 Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. N 390)
- 8 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.]. – М. : Академия, 2008 . – 416 с.
- 9 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станции и подстанций / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – 4-е изд., доп. – М. : Академия, 2005 . – 443 с .
- 10 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков, Т.А. Галушко – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 151 с.

11 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 - 2019 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf> . – 25.05.14.

12 Тарасов, А. И. Современное электротехническое элегазовое оборудование: Учебно-методическое пособие / А. И. Тарасов , Д. Е. Румянцев – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2002. – 144 с.

13 Техника высоких напряжений. / М.И. Богатенков, Ю.Н. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]. – СПб. : Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

14 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2007. – 44 с.

15 Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / ОАО «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей

«Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293810/4293810933.htm> . – 25.05.14.

16 Шабад, М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей [Текст] / М.А. Шабад – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минэнерго, 2003. – 349 с.

17 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии / Под ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

18 Электротехнический справочник: В 4т. Т.2. Электротехнические изделия и устройств / Под общ.ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.(гл.ред. И.Н.Орлов) – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 518 с.

19 ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 20 с.

20 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

21 ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

22 Гук Ю.Б. Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук, Н.А. Казак, А.В. Мясников; под ред. Р.Я. Федосенко. – М.: «Энергия», 1999. – 176с.

23 Дмитриев, М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. – 57 с.

24 Кабышев, А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168 с.