Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

___ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных конструкций

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.135.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
к.т.н., доцент

_____ А.М.Ершов
«___» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
ассистент

_____ А.В. Хлопова
«___» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж.Васильев
«___» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-473

_____А.В. Кузнецова
«___» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«___» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2017 г.

Челябинск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Кузнецовой Анны Владимировны
(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных конструкций

утверждена приказом по университету от 28 апреля 2017г. № 835 приложение № 27

2 Срок сдачи студентом законченной работы 25.05.17

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):

Технический паспорт

1 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий

2 Расчёт электрических нагрузок

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторных подстанций и трансформаторов ГПП

4 Выбор напряжения и схем внешнего электроснабжения

5 Технико–экономическое обоснование системы внешнего электроснабжения

6 Выбор схемы внутреннего электроснабжения предприятия и питающих линий

7 Расчёт токов КЗ

8 Технико–экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

9 Выбор высоковольтного оборудования схемы внутреннего электроснабжения

10 Выбор низковольтного оборудования для ремонтно – механического цеха и предприятия

11 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности

12 Расчет показателей качества СЭС

13 Расчет защиты электрической сети напряжением 6 кВ от однофазных замыканий на землю

14 Экономическая часть

15 Безопасность жизнедеятельности

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1):

1 Картограмма группы цехов завода железобетонных конструкций	– 1 лист
2 Электроснабжение группы цехов завода железобетонных конструкций	– 1 лист
3 Схема принципиальная электрическая электроснабжения завода ЖБК	– 1 лист
4 Чертёж конструктивный подстанции напряжением 35/10 кВ	– 1 лист
5 План подробно рассматриваемого цеха	– 1 лист
6 Схема электроснабжения подробно рассматриваемого цеха	– 1 лист
7 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
8 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
9 Плакат по экономике и управлению сетевым предприятием	– 1 лист

Всего 9 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Экономика	Е.Ж. Васильев		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания «_2_» ____февраля_____ 2017 г.

Руководитель _____ А.В. Хлопова
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ А.В. Кузнецова
(подпись)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Введение	20.02.17	
Технический паспорт	20.02.17	
Сравнение современных отечественных и зарубежных технологий	20.02.17	
Расчёт электрических нагрузок	25.02.17	
Выбор типа, числа и мощности трансформаторных подстанций и трансформаторов ГПП	30.03.17	
Технико-экономическое обоснование напряжения и схемы внешнего электроснабжения	05.04.17	
Технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	10.04.17	
Расчет токов короткого замыкания	15.04.17	
Выбор электрооборудования системы электроснабжения	20.04.17	
Компенсация реактивное мощности	05.05.17	
Релейная защита	10.05.17	
Расчёт показателей качества электрической энергии в СЭС	12.05.17	
Безопасность жизнедеятельности	15.05.17	
Экономическая часть	20.05.17	
Заключение	24.05.17	
Библиографический список	24.05.17	
Оформление пояснительной записки	25.05.17	
Графическая часть	25.05.17	

Заведующий кафедрой СЭС _____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

Руководитель работы _____ А.В. Хлопова
(подпись)

Студент _____ А.В. Кузнецова
(подпись)

АННОТАЦИЯ

Кузнецова А.В. Электроснабжение группы цехов завода железо-бетонных конструкций – Челябинск, ЮУрГУ, Э, 2017, 147 с, 24 ил., 75 табл., библиогр. список 55 наим., 9 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов завода железобетонных конструкций.

На основании расчета электрических нагрузок и технико – экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 35 кВ и схема внутризаводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор и расчёт силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 35 кВ; комплектный закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-128 с вакуумными выключателями; кабельные линии с бумажной изоляцией; силовые трансформаторы типа ТМГ.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, безопасности жизнедеятельности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС 8
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОР 10
1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 11
Выводы по разделу один 13
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
2.1 Расчет однофазной нагрузки по ремонтно – механическому цеху 14
2.2 Расчет электрических нагрузок по ремонтно – механическому цеху 16
2.3 Расчет нагрузки по предприятию 18
2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия 25
Выводы по разделу два 28
3 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИИ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП
3.1 Выбор трансформаторов в ТП 29
3.2 Выбор трансформаторов на ГПП 34
Выводы по разделу три 38
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 39
4.1 Схема внешнего электроснабжения 35 кВ
4.1.1 Определение потери энергии в трансформаторах ГПП 41
4.1.2 Расчет токов КЗ 43
4.1.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры 44
4.2 Схема внешнего электроснабжения 110 кВ 47
Выводы по разделу четыре 57
5 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 52
Выводы по разделу пять 55
6 ВЫБОР СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ
6.1 Выбор напряжения 56
6.2 Построение схемы электроснабжения 56
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети 56
6.4 Расчет питающих линий 56
Выводы по разделу шесть 57
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ 59
Выводы по разделу семь 66
8 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
8.1 Выбор кабельной линии 67
8.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях 70
8.3 Выбор электрооборудования

8.3.1 Выбор ячеек отходящих от ЗРУ 10 кВ 71
8.3.2 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП 71
8.4 Определение технико – экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия 72
Выводы по разделу восемь 75
9 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
9.1 Выбор КРУ устройства ГПП 76
9.2 Выбор выключателей К-128 77
9.3 Выбор трансформаторов тока КРУ 77
9.4 Выбор трансформаторов напряжения 79
9.5 Выбор ячеек на вводе цеховых ТП 80
9.6 Выбор соединения трансформатора ГПП с ЗРУ НН ГПП 82
9.7 Проверка кабеля на термическую стойкость к току КЗ 82
9.8 Выбор трансформатора собственных нужд 84
Выводы по разделу девять 84
10 ВЫБОР НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РЕМОНТНО – МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА И ПРЕДПРИЯТИЯ
10.1 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей ТП 85
10.2 Выбор ЩО70 устройства ремонтно – механического цеха 86
10.3 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для ремонтно – механического цеха 87
Выводы по разделу десять 95
11 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 96
Выводы по разделу одиннадцать 102
12 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА СЭС 103
Выводы по разделу двенадцать 105
13 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ
13.1 Организация защиты от однофазных замыканий на землю 106
13.2 Расчет защиты электрической сети 6 кВ от ОЗЗ 106
13.2.1 Защита КЛ4 от однофазных замыканий на землю 109
13.2.2 Защита КЛ1 от однофазных замыканий на землю 110
13.2.3 Защита КЛ5 от однофазных замыканий на землю 111
13.3 Устройства неселективной сигнализации 111
13.4 Устройства селективной защиты от ОЗЗ 113
13.5 Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ 114
Выводы по разделу тринадцать 115
14 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 116
Выводы по разделу четырнадцать 124
15 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ
15.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

15.1.1 Обоснование местоположения подстанции 125
15.1.2 Габариты и разрывы на подстанции 125
15.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле 126
15.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве 127
15.1.5 Окраска токоведущих частей..... 127
15.1.6 Перечень защитных средств 129
15.2 Электробезопасность 129
15.2.1 Контроль изоляции 130
15.2.2 Установка заземляющих ножей и систем блокировки 130
15.2.3 Требования прокладки заземления на ОРУ 131
15.2.4 Расчет заземляющего устройства ОРУ..... 132
15.2.5 Молниезащита ОРУ ГПП..... 136
15.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства 138
15.4 Пожарная безопасность
15.4.1 Пожарная безопасность трансформатора..... 141
15.4 2 Категория пожарной опасности 142
Выводы по разделу пятнадцать 143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 144
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 145

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий обеспечивают питание электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; требуемую надежность электроснабжения и оптимальный уровень качества электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; должны быть гибкими, позволяють обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации: нормальном и послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

Электроустановки современных промышленных предприятий представляют собой сложные системы, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, что в свою очередь потребовало автоматизации работы отдельных элементов сетей. В этих условиях принципиально важно, чтобы в проектах электроснабжения и электрооборудования цехов принимались решения, отвечающие требованиям электробезопасности, наименьших затрат на их сооружение и удобства эксплуатации и надежности работы.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

В состав предприятия железобетонных конструкций и изделий (ЖБКИ) входят следующие цеха, здания и службы: склады цемента и заполнителей, бетоносмесительные цеха, производственные цеха и склад металла, галереи подачи заполнителей, склады готовой продукции; здания вспомогательных служб и административно - бытовые здания; котельная и компрессорная, а так же насосная станция.

Формировочные технологические линии с отделением ускорения твердения бетона, а также линии заготовки арматуры и арматурных каркасов размещены в отдельных зданиях - главных производственных корпусах [1].

Склады материалов, заполнителей и бетонный узел, а также склады металла и готовых изделий размещены с учетом взаимосвязи выполняемых процессов. Вспомогательные здания и сооружения размещены отдельно.

Технологический процесс при изготовлении изделий в перемещаемых формах организован по агрегатно - поточному способу. Посты стационарны и специализированы для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных операций, образующих элементарный процесс; оборудование и рабочие закреплены за отдельными постами.

Изделия формируют на виброплощадке или на специально оборудованных установках - агрегатах, состоящих из формовочной машины, бетоноукладчика и машины для укладки на формовочный пост. Формы с изделиями перемещаясь по потоку, могут останавливаться не на всех рабочих постах, а только на тех, которые нужны для изготовления изделий данного типа. При этом время остановки на каждом посту может быть различным. Оно зависит от времени, необходимого для выполнения данной технологической операции.

В состав данной технологической линии входят: формовочный агрегат с бетоноукладчиком, установка для заготовки и электрического нагрева или механического натяжения арматуры, формоукладчик камеры твердения, участок распалубки, остывания изделий, их доводки или отделки, технического контроля; пост чистки и смазки форм; площадки под текущий запас арматуры, закладных деталей, утеплителя, складированных резервных форм, их оснастки и текущего ремонта, а также стенд для испытания готовых изделий.

Технологический процесс состоит в основном из отдельных операций, выполняемых на отдельных рабочих постах; распалубка и осмотр изделия, сборка формы; очистка и смазка формы, укладка арматурного каркаса или напряженное армирование; укладка, распределение и уплотнение бетонной смеси на формировочном посту; загрузка изделий в камеры, тепловая обработка и их выгрузка из камер. Часть операций технологического процесса обычно выполняется одновременно с другими, например, освобождение изделий из форм, их осмотр и подготовка форм совмещаются по времени с формированием изделий.

Предприятие имеет возможность получать питание от энергосистемы, удаленной на расстоянии 4,0 км, с существующими напряжениями: 35 и 110 кВ и мощностями трехфазного короткого замыкания – 600 и 1250 МВА. Годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4355 часов. На предприятии установлен трехсменный график работы.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 8512,2 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ: 504 кВт.

1 синхронный двигатель СТД – 630 ($P_{ном}$ =630 кВт);

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения:

Потребители 1 категории: насосная станция, компрессорная.

Потребители 2 категории: котельная, производственный корпус №1, бетоносмесительный цех №1, производственный корпус №2, бетоносмесительный цех №2, производственный корпус №3.

Потребители 3 категории: ремонтно-механический цех, столовая, склад заплонений, склад материалов, склад металла, склад готовой продукции №1; №2, административно-бытовой корпус, галереи подачи заполнений, склад цемента .

4 Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 11655,8 кВА;

5 Коэффициент реактивной мощности:

- расчетный: $tg^{p} = 0,393$

- заданный энергосистемой: $tg^{\varphi_э} = 0,399$

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 35 кВ;

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 600 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-35, АС-70/11;

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 4 км;

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТДНС – 10000/35;

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;

11 Типы принятых ячеек распределительных устройств, в главной понизительной подстанции: К-128;

12 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 160,250,630, 1000, 1250 кВА;

13 Тип кабельных линий: ААШв. На напряжение 10 кВ с учетом термической стойкости использовали кабельные линии сечением 35, 70, 95, мм^2; на напряжение 0,4 кВ – 35,185 мм^2.

14 Типы принятых ячеек ТП 0,4 кВ: ЩО-70.

15 Тип принятых распределительных шинопроводов, установленных в ТП3: ШРА4.

1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Государством Российской Федерацией были приняты важные документы, касающиеся электросбережения. Необходимо ограничить формирование предложений использования энергетических устройств, которые характеризуются неэффективным использованием энергоресурсов. Одним из таких предложений является замена распределительных трансформаторов с магнитопроводами из электротехнической стали на энергоэффективные трансформаторы.

Во всем мире мощность силовых распределительных трансформаторов, наиболее производимых и эксплуатируемых, составляет порядка 25-630 кВА, их количество в России достигает более чем 5 миллионов штук. Потребление электроэнергии в трансформаторах в России в год находится на уровне 950 миллиардов кВт·ч, при этом потери оцениваются в 1,2%, где половина – это потери в магнитопроводе. Это не большая цифра, но, несомненно, ее нужно уменьшать [2].

В год затраты на обслуживание одного распределительного трансформатора с магнитопроводом из электротехнической стали составляют примерно 8% от стоимости в начале эксплуатации.

В данный момент Россия занимает одно из последних мест по производству и техническом уровню эксплуатации, по сравнению с зарубежными производителями, из-за нехватки части материалов, таких как – твердая изоляция, уплотнения, электротехническая сталь с малыми потерями. Так же по производству аморфных сплавов наша страна занимает далеко не первое место: 400 тонн/год, тогда как США – 80 000 тонн/год, Китай – 35 000 тонн/год.

Крупнейшими производителями в США трансформаторов с магнитопроводом из аморфного сплава являются две фирмы – GeneralElectric и Westinghouse. Каждый год этими компаниями производится трансформаторов, суммарной мощностью около 100 миллионов кВА. Японские фирмы Hitachi, Toshiba, Mitsubishi так же не отстают от западных коллег.

Крупными производителями трансформаторов в Европе можно назвать – фирму TrafoUnion(Siemens), General Electric-Alstom, ASEA- Brown Boveri и другие. Зарубежными фирмами выпускаются силовые трансформаторы на напряжения до 765 кВ, в Японии изготовлены и испытаны на месте установки три фазы по 1000 МВ А группы 1050/525 кВ силового трансформатора для ВЛ 1000 кВ. За рубежом первые энергосберегающие трансформаторы были изготовлены около 15 лет назад.

В нашей стране так же есть фирмы, занимающиеся производством трансформаторов с аморфным магнитопроводом. «Трансформер» в начале 2008 года вывел на рынок линейку трансформаторов с пониженными энергопотерями.

Так в чем же преимущество «аморфных» трансформаторов по сравнению с силовыми трансформаторами с традиционными магнитопроводами из электротехнической стали?

Уже давно известно, что на распределительные трансформаторы приходится 25-30% всех потерь в энергосистемах. Полностью устранить эти потери не возможно. Трансформатору, как и любом устройству, требуется энергия. Часть ее уходит на нагрев проводов (потери КЗ), часть – на перемагничивание (потери ХХ). В течение суток нагрузка изменяется, как в в разные периоды года, поэтому потери холостого хода в 2-4 раза превышают потери короткого замыкания. Причем, трансформаторы работают круглосуточно, и соответственно потери холостого хода происходят постоянно.

Трансформаторы с магнитопроводом из аморфного сплава, наоборот, обладают большой устойчивостью к коррозии, они прочнее магнитопроводов из электротехнической стали и самое главное, имеют улучшенные электромагнитные характеристики.

Аморфное состояние достигается подбором химического состава сплава и использованием специальной технологии сверхбыстрого охлаждения со скоростью выше критической, для чего исходный расплав выливается на быстро вращающийся диск. При попадании на поверхность диска расплав охлаждается со скоростью около 106 К/с и превращается в ленту толщиной от 15 до 60 мкм, имеющей аморфную структуру, аналогичную структуре стекла. Лента навивается в кольцевые, U-образные сердечники или формируется в виде стержней. Технология навивки позволяет получать сердечники с диаметром от нескольких миллиметров до 500 мм. Для снижения потерь холостого хода в магнитопроводах трансформаторов применяют сложенную впятеро ленту из аморфного сплава типа Fe^{78}-B^{13}-Si^{9}.

По данным американской компании Metglas Inc. использование в магнитопроводах аморфных материалов позволяет сократить потери холостого хода в 4-5 раз по сравнению с традиционными из электротехнической стали.

Таблица 1.1– Усредненные потери холостого хода

Мощность трехфазного трансформатора 10 кВ	Усредненные потрери ХХ магнитопровод-электротехническая сталь SiFe	Усредненные потрери ХХ магнитопровод-аморфный сплав	Снижение потерь, %
25 кВА	100	28	72
40 кВА	140	39	72
63 кВА	180	50	72
100 кВА	260	66	75
250 кВА	520	150	71
630 кВА	1000	280	77
1000 кВА	1700	350	80
1600 кВА	2100	490	77
2500 кВА	2700	550	80

Так же магнитопроводы из аморфного сплава имеют улучшенные магнитные характеристики по сравнению с «традиционным» магнитопроводом – обладают высокой магнитной проницаемостью и индукцией насыщения на высоких частотах.

Еще одним важным достоинством является экономическая целесообразность – опыт эксплуатации аморфных трансформаторов за рубежом показал, что повышенная стоимость таких трансформаторов на 30-35% окупается в течение 3-5 лет.

Но имеются и недостатки.

Отрицательной особенностью отечественных трансформаторов являются повышенные потери. Ряд типов трансформаторов большой мощности не обладает достаточной динамической стойкостью к воздействию КЗ.

Широкое применение аморфных трансформаторов в Европе было затруднено рядом сдерживающих факторов. Аморфная сталь очень хрупкая, поэтому процесс производства обладал высокими требованиями, а так же к испытаниям готовой продукции. Было важно проверить, останутся ли показатели потерь холостого хода такими же низкими с течением времени. Целесообразность установки так же играла важную роль в решение об установке.

В традиционных трансформаторах магнитопровод из электротехнической стали является несущей конструкцией, поддерживая активную часть. Тогда как сердечник из аморфного сплава не допускает воздействия большой весовой нагрузки. Он крепиться к обмоткам, расположенным на несущей базе, и требует дополнительных мер по увеличению жесткости конструкции. Так же для производства необходимо специальное оборудование.

Все это влияет на цену готового силового трансформатора. Но все же небольшой срок окупаемости и экономия денежных средства на годовые потери дают огромный стимул к установке «аморфных» трансформаторов.

К примеру, по данным завода «Трансформер» стандартный ТМГ мощностью 1000 кВА имеет потери ХХ 1700 Вт, тогда как «аморфных» трансформатор – 350 Вт. За час работы трансформатор с улучшенными параметрами потребляет на 1,15 кВт меньше, чем стандартный ТМГ. Экономия в денежном выражении составит тысячи рублей в год.

Выводы по разделу один

Произведенный анализ показал, что трансформаторы с магнитопроводами из аморфных сплавов, более энергоэффективны, чем трансформаторы с традиционными магнитопроводами из электротехнических сталей.

Необходимо наращивать производство аморфных сплавов и осуществлять постепенный переход на применение их в магнитопроводах современных трансформаторов различного назначения.

Дальнейшее изучение свойств аморфных сплавов позволит определить целесообразность их применения не только в статических электромагнитных аппаратах, но и в электромагнитных системах электрических машин.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Первым этапом проектирования является определение электрических нагрузок. Расчет производиться от низших ступеней СЭС к высшим. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, надежность работы, эксплуатационные расходы. Расчет электрических нагрузок производиться по методу упорядоченных диаграмм.

2.1 Расчет однофазной нагрузки по ремонтно-механическому цеху

В ремонтно-механическом цеху имеются однофазные электроприемники, которые питаются от линейного и фазного напряжения (380 В и 220 В). Для них следует провести отдельный расчет нагрузок.

Общая средняя нагрузка по отделениям фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза–ноль) и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $К_и$ и cosφ, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [3].

Например для фазы А средняя активная и реактивная мощности будем определяться

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot p_{(АВ)А} + k_{иа} \cdot P_{СА} \cdot p_{(СА)А} + k_{иа} \cdot P_{(А)}; \quad (2.1)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot q_{(АВ)А} + k_{иа} \cdot P_{СА} \cdot q_{(СА)А} + k_{иа} \cdot P_{(А)} \cdot tg\varphi, \quad (2.2)$$

где $k_{иа}$ – соответствующий коэффициент использования;

$P_{(АВ)}$ – нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между фазами *А* и *В*, кВт;

$P_{СА}$ – то же, что и $P_{(АВ)}$ между фазами С и А, кВт;

$P_{(А)}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А (между фазным и нулевым проводом), кВт;

$p_{(АВ)А}$, $q_{(АВ)А}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А. [5, таблица 2.21].

Условная трехфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы

$$P_С = 3 \cdot P_{с.ф.max}; \quad (2.3)$$

$$Q_С = 3 \cdot Q_{с.ф.max}. \quad (2.4)$$

Результат расчетов однофазной нагрузки, произведенной по формулам (2.1) – (2.4) представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет электрической нагрузки, обусловленной однофазными электроприёмниками

Наименование узлов СЭС и ЭП	$P_{ном}$, кВт	n, шт.	$np^2_{номі}$, кВт^2	Установленная мощность ЭП, подключаемых на $U_л$, кВт			Коэффициенты приведения P и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на $U_ф$, кВт			$k_{иа}$	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену					
															$P_с$, кВт			$Q_с$, квар		
				AB	BC	CA	$k_ф$	k	q	A	B	C			A	B	C	A	B	C
6. Сварочное отделение (ШР-5)																				
Электроприёмники, подключенные на линейное напряжение ($U_л$ = 380 В)																				
1. Трансформатор сварочный $p_{ном}$ =30 кВт	90	3	2700	60			A	1	0,58	60			0,35	2,67	21			12,18		
							B	0	1,16		0					0,0			0,00	
					0		B	1	0,58		0					0,0			0,00	
							C	0	1,16			0					0,0			0,00
						30	C	1	0,58			30					10,5			6,09
							A	0	1,16	0					0			0,00		
Итого	90	3	2700							60	0	30			21	0,0	10,5	12,18	0,00	6,09
Электроприёмники, подключенные на фазное напряжение ($U_ф$ = 220 В)																				
3. Трансформатор сварочный, $p_{ном}$ =10,5 кВт	42	4	441							0	21	21	0,30	3,18	0	6,3	6,3	0,00	20,03	20,03
4. Электронагреватель, $p_{ном}$ = 10 кВт,	30	3	300							0	30	0	0,50	0,33	0	15,0	0,0	0,00	4,95	0,00
Итого	72	7	741							0	51	21			0	21,3	6,3	0,00	24,98	20,03
Итого по отделению	204	10	3441							60	51	51			21	21,3	16,8	12,18	24,98	26,10

2.2 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Для нахождения расчетной мощность одного отделения необходимо вычислить расчетные величины: среднюю активную мощность и среднюю реактивную мощность.

Определяется номинальная мощность однотипных электроприемников

$$P_{ном} = n \cdot p_{i.ном}, \quad (2.5)$$

где n – количество однотипных электроприемников, шт.;

$p_{i.ном}$ – номинальная мощность электроприемника, кВт.

Для каждой технологической группы отделения рассчитывается средняя активная и реактивная мощности для данного электроприемника

$$P_{C.i} = k_{иа} \cdot P_{ном}; \quad (2.6)$$

$$Q_{C.i} = tg\varphi \cdot P_{C.i}, \quad (2.7)$$

где $k_{иа}$ – коэффициент использования [4];

tgφ – соответствует характерному по данного электроприемника коэффициенту нагрузки cosφ [4].

Средневзвешанный коэффициент использования определяется по формуле

$$k_{иа} = \frac{\sum P_{C.i}}{\sum P_{ном}}. \quad (2.8)$$

Эффективное число электроприемников определяется

$$n_{Э} = \frac{\sum P_{ном}}{\sum n \cdot p_{i.ном}^2}. \quad (2.9)$$

Значение коэффициента расчетной нагрузки $К_{ра}$ для питающих сетей напряжение до 1000 В определяется с помощью средневзвешанного коэффициента использования и эффективному числу электроприемников [3,5].

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности находиться по формуле

$$К_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{Э}}}. \quad (2.10)$$

Общая расчетная активная и реактивная мощности одного отделения

$$P_р = К_{ра} \cdot P_{С.i}; \quad (2.11)$$

$$Q_р = К_{рр} \cdot Q_{С.i}. \quad (2.12)$$

Полная расчетная мощность группы трехфазных электроприемников

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2}. \quad (2.13)$$

Расчетный ток

$$I_р = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.14)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Итоговые значения величин n, $P_{ном}$, $P_{срΣ}$ и $Q_{срΣ}$ определяются суммой нагрузок

$$P_{срΣ} = \sum_1^n P_{срi}$$

:

$$Q_{срΣ} = \sum_1^n Q_{срi}$$

.

Для определения tgφ используем

$$tg\varphi_Σ = \frac{Q_{срΣ}}{P_{срΣ}}. \quad (2.15)$$

Произведем расчет по механическому отделению 1 по формулам (2.5) – (2.15).

Номинальная мощность однотипных электроприемников – станок металлорежущий:

$$P_{ном1} = 3 \cdot 1 = 3 \text{ кВт.}$$

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{С.i} = 0,12 \cdot 3 = 0,36 \text{ кВт,}$$

$$Q_{С.1} = 0,36 \cdot 2,29 = 0,824 \text{ квар.}$$

Далее суммируем полученные мощности и определяем эффективное число электроприемников:

$$n_Э = \frac{295,8}{5729,82} = 15,27 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_э$ =15.

Коэффициент расчетной нагрузки $К_{ра}$ =1,5.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности:

$$К_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{15}} = 1,04.$$

Общие активная и реактивная мощности:

$$P_р = 1,5 \cdot 45,11 = 67,6 \text{ кВт},$$

$$Q_р = 1,04 \cdot 78,84 = 82,04 \text{ квар}.$$

Полная мощность ШР – 1:

$$S_р = \sqrt{67,6^2 + 82,04^2} = 106,4 \text{ МВА}.$$

Расчетный ток на ШР – 1:

$$I_р = \frac{106,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 161,8 \text{ А}.$$

Остальные отделения рассчитываются аналогично. Полученные данные сведем в таблицы 1.2 – 1.7.

2.3 Расчет нагрузки по предприятию

Расчет начинается с определения низковольтноных нагрузок по цехам.

Для каждого цеха вычисляются средняя активная и реактивная нагрузка нагрузки [2.6, 2.7]. Далее с использованием заначений nэ и kиа , заданных по условию, находим коэффициент расчетной нагрузки Кра и определяем расчетные активные и реактивные нагрузки [2.11, 2.12].

Расчетная осветительная нагрузка цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола цехов, удельной осветительной нагрузки и коэффициента спроса на освещение

$$P_{р.о.} = P_{уд.о.} \cdot F_Ц \cdot k_{С.О.}, \quad (2.17)$$

где $P_{уд.о.}$=0,011 кВт/м^2 – удельная осветительная нагрузка [6];

$k_{с.о.}$ = 0,85 –коэффициент спроса для питающих сетей рабочего освещения;

$F_Ц$ – площадь цеха, м^2.

Полные расчетные низковольтные нагрузки вычисляются с использованием величин расчетной активной и реактивной нагрузок (2.13).

Далее подводиться итог, для которого суммируются по колонкам номинальные мощности, средние активные и реактивные мощности, а так же осветительная нагрузка.

Суммарные $k_{иа}$, tgφ вычисляются по формулам (2.8,2.16).

Расчет нагрузки высоковольтных электроприемников производиться аналогично.

Расчет завершается после суммирования данных по низковольтным и высоковольтным ЭП.

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по механическому отделению I

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные											
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$k_{иа} P_{ном}$, кВт	$k_{иа} P_{ном} tg\varphi$, квар	$np^2_{номі}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
		$p_{номі}$	$P_{ном}$												
Механическое отделение 1															
1 Станок металлорежущий	3	1,0	3,0	0,12	0,40 / 2,29	0,36	0,8	3,0							
2 Станок металлорежущий	3	5,5	16,5	0,12	0,40 / 2,29	1,98	4,3	90,7							
3 Станок металлорежущий	3	14,0	42,0	0,12	0,40 / 2,29	5,04	11,5	588,0							
4 Станок металлорежущий	2	40,0	80,0	0,12	0,40 / 2,29	9,60	22,0	3200,0							
5 Станок точильно-шлифовальный	6	3,9	23,4	0,14	0,50 / 1,73	3,30	5,6	91,2							
6 Станок шлифовальный	3	20,0	60,0	0,14	0,50 / 1,73	8,40	14,5	1200,0							
7 Станок для испытания абразивных	3	11,0	33,0	0,17	0,65 / 1,17	5,60	6,5	363,0							
8 Бак для приготовления эмульсии	2	1,3	2,6	0,70	0,65 / 1,17	1,80	2,1	3,3							
9 Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,65	0,80 / 0,75	1,90	1,4	4,5							
10 Вентиляторы	3	1,6	4,8	0,65	0,80 / 0,75	3,10	2,3	7,7							
11 Кран	1	10,0	10,0	0,15	0,50 / 1,73	3,00	5,1	200,0							
12 Таль электрическая	3	4,0	12,0	0,15	0,75 / 0,88	1,80	1,6	48,0							
Итого по ШР-1	35	113,8	295,8	0,15	1,70	45,10	78,8	5729,8	15,3	1,5	1,04	67,6	82	106,4	161,8

Таблица 2.3 – Расчет электрических нагрузок по механическому отделению 2

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные											
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$k_{иа} P_{ном}$, кВт	$k_{иа} P_{ном} tg\varphi$, квар	$np^2_{номі}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
		$p_{номі}$	$P_{ном}$												
Механическое отделение 2															
13 Станок металлорежущий	4	1,6	6,4	0,12	0,40 2,29	0,77	1,76	10,24							
14 Станок металлорежущий	4	7,0	28,0	0,12	0,40 2,29	3,36	7,69	196,00							
15 Станок металлорежущий	1	10,0	10,0	0,12	0,40 2,29	1,20	2,75	100,00							
16 Станок универсальный	3	12,0	36,0	0,12	0,40 2,29	4,32	9,89	432,00							
17 Ножницы	3	15,0	45,0	0,45	0,65 1,17	20,30	9,11	675,00							
18 Станок шлифовальный	5	7,0	35,0	0,14	0,65 1,17	4,90	0,67	245,00							
19 Станок точильно-шлифовальный	4	1,6	6,4	0,14	0,65 1,17	0,90	0,12	10,24							
20 Машина листогибочная трехвалковая	3	15,5	46,5	0,17	0,65 1,17	7,90	9,25	720,75							
21 Мешалка двухвальная	3	2,8	8,4	0,80	0,85 0,62	6,70	4,17	23,52							
22 Кран подвесной	1	2,5	2,6	0,15	0,50 1,73	0,75	1,30	12,50							
23 Агрегат рециркуляционный	4	1,5	6,0	0,65	0,8 0,75	3,90	2,50	9,00							
24 Вентилятор	5	1,5	7,5	0,65	0,8 0,75	4,88	3,17	11,25							
25 Насос	4	1,5	6,0	0,70	0,75 0,88	4,20	3,70	9,00							
26 Калорифер	1	60,0	60,0	0,60	0,75 0,88	36,00	21,6	3600,00							
Итого по ШР-2	45	139,5	303,7	0,33	0,78	99,67	107,9	6048,25	15,2	1,5	1,04	149,5	112,48	187,09	284,3

Таблица 2.4 – Расчет электрических нагрузок по сварочному отделению

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные											
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$k_{иа}P_{ном}$, кВт	$k_{иа}P_{ном}tg\varphi$, квар	$np^2_{номi}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
		$p_{номi}$	$P_{ном}$												
Сварочное отделение															
27 Автомат для сварки	3	0,9	2,7	0,35	0,50 1,73	0,9	1,6	2,43							
28 Однофазные ЭП	10		204,0	0,30	 3,18	63,9	108,9	3441,00							
29 Полуавтомат шланговый	4	0,5	2,0	0,20	0,60 1,33	0,4	0,5	1,00							
30 Стол для сварочных работ	4	0,8	3,2	0,12	0,40 2,29	0,4	0,8	2,56							
31 Пила отрезная	2	7,0	14,0	0,15	0,50 1,73	2,1	3,6	98,00							
32 Машина электросварочная	3	25,0	75,0	0,60	0,80 0,75	45,0	33,8	1875,00							
33 Кран-балка	1	4,5	18,0	0,15	0,50 1,73	2,7	4,7	81,00							
34 Вентиляторы	3	3,2	9,6	0,65	0,80 0,75	6,2	4,7	30,72							
Итого по ШР-3	30	41,9	315,0	0,40	0,86	127,1	155,2	5470,96	18,1	1	1,04	127,14	161,2	205,3	312

Таблица 2.5 – Расчет электрических нагрузок по кузнечному отделению

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные		$k_{иа}P_{ном}$, кВт	$k_{иа}P_{ном}tg\varphi$, квар	$np^2_{номі}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$										
		$p_{номі}$	$P_{ном}$												
Кузнечное отделение															
35 Электропечь	3	110,0	330,0	0,50	0,85 0,62	165,00	102,26	36300,00							
36 Молот ковочный	2	30,0	60,0	0,25	0,65 1,17	15,00	17,50	1800,00							
37 Станок точильно-шлиовочный	3	0,5	1,5	0,14	0,65 1,17	0,21	0,25	0,75							
38 Аппарат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,65	0,80 0,75	2,00	1,46	4,50							
39 Кран подвесной	1	2,2	2,2	0,15	0,50 1,73	0,33	0,57	4,50							
40 Вентилятор	3	0,8	0,8	0,65	0,80 0,75	1,56	1,17	4,84							
Итого по ШР-4	14	145,0	399,1	0,46	0,67	184,10	123,24	38112,00	4,18	1	1,08	184	133,3	227,3	345,3

Таблица 2.6 – Расчет электрических нагрузок по термическому отделению

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные		$k_{иа}P_{ном}$, кВт	$k_{иа}P_{ном}tg\varphi$, квар	$np^2_{номi}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$										
		$p_{номi}$	$P_{ном}$												
Термическое отделение															
41 Камерная печь	4	81,0	324,0	0,55	0,95 0,33	178,20	58,6	26244							
42 Ванна масляная	1	4,0	4,0	0, 50	0,80 0,75	2,00	1,5	16							
43 Станок балансировочный	4	4,0	16,0	0,12	0,40 2,29	1,92	4,4	64							
44 Электропечь камерная	4	45,0	180,0	0,55	0,95 0,33	99,00	32,5	8100							
45 Станок закалочный	6	10,0	60,0	0,14	0,50 1,73	8,40	14,6	600							
46 Вентилятор	1	5,0	5,0	0,65	0,80 0,75	3,25	5,6	25							
47 Кран-балка	1	7,5	7,5	0,15	0,50 1,73	1,25	1,9	56							
Итого по ШР-5	21	156,5	596,5	0,49	0,41	293,90	115,9	35105	10,1	1,1	1,05	323,3	122	345,54	525

Таблица 2.7 – Расчет электрических нагрузок по монтажному участку

Исходные данные						Расчетные величины			$n_э$	$K_{ра}$	$K_{рр}$	Расчетная мощность			$I_р$, А
по заданию технологов				справочные											
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		$k_{иа}$	$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	$k_{иа} P_{ном}$, кВт	$k_{иа} P_{ном} tg\varphi$, квар	$np^2_{номі}$, кВт^2				$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВ·А	
		$p_{номі}$	$P_{ном}$												
6 Монтажный участок															
48 Станок для намотки	4	1,0	330,0	0,14	0,65 0,33	0,56	0,65	4,00							
49 Станок бандажировочный	4	1,5	60,0	0,12	0,40 2,29	1,32	3,02	9,00							
50 Ванна для лужения	2	1,6	1,5	0,50	0,80 0,75	0,70	0,53	5,12							
51 Аппарат рециркуляционный	3	1,5	3,0	0,65	0,80 0,75	0,68	0,51	6,75							
52 Кран подвесной	1	4,7	2,2	0,15	0,50 1,73	6,11	10,60	44,18							
53 Вентилятор	4	1,0	0,8	0,65	0,80 0,75	2,60	1,95	4,00							
Итого по РП-1	18	11,3	31,1	0,38	1,40	11,97	17,25	73,05	13,2	1,06	1,05	12,60	18,0	22,02	33,5
Итого по цеху	163		1936,5	0,39	0,76	758,90	589,10	90517,30	41,4	0,75	0,75	569,23	441,9	720,60	1000,1

2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Одной из основных задач проектирования является оптимальное размещение главной понизительной подстанции на территории промышленного предприятия. Для этого составляется картограмма нагрузок предприятия, которая представляет собой размещение на генеральном плане окружностей. Центры этих окружностей совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Центр нагрузок предприятия является символическим центром потребления.

Главную понизительную подстанцию следует располагать как можно ближе к этому символическому центру, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность распределительных сетей высокого напряжения предприятия.

Площадь каждой окружности в выбранном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха P_{pi}

$$P_{pi} = \pi \cdot r_i \cdot m.$$

Отсюда r_i

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \tag{2.18}$$

где P_{pi} – расчетные активные нагрузки всего цеха, низковольтных, высоковольтных и осветительный электроприемников, кВт.

Масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м^2

$$m = \frac{P_{min\,i}}{\pi \cdot r_{min}^2}, \tag{2.19}$$

где $P_{min\,i}$ – минимальная расчетная активная мощность цеха, кВт;

r_{min}=2,5 – минимальный радиус круговой диаграммы для цеха с минимальной электрической нагрузкой, мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам

$$\alpha_{ні} = 360 \cdot \frac{P_{р.ні}}{P_{pi}};\quad \alpha_{ві} = 360 \cdot \frac{P_{р.ві}}{P_{pi}};\quad \alpha_{осві} = 360 \cdot \frac{P_{р.осві}}{P_{pi}}, \tag{2.20}$$

где $\alpha_{ні}$ – угол, отражающий на картограмме, какую часть низковольтная нагрузка занимает от нагрузки на весь цех;

$\alpha_{ві}$ – соответственно, высоковольтная нагрузка;

$\alpha_{осві}$ – соответственно, осветительная нагрузка.

Таблица 2.8 – Расчет электрических нагрузок группы цехов завода железобетонных конструкций

Наименование цехов и улов СЭС	$n_э$	$P_{ном}$, кВт	$k_{иа}$	cosφ	tgφ	P_C, кВт	Q_C, квар	$K_{ра}$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$F_{Ц}$,м^2	$P_{уд.о.}$, кВт	cosφ	$k_{с.о.}$	$P_{р.о.}$ кВт	$Q_{р.о.}$ квар	$P_{рΣ}$ кВт	$Q_{рΣ}$ квар	$S_{рΣ}$ кВА
Нагрузка 0,4кВ																			
1 Котельная	40	1481	0,70	0,80	0,75	1036,7	777,5	0,85	881,2	749,0	833	0,011	0,95	0,85	9,2	3,00	890,4	752,0	1165,4
2 Насосная станция	20	429	0,80	0,85	0,62	343,2	212,7	0,90	308,9	278,0	100	0,010	0,95	0,85	1,0	0,30	309,9	278,3	416,5
3 Рем.-мех. цех	41	1936	0,39	0,78	0,80	758,9	589,2	0,75	516,0	387,0	1667	0,013	0,95	0,85	21,7	7,10	537,7	394,1	666,6
4 Склад готовой продукции №1	27	188	0,35	0,60	1,33	65,8	87,7	0,75	49,4	37,0	12842	0,010	0,95	0,60	128,4	42,20	177,8	79,2	194,6
5 Производ. корпус №1	102	3154	0,65	0,75	0,88	2050,1	1808,0	0,80	1640,1	1312,0	15330	0,012	0,95	0,85	184,0	60,50	1824,0	1372,5	2282,7
6 Склад заполнений	37	364	0,35	0,60	1,33	127,4	169,9	0,75	95,6	71,6	1276	0,011	0,95	0,60	14,0	4,60	109,6	76,3	133,5
7 Админ.-бытовой корпус	20	240	0,40	0,65	1,17	96,0	112,2	0,85	81,6	69,4	1933	0,015	0,95	0,80	28,9	9,50	110,6	78,9	135,8
8 Бетоносме-сительный цех	16	286	0,80	0,85	0,62	228,8	141,8	0,90	205,9	185,3	434	0,011	0,95	0,85	4,8	1,60	210,7	186,9	281,6
9 Склад материалов	5	54	0,25	0,55	1,52	13,5	20,5	1,00	13,5	13,5	133	0,010	0,95	0,60	1,3	0,40	14,8	13,9	20,4
10 Производ. корпус №2	88	2420	0,65	0,80	0,75	1573,0	1179,8	0,80	1258,4	1006,7	11800	0,012	0,95	0,85	141,6	46,50	1400,0	1053,3	1751,9
11 Склад металла	10	56	0,25	0,55	1,52	14,0	21,3	1,00	14,0	14,0	177	0,010	0,95	0,60	1,8	0,60	15,8	14,6	21,5
12 Галерея	10	140	0,60	0,75	0,88	84,0	74,1	1,00	84,0	84,0	400	0,010	0,95	0,85	4,0	1,30	88,0	85,3	122,6
13 Столовая	21	514	0,75	0,80	0,75	385,5	289,1	0,90	347,0	312,3	888	0,015	0,95	0,85	13,3	4,40	360,3	316,6	479,6
14 Производ. корпус №3	108	3235	0,65	0,75	0,88	2102,8	1854,5	0,80	1682,2	1345,8	15330	0,012	0,95	0,85	183,9	60,50	1866,2	1406,2	2336,6
15 Компрессорная	20	255	0,80	0,85	0,62	204,0	126,4	0,90	183,6	165,2	210	0,011	0,95	0,85	2,3	0,75	185,9	165,9	249,2
16 Бетоносмес. цех №2	23	154	0,80	0,85	0,62	123,2	76,4	0,90	110,9	99,8	222	0,010	0,95	0,85	2,2	0,70	113,1	100,5	151,3
17. Склад цемента	13	371	0,35	0,65	1,17	129,9	151,8	0,85	110,4	93,8	333	0,010	0,95	0,60	3,3	1,10	113,7	94,9	148,1
18 Склад готовой прод.	9	263	0,25	0,60	1,33	65,8	87,7	0,90	59,2	53,3	124665	0,010	0,95	0,60	124,7	40,90	183,8	94,2	206,6
19 Освещение территории											169115	0,004	0,95	1,00	676,5	222,30			
Итого 0,4 кВ:	610	15545	0,83			9331,6	7780,5		7641,7	6277,8					1546,9	508,50	8512,2	6563,9	10764,9
Нагрузка 10 кВ																			
15 Компресс																			
15.1 СД 630	1	630	0,80	0,85	-0,62	504,0	-312,4	1,00	504,0	-312,4									
Итого 10 кВ																			
ИТОГО:	611	16175	0,76			9835,6	7468,1		8145,7	5965,4					1546,9	508,50	9692,6	6473,9	11655,8

Координаты центров электри ок находятся по выражениям

$$X_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}; \quad (2.21)$$

$$У_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}, \quad (2.22)$$

где x_i, y_i – координаты центра i-го цеха на плане предприятия, м.

Произведем расчет на примере отдельного цеха – котельная по формулам (2.18) – (2.22).

Минимальный масштаб $m = \frac{14,8}{\pi \cdot 2,5^2} = 0,755$ кВт/мм^2.

Далее определяем радиус окружности диаграммы электрических нагрузок для котельной $r_1 = \sqrt{\frac{890,4}{\pi \cdot 0,755}} = 19,4$ мм.

Углы секторов для котельной $\alpha_{ні} = 360 \cdot \frac{881,2}{890,4} = 356,3^0$; $\alpha_{Bi} = 0$; $\alpha_{освi} = 360 \cdot \frac{9,2}{890,4} = 3,7^0$

Для остальных цехов расчет проходит аналогично.

Результаты расчета приведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 –Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi}, кВт	$P_{р.ннi}$, кВт	$P_{р.ввi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	x_i ,м	y_i ,м	r_i ,мм	$\alpha_{ні}$,, град	$\alpha_{вi}$, град	$\alpha_{освi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Котельная	890	881,2	-	9,2	27	85,0	19,4	356,3	-	3
2 Насосная станция	310	308,9	-	1,0	33	51,7	11,4	358,8	-	1
3 Рем.-мех.	538	516,0	-	21,7	93	180,0	15,1	345,5	-	14
4 Склад готов продук. №1	178	49,4	-	128,4	106	107,5	8,7	99,9	-	260
5 Производ. корпус №1	1824	1640,1	-	183,9	163	92,5	27,7	323,7	-	36
6 Склад заполнений	110	95,6		14,0	165	180,8	6,8	313,9	-	46

Окончание таблицы 2.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7 Администрат ивно-бытовой	111	81,6	-	29,0	202	33,3	6,8	265,6	-	94
8 Бетоносмесит ельный цех №1	211	205,9	-	4,8	197	132,5	9,4	351,8	-	8
9 Склад материалов	15	13,5	-	1,3	205	191,7	2,5	327,7	-	32
10 Производ. корпус №2	1400	1258,4	-	141,6	219	103,3	24,3	323,6	-	36
11 Склад металла	16	14,0	-	1,8	213	173,3	2,6	319,5	-	41
12.Галереи подачи	88	84,0	-	4,0	198	179,2	6,1	343,6	-	16
13 Столовая	360	347,0	-	13,3	238	26,7	12,3	346,7	-	13
14 Производ. корпус №3	1866	1682,2		184,0	275	91,0	28,0	324,5	-	36
15 Компрессорна я №1	690	183,6	504	2,3	240	120,0	17,1	95,8	263	1
16 Бетоносмесит ельный цех №2	113	110,9	-	2,2	249	122,5	6,9	353,0	-	7
17 Склад цемента	107	103,2	-	3,3	271	150,8	6,7	348,8	-	11
18 Склад готовой продукции №2	184	59,2	-	124,6	332	110,0	8,8	115,9	-	244
ИТОГО	9009	7634,5	504	870,5	188	100,6				

Выводы по разделу два

В данном разделе произведен расчет электрических нагрузок, определены активные, реактивные и полные мощности как для ремонтно – механического цеха так и для всего предприятия. По результатам полная расчетная нагрузка цеха – 1094,9 кВА, по предприятию – 11655,8 кВА. Так как символический центр нагрузок оказался на территории производственного цеха №1, мы не можем произвести установку ГПП именно в этом месте. Для этого перенесем ГПП ближе к источнику.

3 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

3.1 Выбор трансформаторов в ТП

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения и т.д.

Согласно [7, 2.7] выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане предприятия. При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности. Связь между экономически целесообразной мощностью трансформатора цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха отражена в таблице 3.1.

В предыдущем разделе нами были подсчитаны полные расчетные нагрузки на все цеха. По результатам расчета выяснилось, что несколько цехов имеют полную расчетную нагрузку меньше 200 кВА. Возникает вопрос – устанавливать ли в данном цехе свою ТП или только низковольтный распределительный пункт НРП, запитав его от соседней ТП цеха? Установка НРП выгодна только в том случае, если

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}$$

где $S_{р.ц}$ – полная расчетная нагрузка на цеха, кВА;

L – расстояние от НРП данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Анализируя варианты соединения цехов, где целесообразна установка НРП, с цехами, у которых значение полной расчетной нагрузки превышает 200 кВА, были предложены следующие варианты:

Таблица 3.1– Варианты установки НРП

Номер цех, от которой питается НРП	Номер цех, в котором установлен НРП	$S_{р.ц.} \cdot L$
1	2	3
6	9	1634,8
6	11	1654,0
13	7	4481,4
16	12	6128,0

Таким образом, устанавливаем НРП в цехах 9, 11, 7, 12. Экономически целесообразная мощность представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформатора от плотности нагрузки цеха

Плотность электрической нагрузки цеха, кВА/м^2	0,03	0,11	0,20	0,30	≥0,35
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора цеховой ТП, кВА	250	800	1250	2000	2500

Удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле

$$\sigma = \frac{S_р}{F_ц}, \tag{3.1}$$

где σ – удельная плотность нагрузки, кВА/м^2;

$S_р$ – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ, кВА;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2.

По формуле (3.1), используя предыдущие данные расчета электрических нагрузок, рассчитываем удельную плотность нагрузки.

В зависимости от полученного значения удельной плотности нагрузки выбираем единичную мощность трансформатора.

Оптимальное количество трансформаторов, устанавливаемых в цехе, определяется по формуле

$$N_{т.}^{опт} = N_{тmin} + m, \tag{3.2}$$

где m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального;

$N_{т.min}$ – минимальное количество трансформаторов в цеховой ТП, определяется по формуле

$$N_{т.min} = \max\left(N_{т.min}^{над}; N_{т.min}^{э}\right), \tag{3.3}$$

где $N_{т.min}^{над}$ – минимальное количество трансформаторов в цехе по условию надежности;

$N_{т.min}^{э}$ – минимальное количество трансформаторов в цехе, при условии принятия $S_{н.т.} = S_{н.т.}^{э}$, определяется по формуле

$$N^{э}_{т.min} = \frac{P_р}{К_{з.д} \cdot S^{э}_{н.т.}} + \Delta N_т, \quad (3.4)$$

где $N^{э}_{т.min}$ – количество трансформаторов в цехе, по условию экономической целесообразности;

$P_р$ – расчетная нагрузка цеха напряжением 0,4 кВ;

$S^{э}_{н.т.}$ – экономически целесообразная мощность одного трансформатора, соответствующая расчетной плотности нагрузки цеха;

$\Delta N_т$ – добавка до целого значения.

Допустимые значения коэффициента загрузки для двухтрансформаторных подстанций:

$К_{з\ доп}$ =0,7 – I категория

$К_{з\ доп}$ = 0,8 – II категория

$К_{з\ доп}$ = 0,9 – III категория

Мощность одного трансформатора находим по формуле

$$S_{н.т} \geq \frac{P_р}{К_{з.д} \cdot N^{опт}_{т.}}. \quad (3.5)$$

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения предприятия в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле

$$Q_{1р} = \sqrt{(N^{опт}_{т.} \cdot К_{з.д} \cdot S_{н.т})^2 - P_р{}^2}, \quad (3.6)$$

где $N^{опт}_{т.}$ – число трансформаторов, установленных в цехе.

Величина $Q_{1Р}$ является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1Р} \text{ если } Q_{1Р} < Q_{Р,} \\ Q_Р, \text{ если } Q_{1Р} \geq Q_Р \end{cases} \quad (3.7)$$

где $Q_Р$ – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

При $Q_{1Р}<Q_Р$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку, и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов, которые устанавливаются на стороне низшего напряжения данной трансформаторной подстанции.

Мощность этих конденсаторов будет равна

$$Q_{КУ} = Q_Р - Q_1 . \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах могут быть найдены по формулам

$$К_{з.н} = \frac{\sqrt{P_р^{\,2} + Q_1^{\,2}}}{N_{т.}^{опт} \cdot S_{н.т}}; \quad (3.9)$$

$$К_{з.п} = \frac{S_{р.т} \cdot N_{т.вз.рез.}}{(N_{т.вз.рез.} - 1) \cdot S_{н.т}}, \quad (3.10)$$

где $S_{р.т}$ – полная расчетная мощность, приходящаяся на один трансформатор ТП.

На примере цеха производственный корпус №1 произведем расчет по формулам (3.1) – (3.10)

$$\sigma = \frac{\sqrt{1824,04^2 + 1373,5^2}}{15330} = 0,21 \text{ кВА} / \text{м}^2.$$

При плотности нагрузки 0,2 кВА/м^2 единичная мощность трансформатора равняется 1250 кВА.

По формуле (3.4):

$$N_{т.min}^{э} = \frac{1824,04}{0,7 \cdot 1250} = 1,82.$$

По формуле (3.3):

$$N_{т.min} = 2.$$

Оптимальное количество трансформаторов по формуле (3.2) равно:

$$N_{т.}^{опт} = 2.$$

Мощность одного трансформатора по формуле (3.5):

$$S_{н.т} \geq \frac{1824,04}{0,8 \cdot 2} = 1250 \text{ кВА}.$$

Принимаем по [8, табл.1] для установки в цеховую ТП два трансформатора типа ТМГ номинальной мощностью 1250 кВА.

Наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети внутреннего электроснабжения предприятия в сеть напряжением 0,4 кВ находится по формуле (3.6)

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1250)^2 - 1824,04^2} = 820,3 \text{ квар}.$$

По формуле (3.7)

$$Q_1 = 820,3 \text{ квар}.$$

Трансформаторы не могут пропустить всю реактивную мощность,

следовательно, необходима компенсация по формуле (3.8)

$$Q_{ку} = 1373,5 - 820,3 = 552,2 \text{ квар}.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах по формулам (3.9), (3.10)

$$К_{з.н} = \frac{\sqrt{(1824,04)^2 + (820,3)^2}}{2 \cdot 1250} = 0,8;$$

$$К_{з.п} = \frac{\sqrt{(1824,04)^2 + (820,3)^2}}{1 \cdot 1250} = 1,6.$$

Так как коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме превышает допустимое значение 1,4. Необходимо отключить часть нагрузки цеха в послеаварийном режима для приведения коэффициента $К_{з.п}$ к допустимому значению.

Параметры холостого хода и короткого замыкания для трансформатора ТМГ-1250, взятые из [9] и представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры трансформатора ТМГ-1250

$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_к$, %
1,75	14	0,9	6

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах можно найти по формулам

$$\Delta P_т = n_i \cdot (\Delta P_{хх} + К_{з.н}{}^2 \cdot \Delta P_{кз}),$$

$$\Delta P_т = 2 \cdot \left(1,75 + 0,8^2 \cdot 14\right) = 21,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_т = \frac{n_i \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{хх} + К_{з.н}{}^2 \cdot U_к),$$

$$\Delta Q_т = \frac{2 \cdot 1250}{100}\left(0,9 + 0,8^2 \cdot 6\right) = 119 \text{ квар}.$$

Активная и реактивная мощности соответственно, потребляемые ТП-6 на один трансформатор из сети внутризаводского электроснабжения, могут быть определены по формулам

$$P_{р.ТП} = \frac{P_р + \Delta P_т}{N_т^{опт}},$$

$$P_{р.ТП-6} = \frac{1824,04 + 21,4}{2} = 922,73 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ТП} = \frac{Q_1 + \Delta Q_т}{N_т^{опт}},$$

$$Q_{р.ТП-6} = \frac{820,3 + 119}{2} = 938,8 \text{ квар.}$$

Полная мощность, потребляемая ТП-6 на один трансформатор из сети внутризаводского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

$$S_{р.ТП} = \sqrt{(P_{р.ТП})^2 + (Q_{р.ТП})^2},$$

$$S_{р.ТП-6} = \sqrt{(922,73)^2 + (938,8)^2} = 1316,3 \text{ кВА.}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ТП.

Трансформаторные подстанции используются внутрицеховые встроенные, кроме ТП10, ТП12, ТП17. Здесь используем пристроенные подстанции, так как размеры цехов не позволяют использовать внутрицеховые ТП. Трансформаторные подстанции располагаем как можно ближе к центру электрических нагрузок, где это возможно, так как это экономически выгодно с точки зрения расхода проводов и потерь электроэнергии. На данном предприятии применяем тип трансформатора ТМГ мощностью 160, 250, 630, 1000, 1250 кВА.

Данные по расчетам сведены в таблицу 3.4.

3.2 Выбор трансформаторов на ГПП

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{р.п.}}, \quad (3.13)$$

где l – длина питающей ГПП линии, км;

$P_{Р.П.}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

$$P_{р.п} = К_{о.м} \cdot \left[P_{р.НВ} + P_{р.ВВ} + \Delta P_{т\Sigma} \right] + P_{р.о}, \quad (3.14)$$

где $К_м$ – коэффициент одновременности максимумов;

$P_{р.НВ}$ –расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП,

$P_{р.НВ} = 7641,7$ кВт;

$P_{р.ВВ}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными двигателями, $P_{р.в} = 504$ кВт;

$P_{р.о}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение, $P_{р.о} = 1546,9$ кВт;

Таблица 3.4 – Выбор трансформаторов подстанций

Порядковый номер и наименование цеха	Номер ТП	Категория ЭП по надежности электроснабжения	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$F_ц$, м^2	σ, кВА/м^2	$S_{э.т}$, кВА	Тип тр-ра	$S_{н.т}$, кВА	$N_{т.э}$,шт	$N_{т.опт}$, шт.	$K_{з.дi}$	$Q_{1р}$, квар	Q_1, квар	$Q_{к.у.}$, квар	$K_{з.н.}$	$K_{з.п.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1 Котельная	1	2	890,35	752,00	1165,45	833,00	1,39	2500	ТМГ	630	0,44	2	0,80	427,57	472,57	279,45	0,80	1,40
2 Насосная станция	2	1	309,88	278,30	398,55	100,00	3,98	2500	ТМГ	250	0,17	2	0,70	162,71	162,71	115,61	0,70	1,40
3 Рем.-мех. цех	3	3	516,01	378,00	639,64	1667,00	0,38	2500	ТМГ	630	0,28	1	0,90	235,00	235,00	143,00	0,90	-
6 Склад заполнений	4	3	109,59	76,28	133,52	1276,10	0,10											
9 Склад материалов		3	14,83	13,94	20,35	133,00	0,15											
11 Склад материалов		3	15,77	14,58	21,48	177,32	0,12											
	Итого		140,19	104,80	175,03		0,10	800	ТМГ	160	0,19	1	0,90	32,90	32,90	71,89	0,90	-
4 Склад готовой продукции №1	5	3	177,77	79,22	194,62	12842,00	0,01	250	ТМГ	250	0,79	1	0,90	137,92	79,22	0,00	0,78	-
5 Производственный корпус №1	6	2	1824,04	1373,00	2282,75	15330,0	0,21	1250	ТМГ	1250	1,82	2	0,80	820,30	820,30	552,24	0,80	1,40
7 Администр.-бытовой корпус		3	110,59	78,89	135,85	1933,20	0,07											
13 Столовая	7	3	346,95	312,30	466,77	888,00	0,37											
	Итого		457,54	391,10	601,95		0,37	2500	ТМГ	630	0,20	1	0,90	334,87	334,90	56,27	0,90	-
8 Бетоносмесительный цех №1	8	2	210,69	186,90	281,64	434,00	0,64	2500	ТМГ	160	0,12	2	0,70	76.05	76,05	110,84	0,70	1,40
10 Производственный корпус №2	9	2	1400,00	1065,00	1770,60	11800,00	0,15	1000	ТМГ	1000	1,75	2	0,80	774,60	774,6	290,31	0,80	1,40
12 Галерея подачи заполнений		3	88,00	85,31	122,57	400,00	0,31											
16 Бетоносмесительный цех №2	10	2	110,86	93,81	145,22	222,00	0,65											
	Итого		198,86	179,10	267,64		0,65	2500	ТМГ	160	0,01	2	0,80	161.20	161,20	17,91	0,80	1,40
14 Производственный корпус №3	11	2	1682,20	1346,00	2336,67	15330,00	0,22	1250	ТМГ	1250	1,92	2	0,70	482,39	482,40	836,37	0,70	1,40
15 Компрессорная	12	1	185,91	166,00	249,23	210,00	1,18	2500	ТМГ	160	0,10	2	0,70	124,95	125,00	41,04	0,70	1,40
17 Склад цемента	13	3	106,56	88,84	138,73	333.00	0,41	2500	ТМГ	160	0,05	1	0,90	96,85	88,84	0,00	0,87	-
18 Склад готовой продукции	14	3	183,82	94,23	206,56	12465,00	0,02	250	ТМГ	250	0,81	1	0,90	129,74	94,23	0,00	0,87	-

Окончание таблицы 3.4

Порядковый номер и наименование цеха	ΔP_{xx}, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx}, %	$U_к$, %	ΔP_T, кВт	ΔQ_T, квар	$P_р+\Delta P_T$, кВт	$Q_1+\Delta Q_T$, квар	$S_р$, кВА
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1 Котельная	1,24	7,60	1,20	5,50	12,20	59,50	451,28	266,02	523,85
2 Насосная станция	0,53	3,70	1,20	4,50	4,69	17,00	157,58	89,86	181,14
3 Рем.-мех. цех	1,24	7,60	1,20	5,50	7,40	35,60	523,40	270,62	589,22
6 Склад заполнений									
9 Склад материалов									
11 Склад материалов									
Итого	0,41	2,65	1,50	4,50	2,56	8,23	142,74	41,13	148,55
4 Склад готовой продукции №1	0,53	3,70	1,20	4,50	2,77	12,10	180,54	150,03	234,74
5 Производственный корпус №1	1,75	14,00	0,90	6,00	21,40	119,00	922,73	938,79	1316,34
7 Администр.-бытовой корпус									
13 Столовая									
Итого	1,24	7,60	1,20	5,50	7,40	35,60	464,94	370,49	594,50
8 Бетоносмесительный цех №1	0,41	2,65	1,50	4,50	3,42	11,90	107,05	43,95	115,72
10 Производственный корпус №2	1,75	14,00	0,90	6,00	21,40	94,80	710,71	434,69	833,11
12 Галерея подачи заполнений									
16 Бетоносмесительный цех №2									
Итого	0,41	2,65	1,50	4,50	4,21	14,00	101,53	87,61	134,11
14 Производственный корпус №3	1,75	14,00	0,90	6,00	17,20	96,00	849,71	289,19	897,57
15 Компрессорная	0,41	2,65	1,50	4,50	3,42	11,90	94,66	68,40	116,79
17 Склад цемента	0,41	2,65	1,50	4,50	2,40	8,23	108,96	52,54	120,97
18 Склад готовой продукции	0,53	3,70	1,50	4,50	3,06	12,10	186,88	70,92	199,88

$\Delta P_{т\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, что $\Delta P_{т\Sigma} = 114$ кВт.

По формуле (3.14):
$$P_{р.п} = 0,9 \cdot (7641,7 + 504 + 114) + 1546,9 = 8980,3 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.13):
$$U_{рац} = 4,34\sqrt{4 + 0,016 \cdot 8980,3} = 52,7 \text{ кВ}.$$

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения одинаково удалено от обоих из имеющихся напряжений внешнего электроснабжения, выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения будем проводить путем технико-экономического сравнения вариантов.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается исходя из соотношения

$$S_т = \frac{\sqrt{P_{рп}^2 + (Q_{эсI} - \Delta Q_{гпп})^2}}{N_т \cdot К_{з.н}}. \quad (3.15)$$

где $Q_{эсI}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар, найдем по выражению

$$Q_{ЭСI} = P_{РП} \cdot tg\varphi_{ЭСI}. \quad (3.16)$$

Для сети напряжением 35 кВ tgφ=0,4; для сети напряжением 110 кВ tgφ=0,5,[10].

$$\Delta Q_{гпп} = 0,07 \cdot \sqrt{P_р^2 + Q_{э1}^2}, \quad (3.17)$$

где $\Delta Q_{гпп}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар;
$N_{т.опт}$ – количество трансформаторов ГПП;
$К_{з.н.}$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме.

После пересчета коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$К_{ЗН} = \frac{S_{РП}}{N \cdot S_{НТ}}, \quad (3.18)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме

$$К_{ЗП} = \frac{S_{РП}}{(N-1) \cdot S_{НТ}}. \quad (3.19)$$

Результаты расчетов по формулам (3.15) – (3.19) и паспортные данные типов трансформаторов [11], сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор трансформаторов на ГПП

Параметры	Напряжение сети, кВ	
	35	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эсI}$, кВар	3592,1	4490,1
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП $\Delta Q_{гпп}$, кВар	677	702,8
Полная расчетная нагрузка $S_{рп}$, кВА	9441,6	9746,2
Мощность трансформаторов ГПП $S_т$, кВА	6744	6962
Тип трансформаторов ГПП	ТДНС 10000/35	ТМН 10000/110
Номинальная мощность тр-ра, кВА	10000	10000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	36,5	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10,5	10,5
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	12	10
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	60	58
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$,%	8	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	1	0,4
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $К_{з.норм}$	0,47	0,49
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $К_{з.авар}$	0,94	0,97

Выводы по разделу три

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 14 трансформаторных подстанций с типом трансформатора ТМГ мощностью 160, 250, 630, 1000 и 1250 кВА. Нами было рассчитано рациональное напряжение для внешнего электроснабжения по формуле Стилла, $U_{рац}$ = 52,7 кВ. Для определения оптимального напряжения, 35 или 110, необходимо провести технико–экономическое сравнение двух вариантов.

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных конструкций предлагается осуществлять по двух вариантам схем:

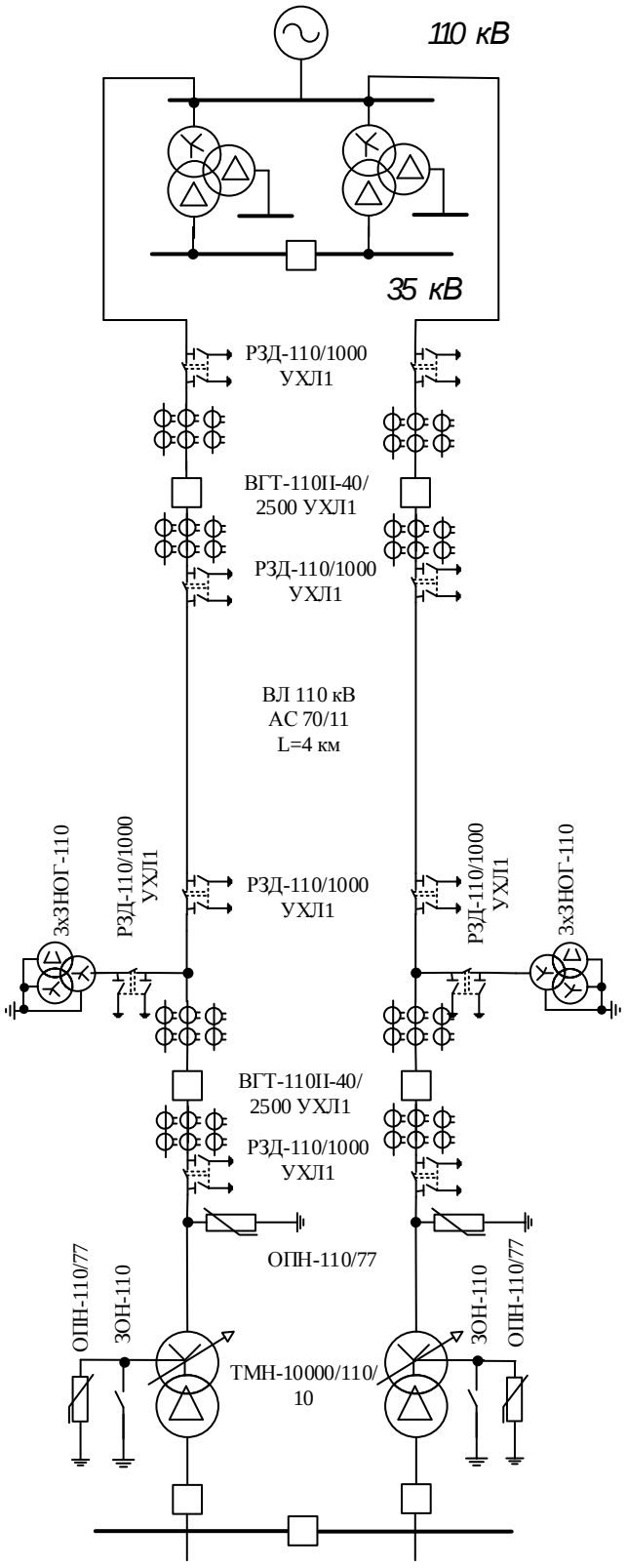

Рисунок 4.1– Вариант схемы электроснабжения напряжением 110 кВ

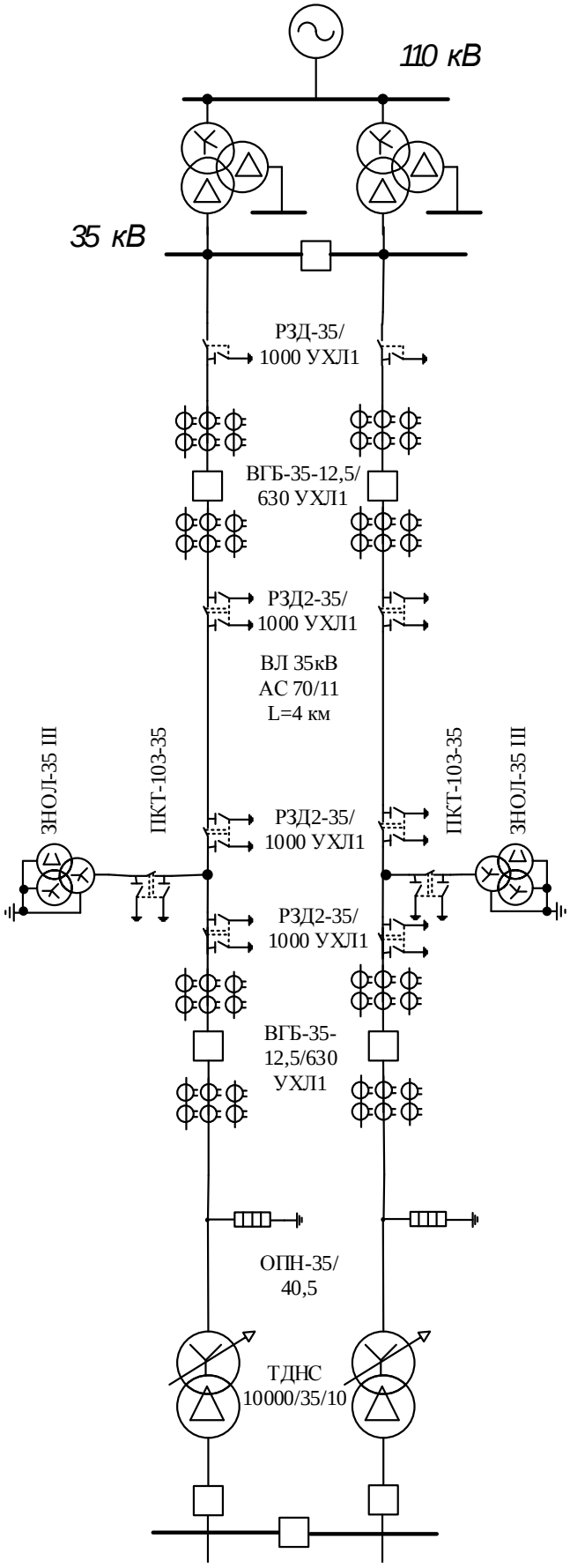

Рисунок 4.2 – Вариант схемы электроснабжения напряжением 35 кВ

4.1 Схема внешнего электроснабжения 35 кВ

4.1.1 Определим потери энергии в трансформаторах ГПП

Параметры трансформаторов ТДНС-10000/35/10 приведены в таблице 4.1 [11].

Таблица 4.1 – Параметры трансформаторов ТДНС-10000/35/10

$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$I_{хх}$, %	$U_к$, %
12	60	1	8

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам, аналогичным (3.11) и (3.12).

По формуле (3.12): $\Delta P_т = 2 \cdot \left(12 + \left(0,47\right)^2 \cdot 60\right) = 50,5$ кВт.

По формуле (3.12): $\Delta Q_т = \frac{2 \cdot 10000}{100}\left(1 + \left(0,47\right)^2 \cdot 8\right) = 553,4$ квар.

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле

$$\Delta W_т = n \cdot \left(\Delta P_{хх} \cdot T_г + \left(K_{з.н}\right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau\right), \quad (4.1)$$

где n – число трансформаторов на ГПП;

$T_г$ – число часов в году, $T_г = 8760$ ч.;

τ – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_м}{10^4}\right)^2 \cdot T_г, \quad (4.2)$$

где $T_м$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [3, табл.2.3], $T_м = 4335$ ч.

По формуле (4.2) $\tau = \left(0,124 + \frac{4335}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2722,6$ ч.

По формуле (4.1) $\Delta W_т = 2 \cdot \left(12 \cdot 8760 + \left(0,47\right)^2 \cdot 60 \cdot 2772,6\right) = 282412,3$ кВт · ч.

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле:

$$S_{р.л} = \sqrt{(P_{р.п} + \Delta P_т)^2 + (Q_{эсI})^2},$$

$$S_{р.л} = \sqrt{(8980,3 + 50,5)^2 + (3592,1)^2} = 9718,9 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии 35 кВ находится по формуле

$$I_{р.л} = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_н},$$

где N – число цепей линии, N=2;
$U_н$ – номинальное напряжение сети; $U_н = 35$ кВ.

$$I_{р.л} = \frac{9781,9}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 80,2 \text{ А}.$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле

$$I_п = 2 \cdot I_{р.л}$$

$$I_п = 2 \cdot 80,2 = 160,4 \text{ А}.$$

Сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле

$$F_э = \frac{I_{р.л}}{j_э},$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм^2.

Согласно [12, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_м = 4335$ ч. равняется $j_э = 1,1$ А/мм^2.

$$F_э = \frac{80,2}{1,1} = 72,8 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением $F = 70$ мм^2. Параметры провода [11, табл.3.8,3.15]: Длительно допустимый ток $I_Д$=265 А; удельные активное и индуктивное сопротивления: r_0=0,422 Ом/км; x_0=0,432 Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_Д > I_п,$$

$$265 \text{ А} > 160,4 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах за год [3]

$$\Delta W_{л} = N \cdot \left(3 \cdot (I_{р.л})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau\right) \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta W_{л} = 2 \cdot \left(3 \cdot (80,2)^2 \cdot 0,422 \cdot 4 \cdot 2722\right) \cdot 10^{-3} = 177190 \ \frac{кВт \cdot ч}{год}.$$

4.1.2. Расчет токи КЗ

Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.3.

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 35 кВ S_C=600 МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_Б$=1000 МВА, $U_Б$=36,5 кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах

$$X_{C*} = \frac{S_Б}{S_C}, \tag{4.3}$$

$$X_{C*} = \frac{1000}{600} = 1,67.$$

Схемы замещения для расчетов токов КЗ:

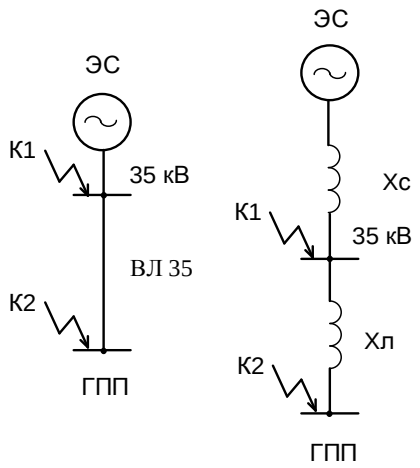

Рисунок 4.3 – Схемы для расчета токов КЗ

Сопротивление воздушной линии находится по формуле

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_Б}{(U_Б)^2}, \tag{4.4}$$

$$X_{л*} = \frac{0,432 \cdot 4 \cdot 1000}{(36,5)^2} = 1,29.$$

Ток короткого замыкания точке 1 равен

$$I_{К1} = I_{п0} = \frac{I_Б}{X_{С*}} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot X_{С*}}, \quad (4.5)$$

где $I_{п01}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

По формуле (4.5): $$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,5 \cdot 1,67} = 9,5 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле

$$I_{К2} = I_{п0} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot (X_{С*} + X_{л*})},$$

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,5 \cdot (1,67 + 1,29)} = 5,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_у \cdot I_К,$$

где $K_у$ – ударный коэффициент.

Согласно [3, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $К_{у1}$=1,72, $К_{у2}$=1,8.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9,5 = 23,1 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,3 = 13,6 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_К \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей. По [3, табл. 2.45] для точек КЗ 1 и 2: $T_{a1} = 0,03$ с; $T_{a2} = 0,05$ с.

4.1.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Для выбора оборудования в начале отходящей линии от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП следует соблюдать следующие условия выбора.

Выключатели выбираются:

– по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.6)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах}; \quad (4.7)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется током отключения выключателя

$$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau}; \quad (4.8)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{дин} \geq I_{п,о};$$

$$i_{дин} \geq i_{у}, \quad ; \quad (4.7)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока

$$I_{тер}^{2} \cdot t_{тер} \geq B_{к}; \quad (4.9)$$

где $B_к$ – полный тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;

$I_{тер} = 12,4$ – ток термической стойкости, кА [13];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [13].

– отключение апериодической составляющей тока КЗ $i_{а\tau}$ в момент τ расхождения контактов

$$i_{а\tau} \geq i_{аном}; \quad (4.10)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{\tau}{Ta}}; \quad (4.11)$$

где τ – момент начала расхождения дугогасительных контактов, с;

$T_а = 0,05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока, с [3].

Время отключения

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в};$$ (4.12)

где $t_{вс}$ =0,04 – собственное время отключения выключателя, с [13].

$t_{с.в}$ =0,01 – время срабатывания релейной защиты,с.

Завод-изготовлитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключенном токе

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{н} \cdot I_{отк.ном};$$ (4.13)

где $\beta_{н}$ =0,32 – номинальное относительное содержание апериодической составляющей [13].

Полный тепловой импульс

$$B_{к} = I_{п0}^{2} \cdot (t_{отк} + T_{а});$$ (4.14)

где $t_{отк}$ – время от начала КЗ до его отключения, с.

Время от начала КЗ до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.а} + t_{о.в},;$$ (4.15)

где $t_{р.з}$=2,2 – время действия МТЗ воздушной линии, с;

$t_{о.в}$ =0,06 – полное время отключения выключателя, с [13].

По формулам (4.6) – (4.15) произведем выбор выключателя 35 кВ. Сведем данные в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор выключателя 35 кВ

Условия	Расчетные данные	Каталожные ВГБ – 35–12,5/630 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	35,0	35
$I_{ном} \geq I_{мах}$	149,0	630
$I_{отк.ном} \geq I_{пт}$	9,5	12,5
$i_{аном} \geq i_{ат}$	2,5	20
$I_{дин} \geq I_{п0}$	2,5	5,6
$i_{дин} \geq i_{у}$	23,1	35
$I^{2}_{уст}\ t_{тер} \geq B_{k}$	7,1	468,7

Разъединители выбираются из условий
– по конструкции;
– по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (4.16)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах}; \quad (4.17)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{дин} \geq I_{п,о};$$

$$i_{дин} \geq i_{у}, \quad ; \quad (4.18)$$

– по термической стойкости

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_{к}; \quad (4.19)$$

где $B_к$ – полный тепловой импульс, $кА^2 \cdot с$;
$I_{тер} = 25$ – ток термической стойкости, кА [14];
$t_{тер} = 4$ – время протекания тока термической стойкости, с [14].

По формулам (4.16) – (4.19) произведем выбор разъединителей 35 кВ. Сведем данные в таблицу 4.3.

Трансформатор напряжения выберем типа 3хЗНОЛ 35 III,[15]. Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [16] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/42.

Таблица 4.3 – Выбор разъединителей 35 кВ

Условия	Расчетные данные	Каталожные РДЗ-35/1000 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	35,0	35
$I_{ном} \geq I_{мах}$	149,0	1000
$i_{дин} \geq i_{у}$	23,1	63
$I^2_{уст}\ t_{тер} \geq B_k$	7,1	2500

4.2 Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

Расчет производим по тем же формулам, что и для схемы 35 кВ. Полученные значения сведем в таблицу 4.4 – 4.9.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТМН 10000/110/10

Напряжение, кВ	110
$S_{нт,}$ кВА	10000
n, штук	2
$k_{зн,}$	0,49
$\Delta P_{хх,}$ кВт	10
$\Delta P_{кз,}$ кВт	58
$I_{хх,}$ %	10,5
$U_{кз,}$ %	0,4

Рассчитаем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП, воспользуемся формулами (3.11), (3.12), (4.1), (4.2).

Таблица 4.5 – Потери электроэнергии в трансформаторах ГПП

Потери мощности	$\Delta P_{т,}$ кВт	47,8
	$\Delta Q_{т,}$квар	548,2
Годовое число работы завода, ч	$T_г$	8760
Годовое число часов максимальных потерь, ч	τ	2722,6
Годовое число часов использования максимума активной нарузки, ч	$T_м$	4335
Потери электроэнергии, кВт·ч	$\Delta W_т$	251030,5

Таблица 4.6 – Выбор воздушной линии 110 кВ

Напряжение $U_{ном}$, кВ	110
1	2
Нагрузка в начале линии $S_{рл}$, кВА	10083,1
Расчетный ток одной цепи $I_{рл}$, А	26,5
Ток в послеаварийном режиме $I_{ап}$,А	52,9

Экономическая плотность $j_э$,А/мм^2	1,1
Сечение проводов $F_э$, мм^2	24,1

Окончание таблицы 4.6

1	2
Марка провода	АС 70/11
Допустимый ток $I_{доп}$, А	265
Удельное активное сопротивление r_0, Ом/км	0,422
Удельное индуктивное сопротивление x_0, Ом/км	0,444
Длина линии L, км	4
Потери активной энергии за год $\Delta W_л$, кВт·ч	19308

По условиям короны минимальное сечение ВЛ 110 кВ составляет 70 мм^2. В качестве провода от районной подстанции энергосистемы принимаем сечение провода F=70 мм^2. Значения r_0 и x_0 возьмем из [11].

Для расчета токов КЗ необходимо составить схему замещения. Расчет проводится аналогично.

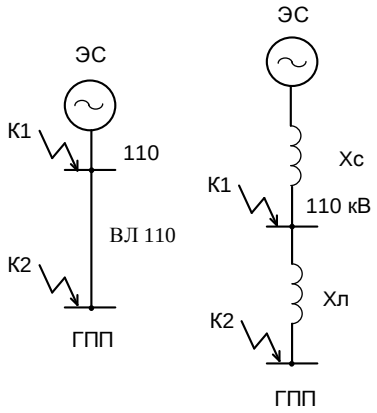

Рисунок 4.4 – Схемы для расчета токов КЗ

Таблица 4.7 – Расчет токов КЗ

1	2
Базисная мощность $S_б$, МВА	1000
Мощность КЗ системы S_c, МВА	1250
Базисное напряжение $U_б$, кВ	115
Сопротивление системы x_c ,ое	0,8
Сопротивление ВЛ $x_л$,ое	0,13

Точка 1	
Сопротивление в точке К1 $x_{к1}$, ое	0,80

Окончание таблицы 4.7

1	2
Ток в точке К1 $I_{к1}$, кА	6,27
Ударный коэффициент $К_у$	1,72
Ударный ток $i_{уд}$, кА	15,26
Время срабатывания защиты $t_{сз}$, с	0,01
Собственное время отключения $t_{св}$, с	0,04
Постоянная времени $T_а$, с	0,03
Апериодическая составляющая $i_{а1}$, кА	1,67
Мощность Кз в точке 1 $S_{кз}$, МВА	1250
Точка 2	
Сопротивление в точке К2 $x_{к2}$,ое	0,93
Ток в точке К2 $I_{к2}$,кА	5,37
Ударный коэффициент $К_у$	1,8
Ударный ток $i_{уд}$, кА	13,67
Время срабатывания защиты $t_{сз}$, с	0,01
Собственное время отключения $t_{св}$, с	0,04
Постоянная времени $T_а$,с	0,05
Апериодическая составляющая $i_{а2}$, кА	2,79
Мощность КЗ в точке К2 $S_{кз}$, МВА	1070,33

Выберем необходимое оборудование 110 кВ. Воспользуемся формулами (4.4) – (4.18) для выбора выключателей.

Таблица 4.8 – Выбор выключателей 110 кВ [17]

Условия	Расчетные данные	Каталожные ВГТ – 110II–40/2500 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110	110
$I_{ном} \geq I_{мах}$	48,9	2500
$I_{отк.ном} \geq I_{пт}$	6,3	40
$i_{аном} \geq i_{ат}$	1,7	65,1
$I_{дин} \geq I_{п0}$	1,7	25,4
$i_{дин} \geq i_{у}$	15,3	103

$I^2_{уст}\ t_{тер} \geq B_k$	3,1	4800

Таблица 4.9 – Выбор разъединителей 110 кВ [18]

Условия	Расчетные данные	Каталожные РДЗ-110/1000 УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	110	110
$I_{ном} \geq I_{мах}$	48,9	1000
$i_{дин} \geq i_y$	15,3	63
$I^2_{уст}\ t_{тер} \geq B_k$	3,1	1875

Трансформатор напряжения выберем типа 3хЗНОг 110,[19]. Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [20] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/77.

На вводе ГПП устанавливается аналогичная коммутационная аппаратура.

Выводы по разделу четыре

В разделе были предложены варианты схем электроснабжения 35 и 110 кВ. Так же были рассчитаны потери электроэнергии в линии и трансформаторе на ГПП. Выбрана необходимая коммутационная аппаратура исходя из условий выбора.

5 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

При сравнении вариантов учитываются: коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, вводные коммутационные аппараты главной понизительной подстанции, силовые трансформаторы главной понизительной подстанции.

Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения производится по формуле приведенных затрат

$$З=\sum_{i=1}^{n} E_i \cdot К_i + С_э + У \rightarrow \min \quad ; \qquad (5.1)$$

где $E_i = E_н + E_{ai} + E_{oi}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, о.е./год: $E_н$=0,12 – нормативный коэффициент эффективности, E_{ai} – коэффициент отчислений на амортизацию, для ВЛ-35 E_{ai} = 0,028, для ячеек 35 E_{ai} = 0,063 , E_{oi} – коэффициент расходов на обслуживание, для ВЛ-35 E_{oi} = 0,003, для ячеек E_{oi} = =0,03 [17, таблица 6.2];

$К_i$ – сумма капитальных затрат i-й группы, руб.;

$С_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год;

У – народохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, руб./год, в данном проекте рассматривают равно надёжные варианты, расчет У из исключается.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

$$С_э = (\Delta W_т + \Delta W_п) \cdot C_0 , \qquad (5.2)$$

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha \cdot К_м}{\tau} + \beta \right) \qquad (5.3)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии;

α – основная ставка тарифа[21];

β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии[22],

для 35 кВ: α = 1208,56 · 12 = 14503 руб/кВт год; β= 1,34 руб/кВ·ч;

для 110 кВ: α = 959,11 · 12 = 11509 руб/кВт год; β= 1,35руб/кВ·ч;

$К_м = \Delta P_э / \Delta P_м$ = 1 – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_м$ активной мощности предприятия;

δ - поправочный коэффициент δ = 1,02 для 35 кВ; δ = 1,03 для 110 кВ.

Расчет произведем на примере 35 кВ.

Необходимо определить показатели стоимости ячеек трансформатора, выключателя, ВЛ-35 и опор:

– $К_т$ = 2632 тыс.руб. – стоимость ячейки трансформатора в ценах 2000 года;

– $К_в$ = 1880 тыс.руб. – стоимость ячейки выключателя в ценах 2000 года;

– $К_{вл}$ = 470 тыс.руб. – стоимость ВЛ-35 в ценах 2000 года, стоимость опор ВЛ составляет 22% от стоимости ВЛ,[23];.

Стоимость капитальные вложения необходимо привести к 2017 году, на примере трансформатора

$$К_т = К_{справ.баз.} \cdot К_{справ.} \cdot К_{ндс} \cdot И_ц , \quad (5.4)$$

где $К_{справ.}$ – капитальные вложения из справочника 2000 года [19];

$К_{ндс}$ = 1,18 – налог на добавленную стоимость;

$И_ц$ – индекс цен на 2017 год для ячеек $И_ц$ = 4,27, для ВЛ $И_ц$ =3,78.

$К_{ндс}$ =1,5 – если цена указана до 91 года, $К_{ндс}$ =1,9 – если цена указана до 84 года.

Стоимость потерь электр

$$С_0 = 1,02\left(\frac{14503 \cdot 1}{2722,6} + 1,34\right) = 6,8 \frac{руб. \cdot ч}{кВт},$$

$$С_э = (282412 + 177191) \cdot 6,8 = 3125 \text{ тыс.руб.}$$

Для удобства сведем все расчеты в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Экономические показатели варианта 35 кВ

Составляющие затрат	Кол-во	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения,тыс.руб	Отчисления				Затраты годовые, тыс. руб	Потери электроэнерг., кВт	Стоимость потерь, тыс. руб
					$Е_н$	$Е_{ai}$	$Е_{oi}$	Е			
Ячейка трансформатора	2	шт	18592	37184	0,12	0,063	0,030	0,213	7920	282412	1920
Ячейка выключателя	4	шт	9472	37890	0,12	0,063	0,030	0,213	8070		
ВЛ-35+опоры	4	км	2557	10230	0,12	0,028	0,003	0,151	1544	177191	1204
ИТОГО				85304					17535	459603	3125

Экономические показатели для варианта 110 кВ находим аналогично.

Необходимо определить показатели стоимости ячеек трансформатора, выключателя, ВЛ-110 и опор:

– $К_т$ = 3854 тыс.руб. – стоимость ячейки трансформатора в ценах 2000 года;

– $К_в$ = 6580 тыс.руб. – стоимость ячейки выключателя в ценах 2000 года;

– $К_{вл}$ = 1081 тыс.руб. – стоимость ВЛ-110 в ценах 2000 года, стоимость опор ВЛ составляет 22% от стоимости ВЛ,[21];.

Расчеты по формулам (5.1) – (5.4) сведем с таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Экономические показатели варианта 110 кВ

Составляющие затрат	Кол-во	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения,тыс.руб	Отчисления				Затраты годовые, тыс. руб	Потери электроэнерг., кВт	Стоимость, тыс. руб
					$Е_н$	$Е_{ai}$	$Е_{oi}$	Е			
Ячейка трансформатора	2	шт	19418	38837	0,12	0,063	0,030	0,213	8272	251031	1005
Ячейка выключателя	4	шт	33154	132616	0,12	0,063	0,030	0,213	28247		
ВЛ-110+опор	4	км	5882	235229	0,12	0,028	0,003	0,151	3553	19308	77
ИТОГО				194983					40072	270339	1082

Для определения наилучшего варианта составим итоговую таблицу.

Таблица 5.3 – Технико–экономическое сравнение напряжений и схем внешнего электроснабжения

Вариант	Капитальные затраты,тыс.руб	Приведенные капитальные затраты,тыс.руб	Потери электроэнергии, кВт·ч	Стоимость потерь,тыс.руб	Приведенные затраты,тыс.руб
35	85304	17535	459603	3125	20660
110	194983	40072	270338	1082	41154

Приведенные затраты для варианта 110 кВ больше, чем для 35 кВ на:

$$\frac{41154 - 20660}{41154} \cdot 100\% = 47,2\%$$

Выводы по разделу пять

В результате расчетов видим, что приведенные затраты по варианту 35 кВ меньше приведенных затрат по варианту 110 кВ на 47,2%. Значит, в качестве напряжения внешнего электроснабжения, мы принимаем напряжение равное 35 кВ.

6 ВЫБОР СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

6.1 Выбор напряжения

По заданным данным в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ.

6.2 Построение схемы электроснабжения

Согласно [7, 6.3.11, 5.3.11] к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА. Обращая внимание на то, что при выборе цеховых ТП были выбраны трансформаторы с номинальными мощностями 160, 250, 630, 1000, 1250 кВА, принимаем, что все ТП будут питаться по магистральной схеме для удешевления.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает низкой коррозионной активностью, отсутствием блуждающих токов в грунте, а также колебаний и растягивающие усилий. При применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки ААШв с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой, наличием шлангового защитного покрова из ПВХ пластиката с повышенной термостойкостью жил кабелей.

6.4 Расчет питающих линий

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_н},$$

где $S_{р.к}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, берем из раздела 3;

$U_н$ – номинальное напряжение сети.

Сечение кабельной линии по формуле

$$F_э = \frac{I_{р.к}}{j_э},$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, $j_э = 1{,}1 \frac{А}{мм^2}$.

Сечение выбираем максимально близкое к экономическому $F_{ст}$. Далее принимаем длительно допустимый ток по наихудшим условиям прокладки. Длительно допустимый ток с учетом условий прокладки определяется по формуле

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_{t} \cdot I_{доп} \geq \frac{I_{р.к}}{n_{к}},$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

K_{t} – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура окружающего воздуха равно 22,6 °С. Для нормированной температуры жил, используя линейную интерполяцию, получим $K_{t} = 1,04$;

$n_{к}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию

$$I'_{ПА} = K_{ПА} \cdot I'_{доп.ф} \geq \frac{I_{ПА}}{n_{к}},$$

где $K_{ПА}$ – коэффициент перегрузки, который определяется по [24, табл. 21.1], в зависимости от коэффициента предварительной загрузки;

$I_{ПА}$ – нагрузка на КЛ в послеаварийном режиме.

Потери напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_{р.к} \cdot r_0 \cdot L_{к} + Q_{р.к} \cdot x_0 \cdot L_{к}}{n_{к} \cdot U^2_{ном}} \cdot 100\% \leq \Delta U = 5\%,$$

где $P_{р.к}$, $Q_{к.р.}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабелю;

r_0, x_0 – удельные индуктивные и активные сопротивления кабеля [25].

Результаты выбора кабельных линий приведены в таблице 6.1.

Выводы по разделу шесть

Произвели выбор напряжения схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ. Разработали схему электроснабжения предприятия. С учетом условий прокладки выбрали кабели марки ААШв. Рассчитали кабельные линии на напряжении 10 кВ и 0,4 кВ, проверили их по допустимому току в послеаварийном режиме и падению напряжения.

Таблица 6.1 – Выбор кабельных линий

Цех	Номер КЛ	Конечные пункты КЛ	$P_р$,кВт	$Q_р$, квар	$S_{р.к}$, кВА	$I_р$,А	$F_э$, мм^2	$F_{т.э.}$, мм^2	Тип и количество		Способ прокладки	Нагрузка на кабель		$I_{доп}$, А	$K_п$	K_t	$I_{доп.ф}$, А	$K_{зкл}$	$K_{ав}$	$I_{ав}$, А	L, км	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	ΔU,%
									тип	кол-во		норм	п/а											
1,2	1	ТП2-ТП1	451,3	266,0	523,9	30,2	27,5	35	ААШв	2	в транше	30,2	60,5	110	0,9	1,04	102,9	0,29	1,2	123,6	0,066	0,89	0,095	0,014
	2	ГПП-ТП2	608,6	355,9	705,0	40,7	37,0	50	ААШв	2	в транше	40,7	81,4	134	0,9	1,04	125,4	0,33	1,2	150,5	0,092	0,62	0,090	0,018
3,4,6, 9,11	3	ГПП-ТП5	423,4	230,9	482,2	27,8	25,3	35	ААШв	1	в транше	27,8	-	110	0,9	1,04	102,9	0,27	1,2	-	0,262	0,89	0,095	0,100
	4	ТП5-ТП3	333,1	155,9	367,7	21,8	19,3	35	ААШв	1	в транше	21,2	-	91	0,9	1,04	85,1	0,25	1,2	-	0,940	0,89	0,095	0,290
	5	ТП3-ТП4	142,8	41,1	148,6	8,6	7,8	25	ААШв	1	в транше	8,6	-	91	1,0	1,04	94,6	0,09	1,2	-	0,200	1,24	0,099	0,036
	6	ТП4-НРП1	14,8	13,9	20,3	29,4	26,7	35	ААШв	1	в транше	29,4	-	110	1,0	1,04	114,4	0,26	1,2	-	0,070	0,89	0,095	0,001
	7	ТП4-НРП2	15,8	14,6	21,5	31,0	28,2	35	ААШв	1	в транше	31,0	-	110	1,0	1,04	114,4	0,27	1,2	-	0,086	0,89	0,095	0,001
5,6,8	8	ГПП-ТП6	1740,5	1417	2244,7	130,0	117,8	185	ААШв	2	в транше	129,6	259,2	275	0,8	1,04	223,1	0,58	1,2	267,7	0,259	0,16	0,059	0,046
	9	ТП6-ТП9	817,8	478,7	947,6	54,7	49,7	50	ААШв	2	в транше	54,7	109,4	134	0,9	1,04	125,4	0,44	1,2	150,5	0,198	0,62	0,090	0,050
	10	ТП9-ТП8	107,1	43,9	115,7	6,7	6,1	25	ААШв	2	в транше	6,7	13,4	91	0,9	1,04	85,1	0,08	1,2	102,2	0,046	1,24	0,099	0,003
12,15, 16,17, W	11	ГПП-ТП12	305,2	234,8	385,1	22,2	20,2	25	ААШв	2	в транше	22,2	44,5	91	0,8	1,04	73,8	0,30	1,2	88,6	0,584	1,24	0,099	0,117
	12	ГПП-СД	504,0	312,4	592,9	34,2	31,1	35	ААШв	1	в транше	34,2	-	110	0,8	1,04	89,2	0,38	1,2	-	0,587	0,89	0,095	0,240
	13	ТП12-ТП10	210,5	140,2	252,9	14,6	13,3	25	ААШв	2	в транше	14,6	29,2	91	0,9	1,04	85,1	0,17	1,2	102,2	0,095	1,24	0,099	0,013
	14	ТП10-ТП13	109,0	52,5	121,0	7,0	6,4	25	ААШв	1	в транше	7,0	-	91	0,9	1,04	85,1	0,08	1,2	-	0,019	1,24	0,099	0,002
	15	ТП10-НРП3	88,0	85,3	122,6	177,0	160,8	185	ААШв	1	в транше	177,0	-	275	1,0	1,04	286,0	0,62	1,2	-	0,035	0,16	0,059	0,001
7,13, 14,18	16	ГПП-ТП7	1501,5	730,6	1669,9	96,4	87,6	95	ААШв	1	в транше	96,4	-	192	0,9	1,04	179,7	0,53	1,2	-	0,418	0,33	0,083	0,230
	17	ГПП-ТП11	1036,6	360,1	1097,4	63,4	57,6	70	ААШв	1	в транше	63,4	-	162	0,9	1,04	151,6	0,42	1,2	-	0,576	0,44	0,086	0,280
	18	ТП7-ТП11	1036,6	360,1	1097,4	63,4	57,6	70	ААШв	2	в транше	63,4	126,7	162	0,9	1,04	151,6	0,42	1,2	182,0	0,160	0,44	0,086	0,039
	19	ТП11-ТП14	186,9	70,9	199,9	11,5	10,5	25	ААШв	1	в транше	11,5	-	91	1,0	1,04	94,6	0,12	1,2	-	0,127	1,24	0,099	0,030
	20	ТП7-НРП4	110,6	78,9	135,8	196,0	178,3	185	ААШв	1	в транше	196,0	-	275	1,0	1,04	286,0	0,68	1,2	-	0,035	0,16	0,059	0,001

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы неизменной во времени: $I_к = I_{n.o} = I_{n.t.}$

Необходимо составить принципиальную электрическую схему СЭС ПП, показана на рисунке 7.1.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки и токи между ними. Схема приведена на рисунке 6.2.

Для выбора электрооборудования СЭС предприятия производим расчет токов к.з. в следующих точках:

К-1 и К-2 – в схеме внешнего электроснабжения;

К-3 – в распределительном устройстве напряжением 10 кВ ГПП;

К-4 – в электрической сети напряжением 0,4 кВ.

Расчет токов к.з. в точках К-1 и К-2 проводился в разделе 4.

При определении токов КЗ в точках $К_1$ и $К_2$ подпитку от высоковольтного синхронного двигателя, установленного на стороне низшего напряжения ГПП по схеме, учитывать не будем. Поэтому значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках $К_1$ и $К_2$ можно принять из расчета, проведенного в подразделе 4.2:

$$I_{К1} = 9,5 \text{ кА}; i_{уд1} = 23,08 \text{ кА};$$

$$I_{К2} = 5,33 \text{ кА}; i_{уд2} = 13,6 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ в точке $К_1$ $S_{к1}$=600 МВА, в точке $К_2$ S_{k2}=337,4 МВА.

Для нахождения тока КЗ в точке $К_3$ составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных $S_Б$=1000 МВА, $U_Б$=10,5 кВ.

Принимаем следующие сверхпереходные ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям:

1 Для энергосистемы $E''_c = 1$.

2 Для синхронных двигателей $E''_{сд} = 1,1$.

Для расчета сверхпереходного сопротивления, выраженного в относительных единицах, приведенного к базисным условиям, выберем для установки следующий высоковольтный электродвигатель:

Синхронные двигатель, установленный в компрессорной: СТД-630-2 с номинальной мощностью $P_{ном}$ = 630 кВт и сверхпереходным сопротивлением по продольной оси $x''_d = 14,3\ \%$ [26]; КПД=95,3 %.

Определим сверхпереходные сопротивления для элементов схемы:

Энергосистема по формуле (4.3)

$$X''_1 = X''_{C*} = \frac{1000}{600} = 1,66.$$

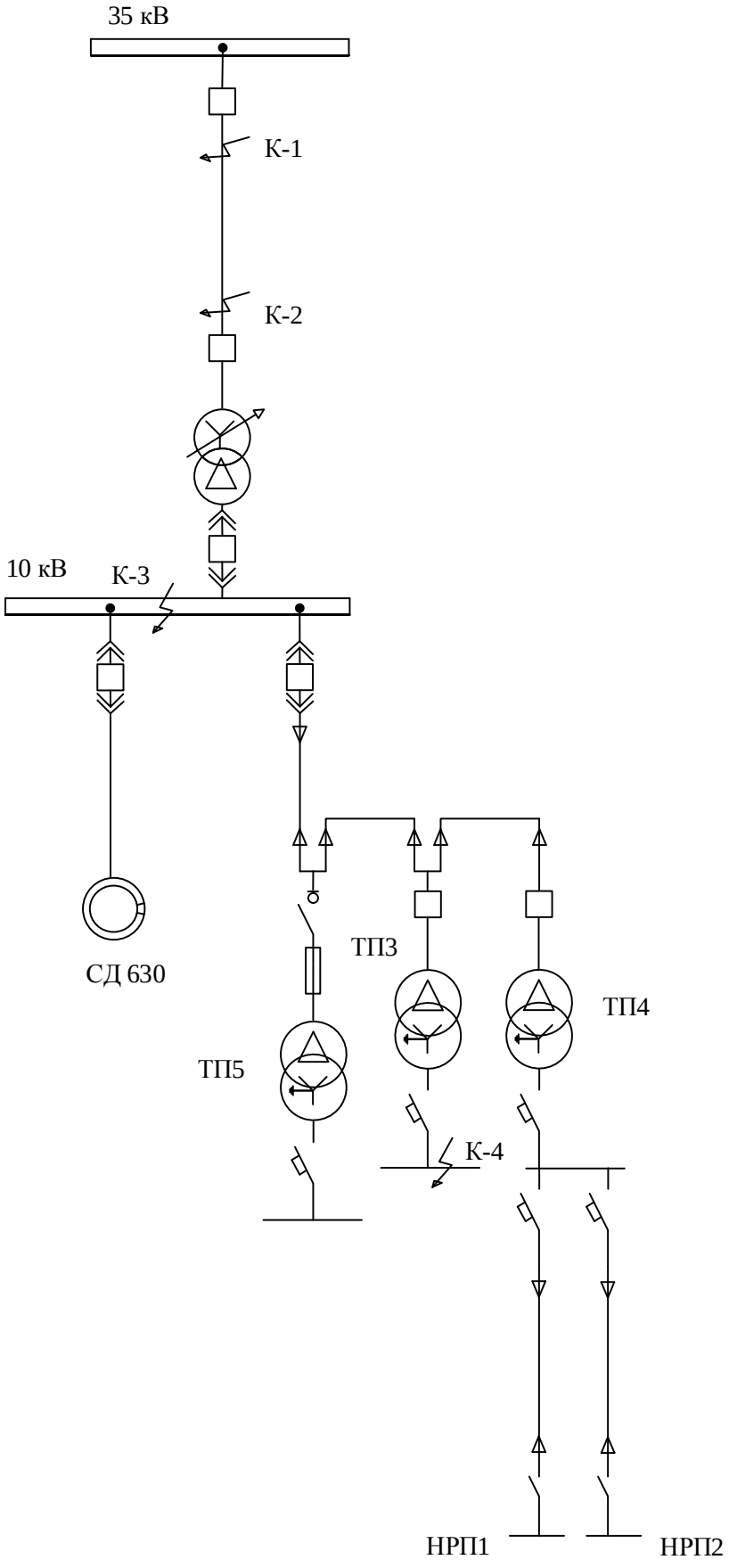

Рисунок 7.1 – Принципиальная схема СЭС

Сопротивление ВЛ35 – аналогично (4.4)

Трансформатор ТДНС-10000/35, согласно [11, таблица 2.41]

$$X_З'' = X_{т*}'' = \frac{U_{к\%} \cdot S_Б}{100 \cdot S_{ном.т}},$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТДНС-10000/35, $U_{к\%} = 8\%$;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, $S_{ном.т} = 10$ МВ.

Синхронные двигатели СТД-630-2. Согласно [12, таблица 2.41] для синхронного двигателя

$$X_6'' = X_d'' \cdot \frac{S_Б}{S_{ном}};$$

$$S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\eta \cdot \cos\varphi},$$

Для кабельных линий сверхпереходное сопротивление находится по формуле

$$X_{KL} = \frac{S_б \cdot x_{КЛi}}{U_{ном}^2}$$

Все результаты сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет сверх переходных сопротивлений КЛ

Начало и конец КЛ	Номер	X”
ГПП -ТП5	4	0,22
ТП5 -ТП3	5	0,81
ГПП-СД	6	0,51

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ находится по формуле

$$I_{п0} = \sum I_{п0i*} \cdot I_Б = \sum \frac{E_i''}{x_i''} \cdot I_Б,$$

где $I_{п0i*}$ – начальное значение тока КЗ, создаваемая i-й ветвью, выраженное в относительных единицах;

$I_Б$ – базисное значение тока.

Для точки $К_3$ начальное значение тока КЗ, выраженное в именованных единицах

$$I_Б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА};$$

$$I_{п0} = \left(\frac{1}{10,9} + \frac{1,1}{256,4} \right) \cdot 55 \text{ кА} = 5,25 \text{ кА}.$$

Схема замещения

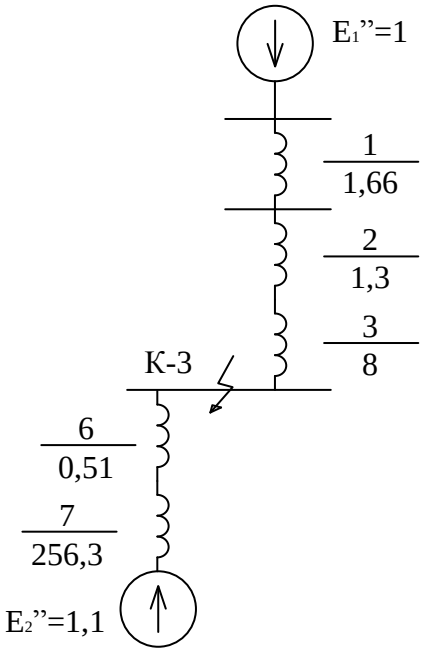

Рисунок 7.2 – Схема замещения для К-3

Значение апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле

$$i_{at} = \sum_i i_{ati},$$

где i_{ati} – значение апериодической составляющей тока КЗ, создаваемая i-й ветвью, которое находится по формуле

$$I_{ati} = \sqrt{2} \cdot I_{п0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}},$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей. Для энергосистемы в точке $К_3$ $T_{ac} = 0,12$ с [3, табл. 2.45].

Для синхронного двигателя СТД-630-2 согласно [1, табл.2.48] $T_{аСД} = 0,031$ с.

Время отключения

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в};$$

где $t_{вс}$ =0,04 – собственное время отключения выключателя, с [13];

$t_{с.в}$ =0,01 – время срабатывания релейной защиты, с.

Принимаем постоянной в течение всего процесса замыкания.

Ударный ток

$$i_у = \sqrt{2} \cdot k_у \cdot I_k,$$

где $k_у$ – ударный коэффициент [3, табл. 2.45].

Мощность КЗ в точке К-3

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_k.$$

Результаты расчета сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет токов КЗ в точке К-3

$I_б$, кА	$I_{п0}$, кА	$I_{ат}$,кА	$i_у$,кА	$S_{кз3}$,МВА
55	5,25	4,89	14,25	259,3

При определении тока КЗ в точке $К_4$ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

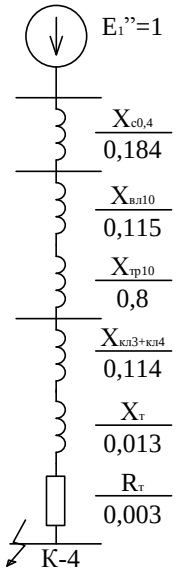

Рисунок 7.3 – Схема замещения для токов КЗ в точке К-4

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП3 посчитаем:
Индуктивное сопротивление КЛ ГПП-ТП5+ТП5-ТП3

$$X_{КЛ3+КЛ4} = x_{03} \cdot l_3 + x_{04} \cdot l_4,$$

$$X_{КЛ3+КЛ4} = 0{,}114 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:
1 Сопротивление энергосистемы, приведенное к стороне 0,4 кВ

$$X_C = \frac{U^2_{ср.ном}}{S_C},$$

$$X_{C0,4} = \frac{(10{,}5 \cdot 10^3)^2}{600 \cdot 10^6} = 0{,}184 \text{ Ом}.$$

2 Сопротивление ВЛ 35 кВ, приведенное к стороне 0,4 кВ

$$X_{ВЛ10} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{ср.номНН}}{U_{ср.номВН}} \right)^2,$$

$$X_{ВЛ10} = 0{,}432 \cdot 4 \cdot \left(\frac{10{,}5}{35} \right)^2 = 0{,}155 \text{ Ом}.$$

3 Сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к стороне НН

$$X_{ТР10} = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{ном.т})^2}{100 \cdot S_{ном.т}},$$

$$X_{ТР10} = \frac{8 \cdot (10)^2}{100 \cdot 10} = 0{,}8 \text{ Ом}.$$

4 Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП

$$X_{сетГПП} = X_{С10} + X_{ВЛ10} + X_{ТР10},$$

$$X_{сет.ГПП} = 0{,}184 + 0{,}155 + 0{,}8 = 1{,}14 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до вводов ВН трансформаторов ТП3

$$X_{сетТП3} = X_{КЛ3+КЛ4} + X_{сетГПП},$$

$$X_{сетТП3} = 1{,}14 + 0{,}114 = 1{,}28 \text{ Ом}.$$

Мощность короткого замыкания на вводах высокого напряжения трансформаторной подстанции ТП3

$$S_{C10} = \frac{U^2_{ср.ном}}{X_{сетТП3}},$$

$$S_{C10} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{1,28} = 78,12 \text{ МВА}.$$

Индуктивное сопротивление сети, приведенное к ступени 0,4 кВ, по (7.3)

$$X_{C0,4} = \frac{(0,4)^2}{78,12} = 0,002 \text{ Ом}.$$

Активное, индуктивное и полное сопротивление трансформатора ТП3, данные для расчета берем из таблицы 2.4

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном.нн}}{(S_{ном.т})^2},$$

$$R_T = \frac{7600 \cdot (400)^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 0,003 \text{ Ом};$$

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{ном.т})^2}{100 \cdot S_{ном.т}},$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot (400)^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 0,014 \text{ Ом};$$

$$X_T = \sqrt{(Z_T)^2 - (R_T)^2},$$

$$X_T = \sqrt{(0,014)^2 - (0,003)^2} = 0,013 \text{Ом}.$$

Суммарное полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП3

$$Z_\Sigma = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + X_{C0,4})^2},$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{(0,003)^2 + (0,013 + 0,002)^2} = 0,015 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания в точке $К_4$ определяется по формуле

$$I_{кт} = I_{к0} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}},$$

$$I_{кт} = I_{к0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,015} = 15,4 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле [27, с.63]

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{к0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, равная

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega_C \cdot R_{\Sigma}}, \quad (7.5)$$

где R_{Σ} и X_{Σ} – соответственно результирующее активное и индуктивное сопротивления$R_{\Sigma} = R_T = 0,003$ Ом; $X_{\Sigma} = X_T + X_{С0,4} = 0,0148$ Ом.
ω_C – синхронная угловая частота напряжения сети.

По (7.5):

$$T_a = \frac{0,0148}{314 \cdot 0,003} = 0,0157 \text{с}.$$

Полученные данные сведем таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет токов и мощностей КЗ

Точка	Напряжение, кВ	Токи, кА			Мощность, МВА
		$I_{п0}$	$I_{ат}$	$i_у$	
К-1	36,5	9,50	2,53	23,10	600,0
К-2	36,5	5,33	2,77	13,60	337,4
К-3	10,5	5,25	4,89	14.25	259,3
К-4	0,4	15,40	20,40	34,80	10,6

Выводы по разделу семь

В данном разделе произведен расчет токов короткого замыкания на шинах энергосистемы, на вводе ГПП, шинах 10 кВ и шинах 0,4 кВ ТП3. На основании этих значений выберем необходимое оборудование 10 и 0,4 кВ.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии может выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания.

Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях друг от друга. Магистральные линии рациональны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП, к которым подключают отходящие линии – в этом заключается одно из главных преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

Для определения оптимального варианта схемы внутризаводского электроснабжения проведем технико-экономическое сравнение вариантов подключения цеховых трансформаторных подстанций, а именно:

1 Магистральная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП2–ТП1, изображенная на рисунке 8.1.

2 Радиальная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП2, ГПП–ТП1, изображенная на рисунке 8.2.

8.1 Выбор кабельных линий

Кабельные линии (КЛ) для I варианта были определены ранее в таблице 8.1.

Термически стойкое сечение определим по выражению

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.1)$$

где $B_к$ – тепловой импульс квадратичного тока КЗ;

C = 90 – коэффициент, зависящий от вида металла жил, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$ [27].

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_a), \quad (8.2)$$

где $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{в.о}$ =0,05 – полное время отключения выключателя, с [28];

T_a = 0,12– время протекания апериодической составляющей тока КЗ,с [3].

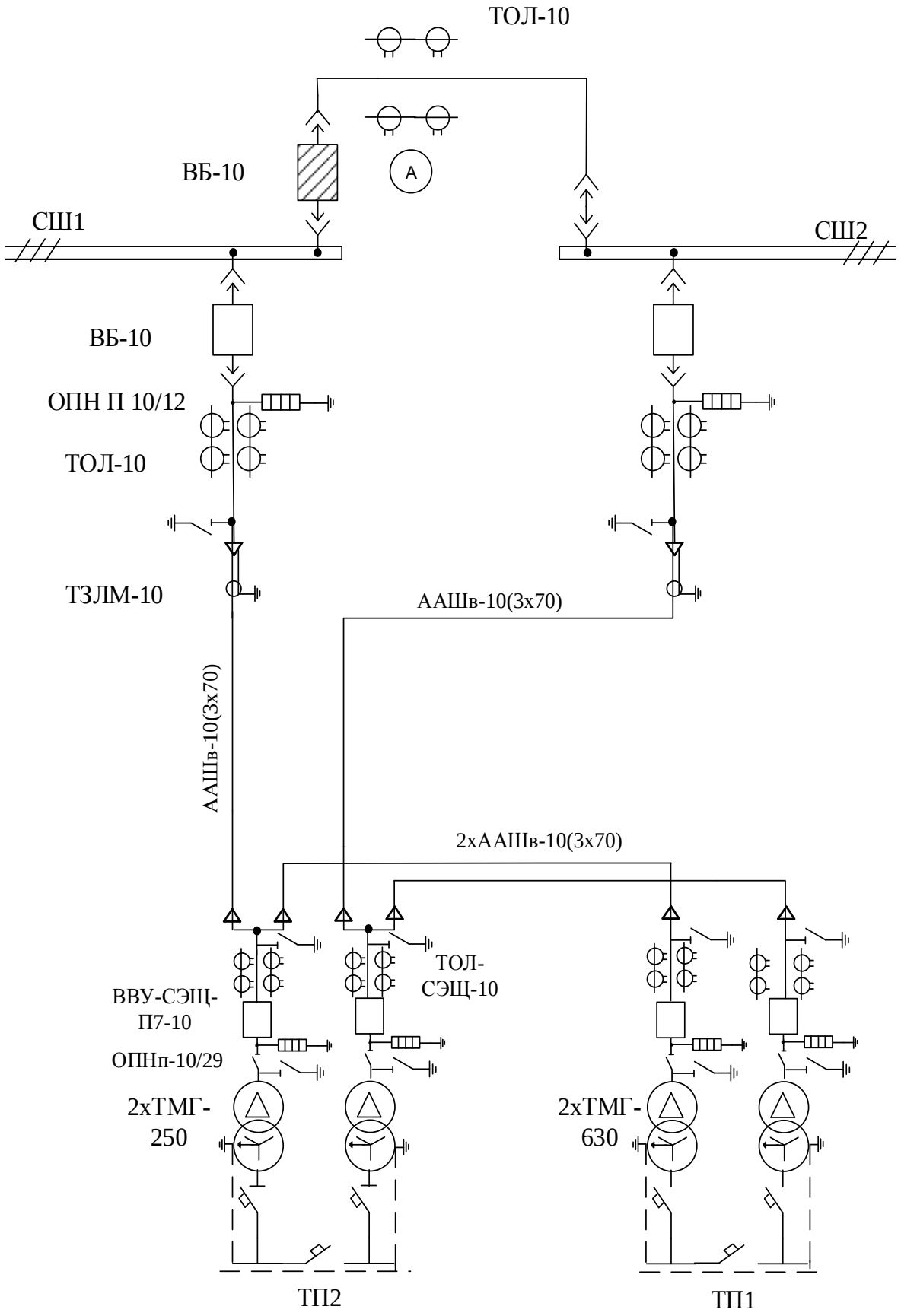

Рисунок 8.1 – Вариант магистральной схемы

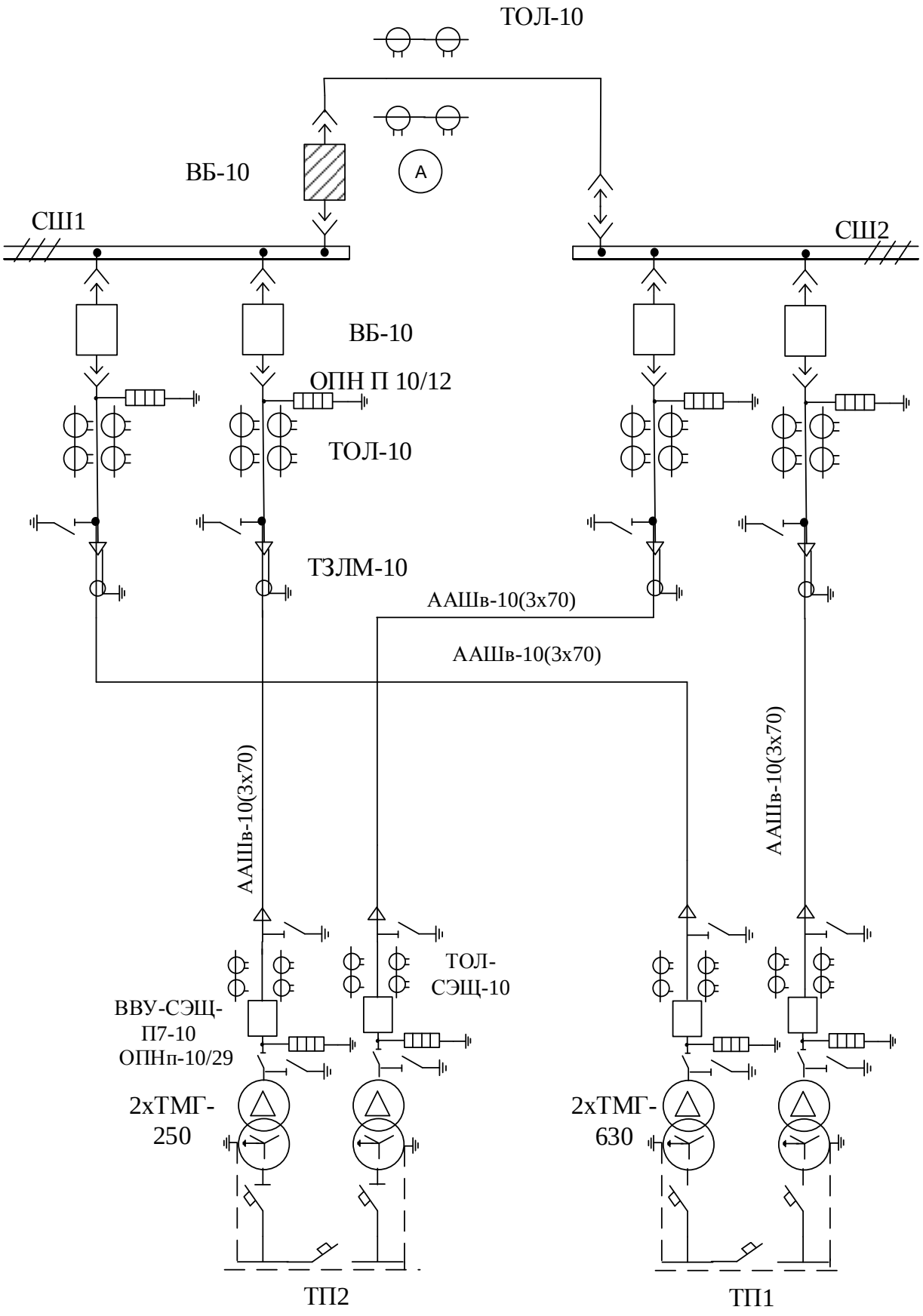

Рисунок 8.2 – Вариант радиальной схемы

В таблицу 8.1 запишем площади термически устойчивых сечений кабелей, определенные по формулам (8.1) – (8.2).

Таблица 8.1 – Выбор термически устойчивых сечений кабелей на примере магистральной схемы

Кабельная линия	$\frac{А\cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$В_к$, $кА^2\cdot с$	$t_{р.з}$, с	$t_{р.з}$, с	$Т_а$, с	Прежняя площадь сечения, $мм^2$	Термически устойчивая площадь, $мм^2$	Новое обозначение кабеля
ГПП-ТП2	90	26,74	0,8	0,05	0,12	50	70	ААШв-10(3х70)
ТП2-ТП1	90	26,74	0,8	0,05	0,12	35	70	ААШв-10(3х70)

Термически стойкое сечение кабеля при радиально подключении будет аналогичным, 70 $мм^2$.

8.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери электрической энергии в кабельных линиях определяются по выражению

$$\Delta W_л = n\cdot(3\cdot I^2_{р.л}\cdot r_0\cdot L\cdot\tau), \quad (8.3)$$

где n – число кабельных линий;

$I_{р.л}$ – расчетный ток кабельной линии, А;

r_0 – удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

L – расстояние от ГПП до ТП, км;

τ = 2722 – годовое число потерь, ч.

Результаты расчетов по формуле (8.3) сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	τ, ч/год	$I_{р.л}$, А	r_0, Ом/км	L, км	$\Delta W_л$, $\frac{кВт\cdot ч}{год}$
1	2	3	4	5	6	7
Магистраль						
ГПП-ТП2	2	2722	40,7	0,443	0,092	1102,6
ТП2-ТП1	2	2722	30,2	0,443	0,066	435,5

Окончание таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7
Итого						1538,1
Радиальная схема						
ГПП-ТП2	2	2722	10,5	0,443	0,092	73,3
ГПП-ТП1	2	2722	30,2	0,443	0,158	1042,6
Итого						1115,9

8.3 Выбор электрооборудования

8.3.1 Выбор ячеек отходящих от ГПП 10 кВ

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-128 [29]. Конструктивной особенностью данных шкафов является размещение сборных шин в нижней части шкафов, а линейного отсека над ними.

Ячейки К-128 комплектуются вакуумными выключателями типа ВБ-10, трансформаторами тока ТОЛ-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-128 представлены в таблице 8.3 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП2 (Магистральная схема).

Таблица 8.3 – Условия выбора ячеек К-128

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,0 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	630 А	81,40 А
$i_д \geq i_у$	51 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 $кА^2 \cdot с$	314,50 $кА^2 \cdot с$

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для магистральной схемы, так и для радиальной.

8.3.2 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах цеховых ТП принимаем к установке ячейки одностороннего обслуживания серии КСО-СЭЩ -10-630 завода «Электрощит Самара» [30], которые комплектуются вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 [31]. Выбираем ОПНп-10/29.

На примере ТП1 произведем выбор вакуумного выключателя и трансформатора тока, условия выбора сведем в таблицы 8.4 –8.5.

Таблицы 8.4 – Выбор вакуумного выключателя для цеховой ТП6

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	630 А	50,90 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{ном} \geq i_{а.т}$	9 кА	4,89 кА
$I_{дин} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{д} \geq i_{у}$	50 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 кА^2·с	217,50 кА^2·с

Выбор трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-150 [32] производим, как и в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор трансформатора тока для ТП1

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	75 А	50,90 А
$i_{д} \geq i_{у}$	40 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	256 кА^2·с	217,50 кА^2·с

8.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Экономически выгодным решением считается вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [3]

$$З = \sum_{i}^{n} E_i \cdot k_i + C_э \quad , \qquad (8.4)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

k_i – сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых электроприемников;

$C_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии.

Общие ежегодные отчисления находятся [17, таблица 6.2]

$$E_i = E_н + E_{ai} + E_{oi}, \quad (8.5)$$

где $E_н$ =0,12 – нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

E_{oi} – расходы на обслуживание.

Стоимость потерь электроэнергии учитывается по двухставочному тарифу [21, 22]

$$C_э = \Delta W_л \cdot C_0', \quad (8.6)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0 = \delta\left(\frac{\alpha \cdot K_м}{\tau} + \beta\right), \quad (8.7)$$

где α – основная ставка тарифа[21];

β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии[22],

для 10 кВ: α = 1573,36 · 12 = 18889,3 руб/кВт год; β= 1,36 руб/кВ·ч;

$K_м = \Delta P_э/\Delta P_м = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_м$ активной мощности предприятия.

δ - поправочный коэффициент δ = 1,07 для 10 кВ.

Стоимость электрооборудования и кабельной продукции принимаем из [33], а результаты технико-экономических расчетов по формулам (8.4) – (8.7) сведем в таблицу 8.6 и 8.7.

Таблица 8.6 – Технико-экономические показатели для магистральной схемы

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть един., тыс.руб	k_i, тыс. руб.	E_i, 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс. руб/год	$\Delta W_л$, кВт/год	$C_э$, тыс. руб./год	Прив. затр., тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ячейка серии К-128 на 10 кВ с вакуумным выключателе	шт.	2	355,5	711,0	0,223	158,5			

м ВБ-10-20									

Окончание таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Камера КСО-СЭЩ с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ	шт.	4	70,0	280,0	0,223	62,4			
Двух цепная кабельная линия ГПП-ТП2 ААШв-10 (3х70) в траншее	км	0,092	325,9	30,0	0,165	5,0	1102,6	9,8	
Двух цепная кабельная линия ТП2-ТП1 ААШв-10(3х70) в траншее	км	0,066	325,9	21,5	0,165	3,5	435,5	3,8	
ИТОГО				1042,5		229,4	1538,1	13,6	243

Таблица 8.7 – Технико-экономические показатели для радиальной схемы

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть един., тыс.руб	k_i, тыс. руб.	E_i, 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс. руб/ год	$\Delta W_л$, кВт/ год	$С_э$, тыс. руб./ год	Прив. затр., тыс.руб/ год
Ячейка серии К-128 на 10 кВ с вакуумным выключателем ВБ-10-20	шт.	4	355,5	1422	0,223	317			
Камера КСО-СЭЩ с вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ	шт.	4	70,0	280	0,223	62			
Двух цепная кабельная линия ГПП-ТП2 ААШв-10 (3х70) в траншее	км	0,092	325,9	30	0,165	5	73,3	6,5	

Двух цепная кабельная линия ТП2-ТП1 ААШв-10(3х70) в траншее	км	0,158	325,9	52	0,165	9	1042,6	9,2	
ИТОГО				1784		393	1115,9	15,7	408,7

Приведенные затраты для магистральной схемы меньше, чем для радиальной на $\frac{408,7-243}{408,7}\cdot 100\% = 40,5\%$

Выводы по разделу восемь

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых ТП выберем магистральную схему, так как она получилась экономичнее на 40,5% по сравнению с радиальной схемой.

9 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор электрооборудования схемы электроснабжения производится по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ [3].

9.1 Выбор КРУ устройства ГПП

Для установки на ГПП выберем шкафы на напряжение 10 кВ серии К-128 «Классик» завода «Мосэлектро» [29]. КРУ К-128 является современным комплектным распределительным устройством с двухсторонним обслуживанием, высокими технологическими параметрами, надежностью и безопасностью персонала.

Условия выбора:

– рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{утяж.} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

– тепловой импульс тока КЗ

$$B_К = I^2_{п.0} \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_а),$$

где $t_{р.з}$=1,5 – время действия релейной защиты,с;

$t_{о.в}$ =0,06 – полное время отключения выключателя, с [28];

$T_а$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ,с [3].

Таблица 9.1 – Выбор КРУ 10 кВ

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	1000 А	808 А
$i_д \geq i_у$	51 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 кА^2·с	314,5 кА^2·с

Для секционного выключателя примем

$$I_{секц} = 0,7 \cdot I_{ввод}.$$

9.2 Выбор выключателей К-128

По каталогу допустимой используемой аппаратуры для К-128 выбираем вакуумные включатели типа ВБ-10-20 производства «Контакт» [28].

Условия выбора включателей показаны в таблице 8.2.

Таблица 9.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	1000 А	404,10 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{ном} \geq i_{а.т}$	9,05 кА	4,89 кА
$I_{дин} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{д} \geq i_{у}$	51 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1200 $кА^2 \cdot с$	314,50 $кА^2 \cdot с$

9.3 Выбор трансформаторов тока КРУ

По каталогу установим трансформаторы тока типа ТОЛ-10-500-0,5/10Р-У3 завода «СЗТТ» [32]. Трансформаторы тока в цепи секционного выключателя принимаем того же типа.

Таблица 9.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе КРУ

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,0 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	500 А	404,10 А
$i_{д} \geq i_{у}$	102 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 $кА^2 \cdot с$	314,50 $кА^2 \cdot с$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составим схему включения трансформатора тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 9.1.

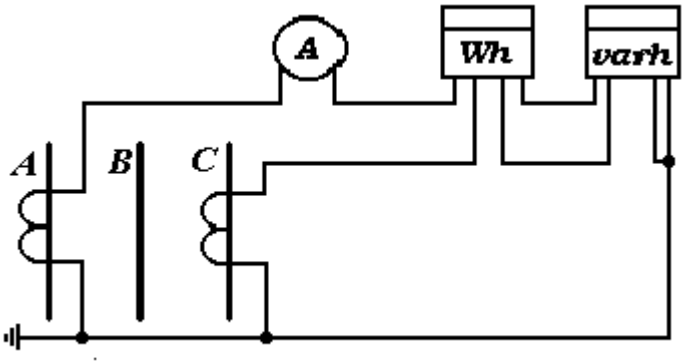

Рисунок 9.1 – Схема подключения измерительных приборов.

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.4.

Таблица 9.4 – Проверка по допустимой вторичной нагрузке

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	–	-	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Счетчик Р	СА3-И674	1	2,5	–	2,5
Счетчик Q	СР4-И689	1	2,5	–	2,5
Итого:			5,5	-	5,5

Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по формуле

$$z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = z_{2ном} - z_{приб} - z_к,$$

где z_k – сопротивление контактов, Ом;

$z_{2ном}$ – вторичная номинальная нагрузка, Ом.

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{пр}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве

соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175$ Ом · м;

$L_{расч}$ – расчётная длина соединительных поводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока.

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке сведена в таблицу 9.5.

Таблица 9.5 – Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке для обмотки 0,2s

$S_{приб}$, ВА	I_2, А	$z_{приб}$, Ом	$z_{2ном}$, Ом	$z_к$, Ом	$r_{пр}$, Ом	$L_{расч}$,м	q, мм^2
5,5	5	0,53	0,8	0,05	0,22	4	0,22

По условию механической прочности принимаем медный кабель с сечением 4 мм^2.

Трансформаторы тока нулевой последовательности для К-128 выбираем ТЗЛМ-1-0,66 завода «СЗТТ». Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.6.

Таблица 9.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельная линия	$U_{ном}$, кВ	$I_{мах}$,А	$I_{отк}$, кА	$i_у$, кА	Тип включателя	Тип ТТ
ГПП-ТП2	10	60,5	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-75-0,5/10Р-УЗ
ГПП-ТП5	10	27,8	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-30-0,5/10Р-УЗ
ГПП-ТП6	10	259,2	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-300-0,5/10Р-УЗ
ГПП-ТП12	10	44,5	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-50-0,5/10Р-УЗ
ГПП-СД	10	34,2	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-40-0,5/10Р-УЗ
ГПП-ТП7	10	96,4	5,25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-100-0,5/10Р-УЗ
ГПП-ТП11	10	20,9	5.25	14,25	ВБ-10-20/630	ТОЛ-10-75-0,5/10Р-УЗ

9.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения установим согласно каталогу допустимого оборудования для К-128. Установим ЗНОЛП-НТЗ-10, имеющий встроенное предохранительное устройство с плавкой вставкой SIBA №187000.

9.5 Выбор ячеек на вводе цеховых ТП

На вводах цеховых ТП принимаем к установке ячейки одностороннего обслуживания серии КСО-СЭЩ -10-630 завода «Электрощит Самара» [30] . Комплектуются КСО-СЭЩ как вакуумным выключателем ВВУ-СЭЩ-П7-10, так и выключателем нагрузки элегазовым ВНА-СЭЩ-10 с типом предохранителей ПКТ-101-10.

На примере ТП4, где установлен трансформатор типа ТМГ-160, выберем коммутационные аппараты.

Таблица 9.7 – Выбор выключателя нагрузки

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	630 А	36,40 А
$i_д \geq i_у$	51 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 $кА^2 \cdot с$	219,60 $кА^2 \cdot с$

Таблица 9.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,0 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	40,0 А	36,40 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	31,5 кА	5,25 кА

Для остальных ТП, где можно установить выключатели нагрузки, данные представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителем

Номер ТП	$U_{ном}$, кВ	$I_{мах}$,А	$I_{отк}$, кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП4	10	9,2	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-10-20
ТП5	10	14,4	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-16-31,5
ТП8	10	12,9	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-16-31,5
ТП10	10	12,9	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-16-31,5
ТП12	10	12,9	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-16-31,5
ТП13	10	9,2	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-10-20
ТП14	10	14,4	5,25	ВНА-СЭЩ-10-630	ПКТ-101-10-16-31,5

В каталоге допустимого применяемого оборудования для КСО-СЭЩ было выявлено, что предохранители типа ПКТ-101-10 могут быть установлены только на номинальные токи 2; 3,2; 5; 8; 10; 16 и 20 А. Соответственно в ТП, где целесообразна установка выключателей нагрузки, выбор последних был произведен в таблице 8.9. Для остальных ТП, где максимальные рабочие токи превышают номинальные токи предохранителей типа ПКТ, принимаем решение об установке вакуумного выключателя типа ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 [31].

На примере ТП6 произведем выбор вакуумного выключателя и трансформатора тока, условия выбора сведем в таблицы 8.10 – 8.11.

Таблицы 9.10 – Выбор вакуумного выключателя для цеховой ТП6

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	630 А	101,00 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{ном} \geq i_{а.т}$	9 кА	4,89 кА
$I_{дин} \geq I_{п.0}$	20 кА	5,25 кА
$i_{д} \geq i_{у}$	50 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	1600 $кА^2 \cdot с$	217,50 $кА^2 \cdot с$

Выбор трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-150 производим, как и в таблице 9.3.

Таблица 9.11 – Выбор трансформатора тока для ТП6

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	150 А	101,00 А
$i_{д} \geq i_{у}$	40 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	256 $кА^2 \cdot с$	217,50 $кА^2 \cdot с$

Для всех остальных ТП, где необходима установка ВВУ-СЭЩ-П7-10 результаты в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Номер ТП	$U_{ном}$, кВ	$I_{мах}$,А	$I_{отк}$,кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ТП1	10	50,9	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-75
ТП2	10	20,2	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-30
ТП3	10	36,4	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-40
ТП6	10	101,0	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-150
ТП7	10	36,4	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-40
ТП9	10	80,8	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-100
ТП11	10	101,0	5,25	ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	ТОЛ-СЭЩ-10-0,5/10Р-150

9.6 Выбор соединения трансформатора ГПП с ЗРУ НН ГПП

Для соединения силового трансформатора ГПП с ЗРУ НН используем комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛ3 [34].

Таблица 9.13 – Выбор токопровода

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10 кВ	10,00 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	1600 А	404,10 А
$i_д \geq i_у$	81 кА	14,25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$	2976 $кА^2 \cdot с$	217,50 $кА^2 \cdot с$

9.7 Проверка кабеля на термическую стойкость к току КЗ

Термически стойкое сечение кабеля определяется по формуле

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

где $B_к$ – тепловой импульс квадратичного тока КЗ;

C = 90 – коэффициент, зависящий от вида металла жил, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$ [27].

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I^2_{п.0} \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_a),$$

где $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты,с;

$t_{о.в}$ =0,05 – полное время отключения выключателя, с [28];
$T_а$ = 0,12– время протекания апериодической составляющей тока КЗ,с [3].

Результаты расчета на примере ТП1 и СД сведены в таблицу 9.14.

Таблица 9.14 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец КЛ	$I_к$, кА	$t_{р.з}$, с	$t_{о.в.}$, с	$T_а$, с	$B_к$, кА^2·с	C, $\frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с}$, мм^2
ГПП-ТП1	5,25	0,8	0,05	0,12	26,7	90	70
ГПП-СД	5,25	0,0	0,05	0,12	4,6	90	35

Проверка всех остальных кабелей на термическую стойкость производится аналогично.

Таблица 9.15 – Термически устойчивые сечения кабелей

КЛ	Прежняя площадь	Термич. уст. площадь	Новое сечение
1	2	3	4
1	35	70	ААШв-10(3х70)
2	50	70	ААШв-10(3х70)
3	35	70	ААШв-10(3х70)
4	35	70	ААШв-10(3х70)
5	25	70	ААШв-10(3х70)
6	35	35	ААШв-0,4(3х35)
7	35	35	ААШв-0,4(3х35)
8	185	185	ААШв-10(3х185)
9	50	70	ААШв-10(3х70)
10	25	70	ААШв-10(3х70)
11	25	70	ААШв-10(3х70)
12	35	35	ААШв-10(3х35)
13	25	70	ААШв-10(3х70)
14	25	70	ААШв-10(3х70)
15	185	185	ААШв-0,4(3х185)
16	95	95	ААШв-10(3х95)
17	70	70	ААШв-10(3х70)
18	70	70	ААШв-10(3х70)

Окончание таблицы 9.15

1	2	3	4
19	25	70	ААШв-10(3х70)
20	185	185	ААШв-0,4(3х185)

9.8 Выбор трансформатора собственных нужд

На всех двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливают два трансформатора собственных нужд. Мощность трансформаторов с.н. на подстанции определяется по формуле [35,5.12]

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2},$$

где k_c =0,8 – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и закрузки;

$P_{уст}$,$Q_{уст}$ – нагрузки собственных нужд подстанции.

Таблица 9.16 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		cosφ	tgφ	Нагрузка	
	един., кВт · кол-во	всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, квар
Охлаждение ТДНС-10000/35	4·0,25	1	0,85	0,62	0,85	0,527
Подогрев ЗРУ	-	7	1	0	7	-
Освещение, вентиляция ЗРУ	-	7	1	0	7	-
Освещение ОРУ	-	5	1	0	5	-
Итого	-				19,85	0,527

Тогда $S_{расч}$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{19,85^2 + 0,527^2} = 15,9 \text{ кВА}$$

Выберем трансформаторы собственных нужд типа ТСКС-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5.

Выводы по разделу девять

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 кВ.

10 ВЫБОР НИЗКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА И ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор электрооборудования схемы электроснабжения производится по условиям утяжеленного режима работы и устойчивости к токам КЗ [3].

10.1 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей ТП

На стороне ТП 0,4 кВ выбираем автоматические выключатели типа ВА-СЭЩ завода изготовителя «Электрощит Самара» [36]. Результаты выбора сведем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на ТП

ТП	Место установки	$I_{утяж}$, А	$I_к$, кА	$I_{удар}$, кА	Тип АВ
1	2	3	4	5	6
ТП1	ввод	1274,5	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС16-1600/65
	секционный	637,2	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС08-800/65
ТП2	ввод	505,8	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС08-800/65
	секционный	252,9	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36
ТП4	ввод	231,2	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС250-250/36
ТП5	ввод	361,3	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36
ТП6	ввод	2528,9	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС32-3200/65
	секционный	1264,5	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС16-1600/65
ТП7	ввод	910,4	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС08-800/65
ТП8	ввод	323,7	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36
	секционный	161,8	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС250-250/36
ТП9	ввод	2023,0	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС25-2500/65
	секционный	1011,0	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС12-1250/65
ТП10	ввод	323,7	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36
	секционный	161,8	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС250-250/36
ТП11	ввод	2528,9	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС32-3200/65
	секционный	1264,5	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-АС16-1600/65
ТП12	ввод	323,7	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36
	секционный	161,8	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС250-250/36

Окончание таблицы 10.1

1	2	3	4	5	6
ТП13	ввод	231,2	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС250-250/36
ТП14	ввод	361,3	15,4	34,8	ВА-СЭЩ-МС400-400/36

10.2 Выбор ЩО70 устройства ремонтно-механического цеха

Для установки на ТП3 выберем шкафы на напряжение 0,4 кВ серии ЩО70-1УЗ завода «СтандартЭнерго» [37]. ЩО70 являются современными панелями распределительных щитов с высокими технологическими параметрами, надежностью и безопасностью персонала.

Условия выбора:

– рабочий ток

$$I_р = \frac{S_н}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

Таблица 10.2 – Выбор на вводе ЩО70-2-42УЗ 0,4 кВ

Условия выбора	Каталог	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{ном} \geq I_р$	1000,0 А	1000,0 А
$i_д \geq i_у$	50,0 кА	34,8 кА

Линейные панели определяются аналогично.

Таблица 10.3 – Выбор ЩО70 0,4 кВ

Отделения	Расчетный ток	Тип панели	Номинальный ток
Термическое + Мех.-1	687 А	ЩО70-1-25УЗ	1000 А
Мех.-2 + Монтажное	304 А	ЩО70-1-24УЗ	400 А
Сварочное+ Кузнечное	658 А	ЩО70-1-25УЗ	1000 А

Комплектующее оборудование ЩО70 сведено в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – Оборудование ЩО70

Наименование панели	$U_{ном}$,кВ	$I_{мах}$,А	$I_{отк}$,кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ЩО70-2-42УЗ	0,4	1000	34,8	ВА55-41	ТНШЛ-1000/5
ЩО70-1-25УЗ	0,4	678	34,8	ВА55-41	ТНШЛ-1000/5
ЩО70-1-24УЗ	0,4	304	34,8	ВА55-35	ТТИ-400/5
ЩО70-1-25УЗ	0,4	658	34,8	ВА55-41	ТНШЛ-1000/5

10.3 Выбор кабельной и коммутационной аппаратуры для ремонтно – механического цеха

Выбор распределительных шинопроводов производится по следующим условиям [5]:

– по расчетному току

$$I_{р.ш} \le I_{ном.ш} , \quad (10.1)$$

где $I_{ном.ш}$ – номинальный ток шинопровода, А.

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{р.ш.} \cdot L_{ш} \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos\varphi + x_{0.ш} \cdot \sin\varphi) \le \Delta U_{доп} , \quad (10.2)$$

где $L_{ш}$ – длина шинопровода,м;

$r_{0.ш}$ – удельное активное сопротивление шинопровода, мОм/м;

$x_{0.ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинопровода, мОм/м;

$\Delta U_{доп}$ = 5% – допустимая потеря напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов, произведенный по выражениям (10.1) – (10.2) представлены в таблице 10.5

Таблица 10.5 – Выбор распределительных шинопроводов [38]

Тип	Марка	$I_{ном.ш}$, А	$I_{р.ш.}$, А	$L_{ш}$,м	$r_{0.ш.}$, мОм/м	$x_{0.ш}$, мОм/м	$\Delta U_{ш}$,%
1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-1	ШРА4-250	250	161,8	50	0,21	0,21	1,1
ШР-2	ШРА4-400	400	284,3	60	0,15	0,17	1,2
ШР-3	ШРА4-400	400	312,0	40	0,15	0,17	1,3
ШР-4	ШРА4-400	400	345,3	25	0,15	0,17	0,9

Окончание таблицы 10.5

1	2	3	4	5	6	7	8
ШР-5	ШРА4-630	630	525,0	27	0,09	0,11	0,8

Выбор сечения провода 0,4 кВ от ЩО70 до ШР производится на нагреву расчетным током

$$I_{р} \leq I_{д.доп}.$$

Таблица 10.6 – Выбор провода от ЩО70 до ШР [39]

Наименование	Марка	Рабочий ток	Длительно допустимый ток
ЩО70 – ШР-1	ВВГнг (4х95)	161,8 А	261 А
ЩО70 – ШР-2	ВВГнг (4х120)	284,3 А	302 А
ЩО70 – ШР-3	ВВГнг (4х150)	312,0 А	346 А
ЩО70 – ШР-4	ВВГнг (4х150)	345,0 А	346 А
ЩО70 – ШР-5	ВВГнг (4х300)	525,0 А	542 А
ЩО70 – РП-1	ВВГнг (4х10)	33,0 А	36 А

В качестве аппарата защиты для электроприемников ремонтно-механического цеха от коротких замыканий и перегрузок принимаем автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей производится по условиям:

– соответствие номинального напряжения автоматического выключателя номинальному напряжению сети

$$U_{ном.с} \leq U_{ном.в} \ ; \qquad (10.4)$$

– соответствие номинального тока автоматического выключателя расчетному току цепи

$$I_{р} \leq I_{ном.в} \ ; \qquad (10.5)$$

– проверка по условиям стойкости к КЗ

$$I_{кз} \leq I_{откл} \ , \qquad (10.6)$$

где $I_{откл}$ – предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем, кА;

$I_{кз}$ – ток трехфазного КЗ, кА.

Выбор питающих кабелей и автоматических выключателей [40] для электроприемников ремонтно-механического цеха, произведенный по условиям (10.4) – (10.6) представим в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – Выбор кабелей и автоматических выключателей

Наименование	шт соед.	$I_р$, А	$I_{кз}$, кА	Провод		Выключатель		
				Тип	$I_{дд}$,А	Тип	$I_{ном.в}$, А	$I_{откл}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ШР-1								
1.1 Станок метал.	3	11	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
1.2 Станок метал.	2	8	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
1.3 Станок метал.	1	4	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
2.1 Станок метал.	3	63	15,4	ВВГнг(4х16)	84	ВА04-36-34	100	18
2.2 Станок метал.	2	42	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
2.3 Станок метал.	1	21	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
3.1 Станок метал.	3	159	15,4	ВВГнг(4х50)	167	ВА04-36-34	160	18
3.2 Станок метал.	2	106	15,4	ВВГнг(4х25)	112	-	-	-
3.3 Станок метал.	1	53	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
4.1 Станок метал.	2	303	15,4	ВВГнг(4х150)	346	ВА04-36-34	320	18
4.2 Станок метал.	1	151	15,4	ВВГнг(4х50)	167	-	-	-
5.1 Станок точ.шл.	3	35	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	80	18
5.2 Станок точ. шл.	2	24	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
5.3 Станок точ. шл.	1	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
5.4 Станок точ. шл.	3	35	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	80	18
5.5 Станок точ. шл.	2	23	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-

Продолжение таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.6 Станок точ. шл.	1	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
6.1 Станок шлиф.	3	182	15,4	ВВГнг(4х70)	211	ВА04-36-34	200	18
6.2 Станок шлиф.	2	121	15,4	ВВГнг(4х35)	137	-	-	-
6.3 Станок шлиф.	1	61	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
7.1Станок абраз.	3	77	15,4	ВВГнг(4х16)	84	ВА04-36-34	80	18
7.2 Станок абраз.	2	51	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
7.3 Станок абраз.	1	26	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
8.1 Бак эмульсия	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
8.2 Бак эмульсия	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
9.1 Агрегат рецирк.	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
9.2 Агрегат рецирк.	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
10.1 Вентилятор	3	9	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
10.2 Вентилятор	2	6	25,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
10.3 Вентилятор	1	5	15,5	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
11. Кран	1	30	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	80	18
12.Таль электр.	3	9	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
ШР-2								
13.1 Станок метал.	2	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
13.2 Станок метал	1	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
13.3 Станок метал.	2	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
13.4 Станок метал.	1	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
14.1 Станок метал.	2	91	15,4	ВВГнг(4х25)	112	ВА04-36-34	100	18
14.2 Станок метал.	1	46	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-

Продолжение таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14.3 Станок метал.	3	91	15,4	ВВГнг(4х25)	112	ВА04-36-34	100	18
14.4 Станок метал.	2	46	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
15. Станок метал.	1	38	15,4	ВВГнг(4х25)	112	-	-	-
16.1 Станок унив.	3	136	15,4	ВВГнг(4х35)	137	ВА04-36-34	160	18
16.2 Станок унив.	2	91	15,4	ВВГнг(4х25)	112	-	-	-
16.3 Станок унив.	1	45	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
17.1 Ножницы	3	105	15,4	ВВГнг(4х25)	112	ВА04-36-34	160	18
17.2 Ножницы	2	70	15,4	ВВГнг(4х16)	84	-	-	-
17.3 Ножницы	1	35	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
18.1 Станок шлиф.	3	49	15,4	ВВГнг(4х10)	63	ВА04-36-34	80	18
18.2 Станок шлиф.	2	33	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
18.3 Станок шлиф.	1	16	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
18.4 Станок шлиф.	2	33	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	80	18
18.5 Станок шлиф.	1	16	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
19.1 Станок точ. шлиф.	2	7	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
19.2 Станок точ. шлиф.	1	4	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
19.3 Станок точ. шлиф.	2	7	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
19.4 Станок точ. шлиф.	1	4	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
20.1 Машина лист.	2	73	15,4	ВВГнг(4х35)	84	ВА04-36-34	80	18
20.2 Машина лист.	1	36	15,4	ВВГнг(4х6)	46	-	-	-
20.3 Машина лист.	2	152	15,4	ВВГнг(4х50)	167	ВА04-36-34	160	18
21.1 Машина двух.	3	15	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	80	18
21.2 Машина двух.	2	10	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
21.3 Машина двух.	1	5	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-

Продолжение таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22 Кран подвес.	1	8	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
23.1 Агрегат рец.	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
23.2 Агрегат рец.	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
23.3 Агрегат рец.	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
23.4 Агрегат рец.	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
24.1 Вентилятор	3	9	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
24.2 Вентилятор	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
24.3 Вентилятор	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
24.4 Вентилятор	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
24.5 Вентилятор	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
25.1 Насос	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
25.2 Насос	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
25.3 Насос	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
25.4 Насос	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
26 Калорифер	1	121	15,4	ВВГнг(4х35)	137	-	-	-
ШР-3								
27.1 Автомат свар.	3	8	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
27.2 Автомат свар	2	5	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
27.3 Автомат свар	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
28.1 Трансформат.	1	93	15,4	ВВГнг(2х25)	112	ВА04-36-34	160	18
28.2 Трансформат.	1	93	15,4	ВВГнг(2х25)	112	ВА04-36-34	160	18
28.3 Трансформат.	1	93	15,4	ВВГнг(2х25)	112	ВА04-36-34	160	18
29.1 Свар. транс.	2	119	15,4	ВВГнг(2х35)	137	ВА04-36-34	250	18
29.2 Свар. транс.	1	60	15,4	ВВГнг(2х10)	63	-	-	-
29.3 Свар. транс.	2	119	15,4	ВВГнг(2х35)	137	ВА04-36-34	160	18

Продолжение таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29.4 Свар. транс.	1	60	15,4	ВВГнг(2х10)	63	-	-	-
30.1 Полуавт.	2	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
30.2 Полуавт.	1	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
30.3 Полуавт.	2	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
30.4 Полуавт.	1	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
31.1 Стол для свар.	2	24	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
31.2 Стол для свар.	1	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
31.3 Стол для свар.	2	24	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
31.4 Стол для свар.	1	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
32.1 Электронагр.	3	170	15,4	ВВГнг(2х50)	167	ВА04-36-34	250	18
32.2 Электронагр.	2	113	15,4	ВВГнг(2х35)	137	-	-	-
32.3 Электронагр.	1	57	15,4	ВВГнг(2х10)	63	-	-	-
33.1 Пила отрезн.	2	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
33.2 Пила отрезн.	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
34.1 Машина электр. свар.	3	142	15,4	ВВГнг(4х50)	167	ВА04-36-34	160	18
34.2 Машина электр. свар.	2	95	15,4	ВВГнг(4х25)	112	-	-	-
34.3 Машина электр. свар.	1	47	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
36. Кран-балка	1	14	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
35.1 Вентилятор	3	18	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
35.2 Вентилятор	2	12	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
35.3 Вентилятор	1	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
ШР-4								
37.1 Электропечь	1	196	15,4	ВВГнг(4х70)	211	ВА04-36-34	200	18
37.2 Электропечь	1	196	15,4	ВВГнг(4х70)	211	ВА04-36-34	200	18
37.3 Электропечь	1	196	15,4	ВВГнг(4х70)	211	ВА04-36-34	200	18

Продолжение таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38.1 Молот ковочный	1	70	15,4	ВВГнг(4х16)	84	ВА04-36-34	80	18
38.2 Молот ковочный	1	70	15,4	ВВГнг(4х16)	84	ВА04-36-34	80	18
39.1 Станок точ. шилиф.	3	4	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
39.2 Станок точ. шилиф.	2	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
39.3 Станок точ. шилиф.	1	1		ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
40.1 Аппарат рец.	2	6	15,6	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
40.1 Аппарат рец.	1	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
41 Кран подвесной	1	7	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
42.1 Вентилятор	3	5	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
42.2 Вентилятор	2	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
42.3 Вентилятор	1	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
ШР-5								
43.1 Камерная печь	2	259	15,4	ВВГнг(4х120)	302	ВА04-36-34	320	18
43.2 Камерная печь	1	129	15,4	ВВГнг(4х35)	137	-	-	-
43.3 Камерная печь	2	259	15,4	ВВГнг(4х120)	302	ВА04-36-34	320	18
43.4 Камерная печь	1	129	15,4	ВВГнг(4х35)	137	-	-	-
44. Ванна масл.	1	8	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
45.1 Станок балансир	3	46	15,4	ВВГнг(4х6)	46	ВА04-36-34	80	18
45.2 Станок балансир	2	30	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
45.3 Станок балансир	3	40	15,4	ВВГнг(4х6)	46	ВА04-36-34	80	18
45.4 Станок балансир	2	27	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
46.1 Электропечь	2	143	15,4	ВВГнг(4х50)	167	ВА04-36-34	160	18
46.2 Электропечь	1	72	15,4	ВВГнг(4х16)	84	-	-	-
46.3 Электропечь	2	143	15,4	ВВГнг(4х50)	167	ВА04-36-34	160	18

Окончание таблицы 10.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46.4 Электропечь	1	72	15,4	ВВГнг(4х16)	84	-	-	-
47.1 Станок закал.	3	91	15,4	ВВГнг(4х25)	112	ВА04-36-34	100	18
47.2 Станок закал.	2	61	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
47.3 Станок закал.	1	30	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
47.4 Станок закал.	3	91	15,4	ВВГнг(4х25)	112	ВА04-36-34	100	18
47.5 Станок закал.	2	61	15,4	ВВГнг(4х10)	63	-	-	-
47.6 Станок закал.	1	30	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
48 Вентилятор	1	9	15,4	ВВГнг(4х4)	36	-	-	-
49 Кран-балка	1	23	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
РП-1								
50 Станок намотка	4	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
51 Станок бандаж.	4	6	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
52 Ванна лужен.	2	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
53 Аппарат рецирк.	3	3	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
54 Кран подвесной	1	14	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18
55 Вентилятор	4	2	15,4	ВВГнг(4х4)	36	ВА04-36-34	25	18

Выводы по разделу десять

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 0,4 кВ ремонтно – механического цеха.

11 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИЧНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин. К секции СШ подключены кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП и высоковольтных РП. На рисунке 10.1 приведена схема замещения СЭС для расчета компенсации реактивной мощности. В таблице 10.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения.. Здесь обозначено: $S_{нтi}$ – номинальная мощность трансформатора i-ой ТП; Q_{1i} и $Q_{тi}$ – реактивная нагрузка на один трансформатор i-ой ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{трi}$ – активное сопротивление трансформатора i-ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{лi}$ – активное сопротивление i-ой кабельной линии.

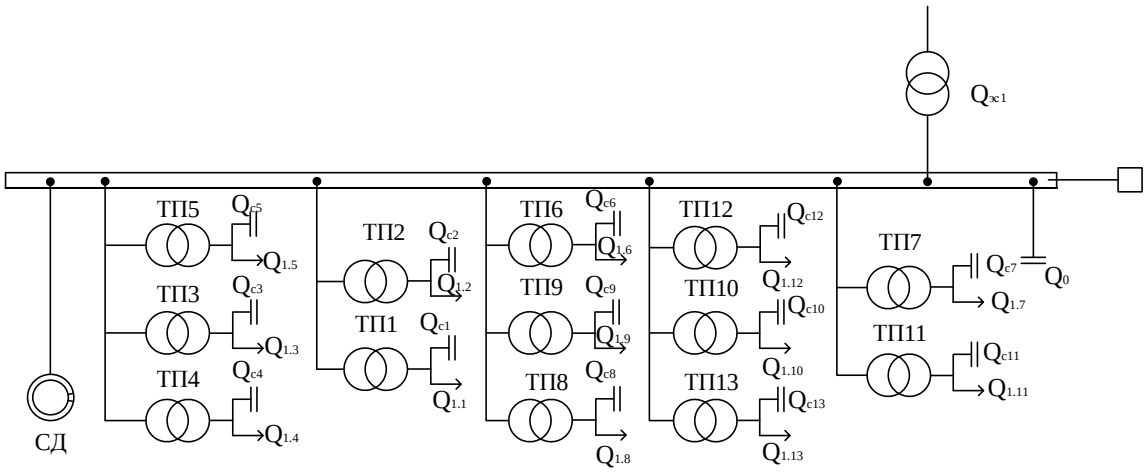

Рисунок 11.1– Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Сопротивление трансформатора определяем по формуле

$$R_{трi} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2_{н.тi}}; \quad (11.1)$$

Сопротивление кабельной линии определим по формуле

$$R_л = R_у \cdot l. \quad (11.2)$$

где l – длина кабельной линии, км;

$R_у$ – удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

Со стороны НН потребляется реактивная мощность

$$Q_{1,i} = \frac{Q_{1i}}{2}. \quad (11.3)$$

Результаты расчётов по формулам (11.1) – (11.3) приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Расчет параметров схемы

Номер ТП	$S_{т.номі}$, кВА	Q_{1i}, квар	ΔQ_{Ti}, квар	R_{Ti}, Ом	$R_{лі}$, Ом
1	630	236,3	29,7	0,002	0,04
2	250	81,4	8,5	0,006	0,03
3	630	234,9	35,6	0,002	0,41
4	160	32,9	8,2	0,010	0,08
5	250	137,9	79,2	0,006	0,11
6	1250	410,1	59,2	0,0009	0,11
7	630	334,9	35,6	0,002	0,18
8	160	38,0	5,9	0,010	0,02
9	1000	387,3	47,4	0,001	0,08
10	160	80,6	7,0	0,010	0,04
11	1250	241,2	48,0	0,001	0,25
12	160	62,5	5,9	0,010	0,25
13	160	96,8	88,8	0,010	0,01
СД	-	-	-	-	0,52
Итого		2374,9	459,3		

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C = \delta \cdot (\alpha \cdot K_м + \beta \cdot \tau), \quad (11.4)$$

где δ =1,09 – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа: α=1573,37·12=18880,32, руб./(кВт·год) [10];

β =1,36, руб./(кВт·год) [10];

$\tau = 2772,6$ – время использования максимальных потерь, ч/год;

$К_м = 1$ – отношение активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия.

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

– для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$З_{1Г.КН} = Е \cdot К_у \cdot К_{прив.} \cdot К_{ндс} \cdot И_ц + С_0 \cdot \Delta Р_{БКН}, \quad (11.5)$$

$$З_{2Г} = 0,$$

где $Е$ – нормативный коэффициент отчислений. Для силового оборудования напряжением до 20 кВ: $Е = 0,223$;

$К_у$ – удельная стоимость батарей конденсаторов:

–для низковольтных БК: $К_у = 12000 \frac{тыс.руб}{Мвар}$;

–для высоковольтных БК: $К_у = 6000 \frac{тыс.руб}{Мвар}$;

$\Delta Р_{БК}$ – удельные потери в конденсаторах;

–для низковольтных БК: $\Delta Р_{БК} = 4,5 \frac{кВт}{Мвар}$;

–для высоковольтных БК: $\Delta Р_{БК} = 2,5 \frac{кВт}{Мвар}$.

$И_ц$ – индекс цен [10].

Для высоковольтной БК аналогично.

Для расчета располагаемой мощности СД необходимы паспортные данные [26].

Таблица 11.2 – Паспортные данные СД

Наименование	Тип	$U_н$, кВ	$Р_{дном}$, МВт	$Q_{дном}$, МВт	N, шт	n, об/мин	$Д_1$, кВт	$Д_2$, кВт
СД	СДТ	10	0,63	0,32	1	500	5,16	4,72

Располагаемую реактивная мощность синхронного двигателя находится по формуле

$$Q_{СД.м} = \alpha_м \cdot N \cdot \sqrt{(P_{СД.н})^2 + (Q_{СД.н})^2}, \quad (11.6)$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сдi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{нi}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{сд} = 0{,}97$, тогда $\alpha_{м} = 0{,}59$ при $\cos\varphi=0{,}85$.

Затраты на генерацию для СД при отсутствии прочих потребителей реактивной мощности

$$З_{1Г} = C_0 \cdot \frac{Д_1}{Q_{СД.н}}, \tag{11.7}$$

$$З_{2Г} = C_0 \cdot \frac{Д_2}{N \cdot (Q_{СД.н})^2}, \tag{11.8}$$

где $Д_1$ и $Д_2$ – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя.

$$Q_{СД} = \frac{З_{10} - З_{1Г.СД}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R} \tag{11.9}$$

$$R_{э.СД} = \frac{R_{Л.СД}}{N_1} + \frac{З_{2Г.СД}}{a \cdot C_0} \tag{11.10}$$

Результаты расчета по формулам (11.6) – (11.10) сведены в таблицу 11.3.

Таблица 11.3 – Расчет СД

Наименование	$Q_{сд.м}$, Мвар	$З_{1г.сд}$, руб/Мвар	$З_{2г.сд}$, руб/Мвар	$R_{э.сд}$, Ом	$Q_{сд}$, Мвар
СД	0,41	397037	1134941	5,13	0(-0,085)

Определим эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. В нашем случае ТП питаются только по магистральным линиям.

Схема замещения на примере магистрали ГПП-ТП4 представлена на рисунке 11.2.

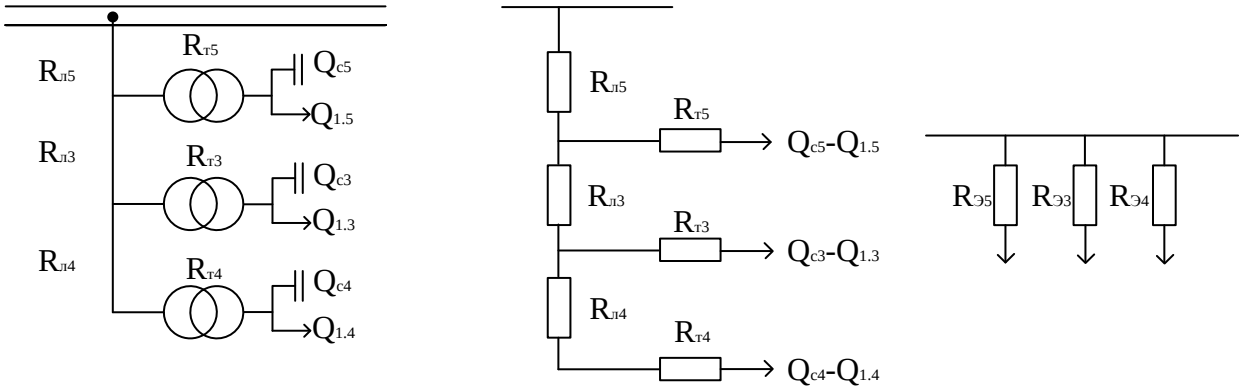

Рисунок 11.2 – Схема замещения для расчета эквивалентных сопротивлений на примере магистрали ГПП-ТП4

Для магистрали ГПП-ТП4 эквивалентное сопротивление находится по формулам [41]

$$R_{э.5} = \left(1 + \frac{R_{05}}{R_{T34}}\right) \cdot R_5 \qquad (11.11)$$

$$R_{Э.3} = \left(1 + \frac{R_{05}}{R_{T34}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{35}}{R_{T3}}\right) \cdot R_3 \qquad (11.12)$$

$$R_{э.4} = \left(1 + \frac{R_{05}}{R_{T34}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{35}}{R_{T3}}\right) \cdot \left(R_{34} + R_4\right) \qquad (11.13)$$

где $R_{05} = R_{л5}$; $R_{35} = R_{л3}$; $R_{34} = R_{л4}$;

$\frac{1}{R_{T34}} = \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{34} + R_4}$; $R_{T34} = R_{л3} + R_{T3} + R_{л5}$; $\frac{1}{R_{T35}} = \frac{1}{R_5} + \frac{1}{R_{35} + R_3}$; $R_{T35} = R_{л4} + R_{л5} + R_{л3} + R_{т4}$;

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. Определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП по формуле

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{ti} + \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эi}}. \qquad (11.14)$$

Результаты расчета по формулам (11.11) – (11.14) сведем в таблицу 11.4. Если $Q_c \leq 30$ Мвар, то установка БК является экономически не выгодной.

Таблица 11.4 – Расчет мощности низковольтных БК [42]

Место установки БК ТП	$R_э$, Ом	Q_c, Мвар		$Q_к$, квар	$Q_к+Q_c$, квар	Тип БК	$Q_{ст}$, квар
		Расчетное	Принятое				
1	0,16	-1,72	0,00	139,7	139,7	КРМ-0,4-150-15 УЗ	150,0
2	0,04	-7,87	0,00	57,8	57,8	КРМ-0,4-64,8-7,2 УЗ	64,8
3	2,62	0,14	0,14	143,0	143,6	КРМ-0,4-150-15 УЗ	150,0
4	3,53	-0,05	0,00	71,9	71,9	КРМ-0,4-27-1,8 УЗ+КРМ-0,4-64,8-7,2 УЗ	91,8
5	0,26	-1,02	0,00	0,0	0,0	-	-
6	0,29	-0,63	0,00	276,1	276,1	КРМ-0,4-180-15 УЗ+КРМ-0,4-105-7,5 УЗ	285,0
7	0,15	-1,82	0,00	56,3	56,3	КРМ-0,4-12,6-1,8 УЗ+КРМ-0,4-46-3,8 УЗ	59,4
8	1,53	-0,16	0,00	55,4	55,4	КРМ-0,4-12,6-1,8 УЗ+КРМ-0,4-46-3,8	59,4
9	0,84	0,05	0,05	145,2	145,2	КРМ-0,4-150-15 УЗ	150,0
10	1,27	-0,16	0,00	9	8,9	-	-
11	14,1	0,27	0,266	431,7	698,1	КРМ-0,4-600-60 УЗ+КРМ-0,4-105-7,5 УЗ	705,0
12	0,87	-0,29	0,00	20,5	20,5	-	-
13	2,56	0,06	0,06	0,00	61,2	КРМ-0,4-64,8-7,2 УЗ	64,8
Итого							1715,0

Определим оптимальную мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{n}(Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{ТГПП} - \sum_{i=1}^{n} Q_{СТ} - Q_{СД} - Q_{эс1},$$

$$Q_0 = (2374,9 + 459,3) + 553,4 - 1715,4 - 0 - \frac{8980,3 \cdot 0,4}{2} = -123,76 \text{ квар.}$$

$\frac{Q_0}{Q_{р1}} \le 0,05$ Полученное значение Q_0 получилось отрицательным. Если окажется, что , то расчет может быть закончен

$$\frac{Q_0}{Q_{р1}} = \frac{|-123,76|}{3387,6} = 0,036 \le 0,05.$$

Для проверки правильности расчетов составим баланс реактивной мощности. Потребляемая реактивная мощность от одной секции шин ГПП

$$Q_{р1} = \sum_{i=1}^{n}(Q_{l,i} + \Delta Q_{тi}) + \Delta Q_т,$$

$$Q_{р1} = (2374,9 + 459,3) + 553,4 = 3387,6 \text{квар}.$$

Генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин ГПП

$$Q_{г1} = \sum_{i=1}^{n} Q_{сті} + Q_{СД} + Q_{эс1} + Q_0,$$

$$Q_{г1} = 1715,4 + 0 + 1796,1 = 3511,5 \text{квар}.$$

Процентное соотношение генерируемой реактивной мощности к потребляемой

$$\delta Q = \frac{Q_{г1} - Q_{п1}}{Q_{п1}} \cdot 100\%;$$

$$\delta Q = \frac{3511,5 - 3387,6}{3511,5} \cdot 100\% = 3,5\%.$$

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП можно найти по формуле, где $tg\varphi_{э.з}=0,4$ – задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности

$$tg\varphi_р = \frac{Q_{р1} - Q_{г1} + Q_{эс1}}{P_{р.п}} \le tg\varphi_{э.з},$$

$$tg\varphi_р = \frac{3387,6 - 3511,4 + 3592,1}{8980,3} = 0,393 \le 0,4.$$

Выводы по разделу одиннадцать

Произвели расчет устройств компенсации реактивной мощности, рассчитали параметры схемы для расчета компенсации реактивной мощности. Определили экономически целесообразную реактивную мощность, передаваемую

энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор. Определили: затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками; эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП; оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП. Составили баланс реактивной мощности. Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП составил 0,393.

12 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА СЭС

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи «источник – двигатель» и вызывает понижение напряжения в СЭС.

Для расчета напряжения на зажимах ЭД используют схему замещения, представленную на рисунке 12.1.

Сделаем допущения и учтем только индуктивные сопротивления, приведенные к базисным значениям.

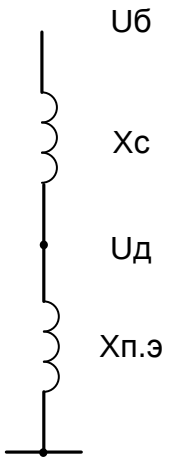

Рисунок 12.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжения на сборных шинах, к которым подключены двигатели [43]

$$U_Д = U_{сети} \cdot \frac{X_{пэ}}{X_с + X_{пэ}}, \quad (12.1)$$

где $U_{сети}$ – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

$X_с$ – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_б \cdot U^2_{ном}}{S_{пэ} \cdot U^2_б}, \quad (12.2)$$

где $S_{пэ}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВ·А.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{пэ} = \sqrt{\left(\sum P_{н}\right)^2 + \left(\sum S_{п} + \sum Q_{н}\right)^2}, \quad (12.3)$$

где $P_{н}$ – активная мощность нагрузки, подключенной к СШ и не участвующей в пуске, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВ·А;

$Q_{н}$ – реактивная мощность нагрузки, подключенной к СШ и не участвующей в пуске, квар.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot K_{п}}{\cos\varphi_{н} \cdot \eta_{н}}. \quad (12.4)$$

Результаты расчетов по формулам (12.1) – (12.4) представим в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Результаты расчета

$S_{б}$, МВ·А	$U_{б}$, кВ	$K_{п}$	$S_{п}$, кВ·А	$P_{н}$, кВт	$Q_{н}$, квар	$S_{пэ}$, МВ·А	$X_{пэ}$, Ом	$X_{с}$, Ом	$U_{Д}$, кВ	$\Delta U_{\%}$, %
1000	10,5	2,03	1583,7	4813,7	3102,5	6,72	135	0,51	9,96	3,7

При запуске двигателей допускается провал напряжений не более 20%, относительно номинального напряжения сети, значит, как видно по результатам расчет, провал напряжения при пуске высоковольтных двигателей находится в рамках допустимых значений [44].

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе произведена оценка провала напряжения при пуске синхронного двигателя. Значение провала при пуске двигателя 3,7% не превышает допустимое значение.

13 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 6 КВ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

13.1 Организация защиты от однофазных замыканий на землю

Согласно правилам устройства электроустановок защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) должна быть выполнена в виде [12, п. 3.2.96]:

1 Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал.

2 Селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности.

3 Защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети.

4 Устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами;

5 Допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

13.2 Расчет защиты электрической сети 6 кВ от ОЗЗ

Расчёт проводится для половины схемы электрической сети напряжением 6 кВ, например, рассматриваются все кабели, подключенные к 1СШ подстанции, 1СШ распределительного пункта на рисунке 13.1.

Линии КЛ1-КЛ3,КЛ7 выполнены кабелями с бумажной изоляцией. К каждой секции сборных шин 6 кВ подстанции подключены кабели, имеющие суммарные ёмкостные токи по 24 А, а РП – кабели с ёмкостными токами по 16 А.

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению [45]

$$I_{Сi} = I_{УДi} \cdot L_{КЛi}, \quad (13.1)$$

где $I_{УДi}$ – удельный емкостный ток кабельной линии, А/км;

$L_{КЛi}$ – длина линии, км.

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из n кабельных линий, определяется по выражению

$$I_{ОЗЗ} = \sum I_{Ci} = \sum_{i=1}^{n} I_{УДi} \cdot L_{КЛi} \quad , \qquad (13.2)$$

Удельные емкостные токи кабельных и воздушных линий берем по [24, табл.18.1] и [24, табл. 18.3] соответственно.

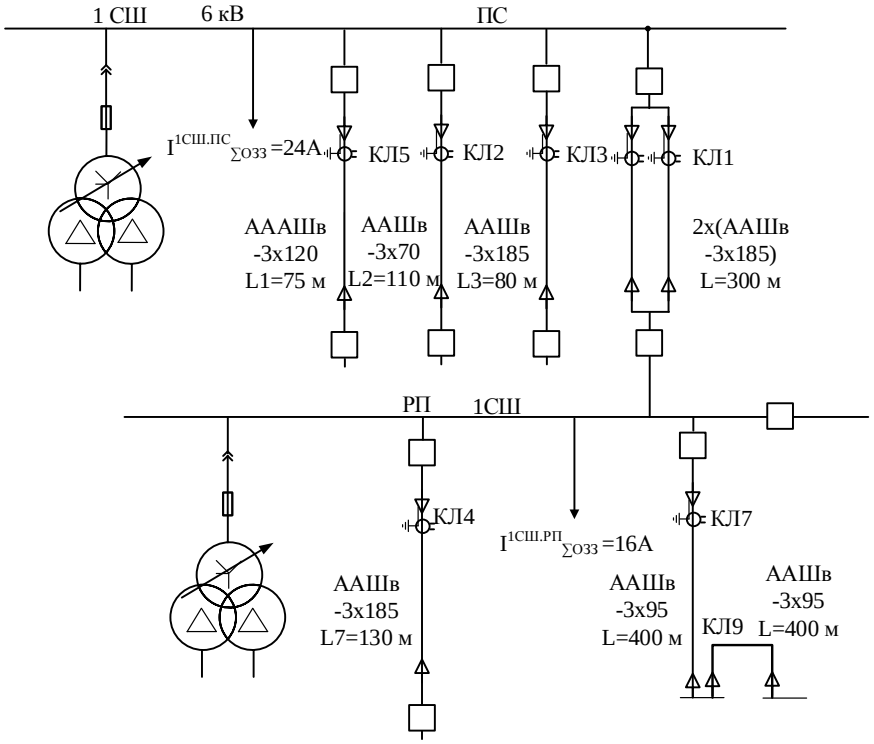

Рисунок 13.1– Принципиальная схема электрической сети

Расчетное значение тока ОЗЗ электрической сети, состоящей из n кабельных линий, определяется по выражению

$$I_{ОЗЗ} = \sum I_{Ci} = \sum_{i=1}^{n} I_{УДi} \cdot L_{КЛi} \quad . \qquad (13.2)$$

Удельные емкостные токи кабельных и воздушных линий берем по [24, табл.18.1] и [24, табл. 18.3] соответственно.

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведены в таблицу 13.1.

Таблица 13.1 – Расчет тока ОЗЗ

Обозначение линии	Марка кабеля или провода	Удельный ёмкостный ток линии $I_{УДi}$, А/км	Длина линии L_i, км	Ёмкостный ток линии I_{Ci}, А	Ток срабатывания защты, $I_{с.зi}$, А	$К_ч$
1	2	3	4	5	6	7
КЛ5	А-3х120	0,89	0,08	0,07	0,80	51,8
КЛ2	А-3х70	0,70	0,11	0,08	0,94	45,0

КЛ3	А-3х185	1,20	0,08	0,09	0,11	373,0

Окончание таблицы 13.1

1	2	3	4	5	6	7
КЛ1	2хА-(3х185)	2 по 1,20	2 по 0,30	0,72	21,50	1,1
КЛ, подключенные ПС	–	–	–	24,00	–	–
КЛ4	А-3х185	1,20	0,13	0,56	0,67	62,1
КЛ7	А-3х95	0,82	0,40	0,33	0,79	52,4
КЛ9	А-3х95	0,82	0,40	0,33	0,39	102,9
КЛ, подключенные РП	–	–	–	16,00	–	–
Ток однофазного замыкания на землю 1-й СШ $I_{ОЗ3}$, А						42,2

Для защиты линии КЛ7 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SepamS20 – рисунок 13.2.

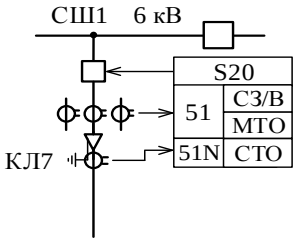

Рисунок 13.2 – Защита КЛ7

Ток срабатывания защиты $\underline{I}_{С.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$)

$$I_{С.ЗП.КЛ7} = I_{С.КЛ7} + I_{С.КЛ9} = 0,33+0,33=0,66 \text{ А},$$

$$I_{С.З.КЛ7} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_{С.КЛ7} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,66 = 0,792 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$К_{ч.КЛ7} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.КЛ7}}{I_{С.З.КЛ7}} = \frac{42,18 - 0,66}{0,792} = 52,4 \geq К_{ч.ДОП} = 1,25,$$

где $К_{Н.С}$ = 1,2 – коэффициент надежности срабатывания;

$К_{БР}$ = 1 – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

Следовательно, защита линии КЛ7 от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

13.2.1 Защита КЛ4 от однофазных замыканий на землю

Для защиты линии от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства Sepam S20.

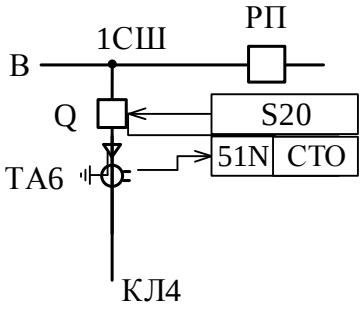

Рисунок 13.3 – Защита линии КЛ4 от ОЗЗ

Ток срабатывания защиты $I_{С.З i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА6 защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$)

$$I_{С.З i} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_{С.ЗПi}, \qquad (13.3)$$

где $К_{Н.С}$ = 1,2 – коэффициент надежности срабатывания;

$К_{БР}$ = 1 – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

Для радиальной линии собственный ток защищаемого присоединения $I_{С.ЗП.КЛ4}$ равен ёмкостному току этой радиальной линии $I_{С.ЗП.КЛ4} = I_{С.КЛ4}$.

Таким образом,

$$I_{С.З.КЛ4} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_{С.КЛ4} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,56 = 0,67 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$K_{ч.КЛ4} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП.КЛ4}}{I_{С.З.КЛ4}} = \frac{42,18 - 0,56}{0,67} = 62,1 \geq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Следовательно, защита радиальной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

13.2.2 Защита КЛ1 от однофазных замыканий на землю

Для защиты линии КЛ1 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SepamS20 – рисунок 12.4.

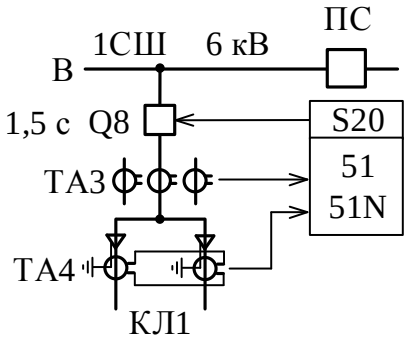

Рисунок 13.4 – Защита, отходящей от ПС линии

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо знать собственный ток защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$ и суммарный ток ОЗЗ $I_{ОЗЗ}$. Ток ОЗЗ равен $I_{ОЗЗ}$ = 41,85А. Собственный ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности ТА4, будет равен сумме ёмкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП

$$I_{С.ЗП.КЛ1} = I_{С.КЛ1} + I_{С.КЛ4} + I_{С.КЛ7} + I_{С.КЛ9} + I_{С.\Sigma КЛ.РП}$$

$$I_{С.ЗП.КЛ1} = 0,72 + 0,56 + 0,33 + 0,33 + 16 = 17,94 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ КЛ1 отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА2 (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$)

$$I_{С.З.КЛ1} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗП.КЛ1} = 1,2 \cdot 1 \cdot 17,94 = 21,5 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность выбранной защиты

$$К_{ч.КЛ1} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП.КЛ1}}{I_{С.З.КЛ1}} = \frac{42,18 - 17,94}{21,5} = 1,13 \leq К_{ч.ДОП} = 1,25.$$

Следовательно, защита от ОЗЗ кабельной линии КЛ1 имеет недостаточную чувствительность.

13.2.3 Защита КЛ5 от однофазных замыканий на землю

Для защиты кабельной линии КЛ1 от ОЗЗ используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) осуществим с помощью функции 51N устройства SepamS20 – рисунок 12.5

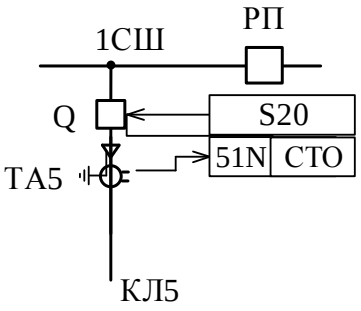

Рисунок 13.5 – Защита линии КЛ5 от ОЗЗ

Ток ОЗЗ равен $I_{ОЗЗ}$ = 42,18 А. Ток срабатывания защиты $I_{С.З.КЛ1}$, отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемой линии.

Для радиальной линии Л1, отходящей от ПС, собственный ток защищаемого присоединения $I_{С.ЗПi}$ равен емкостному току этой радиальной линии $I_{С.ЗПi} = I_{С.i}$

Таким образом,

$$I_{С.З.КЛ5} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_{С.КЛ5} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,06675 = 0,801 \text{ А},$$

где $К_{Н.С}$ = 1,2 – коэффициент надежности срабатывания;

$К_{БР}$ = 1 – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значение дано для устройства SEPAM).

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$К_{ч.КЛ5} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП.КЛ5}}{I_{С.З.КЛ5}} = \frac{42,18 - 0,06675}{0,801} = 51,8 \geq К_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Следовательно, защита линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

13.3 Устройство неселективной сигнализации.

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного распределительного пункта) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6 кВ выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. На сегодняшний день наиболее надежными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6 кВ.

На рисунок 13.6 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности 3UO. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли UAt , UBt и UCt на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали UN, практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В). При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли UAt становится равным нулю (точка «t» перемещается в вершину треугольника А – рисунок 13.6, в). Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли UBt и UCt увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (для электрической сети с компенсацией ёмкостных токов), имеющая уставку по напряжению 0,3·UФ = 30 В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с срабатывает на сигнал (на рисунке 12.6 обозначено: KV – реле напряжения, КТ – реле времени, HL – сигнальная лампа). В электрической сети с изолированной нейтральюуставку по напряжению иногда снижают до уровня 0,06·UФ = 6 В.

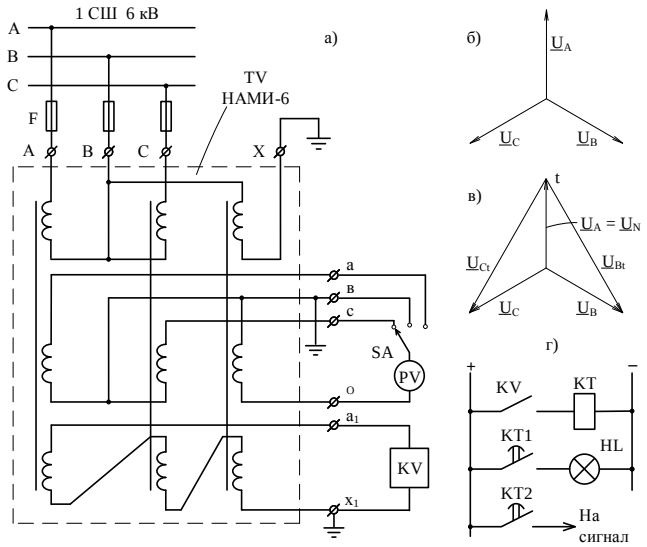

Рисунок 13.6 – Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) и векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

Дополнительно устройство контроля изоляции позволяет контролировать напряжения фаз сети относительно земли с помощью одного вольтметра PV с переключателем SA, подключаемого к фазам вторичной обмотки трансформатора напряжения TV, соединенной по схеме «звезда с нулем» или с помощью трех вольтметров, постоянно подключенных к этой обмотке. В нормальном, симметри--чном режиме все три напряжения фаз относительно земли на выводах вторичной обмотки TV, соединенной по схеме «звезда с нулём», одинаковы и равны $100/\sqrt{3} \approx$ $\approx$ 57,7 В. При возникновении ОЗЗ показание вольтметра поврежденной фазы понижается до нуля при металлическом замыкании, а показания вольтметров других фаз увеличиваются до линейного значения – 100 В.

Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, во-первых, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с поврежденным присоединением, но, не указывая какое из них повреждено (отсюда название «общая неселективная защита»), во-вторых, показать какая из фаз сети повреждена. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ.

13.4 Устройства селективной защиты от ОЗЗ

Токовые защиты от ОЗЗ в зависимости от вида защищаемой линии электропередачи (воздушные или кабельные) могут получать информацию от различных схем трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). Для защиты воздушных линий используется фильтр тока нулевой последовательности, состоящий из трех фазных трансформаторов тока $ТА_А$, $ТА_В$, $ТА_С$, вторичные обмотки которых соединены одноименными выводами и подключены к реле тока КА (рисунок 13.7, а). Ток, протекающий по реле КА является током нулевой последовательности и в нормальном режиме работы сети равен нулю

$$I_{КА} = I_{2.А} + I_{2.В} + I_{2.С}, = 3 \cdot I_{0.}$$

При однофазном или двухфазном замыкании на землю появляются токи нулевой последовательности, которые служат в качестве информации для работы релейной защиты.

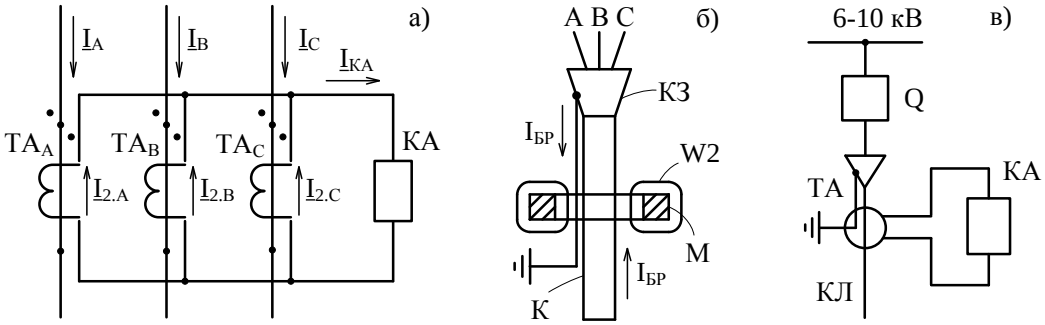

Рисунок 13.7 – Схемы питания токовых защит от ОЗЗ

Для защиты кабельных сетей используется специальная конструкция трансформатора тока, магнитопровод М которого надевается на трёхфазный кабель К или на три однофазных кабеля (рисунок 13.7, б). К вторичной обмотке трансформатора тока подключают устройства защиты и сигнализации КА (рисунок 13.7, в).

В настоящее время широкое распространение получили одножильные кабели напряжением 6 кВ, для которых используются ТТНП с расширенным внутренним окном. С этой целью выпускаются ТТНП типа ТЗЛ и ТЗРЛ с диаметром внутреннего окна 100, 125, 200 мм. Компания SchneiderElectric применяет также ТТНП типа CSH 120 и CSH 200 с диаметром внутреннего окна 120 и 200 мм. С целью снижения погрешности данных ТТНП необходимо три одножильных кабеля располагать строго по центру внутреннего окна (рисунок 13.8, а). Сопротивление внешних проводов, соединяющих ТТНП типа CSH с блоком защиты Sepam не должно быть больше 4 Ом (рисунок 13.8, б). Коэффициент трансформации ТТНП типа CSH равен 1/470.

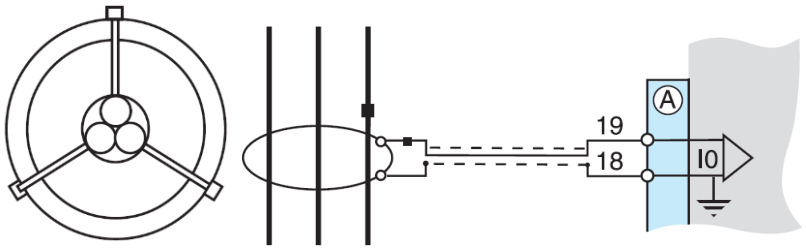

Рисунок 13.8 – ТТНП типа CSH

13.5 Основные действия оперативного персонала при определении присоединения с ОЗЗ

Однофазные замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6–10–35 кВ не сопровождаются большими токами, поэтому Правила технической эксплуатации сетевые [46, п. 5.11.7] и потребительские [47, п. 2.8.11] допускают работу сети при ОЗЗ до его устранения. В тоже время работа электрической сети с ОЗЗ является опасным ненормальным режимом электрической сети, который необходимо ликвидировать в возможно короткие сроки.

О возникновении ОЗЗ персонал электрических сетей (непосредственно на ПС или РП или при дистанционном управлении – по каналам телемеханики) первоначально узнаёт по срабатыванию неселективной сигнализации, измеряющей напряжение нулевой последовательности, получаемое от вторичной обмотки трёхфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника». В нормальном режиме работы электрической сети напряжение на нейтрали может изменяться в пределах 0–15 В, а при возникновении ОЗЗ увеличивается до 100 В. Неселективная сигнализация только указывает, на какой из секций сборных шин ПС или РП произошло ОЗЗ.

Определение повреждённого присоединения на ПС или в РП может проходить по двум вариантам:

1 Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, и выполненная по одному из рассмотренных выше принципам, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю.

2 Если на ПС или в РП отсутствует селективная сигнализация или она не может определить повреждённое присоединение, то оперативный персонал начинает последовательно отключать по одному присоединению (без нарушения электроснабжения потребителей). При этом возможны ещё два варианта:

– Если после отключения какого-либо присоединения напряжение на нейтрали сохраняется неизменным и равно 100 В, то это говорит о том, что присоединение с ОЗЗ не найдено. Отключенное присоединение подключают к секции сборных шин и переходят к следующему присоединению.

– Если после отключения присоединения напряжение на нейтрали снижается со 100 В практически до 0–15 В, то это является признаком, что отключено присоединение, в котором возникло ОЗЗ.

После определения присоединения с ОЗЗ в электрической сети производят переключения, запитывая потребителя по другим линиям. Повреждённое присоединение выводят из работы, определяют место повреждения, причину возникновения ОЗЗ и устраняют её – например, на кабеле в месте повреждения устанавливают соединительные муфты, или на воздушной линии заменяют повреждённый изолятор, или проводят какие-то другие восстановительные работы.

Выводы по разделу тринадцать

1 Были рассмотрены защиты от ОЗЗ для линий Л7, КЛ7, КЛ1 и Л1, для чего был рассчитан ток срабатывания защиты $\underline{I}_{С.Зi}$ и проверена чувствительность защиты.

2 Чувствительность линии КЛ1 не удовлетворяет нормативному значению. Чувствительности линий Л7, ВЛ7 и Л1 достаточны для обеспечения эффективного действия защиты от ОЗЗ.

3 Были рассмотрены устройства неселективной сигнализации, устройства селективной защиты от ОЗЗ.

14 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения группы цехов железо-бетонного завода составим таблицу (таблица 13.1), куда занисем виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Таблица 14.1 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Номер работы	Наименование работ	Продолжитель-ность, дней			Исполнители, человек		
		$t_{min.}$	$t_{max.}$	Ожидание	Руководитель	Инженер	Лаборант
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Получение и анализ задания на проектирование электроснабжения комплекса цехов	1	1	1	1	1	-
2	Подбор технической документации и литературы	3	5	4	-	1	-
3	Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	1	2	1	1	1	1
4	Расчет экономической части	2	4	3	1	1	1
5	Расчет электрических нагрузок	7	10	8	1	1	-
6	Расчет картограммы электрических нагрузок	1	2	1	1	1	-
7	Выбор числа, мощности и типа трансформаторов и их расчет	6	10	8	1	1	-
8	Расчет схемы внешнего электроснабжения	1	2	1	1	1	-
9	Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	3	3	3	1	1	-
10	Расчет питающих линий	2	3	2	1	1	-
11	Расчет токов короткого замыкания	6	8	7	1	1	-
12	Технико-экономическое сравнение внутризаводского электроснабжения	2	5	3	1	1	1

Окончание таблицы 14.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Выбор электрооборудования СЭС предприятия	3	6	4	1	1	-
14	Компенсация реактивной мощности	3	5	4	1	1	-
15	Выполнение специальной части	3	5	4	1	1	1
16	Расчет релейной защиты	3	6	4	1	1	-
17	Выполнение задания по БЖД	3	5	4	1	1	1
18	Выполнение графической части	9	12	10	1	1	1
19	Заключение	1	1	1	-	1	-
20	Оформление проекта	5	7	6	1	1	1
21	Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле

$$t = 0,6 \cdot t_{i\min} + 0,4 \cdot t_{i\max} \qquad (14.1)$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу №12 по формуле (13.1):

$$t_{12ожид.} = 0,6 \cdot 2 + 0,4 \cdot 5 \approx 3$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека,

Инженер – 1 человек,

Лаборант – 1 человек.

Должностные оклады работникам

Руководитель – 38500 руб.,

Инженер – 31000 руб.,

Лаборант – 20500 руб.

Определение коэффициентов пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров

Расчет выполняется по заработной плате:

$К_{рук.} = 38500/31000 = 1,2$;

$К_{инж.} = 31000/31000 = 1$;

$К_{лаб.} = 20500/31000 = 0,66$.

Рассчитаем приведенную численность работников

$$Ч_{ij} = N_{рук} \cdot К_{рук} + N_{инж} \cdot К_{инж} + N_{лаб} \cdot К_{лаб}, \qquad (14.2)$$

где $N_{рук}$ – численность руководителей, занятых в работе ij;

$N_{инж}$ – численность инженеров, занятых в работе ij;

$N_{лаб}$ – численность лаборантов, занятых в работе ij.

По формуле (14.2):

$Ч_{12} = N_{рук} \cdot К_{рук} + N_{инж} \cdot К_{инж} + N_{лаб} \cdot К_{лаб} = 1 \cdot 1{,}2 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0{,}66 = 2{,}86.$

Расчет приведенной трудоемкости работ

$$Т_{12} = Ч_{12} \cdot t_{ожид\ 12},$$

$$Т_{12} = 2{,}86 \cdot 3 = 8{,}6 \text{ инж. днях.}$$

Расчет среднедневной заработной платы инженера.

Инженер получает основную и дополнительную заработную плату. Определим дополнительную заработную плату

$$З_{доп} = (0{,}1 \ldots 0{,}12) \cdot З_{осн},$$

где $З_{осн}$ = 31000 рублей – основная заработная плата назначается разработчиком проекта.

$$З_{доп} = 0{,}1 \cdot 31000 = 3100 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата равна сумме основной и дополнительной, деленных на количество рабочих дней в месяце

$$СД_{З/П} = (З_{осн} + З_{доп}) / РД,$$

где РД – число рабочих дней в месяце.

$$СД_{З/П} = (31000 + 3100) / 24 = 1421 \text{ руб./день.}$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты. Данные сведем в таблицу 14.2.

Среднедневные прочие затраты равны

$$СД_{пз} = \Sigma З_{проч} / РД$$

Тогда среднедневные прочие затраты равны

$$СД_{пз} = 69905 / 24 = 2913 \text{ руб./день}$$

Таблица 14.2 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	2	3	4
1	Единый социальный налог	$0{,}3 \cdot (З_{осн} + З_{доп})$	10230
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0{,}15 \ldots 0{,}55) \cdot З_{осн}$	18755

Окончание таблицы 14.2

1	2	3	4
3	Накладные расходы	$(0,45…0,85) \cdot З_{осн}$	18755
4	Командировочные расходы	$(0,15…0,25) \cdot З_{осн}$	-
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2…0,5) \cdot З_{осн}$	8525
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4…0,6) \cdot З_{осн}$	13640
ИТОГО			69905

Расчет среднедневной стоимости одного инженер-день.

Среднедневная стоимость одного инженер-дня определяется как сумма среднедневной заработной платы инженера и среднедневных прочих затрат

$$СД_{инж.дня} = СД_{з/п} + СД_{пз},$$

$$СД_{инж.дня} = 1421 + 2913 = 4334 \text{ руб./день.}$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_з = Т_{12} \cdot СД_{инж.дня},$$

$$СР_з = 8,6 \cdot 4334 = 37185,7 \text{ руб.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 14.3.

Затраты на проектирование составляют – 901754,7 рублей.

Таблица 14.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Приведенная численность	Приведенная трудоемкость	Стоимость работы
		Руководитель	Инженер	Лаборант			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	1	-	2,2	2,2	9524
2	4	-	1	-	1,0	4,0	17336
3	1	1	1	1	2,9	2,9	12395
4	3	1	1	1	2,9	8,8	37185

Окончание таблицы 14.3

1	2	3	4	5	6	7	8
5	8	1	1	-	2,2	17,6	76278
6	1	1	1	-	2,2	2,2	9524
7	8	1	1	-	2,2	17,6	76278
8	1	1	1	-	2,2	2,2	9524
9	3	1	1	-	2,2	6,6	28604
10	2	1	1	-	2,2	4,4	19069
11	7	1	1	-	2,2	15,4	66743
12	3	1	1	1	2,9	8,6	37272
13	4	1	1	-	2,2	4,4	19069
14	4	1	1	-	2,2	6,6	28604
15	4	1	1	1	2,9	11,5	49841
16	4	1	1	-	2,2	9,2	39872
17	4	1	1	1	2,9	11,5	49841
18	10	1	1	1	2,9	28,6	123952
19	1	-	1	-	1,0	1,0	4334
20	6	1	1	1	2,9	17,1	74111
21	1	1	1	1	2,9	2,86	112395
ИТОГО							901754

Затраты на проектирование составляют – 901754 рублей.

Расчет сметной стоимости материалов

В таблице 14.4 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительно-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат.

Таблица 14.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
2хАС 70/11 + опоры	км.	4	2557,00	10230,0
РЗД-35/1000 УХЛ1	шт.	2	80,00	160,0
ТОЛ-35-200-III-З	шт.	2	78,24	156,5
ЗНОЛ-35 III	шт.	2	80,21	160,4
ПКТ-103-35	шт.	2	18,24	36,5
ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	шт.	2	590,00	1180,0
ОПН-35/40,5	шт.	2	8,20	16,4
ОПН-П-110/56 УХЛ1	шт.	2	22,00	44,0
ТДНС-10000-35/10	шт.	2	5979,00	11958,0
ТСКС-25-10	шт.	2	127,00	254,0
ПКТ-101-10-16-12,5	шт.	2	1,20	2,4
КРУ-10-51/1000 с вак. выкл	шт.	2	472,50	945,0
КРУ-10-51/630 с вак. выкл.	шт.	11	355,00	3905,0
ЗНОЛП-НТЗ-10	шт.	6	41,40	248,4
КЛ ААШв-10(3х70)	м.	3365	0,47	1584,9
КЛ ААШв-10(3х35)	м.	743	0,336	249,6
КЛ ААШв-10(3х95)	м.	418	0,561	234,4
КЛ ААШв-10(3х185)	м.	350	0,806	282,1
КСО-СЭЩ-10 с вак.выкл.	шт.	13	70,00	910,0
КСО-СЭЩ-10 с выкл.нагр.	шт.	9	68,00	612,0
ТМГ-160-10/0,4	шт.	8	146,00	1168,0
ТМГ-250-10/0,4	шт.	4	161,00	644,0
КЛ ААШв-10(3х35)	м.	743	0,34	249,6
КЛ ААШв-10(3х95)	м.	418	0,56	234,4
КЛ ААШв-10(3х185)	м.	350	0,81	282,1
КСО-СЭЩ-10 с вак.выкл.	шт.	13	70,00	910,0
КСО-СЭЩ-10 с выкл.нагр.	шт.	9	68,00	612,0

Окончание таблицы 14.4

1	2	3	4	5
ТМГ-160-10/0,4	шт.	8	146,00	1168,0
ТМГ-250-10/0,4	шт.	4	161,00	644,0
ТМГ-630-10/0,4	шт.	4	354,00	1416,0
ТМГ-1000-10/0,4	шт.	2	518,00	1036,0
ТМГ-1250-10/0,4	шт.	2	629,00	1258,0
КРМ-0,4-150	шт.	5	60,80	304,0
КРМ-0,4-64,8	шт.	4	38,80	155,2
КРМ-0,4-27	шт.	1	28,00	28,0
КРМ-0,4-180	шт.	2	68,10	136,2
КРМ-0,4-105	шт.	2	48,20	96,4
КРМ-0,4-12,6	шт.	3	24,00	72,0
КРМ-0,4-46	шт.	3	32,20	96,6
КРМ-0,4-525	шт	2	176,00	352,0
ЩО70-2-42УЗ	шт.	1	95,00	90,0
ЩО70-1-25УЗ	шт.	2	90,00	180,0
ЩО70-1-24УЗ	шт.	1	37,00	37,0
ШРА4-250	3 м.	50	5,90	95,7
ШРА4-400	3 м.	125	7,30	299,3
ШРА4-630	3 м.	27	11,50	103,5
ВА-СЭЩ-800	шт.	3	27,00	81,0
ВА-СЭЩ-400	шт.	6	17,00	102,0
ВА-СЭЩ-250	шт.	5	9,00	45,0
ВА-СЭЩ-1600	шт.	3	41,00	123,0
ВА-СЭЩ-1250	шт.	1	36,00	36,0
ВА-СЭЩ-2500	шт.	1	50,00	50,0
ВА-СЭЩ-3200	шт.	2	68,00	136,0
ИТОГО				41310,5

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта $З_м$ = 41310,5 тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Данные затраты можно принять как 40% от материальных затрат

$$З_{зп} = 0,4 \cdot З_м = 0,4 \cdot 41310,5 = 16524,2 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта

$$З_{вн} = З_м + З_{зп} = 41310,5 + 16524,2 = 57834,7 \text{ тыс.руб.}$$

В экономической части дипломного проекта следует показать, что разрабатываемый технический проект является экономически целесообразным, т.е. даст положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Для этого необходимо рассчитать величину экономического эффекта и срок окупаемости проекта.

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле

$$D = P \cdot Q,$$

где P – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

Q – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 2,92 \cdot 9692,6 + 0,2 \cdot 9692,6 = 28302,4 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле

$$З_{сум} = З_{пр} + З_{вн},$$

где $З_{сум}$ – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$З_{пр}$ – затраты на проектирование, рублей;

$З_{вн}$ – затраты на внедрение проекта, рублей.

Затраты на производство готовой продукции (ЗПП) не рассчитываются, поскольку данные проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле

$$З_{вн} = З_м + З_{зп},$$

где $З_м$ – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

$З_{зп}$ – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$З_{сум} = 901,7 + 41310,5 + 16524,2 = 58736,4 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта

$$Э_1 = D_1 - З_{сум},$$

$$Э_1 = 28302,4 – 58736,4 = -30434 \text{ тыс.руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год

$$Э_2 = 28302,4 – 30434 = -2131,6 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что и за второй год проект не окупится.

Рассмотрим третий год

$$Э_3 = 28302,4 – 2131,6 = 26170,8 \text{ тыс. руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится в третьем году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит

$$Т_{ок} = 2 + d/ D_3,$$

$$Т_{ок} = 2 + 26170,8/28302,4 = 2,9 \text{ года}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 26170,8 тыс.руб. за три года.

Выводы по разделу четырнадцать

По результатам расчетов можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению.

15 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

15.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

15.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Проектируемая подстанция напряжением 35/10 кВ разработана для снабжения электрической энергией группы цехов железобетонных конструкций (ЗЖБК).

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [48] с учетом требований [12], а также в соответствии с региональными картами расчетных районов Южного Урала по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

– температура воздуха, °С;

– среднегодовая – плюс 2;

– наибольшая – плюс 40;

– наименьшая – минус 48;

– расчетная наиболее холодной пятидневки – минус 35;

– толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (III район);

– скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление W_0 = 400 Па (I район);

– скорость ветра при гололеде – 16 м/с, нормативное ветровое давление Wг =160 Па;

– средняя высота снежного покрова – 50 см;

– глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 173см, песчаных грунтов – 211см;

– среднегодовая продолжительность гроз – 50часов;

– сейсмичность района – ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные, так как согласно [48] подземные воды относятся к типу грунтовых, а, следовательно, являются неагрессивными ко всем видам бетона. Стоит учесть еще тот факт, что грунтовые воды на проектируемом объекте найденные на глубине 3,5-3,8 м. В этом случае вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу. Поэтому делаем вывод, что опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается [48].

15.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [12, таблица 4.2.2], представлены в таблице 15.1. Конструктивный чертеж выполняется с учетом таблицы 15.1.

Таблица 15.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	35 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	400
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	440
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1150
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	В	960	1150
От не ограждённых токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3100
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2400
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	485

15.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Так как силовой трансформатор на ГПП представлен ТДНС 10000-35/10 – трехфазным, двухобмоточным, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, в этом случае выбор параметров трансформаторов произведен в соответствии с режимами их работы. При проектировании учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко обеим обмоткам трансформаторов. Устанавливаем силовые трансформаторы так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения, а именно:

1 Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение в темное время суток.

2 Для трансформаторов, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора [12, пункт 4.2.228].

3 К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжены стационарной лестницей [12, пункт 4.2.226].

4 Уклон трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, осуществлен путем установки подкладок под катки [12, пункт 4.2.229].

5 Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м [12, пункт 4.2.223]. Такое расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

6 Расположение задвижек охладительных устройств обеспечивает удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

7 Для шкафов приводов устройств РПН предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

8 Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы [12,4.2.69].

15.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с учетом проектируемых технологических проездов, выполненных дорогой шириной 4 м [12, пункт 4.2.43].

Такой центральный технологический проезд на территории подстанции предусматривается для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Так же целью проезда является подъезд пожарных машин, который спроектирован и должен быть обеспечен со всех сторон.

15.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке одинаковые.

Шины обозначим, согласно [12, пункт 1.1.29] при переменном трехфазном токе:

шины фазы А–желтым, фазы В–зеленым, фазы С– красным цветами.

15.1.6 Перечень защитных средств

Защитные средства применяются как для индивидуальной защиты, так и для коллективной, согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, выберем состав средств защиты подстанций 35/10 кВ, [49] обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой.

Согласно [49, 1.3] средства защиты на подстанции должны храниться в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. Учитывая, что средства защиты хранятся в закрытых помещениях:

1 Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов.

2 Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В должны храниться в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

3 Средства защиты органов дыхания должны храниться на подстанции в сухом помещении в специальных сумках.

4 Средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для работ под напряжением также содержатся в сухом, проветриваемом помещении.

Таблица 15.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Наименование средства защиты	Количество
1 Изолирующая штанга (универсальная)	
35 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
2 Указатель напряжения	
35 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
3 Диэлектрические перчатки	3 пары
4 Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5 Переносные заземления	
35 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
6 Защитные ограждения (щиты)	4 шт.
7 Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8 Противогаз изолирующий	2 шт.
9 Защитные очки или щитки	2 шт.

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ ЗЖБК используются следующие коллективные способы и средства защиты от поражения электрическим током, далее согласно [50]:

– заземление в электроустановках 35 кВ (расчёт выполнен в пункте 14.2.2);

– выравнивание потенциалов (необходимо, для создания безопасных условий работы);

– молниезащита (расчёт выполнен в пункте 14.4.5);

– установка ограждений;

– рабочая изоляция (нужна для бесперебойной и безаварийной работы оборудования);

– соблюдение изоляционных расстояний;

– установка плакатов и электрических знаков (для напоминания персоналу о правилах безопасности и мерах при выполнении работы);

– предупредительная сигнализация и блокировки (для своевременного уведомления диспетчера, а так же не допуска аварийных случаев в работе);

– электрическое разделение сетей (во избежание замыкания на землю, уменьшение тока замыкания на землю за счет высокого сопротивления фаз относительно земли);

– зануление (основная мера защиты при косвенном прикосновении);

– защитное отключение (автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения током);

– изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль;

– использование малых напряжений.

15.2 Электробезопасность

На подстанции ЗЖБК электробезопасность рассматривается как система организационных мероприятий и определенных технических средств, которые в совокупности должны предотвращать опасное и вредное воздействие электрического тока, дуги, электромагнитного поля, статического электричества на работающий персонал.

Электробезопасность на ЗЖБК обеспечивается:

– конструкцией электроустановок;

– техническими способами и средствами защиты;

– организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Технические способы и средства, обеспечивающие электробезопасность на ЗЖБК, устанавливаются с учетом [51, 1.7]:

1 Номинального напряжения ($U_{ном}$), рода и частоты тока электроустановки.

2 Способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного или передвижного источника питания).

3 Режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная).

4 Вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные).

5 Условий внешней среды: особо опасные помещения, помещения с повышенной опасностью, помещения без повышенной опасности, на открытом воздухе (классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с [12]).

6 Возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должны производиться работы.

7 Характер возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное) прикосновение, двухфазное (двухполюсное) прикосновение; прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением.

8 Возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока.

9 Видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи (ЛЭП).

15.2.1 Контроль изоляции

В сетях с изолированной в рабочем режиме напряжение всех фаз относительно земли равны рабочему фазному напряжению. Но при ОЗЗ напряжение поврежденной фазы относительно земли равно нулю, а напряжение «здоровых» фаз увеличится до междуфазного, в таком случае междуфазные напряжения не изменяются. Такое повреждение очень трудно установить, при этом длительный режим может привести к случайному пробою изоляции неповрежденной фазы, при таком случае возникает двухфазное КЗ с нежелательными последствиями.

Так как на ЗЖБК используются электрические сети и электроустановки, изолированные от земли, условия электробезопасности и надежности энергоснабжения в значительной мере определяются состоянием изоляции, ее сопротивлением и емкостью относительно земли.

По назначению устройства контроля изоляции можно разделить на группы:

А – устройства автоматического (непрерывного) контроля сопротивления изоляции сети или установки относительно земли;

Б – инспекторские приборы для периодических контрольных измерений сопротивления изоляции в рабочем режиме сети;

В – устройства селективного обнаружения в разветвленных электрических сетях присоединения (фидера) с пониженным уровнем сопротивления изоляции.

15.2.2 Установка заземляющих ножей и системы блокировки

В соответствии с требованиями [12, 1.1.32], распределительные устройства оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка обеспечивает в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение – отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства и ПС оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

Порядок наложения и снятия заземления согласно:

1 Перед началом работы переносное заземление соединяется с защимом «земля». Проверка отсутствия напряжения.

2 Работа производится двумя лицами.

3 Зажимы переносного заземления устанавливаются на заземляемые токоведущие части (со штангой или в диэлектрических перчатках). Зажимы закрепляются. Важно, использовать только средства защиты и не производить заземление путем скрутки.

4 Снятие заземления производить в обратном порядке.

5 Включение или отключение заземляющих ножей обязано учитываться в оперативном журнале.

Такой вид работы может проводить работник из числа оперативного персонала, имеющий группу III.

15.2.3 Требования прокладки заземления на ОРУ

С целью защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надёжно соединены с землей. Такое заземление называется защитным.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям. Такое заземление называется грозозащитным.

На ЗЖБК для всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно расстояние между продольными и поперечными заземлителями не превышает 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не превышает 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10…12мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6 мм.

15.2.4 Расчет заземляющего устройства ОРУ

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции. На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с [52] продольные заземлители проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Наибольший ток при КЗ на шинах ЗРУ из п.7 $I_{кз} = 5,25$ кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок.

Площадь территории подстанции $S = 36 \cdot 22 = 660$ м^2 .

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1=60$ Ом·м; $l=2$ м; $\rho_2=50$ Ом·м.

Время действия релейной защиты: $t_{рз}=0,12$ с; $t_{ов}=0,05$ с.

Схема заземляющего устройства показана на рисунке 15.5.

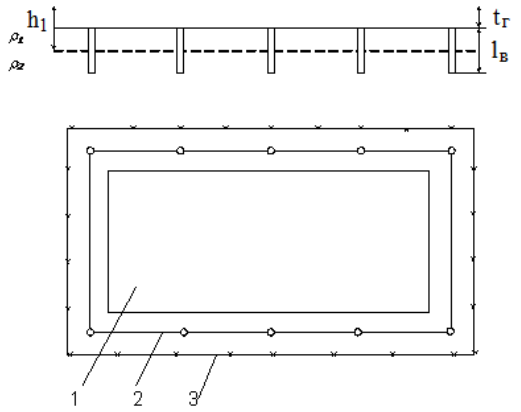

Рисунок 15.1 – План заземляющего устройства:
1 – площадь, занимаемая оборудованием (30·18 м); 2– заземляющий контур (32·20 м); 3– ограждение подстанции, h_1– толщина верхнего слоя грунта, м; $l_в$ = 5 м - длина вертикальных заземлителей, $t_г$ = 0,7 м - глубина залегания сетки.

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$t_в = t_{рз}+t_{ов},$$

$$t_в = 0,12+0,05=0,17 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп}$=400 В.
Коэффициент прикосновения рассчитаем по формуле

$$R_п = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_в L_г}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}},$$

где M=0,62 – параметр, зависящий от соотношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$;

β – коэффициент напряжения шага;
$L_г$ = 520 м – длина горизонтальных заземлителей;
$l_в$ = 5 м – длина вертикального заземлителя;
a =10 м – расстояние между вертикальными заземлителями;
Рассчитаем коэффициент напряжения шага по формуле

$$\beta = \frac{R_ч}{R_ч+R_с},$$

где $R_ч$=1000 Ом – сопротивление тела человека;

$$\beta = \frac{1000}{1000+1,5\cdot 60} = 0,9.$$

$$K_п = \frac{0,62 \cdot 0,9}{\left(\frac{5 \cdot 520}{10 \cdot \sqrt{660}}\right)^{0,45}} = 0,197.$$

Потенциал на земле рассчитаем по формуле

$$U_з = \frac{U_{пр.доп}}{k_п},$$

$$U_з = \frac{400}{0,197} = 2030,4 \text{ В},$$

что в пределах допустимого значения (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства рассчитаем по формуле

$$R_з = \frac{U_з}{I_з},$$

$$R_з = \frac{2453,9}{5250} = 0,38 \text{Ом}.$$

Число вертикальных заземлителей

$$n_в = \frac{4\sqrt{S}}{2l_в},$$

$$n_в = \frac{4 \cdot \sqrt{660}}{2 \cdot 5} = 9,87.$$

Принимаем $n_в$=10 шт.

$$L_в = l_в n_в,$$

$$L_в = 5 \cdot 10 = 50 \text{ м}.$$

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1,$$

$$m = \frac{520}{2 \cdot \sqrt{660}} - 1 = 9,1.$$

Принимаем m=10.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_г = 2\sqrt{S}(m+1),$$

$$L'_г = 2 \cdot \sqrt{660} \cdot (10+1) = 565{,}1 \text{м}.$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$b = \frac{\sqrt{660}}{5} = 5{,}1 \text{ м}.$$

Относительная глубина

$$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0{,}7}{\sqrt{660}} = 0{,}22 \geq 0{,}1,$$

$$A = 0{,}385 - 0{,}197 \cdot 0{,}22 = 0{,}341.$$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 8{,}3; \frac{a}{l_в} = 1$ определяем

$$\frac{n_1 - t}{l_в} = \frac{1-0{,}7}{5} = 0{,}06,$$

$$\rho_э = 1{,}4 \cdot \rho 2,$$

$$\rho_э = 1{,}4 \cdot 50 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отсюда $\rho_э$=70 Ом/м.

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_з = A \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L'_г},$$

$$R_з = 0{,}341 \cdot \frac{70}{\sqrt{660}} + \frac{70}{565{,}1} = 0{,}97 \text{ Ом};$$

$$U_{пр} = К_п \cdot I_з \cdot R_з,$$

$$U_{пр} = 0{,}197 \cdot 5250 \cdot 0{,}97 = 1003 \text{ В};$$

$$U_{пр} = 1003 \text{ В} > U_{пр.доп.} = 400 \text{ В}.$$

Необходимо применить меры для снижения $U_{пр}$ путем использования естественных заземлителей, расширяющее заземлительное устройство за пределы подстанции.

Применим подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м в рабочих местах. Удельное сопротивление верхнего слоя гравия в этом случае будет $\rho_{в.ск.}$ = 3000 Ом·м. Рассчитаем коэффициент напряжения шага и коэффициент прикосновения соответственно

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18;$$

$$K'_{п} = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 520}{10 \cdot \sqrt{660}}\right)^{0,45}} = 0,045.$$

Подсыпка гравия не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, т.к. глубина заложения заземлителей 0,7м, больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение ρ_1/ρ_2 и значение М остаются неизменными.

Потенциал на земле

$$U'_{з} = \frac{U_{пр.доп}}{k_{п}},$$

$$U'_{з} = \frac{400}{0,045} = 8,8 \text{ кВ}.$$

Что равно допустимому значению 10 кВ.

Сопротивление заземляющего устройства по формуле:

$$R''_{з.доп} = \frac{U'_{з}}{I_{з}},$$

$$R''_{з.доп} = \frac{8800}{5250} = 1,3 \text{ Ом};$$

$$U''_{пр} = 0,05 \cdot 5250 \cdot 1,3 = 341 \text{ В};$$

$$U''_{пр} = 341 \text{В} < U_{пр.доп.} = 400 \text{ В}.$$

Из расчета видно, что подсыпка гравием эффективна.

15.2.5 Молниезащита ОРУ ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [53,2.2]. ГПП относится к классу «специальный с ограниченной опасностью».

Территория ГПП находится в районе среды, где грозовая деятельность около 50 часов в год. Устанавливаем 4 молниеотвода на порталах. Ожидаемое число поражений молнией строений в году определяется по формуле

$$N = (L + 3h) \cdot (S + 3h) \cdot n \cdot 10^{-6},$$

где L, S – соответственно габариты подстанции в метрах;

h – наибольшая высота по порталу, м;

n – среднее число ударов молнии на один км^2 земной поверхности в районе расположения подстанции при 50 часах грозовой активности в году, n = 2,01.

$$N = (36 + 3 \cdot 11{,}5) \cdot (22 + 3 \cdot 11{,}5) \cdot 2{,}01 \cdot 10^{-6} = 0{,}007.$$

Необходимым условием защищенности всей площади ОРУ является

$$D \le 8h_a,$$

где D – диагональ четырехугольника, в вершинах которого расположены молниеотводы

Диагональ четырехугольника

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

где a=19 м, b=27 м – соответственно длина и ширина площади, на которой установлены молниеотводы.

$$D = \sqrt{19^2 + 27^2} = 33_{\text{м}},$$

Соответственно из формулы $h_a = \frac{33}{8} = 4{,}1$ м.

Высота молниеотводов

$$h = h_x + h_a,$$

где h_a – активная высота молниеотвода;

h_x=11,5 м – максимальная высота защиты молниеотводов.

$$h = 11{,}5 + 3{,}9 = 15{,}6 \text{ м}.$$

Принимаем к установке молниеотвод высота от поверхности земли 16 м.

Радиус зоны защиты молниеотвода

$$r_x = \frac{1{,}6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}},$$

$$r_x = \frac{1{,}6 \cdot 4{,}1}{1 + \frac{11{,}5}{16}} = 3{,}8.$$

Ширина защищаемой зоны

$$b_x = 2r_x \frac{7h_a - a}{14h_a - a}.$$

При a=19 м

$$b_x = 2 \cdot 4{,}1 \cdot \frac{7 \cdot 3{,}8 - 19}{14 \cdot 3{,}8 - 19} = 1{,}8.$$

При b=27 м

$$b_x = 2 \cdot 4{,}1 \cdot \frac{7 \cdot 3{,}8 - 27}{14 \cdot 3{,}8 - 27} = 0{,}25.$$

На рисунке 15.2 показана зона защиты молниеотводов ГПП.

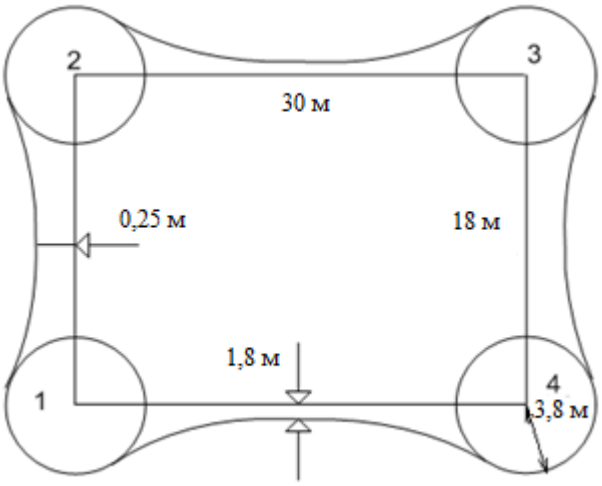

Рисунок 15.2 – Молниезащита ОРУ ГПП

Здание ЗРУ защищается путём заземления молниезащитной сетки, расположенной под мягкой кровлей здания.

15.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 35/10 кВ завода железобетонных конструкций: рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях; на рабочих местах и на открытой территории должно соответствовать установленным требованиям.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

На щитах управления подстанции, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк согласно [54]; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

По [54] эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме обязано питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение должно автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции ЗЖБК предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в тех помещениях, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа ПСМ–40 со светодиодами типа Bridgelux, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В. Параметры прожектора в таблице 15.3.

Таблица 15.3 − Параметры прожектора ПСМ-40

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости	
ПСМ-40	16000	160	120	40

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (силовых трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность всего ГПП подстанции ЗЖБК, площадь которого составляет 719,4 м^2.

Суммарный световой поток определим по формуле из [54]

$$\Sigma\Phi = E_н \cdot S \cdot k_з \cdot k_п,$$

где $E_н$ − норма освещенности, лк;

S − площадь ОРУ, м^2;

$k_з$ − коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_з$ = 1,2…1,8);

$k_п$ − коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_п$ =1,15…1,5).

Норма освещенности в случае, если требуется только общее наблюдение за оборудованием, Ен = 10 лк согласно [54]. Тогда по формуле:

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 660 \cdot 1{,}8 \cdot 1{,}15 = 13662 \text{ лм.}$$

Согласно [7] определим требуемое число прожекторов

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_Л \times \eta},$$

где $\Phi_л$ − световой поток лампы прожектора;

η − КПД прожектора.

Получим:

$$N = \frac{13662}{4000 \cdot 0{,}4} = 7{,}5.$$

Из [7] определим высота установки прожектора по формуле

$$H = \sqrt{\frac{I_{max}}{400}},$$

где I_{max} − максимальная (осевая) сила света прожектора.

Тогда:

$$H = \sqrt{\frac{16000}{400}} = 6{,}3 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 8 прожектор типа ПСМ-40 со светодиодами типа Bridgelux, установленными на высоте 7 м.

15.4 Пожарная безопасность

15.4.1 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время грозы) или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000…4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенять газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДНС–10000/35/10 масса масла составляет 7 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м^3.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДНС – 10000/35/10 не менее 1,25м.

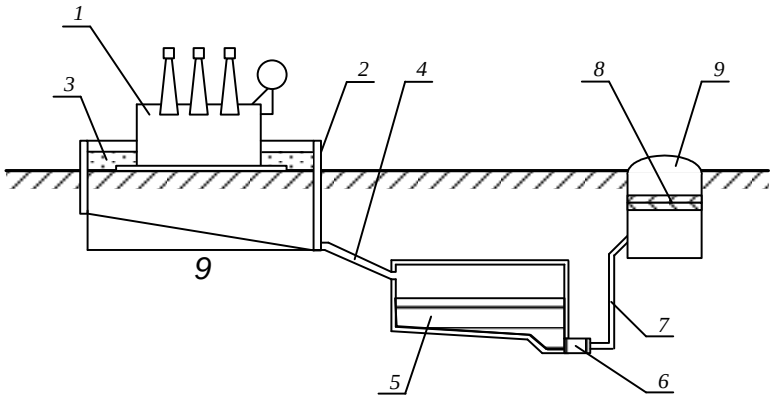

Рисунок 15.3 − Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора: 1 − трансформатор; 2 − маслоприемник; 3 − дренажно-гравийная засыпка; 4 − маслоотвод; 5 − маслосборник; 6 − насос; 7 − трубопровод; 8 − фильтр; 9 − колодец.

Отвод масла осуществляется по маслоотводу (трубопроводу) диаметром не менее 100 мм в специальную емкость – маслосборник, которую следует рассчитать на прием 100% масла трансформатора, трехкратный объем воды от расчетного времени пожаротушения и объем дождевых вод при открытой установке трансформатора.

15.4.2 Категория пожарной опасности

Согласно [55], помещения проектируемой подстанции относятся к категории В (пониженная пожароопасность). Однако, наружные установки (ОРУ) по взрывопожарной и пожарной опасности из-за наличия масляных трансформаторов относят к категории $В_Н$ (взрывопожароопасная).

Пожары с участием электроустановок относятся к классу «Е» (горение электроустановок). Согласно [55], на территории подстанции необходимо размещение пожарного щита типа ЩП-Е

Комплектация пожарного щита ЩП-Е:

– огнетушители углекислотные, две штуки;
– порошковый – один ОП-10.
– противопожарное полотно;
– лопата (совковая);
– ящик с песком;
– ножницы диэлектрические;
– багор с деревянным древком;
– комплект резиновой обуви и перчаток;
– резиновый коврик.

Таблица 15.4 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория	Класс пожара
ОРУ	$В_Н$	В1
ОПУ	В	А1
ЗРУ	В	Е
Комната со шкафами РЗиА	В	Е

Выводы по разделу пятнадцать

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 35/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 35 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рационально напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведем расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями (расчет методом типовых кривых). На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Методом Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

Также были рассмотрены вопросы однофазного замыкания на землю в сети 6 кВ. Рассмотрены вопросы связанные с БЖД и подсчетом капитальных затрат и расходов на эксплуатацию приведены к оптимальному уровню, поэтому данный проект можно принять к строительству.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Технологический процесс изготовления железо – бетонных конструкций. ПРОБЕТОН. – http://www.probeton.su/info/raboty/tekhnologija-proizvodstva-zhbi/

2 «Аморфные» трансформаторы. Рекламно – информационный журнал «Электротехнический рынок». – http://market.elec.ru/nomer/44/silovye-amorfnye-transformatory

3 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

4 М788-1069.Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. – http://meganorm.ru/Index2/1/4293834/4293834043.htm

5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.

6 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

7 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

8 ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трехфазные герметичные масляные. – М.: Стандартинформ, 2006. – 11 с.

9 Масленые трансформаторы типа ТМГ. НОМЭК. – http://www.nomek.ru/transformatori-oil-tmg

10 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных электропринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии». http://docs.cntd.ru/document/420285270

11 Справочник по проектированию электрических сетей./ под ред. Д.Л. Файбесовича, – 4-е изд., пе-рераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челя-бинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

13 Выключатели элегазовые серии ВГБЭ-35. РосЭнергоСистемы. – http://www.etm-res.ru/pdf-files/VGBE_35.pdf

14 Разъединитель серии РДЗ-35. УЗТТ. – http://uztt.ru/razyediniteli rdz-35 1000 rdz 35 2000)klass napryajeniya 35kv

15 Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 III. СЗТТ. – http://www.cztt.ru/znol_35.html

16 Ограничитель перенапряжения ОПН 35/40,5. ЗЭТО. –http://www.zeto.ru/

17 Выключатель элегазовый колонный ВГТ110. ЗЭТО. –http:// www.zeto.ru/

18 Разъединитель серии РДЗ-110. ЗЭТО. –http://www.zeto.ru

19 Трансформатор напряжения элегазовый ЗНОГ-110. ЗЭТО. – http://www.zeto.ru

20 Ограничитель перенапряжения ОПН 110/77. ЗЭТО. – http://www.zeto.ru

21 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. №66/10 «Об установлении единых (кот-ловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112.

22 Средневзвещанные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом на январь 2017 года. – http://esbt74.ru/

23 Укрупненные показатели стоимости сооружения подстанций 35-750 кВ и воздушных линий электропередач напряжением 6,10 – 750 кВ. РАО ЕЭС России, 2007. – 16 с.

24 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

25 Кабель марки ААШв-10. КамКабель. – http://www.kamkabel.ru

26 Двигатель синхронный типа СТД-630. АрмаТрэйд. – http://www.artr.ru

27 ГОСТ Р.52736-2007. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 41 с

28 Выключатель вакуумный ВБ-10-20. Контакт. – http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vb_10_20/teh_harakter_vb_10-20/

29 Ячейки двухстороннего обслуживания КРУ серии К-128. МосЭлектроЩит. – http://moselectro.ru/production/kru-6-10-kv/k-128/

30 Ячейки одностороннего обслуживания серии КСО-СЭЩ-10. Электрощит Самара. – https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kso-seshch/

31 Вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 – https://electroshield.ru

32 Трансформатор тока опорный ТОЛ-10. СЗТТ. – http://www.cztt.ru

33 Стоимость оборудования и кабельной продукции. – http://standart-energo.ru

34 Токопровод закрытый серии ТЗК. МосЭлектро. – http://moselectro.ru

35 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. РОжкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. с М.: Энергоиздат,1987. – 648 с.

36 Автоматические выключатели типа ВА-СЭЩ. Электрощит Самара. – https://electroshield.ru

37 Ячейки ЩО-70. СтандартЭнерго. – http://standart-energo.ru

38 Шинопровод типа ШРА4. – http://www.kmp63.ru

39 Провод силовой медный ВВГнг.ЭлектроКомплектСервис. – https://e-kc.ru.

40 Выключатель автоматический ВА04-36-34.КАЭЗ. – https://keaz.ru

41 Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности/ А.М. Ершов – Ч.: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 221 с.

42 Батареи конденсаторов низковольтные серии КРМ-0,4. ПромЭлектроАвтоматика. – http://www.pea.ru/docs

43 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов – Ч.: ЧГТУ, 1991. – 88 с.

44 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промыш-ленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

45 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3/ А.М. Ершов – Ч.: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

46 СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской федерации. – М.: Энергосервис, 2003. – 342 с.

47 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 134 с.

48 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.:, 2007 – 109 с.

49 СНиП 2.03.11 – 1985. Защита от коррозии бетонных и железобетонных строительных конструкций. – М.: 1986 – 41 с.

50 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: 2003 – 57 с.

51 ГОСТ 12.4.011 – 89. Средства защиты работающих. – М.: 1990 – 6 с.

52 СТО 56947007 – 29.130.15.144-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. ОАО «ВСК ЕЭС», 2012 – 63 с.

53 СО 153-34.21.122 – 2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Москва, 2003 – 29 с.

54 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – М.: 2011 – 75 с.

55 ППБ 01-03. Правила пожарного режима в Российской Федерации. –М.: 2012 – 111 с.