

Министерство науки и высшего образования 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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2019 г.

Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода по производству труб
большого диаметра

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2019 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«___» _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин
«___» _____ 2019 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ К.И. Худяков
«___» _____ 2019 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«___» _____ 2019 г.

Нормоконтролер
к.т.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«___» _____ 2019 г.

Министерство науки и высшего образования 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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

« ___ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Худякова Кирилла Игоревича

Группа П-475

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода по производству
труб большого диаметра

утверждена приказом по университету от 25 апреля 2019г. № 899

2 Срок сдачи студентом законченной работы 04.07.2019

3 Исходные данные к работе

Из архивных данных кафедры СЭС. Установленная мощность, коэффициенты
мощности, место расположения цехов на генеральном плане

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

1. План генеральный группы цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра

2. Схема принципиальная электрическая электроснабжения

3. Чертеж конструктивный ГПП 110/10 кВ

4. Плакат по БЖД

5. Плакат по экономике

6. Плакат по релейной защите

Всего блиста(ов)

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 | А.А. Алабугин | | |
| БЖД | И.В. Скуртова | | |

7 Дата выдачи задания 1 марта 2019 г.

Руководитель

(подпись)

В.И. Сафонов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

К.И. Худяков

(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

| Наименование этапов выпускной квалификационной работы | Срок выполнения этапов работы (проекта) | Отметка о выполнении руководителя |
|--|--|--------------------------------------|
| 1 Введение | 01.03.19-02.03.19 | |
| 2 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий | 03.03.19-05.03.19 | |
| 3 Расчёт электрических нагрузок | 06.03.19-16.03.19 | |
| 4 Выбор цеховых трансформаторных подстанций | 17.03.19-31.03.19 | |
| 5 Система внешнего электроснабжения | 01.04.19-10.04.19 | |
| 6 Система внутреннего электроснабжения | 11.04.19-18.04.19 | |
| 7 Расчёт токов короткого замыкания | 19.04.19-31.04.19 | |
| 8 Выбор электрооборудования | 01.05.19-10.05.19 | |
| 9 Технико-экономическое обоснование схемы электроснабжения | 11.05.19-15.05.19 | |
| 10 Компенсация реактивной мощности | 16.05.19-20.05.19 | |
| 11 Расчет показателей качества электрической энергии | 21.05.19-25.05.19 | |
| 12 Защита трансформаторной подстанции и линии, питающей ее | 25.05.19-31.05.19 | |
| 13 Безопасность жизнедеятельности | 1.06.19-3.06.19 | |
| 14 Экономическая часть проекта | 4.06.19-6.06.19 | |
| 15 Оформление пояснительной записки | 6.06.19-10.06.19 | |
| 16 Оформление графической части | 10.06.19-16.06.19 | |

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

(подпись)

В.И. Сафонов

(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

К.И. Худяков

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Худяков К.И. Проект системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра. – Челябинск, ЮУрГУ, П; 2019, 163 с, 38 ил., 53 табл., библиогр. список – 47 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В дипломной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра.

Произведен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, в соответствии с действующими руководящими указаниями.

К установке в КТП приняты масляные трансформаторы ТМГ.

На основании расчета нагрузок по предприятию в целом была выбрана схема внешнего электроснабжения двухтрансформаторной подстанции – «два блока линия-трансформатор» с отделителем и неавтоматической перемычкой со стороны линий. К установке на ГПП приняты 2 трансформатора ТРДН-32000/110/10/10.

Рассчитаны токи короткого замыкания в максимальном режиме на шинах ГПП, РП а также на шинах 0,4 кВ внутрицеховой сети. На основании рассчитанных токов КЗ выбрано оборудование, обеспечивающее надлежащую надежность системы электроснабжения.

Выбранные кабели проверены по термической стойкости к току КЗ, в соответствии с действующим стандартом.

Рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности. По результатам расчетов установлены низковольтные конденсаторные установки суммарной мощностью 835 квари высоковольтные фильтрокомпенсирующие устройства мощностью 3250 квар.

Так как на предприятии присутствует нагрузка, выдающая в сеть высшие гармоники, был проведен расчет показателей качества электрической энергии. Все ПКЭ удовлетворяют нормативным значениям.

В разделе релейной защиты выполнен расчет релейной защиты распределительного устройства 6кВ. Построена карта селективности.

Для безопасной работы по обслуживанию ГПП в разделе БЖД рассчитан заземлитель ОРУ, освещение подстанции, а также молниеотводы.

Проведен SWOT-анализ сравниваемых схем электроснабжения. Составлены поле сил и план реализации проекта.

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

| Изм | Лист | № документа | Подпись | Дата | | | | |
|-----------|------|--------------|---------|------|---|------|------|--------|
| Разраб. | | Худяков К.И. | | | Электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра | Лит. | Лист | Листов |
| Пров. | | Сафонов В.И. | | | | В | К | Р |
| Н. контр. | | Сафонов В.И. | | | | 3 | | |
| Утв. | | Кирпичникова | | | | 163 | | |
| | | | | | ФГАОУ ВО ЮУрГУ(НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ» | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 7 |
| Характеристика объекта электроснабжения. | 7 |
| Исходные данные для проектирования | 10 |
| Технический паспорт проекта | 14 |
| 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ..... | 15 |
| 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК..... | 18 |
| 2.1 Расчёт электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху..... | 18 |
| 2.2 Расчет однофазных нагрузок | 22 |
| 2.3 Расчет нагрузок по цеху | 23 |
| 2.4 Построение картограммы нагрузок..... | 25 |
| 3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ | 28 |
| 4 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ | 34 |
| 4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения | 34 |
| 4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции..... | 35 |
| 4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения | 36 |
| 4.4 Расчет токов КЗ в начале отходящих линий | 39 |
| 4.5 Выбор оборудования на ГПП | 41 |
| 5 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 45 |
| 5.1 Технические решения внутренней системы электроснабжения..... | 45 |
| 5.2 Конструктивное исполнение системы внутреннего электроснабжения ... | 45 |
| 5.3.1 Определения и условия применения токопроводов 10 кВ. | 46 |
| 5.3.2 Конструкция токопроводов 10 кВ..... | 47 |
| 5.3.3 Выбор шин токопроводов 10 кВ..... | 47 |
| 5.4 Расчет питающих линий..... | 51 |
| 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ | 55 |
| 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ | 65 |
| 7.1 Выбор ячеек КРУ | 65 |
| 7.2 Выбор выключателей КРУ | 65 |
| 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ..... | 66 |
| 7.4 Выбор трансформаторов напряжения..... | 69 |
| 7.5 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания..... | 70 |
| 7.6 Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП | 72 |
| 7.7 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП | 73 |
| 8 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 75 |
| 9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..... | 82 |
| 10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ | 91 |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 5 |

| | | |
|---|---|------------|
| 10.1 | Расчет коэффициентов гармонических составляющих напряжений | 91 |
| 10.2 | Расчёт несимметрии напряжения | 108 |
| 10.3 | Расчёт колебаний напряжения..... | 110 |
| 10.4 | Расчет провала напряжения при пуске высоковольтных двигателей ... | 110 |
| 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА 6 КВ | | 112 |
| 11.1 | Организация релейной защиты..... | 112 |
| 11.2 | Защита кабельной линии КЛ7, отходящей от РП..... | 114 |
| 11.2.1 | Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени | 115 |
| 11.2.2 | Мгновенная токовая отсечка..... | 117 |
| 11.2.3 | Защита от однофазных замыканий на землю..... | 118 |
| 11.2.4 | Схема защиты линии КЛ7 терминалом Seram S20..... | 122 |
| 11.3 | Защита сборных шин РП, установленная на выключателе Q14 | 123 |
| 11.3.1 | Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени | 123 |
| 11.3.2 | Мгновенная токовая отсечка..... | 125 |
| 11.4 | Защита, установленная в конце линии КЛ1, питающей РП..... | 125 |
| 11.4.1 | Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени | 125 |
| 11.4.2 | Мгновенная токовая отсечка..... | 126 |
| 11.5 | Защита, установленная в начале КЛ1, питающей РП | 127 |
| 11.5.1 | Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени | 127 |
| 11.5.2 | Мгновенная токовая отсечка..... | 128 |
| 12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ | | 136 |
| 12.1 | Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции | 136 |
| 12.1.1 | Обоснование местоположения подстанции | 136 |
| 12.2 | Электробезопасность | 139 |
| 12.2.1 | Требования прокладки заземления на ОРУ | 141 |
| 12.3 | Расчет освещения открытого распределительного устройства..... | 146 |
| 12.4 | Пожарная безопасность..... | 148 |
| 12.5 | Расчет молниезащиты подстанции..... | 150 |
| 13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ..... | | 153 |
| 13.1 | Технико-экономическое сравнение..... | 153 |
| 13.2 | Модель SWOT-анализа вариантов технических решений | 154 |
| 13.3 | Модель дерева целей повышения энергетической эффективности..... | 154 |
| 13.4 | Модель пирамиды целеполагания..... | 156 |
| 13.5 | Модель поля сил реализации проекта..... | 157 |
| 13.6 | Планирование мероприятий по реализации целей проекта | 158 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | | 160 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | | 161 |

ВВЕДЕНИЕ

Под электроснабжением, согласно [1], понимается обеспечение потребителей электрической энергией. Под системой электроснабжения понимается совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электрической энергии.

При построении СЭС следует всегда применять системный подход, т.е. учитывать множество факторов, которые будут влиять на конечный выбор.

Характеристика объекта электроснабжения.

Трубопрокатный завод по производству труб большого диаметра является одним из крупнейших трубных предприятий России. Данный завод специализируется на производстве стали и труб, располагает мощностями для производства стальных труб практически всех типоразмеров.

Основной продукцией завода является:

- трубы стальные электросварные для нефтепроводов;
- трубы стальные электросварные прямошовные для газонефтепродуктов северного исполнения;
- трубы стальные большого диаметра повышенной коррозионной стойкости;
- трубы с антикоррозийным полиэтиленовым покрытием;
- трубы бесшовные горячедеформированные;
- трубы стальные бесшовные холоднодеформированные для паровых котлов и трубопроводов;
- трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;
- профильные трубы;
- футерованные и профильные трубы; баллоны для сжатых газов и огнетушители; отводы крутоизогнутые бесшовные.

1. Шлакоплавильный цех – предназначен для обработки шихты и ее плавления. В цеху установлена 1 руднотермическая закрытая круглая печь мощностью $P_{ном} = 4500$ кВт. Работы, выполняемые в цехе, являются одной из важнейших частей технологического процесса, потребители относятся к первой категории надежности. Для обеспечения безопасности во время плавки шихты, в цехе установлены 4 синхронных двигателя, мощностью 630кВ каждый. Для обеспечения надежного дымоудаления при возможной аварии, принято решение подключить двигатели к двум высоковольтным преобразователям частоты РИТМ-В-1400/104-10000 [2] по два двигателя на преобразователь, что позволяет, поочередно переключаясь между ними, плавно запустить двигатели и управлять скоростью одного из них. Предполагается увеличение скорости двигателей, при обнаружении датчиками дыма чрезмерной задымленности.

2. Газоочистка располагается в непосредственной близости с источником загрязнения – шлакоплавильным цехом. Выполняет важную функцию, является частью основного производственного цикла. Среда внутри здания – относительно

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 7 |

чистая. Все электроприемники относятся к первой категории по надежности электроснабжения.

3. Блок очистки стоков. Предприятия металлургии относятся к водоемким отраслям, при этом, по сравнению с другими промышленными предприятиями наиболее интенсивно загрязняют окружающую среду и, прежде всего, воду. Как и газоочистка – очистка стоков является одной из важнейших задач в производственном цикле, без которой предприятие не функционировать достаточно долго. Умеренно чистое помещение, относится к первой категории надежности.

4. Цех №5. Ключевой операцией технологического процесса производства труб большого диаметра является изготовление качественного трубного проката. В цехе №5 расположено наибольшее количество высоковольтных двигателей, представляющих из себя волки прокатных станов. Большая часть из них подключается через собственные преобразователи частоты соответствующей мощности с целью снижения пусковых токов, автоматизации процесса и повышения качества электроэнергии. Среда внутри здания – чистая, все электроприемники относятся к первой категории по надежности электроснабжения.

5. Кислородная. Процесс получения кислорода происходит следующим образом. Воздух, засасываемый компрессором, проходит через фильтр, заполненный кольцами Рашига, смоченными висциновым маслом, и очищенный от механических примесей и пыли поступает в первую ступень компрессора. Воздух после каждой ступени компрессора проходит промежуточные холодильники с маслоотделителями. В верхней части декарбонизатора находится сепаратор, в котором воздух освобождается от щелочного раствора, а затем направляется в щелочеуловитель, где выпадают капельки щелочи, уносимой воздухом из декарбонизатора. Далее воздух сжимается последовательно в третьей и четвертой ступенях компрессора. Кислородный цех специализируется на выпуске технических газов: кислорода, аргона, жидкого азота, сжатого воздуха. Готовая продукция цеха поставляется в баллонах, специальных транспортных цистернах и автомобильных установках в соответствии с требованиями к перевозке опасных грузов, поскольку кислород взрывоопасен, в связи с чем, кислородная находится на удалении от остальных цехов в том числе и вспомогательных, участвующих в технологическом процессе кислородной. Все электроприемники относятся к первой категории по надежности электроснабжения.

6. Вальце-инструментальный цех - вспомогательный цех, предназначенный для изготовления и ремонта режущих, измерительных и вспомогательных инструментов, станочных, сборочных и контрольных приспособлений, штампов, пресс-форм и другой оснастки. Остановка цеха не скажется на работе предприятия критично, относится ко второй категории надежности.

7. Ремонтно-механический цех. В электроремонтном цехе производится текущий ремонт электрооборудования. Относится к 3 категории надежности электроснабжения.

8. Компрессорная. Компрессоры на предприятии служат для формирования газозвушной смеси для работы термических печей, для обеспечения предприятия сжатым воздухом высокого и низкого давления. Участвует в технологиче-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 8 |

ском процессе кислородной, которая, имея первую категорию надежности из-за опасного процесса, тем не менее не относится к главному технологическому процессу. Кратковременное отключение компрессорной не приведет в остановке основного производства, потребители относятся ко второй категории надежности.

9. Единый электроцех предприятия, в состав которого входят специализированные участки, группы, бригады по эксплуатации отдельных видов электрооборудования. (электросиловое оборудование, электрическое освещение, электрические краны и подъемники и пр.) Электроцех возглавляет начальник, подчиненный главному энергетiku (или главному механику) предприятия. Электроцех относится к третьей категории надежности.

10. Блок складов. Среда внутри здания - относительно чистая. Все электроприемники относятся к третьей категории по надежности электроснабжения. На складах может храниться любое оборудование и материалы, главная задача цеха – сохранность материальных ресурсов.

11. Насосная. Среда внутри здания - чистая. Все электроприемники относятся к первой категории по надежности электроснабжения. Насосные станции предприятий не просто относятся к первой категории надежности, но и зачастую имеют резервное оборудование на случай отказа или необходимого ремонта основного.

12. Пилорама. Не является основным цехом, решает второстепенные производственно-административные задачи, связанные с деревообработкой, например изготовление упаковочной тары. Электроприемники относятся к третьей категории по надежности электроснабжения.

13. Административно-бытовой корпус ШПЦ. В административно-бытовых зданиях размещаются помещения санитарно-бытового и медицинского назначения, общественного питания, а также административные помещения. Бытовые помещения включают в себя общие (гардеробные, душевые, умывальные, уборные) и специальные (стирка спецодежды, обогрев) санитарно-бытовые помещения, а также помещения здравоохранения и общественного питания. Здесь так же расположено помещение управления шлакоплавильным цехом. Поскольку работа ШПЦ является основной, нарушение питания АБК может привести к снижению ее эффективности, в связи с чем, АБК ШПЦ относится ко второй категории надежности электроснабжения.

14. Административно-бытовой корпус РМЦ. К административным помещениям РМЦ относятся помещения управления, конструкторские бюро, информационно-технические помещения. В цехе решаются задачи по обеспечению бесперебойной работы оборудования предприятия. Электроприемники относятся ко второй категории по надежности электроснабжения.

В целом, по надежности электроснабжения завод можно отнести к первой категории, так как в цехах основного производства допускается перерыв в электроснабжении не более 1 с. Но на территории предприятия также имеются цеха второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Так как большая часть кабельных линий предприятия проложена в земле, то при проектировании необходимо учесть наличие в грунте завода значительных

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 9 |

растягивающих усилий, при этом блуждающие токи отсутствуют. Кроме того, грунт имеет среднюю коррозионную активность. Все это следует учитывать при выборе типа кабельных линий, обеспечивая нормативный срок службы этих линий, установленный производителем.

Расположение цехов завода обеспечивает благоприятные условия для проектирования системы электроснабжения, при этом наличие большого числа мощных электроприемников и их места распределения усложняют задачу электроснабжения, поскольку приходится проверить целесообразность большего количества различных технических решений.

Исходя из условий технологического процесса, можно заключить, что трубопрокатное производство относительно экологично и цеха на территории завода имеют относительно чистую среду.

Исходные данные для проектирования

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 10 |

Таблица А – Исходные данные по ремонтно-механическому цеху

| № п.п. | Наименование оборудования | Р _{ном} ,кВт | Количество потребителей |
|-------------------------------|--|-----------------------|-------------------------|
| Намоточное отделение 1 | | | |
| 1 | Станок намоточный | 2,4 | 20 |
| 2 | Установка испытательная | 7,5 | 4 |
| 3 | Станок перемоточный | 3 | 3 |
| 4 | Автомат намоточный | 3,3 | 1 |
| 5 | Станок оплеточный | 0,6 | 12 |
| 6 | Ванна для лужения | 10 | 4 |
| 7 | Установка сатураторная | 2,2 | 2 |
| 8 | Электротельфер | 2,8 | 4 |
| 9 | Вентилятор | 14 | 2 |
| Механическое отделение | | | |
| 10 | Станок токарно-винторезный | 6,4 | 35 |
| 11 | Станок универсально-фрезерный | 2,8 | 7 |
| 12 | Станок кругло-шлифовальный | 9,7 | 6 |
| 13 | Станок плоскошлифовальный | 3,4 | 3 |
| 14 | Станок универсально заточной | 2,4 | 3 |
| 15 | Станок вертикально-сверлильный | 2,2 | 19 |
| 16 | Станок токарно-доделочный | 4,5 | 5 |
| 17 | Станок горизонтально фрезерный | 4,5 | 3 |
| 18 | Электротельфер | 2,8 | 2 |
| 19 | Вентилятор | 14 | 3 |
| Намоточное отделение 2 | | | |
| 20 | Станок рубки провода | 0,6 | 12 |
| 21 | Станок подрезки секций | 3,4 | 3 |
| 22 | Станок укладки пазов | 1,2 | 11 |
| 23 | Полуавтомат рубки меди | 1,5 | 4 |
| 24 | Полуавтомат резки металлов | 7,5 | 2 |
| 25 | Полуавтомат укладки пазовой изоляции | 1,1 | 11 |
| 26 | Полуавтомат изолировки пазов | 1,7 | 4 |
| 27 | Полуавтомат резки изоляционных прокладок | 2,2 | 1 |
| 28 | Станок оплеточный | 0,6 | 2 |
| 29 | Станок намотки и скрутки | 3,4 | 3 |
| 30 | Станок намоточный | 3 | 35 |
| 31 | Полуавтомат намотки якорей | 5,5 | 3 |
| 32 | Ванна для пайки | 15 | 3 |
| 33 | Электротельфер | 2,8 | 2 |
| 34 | Испытательная установка | 10 | 1 |
| 35 | Пресс гидравлический | 9,5 | 30 |
| 36 | Пресс кривошипный | 4,5 | 12 |

Продолжение таблицы А

| № п.п. | Наименование оборудования | $P_{\text{ном,кВт}}$ | Количество потребителей |
|---|---|----------------------|-------------------------|
| Намоточное отделение 2 | | | |
| 37 | Станок агрегатный | 18 | 1 |
| 38 | Автомат токарный | 8 | 2 |
| Коллекторное отделение | | | |
| 39 | Установка испытательная | 7,5 | 3 |
| 40 | Обогреватель пресс-форм | 20 | 2 |
| 41 | Вентилятор | 4 | 10 |
| Отделение пропитки | | | |
| 42 | Ванна для пропитки, однофазная, $U_{\text{ном}} = 220\text{В}$ | 10 | 7 |
| 43 | Печь сушильная, однофазная, $U_{\text{ном}} = 380\text{В}$ | 60 | 2 |
| 44 | Вентилятор | 14 | 4 |
| 45 | Насос | 3 | 2 |
| Отделение намотки полюсных катушек | | | |
| 46 | Станок оплеточный | 0,6 | 14 |
| 47 | Станок намоточный | 3 | 60 |
| 48 | Станок перемоточный | 3 | 1 |
| 49 | Автомат намоточный | 3,3 | 4 |
| 50 | Установка испытательная | 7,5 | 2 |
| 51 | Электротельфер | 2,8 | 3 |
| 52 | Установка сатураторная | 2,2 | 2 |
| 53 | Электрокипятильник | 3 | 3 |
| 54 | Ванна для пайки | 10 | 3 |
| 55 | Вентилятор | 14 | 2 |

Таблица Б – Исходные данные по предприятию

| Номер схемы на плане | Наименование цеха, отделения, участка | $P_{\text{ном}}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт | n_s | K_n | $\text{tg}\varphi$ |
|----------------------|---------------------------------------|---|-------|-------|--------------------|
| 1 | Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | 1284 | 18 | 0,62 | 0,75 |
| 2 | Газоочистка | 56 | 5 | 0,8 | 0,8 |
| 3 | Блок очистки стоков | 879 | 21 | 0,65 | 0,8 |
| 4 | Цех №5 | 24700 | 480 | 0,55 | 0,75 |
| 5 | Кислородная | 637 | 8 | 0,8 | 0,82 |
| 6 | Вальцеинструментальный цех | 2633 | 60 | 0,4 | 0,7 |
| 7 | Ремонтномеханический цех (РМЦ) | — | — | — | — |
| 8 | Компрессорная | 317 | 8 | 0,8 | 0,8 |
| 9 | Электроцех | 1334 | 52 | 0,35 | 0,7 |
| 10 | Блок складов | 419 | 14 | 0,2 | 0,65 |

Продолжение таблицы Б

| Номер схемы на плане | Наименование цеха, отделения, участка | $P_{\text{ном}}$ электроприём- ников, напряжением 0,4 кВ, кВт | n_3 | $K_{\text{н}}$ | $\cos \varphi$ |
|----------------------------|--|---|-------|----------------|----------------|
| 11 | Насосная | 1914 | 36 | 0,6 | 0,85 |
| 12 | Пилорама | 186 | 17 | 0,4 | 0,7 |
| 13 | Административно-бытовой корпус ШПЦ | 396 | 100 | 0,6 | 0,87 |
| 14 | Административно-бытовой корпус РМЦ | 221 | 47 | 0,6 | 0,85 |

Таблица В – Исходные данные по высоковольтным приемникам

| Номер цеха на плане | Наименова- ние цеха, отделения, участка | Вид высоковольт- ных электропри- емников | Установленная мощность одного электроприемни- ка, кВт | Кол-во электро- приемников | Кoeffи- циент ис- пользова- ния, $K_{\text{н}}$ | Кoeffици- ент мощ- ности $\cos \varphi$ |
|---------------------------|--|--|--|----------------------------------|--|---|
| 4 | Цех №5 | Синхронные дви- гатели | 2000 | 4 | 0,8 | 0,9 |
| | | | 800 | 1 | 0,8 | 0,9 |
| | | | 630 | 10 | 0,8 | 0,9 |
| | | Преобразователь КВПП | 1400 | 3 | 0,6 | 0,9 |
| | | Преобразователь КВПП | 460 | 3 | 0,6 | 0,93 |
| 8 | Компрессор- ная | Синхронные дви- гатели | 1600 | 2 | 0,8 | 0,9 |
| | | Асинхронные дви- гатели | 1600 | 4 | 0,8 | 0,9 |
| 1 | Шлакопла- вильный цех | Руднотермические печи типа РКЗ | 4500 | 1 | 0,75 | 0,9 |
| | | Синхронные дви- гатели (дымососы) | 630 | 4 | 0,8 | 0,75 |

Таблица Г – Дополнительные данные

| | | |
|--|--|------------------------------|
| Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км | | 10,7 |
| Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ | | 35 и 110 |
| Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением (кВ) | 35 | 850 |
| | 110 | 5000 |
| Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу | за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ | Согласно действующим тарифам |
| | за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ | |
| Наивысшая температура, °С | окружающего воздуха | 28,6 |
| | почвы (на глубине 0,7 м) | 14,2 |
| Коррозионная активность грунта предприятия | | Средняя |
| Блуждающие токи в грунте | | Нет |
| Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте | | Есть значительные усилия |

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия ниже 1кВ – 36895 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия выше 1 кВ – 37300 кВт.

3 Категория надежности большинства электроприемников – I.

4 Расчетная активная мощность на шинах ГПП – 43547,2 кВт.

5 Напряжение внешнего электроснабжения 110 кВ.

6 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме 5000 МВА.

7 Линия электропередач выполнена проводом АС с сечением 95 мм², длиной 10,7 км.

8 На ГПП установлено два трансформатора марки ТРДН-32000/110/10/10.

9 Напряжение внутреннего электроснабжения 10кВ.

10 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 14 |

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

С начала 1980-х годов произошел качественный скачок в технологии высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену масляным и воздушным пришли выключатели с использованием в качестве изоляционной и дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы – элегаза [3].

Элегазовые выключатели высокого напряжения работают за счет изоляции фаз друг от друга посредством элегаза. Когда срабатывает сигнал о том, что нужно отключить электрооборудование, контакты отдельных камер (если устройство колонковое) размыкаются. Таким образом, встроенные контакты образуют дугу, которая помещена в газовую среду. Она разлагает газ на отдельные компоненты, но при этом и сама снижается из-за высокого давления в емкости. Если система установлена на низком давлении, то используются дополнительные компрессоры для нагнетания давления и создания газового дутья. Для выравнивания тока дополнительно используется шунтирование.

В моделях бакового типа контроль выполняется приводами и трансформаторами. Приводной механизм для этой установки является регулятором: он необходим для включения, выключения электрической энергии и удержания дуги (при необходимости) на определенном уровне. Приводы бывают: пружинные и пружинно-гидравлические.

Пружинный имеет очень простой принцип действия и высокий уровень надежности. В нем вся работа выполняется только за счет механических деталей. Пружина зажимается и фиксируется на определенном уровне, а при изменении положения контрольного рычага она разжимается. Современные пружинно-гидравлические приводы помимо пружины дополнительно оснащены гидравлической системой управления. Они считаются более эффективными, так как пружинные механизмы могут сами поменять положение фиксатора.

К достоинствам элегазовых выключателей можно отнести:

- универсальность. Данные выключатели используются для контроля сетей с любым напряжением;
- быстрота действия. Реакции элегаза на наличие электрической дуги происходят за доли секунды, это позволяет обеспечить быстрое аварийное отключение подконтрольной системы;
- подходят для эксплуатации в условиях пожароопасности и вибрации;
- долговечность. Контакты, соприкасающиеся с элегазом практически не изнашиваются, газовые смеси не нуждаются в замене, а у наружной оболочки высокие показатели защиты;
- подходят для отключения переменного и постоянного тока высокого напряжения, в то время, как их аналоги – вакуумные модели не могут использоваться на высоковольтных сетях.

Но, рассматриваемые выключатели имеют определенные недостатки:

- высокая цена, обусловленная сложностью производства и дороговизной элегазовой смеси;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 15 |

- монтаж осуществляется только на фундамент или специальный электрощит, причем, для этого нужна специальная инструкция и опыт;
- выключатели не работают при низких температурах;
- при необходимом обслуживании должно использоваться специальное оборудование.

Элегазовые выключатели в технически развитых странах вытесняют все другие типы аппаратов. Интенсивное внедрение элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе. Ведущие зарубежные фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией и элегазовыми выключателями для открытых распределительных устройств на классы напряжения 110 кВ и выше. Уровень разработок элегазового оборудования в России приближается к лучшим мировым образцам, особенно тех, которые выполнены в рамках международных проектов: ВЭИ – Корейский электротехнологический институт (Республика Корея); ВЭИ – «Кромптон Гривз» (Индия); НИИВА-«Хендэ» (Республика Корея); ВЭИ – «Самсунг» (Республика Корея). Высокий научный потенциал, длительный опыт успешной работы в области элегазовой аппаратуры позволяют создавать современное высокоэффективное коммутационное оборудование. В то же время следует обратить внимание и на отставание РФ от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры, что вызвано прежде всего общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие 20 лет. Поэтому важнейшими задачами развития элегазовой аппаратуры в России с учетом основных мировых тенденций являются:

- ликвидация отставания в обеспечении энергетических систем современным коммутационным оборудованием при одновременном улучшении массогабаритных характеристик аппаратов, снижении их стоимости, повышении надежности;
- разработка цифровых систем управления, диагностики и мониторинга аппаратов;
- разработка систем и методов прогнозирования срока службы коммутационного оборудования;
- разработка выключателей с синхронным включением.

В последние 20 лет в мире не вводилось в эксплуатацию практически никаких других выключателей на напряжение 63 кВ и выше, кроме элегазовых. Если анализировать состав выключателей с возрастом от 10 до 20 лет, то среди них явно преобладают элегазовые (кроме элегазовых, в последнее десятилетие было введено еще примерно 30% маломасляных выключателей). И только среди выключателей с возрастом от 20 до 30 лет элегазовых меньше, чем маломасляных и воздушных, но больше чем баковых масляных. Распределение по типам выключателей в России не соответствует наблюдаемым в мире тенденциям. Так, среди выключателей на напряжение 110 кВ и выше преобладают баковые масляные выключатели, а число элегазовых составляет менее 1%.

Распределение выключателей в энергосистемах России по типам очень похоже на вид распределения в мире выключателей с возрастом более 30 лет. Мож-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 16 |

но сделать вывод, что по степени оснащенности современными выключателями российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. Причем продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно. Элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе ВЭИ (КРУЭ-170 кВ совместно с фирмой «Самсунг») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (С.Петербург). На «Уралэлектротяжмаш» освоено производство современных элегазовых выключателей колонкового типа с пружинным приводом на напряжение 110-220 кВ. В настоящее время продолжаются работы по совершенствованию элегазовых выключателей, а именно: применяется комбинация автопневматического способа гашения и, получившего в настоящие годы широкое распространение, способа автогенерации давления в элегазовых выключателях. Внедрение элегазовых выключателей в мире приведено в таблице Д.

Таблица 1.1 – Внедрение элегазовых выключателей в странах мира

| Страна, фирма, наименование выключателя | Наибольшее рабочее напряжение, кВ | Номинальный ток отключения, кА | Номинальный ток, А |
|---|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------|
| Россия, «Уралэлектротяжмаш», ВГТ-110-40/2000 У1 | 126 | 40 | 2000 |
| Германия, «ABB», 121PM40-20B | 123 | 40 | 2000 |
| США, «Alstom» DT1-123 | 145 | 40 | 2000 |
| Япония, «Mitsubishi Electric», 100-SFMT-40E | 123 | 40 | 2000 |
| Германия, «Siemens», 3AP1DT-145EK | 126 | 40 | 2000 |

Выводы по разделу 1

Исходя из технических характеристик элегазовых выключателей, представленных в таблице 1.1, можно сделать вывод что все рассмотренные выключатели могли бы найти применение при проектировании системы внешнего электропитания предприятия, но если подходить к вопросу о выборе коммутационной аппаратуры с экономической точки зрения, то наиболее применимыми являются выключатели ВГТ-110-40/2000 У1, производства «Уралэлектротяжмаш», которые использованы в схеме внешнего электропитания предприятия.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок проводится по методу упорядоченных диаграмм, который лежит в основе действующих руководящих документов, а конкретно РТМ 36.18.32.4-92 [4].

2.1 Расчёт электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Расчётная мощность для третьего уровня системы электроснабжения:

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.и}} \cdot P_{\text{ном.и}}, \quad (2.1)$$

где $K_{\text{ра}}$ – расчётный коэффициент по активной мощности;

$P_{\text{ном.и}}$ – номинальная мощность электроприёмника, кВт;

$k_{\text{иа.и}}$ – коэффициент использования по активной мощности электроприёмника.

Определяем средние активные и реактивные мощности:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}, \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.3)$$

где $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Коэффициенты использования и мощности для каждого ЭП берем из справочных данных[4].

Пример расчета проведем для станка намоточного, находящегося в намоточном отделении 1 (см. таблицу А):

$$P_{\text{ср}} = 0,4 \cdot 2,4 \cdot 20 = 19,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,4 \cdot 2,4 \cdot 20 \cdot 1,17 = 22,45 \text{ квар.}$$

Найдем среднюю мощность ЭП по отделению:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ср}i}, \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ср}i}. \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ср}\Sigma} = 19,2 + 12 + 7,02 + \dots + 1,12 + 18,2 = 92,71 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = 22,45 + 14,03 + \dots + 1,94 + 13,65 = 83,4 \text{ квар.}$$

Эффективное число ЭП:

$$n_3 = \frac{\left(\sum P_{\text{ном}i}\right)^2}{\sum P_{\text{ном}i}^2}, \quad (2.6)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 18 |

$$n_3 = \frac{(48 + 30 + \dots + 11,2 + 28)^2}{(115,2 + 225 + \dots + 31,36 + 392)} \approx 26.$$

Средневзвешенный коэффициент использования активной мощности, за наиболее загруженную смену:

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср}\Sigma}}{P_{\text{ном}\Sigma}} = \frac{92,71}{181,1} = 0,51. \quad (2.7)$$

Расчетный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{26}} = 1,03. \quad (2.8)$$

Далее определяем расчетные мощности:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot P_{\text{ср}\Sigma} = 0,8 \cdot 92,7 = 74,73 \text{ кВт}, \quad (2.9)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot Q_{\text{ср}\Sigma} = 1,03 \cdot 83,4 = 86,13 \text{ кВАр}. \quad (2.10)$$

Полная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{74,73^2 + 86,13^2} = 114,03 \text{ кВА}. \quad (2.11)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{114,03 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 164,58 \text{ А}, \quad (2.12)$$

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

Расчет электрических нагрузок по цеху представлен в таблице 2.1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

Продолжение таблицы 2.1

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 21 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

2.2 Расчет однофазных нагрузок

В цехе присутствуют ЭП, которые подключаются на линейное и фазное напряжения. Для таких потребителей следует проводить расчет отдельно, используя коэффициенты приведения, стараясь распределить нагрузку равномерно по фазам.

Суть методики заключается в том, что однофазная и двухфазная нагрузка с помощью коэффициентов приведения представляется в виде трехфазной. Вычисляется эквивалентная средняя трехфазная нагрузка.

Расчётное выражение для определения средней активной и реактивной мощности:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k_{иа}^{\lambda} \cdot P_{(A0)}, \quad (2.13)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k_{иа}^{\lambda} \cdot P_{(A0)} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.14)$$

где $k_{иа}$ и $k_{иа}^{\lambda}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$ – нагрузка, подключенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(CA)}$ – нагрузка, подключенная на линейное напряжение СА, кВт;

$P_{(A0)}$ – нагрузка, подключенная на фазу А, кВт;

$k_{AB(A)}, k_{CA(A)}, q_{AB(A)}, q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения нагрузок, подключенных на линейное напряжение АВ к фазе А.

Расчет проведем на примере ОЭП, находящихся в отделении сварки:

$$P_{срА} = 0,8 \cdot 60 \cdot 0,64 + 0,8 \cdot 60 \cdot 0,36 + 0,6 \cdot 0 = 48 \text{ кВт},$$

$$Q_{срА} = 0,8 \cdot 60 \cdot (-0,05) + 0,8 \cdot 60 \cdot 0,53 + 0,6 \cdot 0 = 23 \text{ кВАр}.$$

Условная трехфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{ср} = 3 \cdot P_{с.ф.маx}, \quad (2.15)$$

$$Q_{ср} = 3 \cdot Q_{ср.ф.маx}. \quad (2.16)$$

В результате расчета наиболее загруженная фаза – С, тогда:

$$P_{срС} = 3 \cdot 54,7 = 164,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{срС} = 3 \cdot 12,5 = 37,5 \text{ кВАр}.$$

Коэффициент использования, для наиболее загруженной фазы С:

$$K_{иа} = \frac{P_{срС}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(BC)} + P_{(CA)}) + P_{C0}} = \frac{54,7}{\frac{1}{2} \cdot (0 + 60) + 40} = 0,78. \quad (2.17)$$

Расчет однофазных электроприемников представлен в таблице 2.2.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 22 |

2.3 Расчет нагрузок по цеху

При расчете нагрузки, в целом для цеха необходимо также найти эффективное число электроприемников, средневзвешенный коэффициент использования. Подобный расчет был представлен в разделе 2.1.

Расчетные активная и реактивная мощности на примере ШПЦ:

$$P_{p.ц} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{ноmi}, \quad (2.18)$$

$$Q_{p.ц} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{ноmi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.19)$$

где K_{pa} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{p.ц} = 0,9 \cdot 1284 \cdot 0,62 = 716,47 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ц} = 0,9 \cdot 1284 \cdot 0,62 \cdot 0,88 = 631,87 \text{ кВАр}.$$

Для нахождения полной нагрузки цеха, необходимо учесть также и осветительную нагрузку. Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв} = 0,013 \text{ кВт/м}^2$ для цеха и коэффициента спроса на освещение $k_{с.осв}$. Для нахождения $Q_{p.осв}$ необходимо знать также $\operatorname{tg}\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

$$P_{p.осв} = F_{ц} \cdot P_{уд.осв} \cdot k_{с.осв}; \quad (2.20)$$

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o. \quad (2.21)$$

$$P_{p.осв} = 0,85 \cdot 0,015 \cdot 1275 = 16,26 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 16,26 \cdot 0,48 = 7,87 \text{ кВт}.$$

Суммируем найденные активные и реактивные мощности и находим полную расчетную нагрузку для шлакоплавильного цеха:

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}, \quad (2.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(716,47 + 16,26)^2 + (631,87 + 7,87)^2} = 972,71 \text{ кВА}.$$

Далее находим высоковольтную расчетную нагрузку. Высоковольтные потребители есть во 2, 4 и 8 цехах. При расчете нужно учитывать, что синхронные двигатели выдают реактивную энергию в сеть, поэтому коэффициент реактивной мощности нужно брать с отрицательным знаком.

После расчета высоковольтной нагрузки находятся суммарные средние, расчетные мощности по всему предприятию.

Расчет для остальных цехов представлен в таблице 2.3.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 23 |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 24 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

2.4 Построение картограммы нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000В, электроприемников напряжением выше 1000В и электрического освещения. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением электроремонтного), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.23)$$

$$\alpha_{Hi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Hi}}{P_{Pi}}, \alpha_{Bi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Bi}}{P_{Pi}}, \alpha_{Oi} = 360 \cdot \frac{P_{P.Oi}}{P_{Pi}}, \quad (2.24-2.26)$$

где P_{Pi} , $P_{P.Hi}$, $P_{P.Bi}$, $P_{P.Oi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000В, электроприемников напряжением свыше 1000В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблицы 2.3;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м².

Масштаб m найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{P.min}$ должен быть равен $r_{min}=5$ мм. Определим расчетную мощность на примере шлакоплавильного цеха по формуле:

$$P_{P.i} = P_{P.Hi} + P_{P.Oi} + P_{P.Bi}. \quad (2.27)$$

Данные берем из таблицы 2.3:

$$P_{P.H} = 716,47 \text{ кВт};$$

$$P_{P.O} = 16,26 \text{ кВт};$$

$$P_{P.B} = 5391 \text{ кВт}.$$

Получим:

$$P_P = 716,47 + 16,26 + 5391 = 6123,73 \text{ кВт}.$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет газоочистка.

$$m = \frac{P_{P.min}}{\pi \cdot r_{min}^2}, \quad (2.28)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 25 |

$$m = \frac{41,66}{3,14 \cdot 25} = 0,53 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

Для шлакоплавильного цеха по формулам (2.23) – (2.26):

$$r_i = \sqrt{\frac{6123,73}{\pi \cdot 0,53}} = 60,65 \text{ мм},$$

$$\alpha_{Hi} = 360 \cdot \frac{716,47}{6123,73} = 42,12^\circ,$$

$$\alpha_{Oi} = 360 \cdot \frac{16,26}{6123} = 0,96^\circ,$$

$$\alpha_{Bi} = 360 \cdot \frac{5391}{6123,73} = 316,9^\circ.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$X_{ц.н} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{Pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (2.29)$$

$$(2.30)$$

$$Y_{ц.н} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{Pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}},$$

где X_i, Y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Используя эти формулы, получим:

$$X_{ц.н} = \frac{6123,7 \cdot 520,5 + \dots + 121,71 \cdot 262,55}{6123,7 + \dots + 121,71} = 285,11 \text{ м},$$

$$Y_{ц.н} = \frac{6123,7 \cdot 67,3 + \dots + 121,71 \cdot 55,1}{6123,7 + \dots + 121,71} = 239,32 \text{ м}.$$

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции;
- роза ветров;
- рельеф местности;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 26 |

-наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

Таблица 2.4 – Расчет картограммы нагрузок

| Наименование подразделения | $P_{p.\Sigma}$, кВт | $P_{p.н}$, кВт | $P_{p.в}$, кВт | $P_{p.о}$, кВт | X_i , м | Y_i , м | R, мм | $\alpha_{п}$, град | $\alpha_{вв}$, град | $\alpha_{о}$, град |
|---------------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------|-----------|-------|---------------------|----------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | 6123,7 | 716,5 | 5391 | 16,3 | 520,5 | 67,3 | 60,7 | 42,1 | 316,9 | 1 |
| 2 Газоочистка | 45,1 | 41,7 | - | 3,5 | 538,8 | 125,5 | 5,2 | 332,3 | - | 27,7 |
| 3 Блок очистки стоков | 521 | 514,2 | | 6,7 | 522,3 | 150,5 | 17,7 | 355,3 | | 4,7 |
| 4 Цех №5 | 25947,9 | 10188,8 | 15428 | 331,1 | 191,5 | 286,5 | 124,9 | 141,4 | 214 | 4,6 |
| 5 Кислородная | 470,5 | 463,7 | - | 6,7 | 25,4 | 249,2 | 16,8 | 354,9 | - | 5,1 |
| 6 Вальцеинструментальный цех | 793,2 | 737,2 | | 56,0 | 224,3 | 200,0 | 21,8 | 334,6 | | 25,4 |
| 7 Ремонтно-механический цех (РМЦ) | 459,1 | 410,9 | | 48,1 | 241,8 | 113,7 | 16,6 | 322,2 | | 37,8 |
| 8 Компрессорная | 7916,2 | 230,8 | 7680 | 5,4 | 377,8 | 258 | 69 | 10,5 | 349,3 | 0,2 |
| 9 Электроцех | 347,9 | 326,8 | - | 21 | 439,7 | 253,7 | 14,5 | 338,2 | - | 21,8 |
| 10 Блок складов | 114,1 | 75,4 | | 38,7 | 493,5 | 204,0 | 8,3 | 238,0 | | 122 |
| 11 Насосная | 982,5 | 976,1 | | 6,4 | 464,4 | 125,3 | 24,3 | 357,7 | | 2,3 |
| 12 Пилорама | 90 | 63,2 | | 26,8 | 400,5 | 46,3 | 7,4 | 252,9 | | 107,1 |
| 13 Административно-бытовой корпус ШПЦ | 198,4 | 190,1 | | 8,3 | 524,8 | 84,1 | 10,9 | 344,9 | | 15,1 |
| 14 Административно-бытовой корпус РМЦ | 121,7 | 112,7 | 9,0 | 262,6 | 55,1 | 8,6 | 333,4 | 26,6 | | |
| Итого | 44131,2 | 15048,2 | 28499 | 584 | 285,1 | 239,3 | | | | |

Выводы по разделу 2

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по электроремонтному цеху, а также по всему предприятию в целом, по результатам которого, полная расчетная нагрузка электроремонтного цеха составила 598,5 кВ·А, а предприятия – 46838,9 кВ·А. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение главной понизительной подстанции.

ЗВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В зависимости от места расположения ТП делятся на встроенные, внутрицеховые, пристроенные, отдельно стоящие. Наиболее экономически выгодным вариантом является внутрицеховые ТП, которые могут располагаться в ЦЭН цеха, что значительно уменьшает длину отходящих линий, потери мощности и падение напряжения в них. Количество трансформаторов определяется несколькими факторами: суммарной нагрузкой, категорией надежности и т.д.

При решении вопроса, об установке ТП или НРП, следует воспользоваться «пятнадцатитысячным правилом». Суть которого заключается в том, что, если произведение передаваемой мощности и расстояния от ТП до предполагаемого местоположения НРП, меньше 15000, то установка НРП оправдана экономически. В остальных же случаях предпочтительнее будет установка отдельной трансформаторной подстанции.

Для приема и последующего преобразования энергии в цеху применим комплектные трансформаторные подстанции. Они могут комплектоваться как масляными трансформаторами ТМГ, так и сухими ТСЗ. Перегрузочная способность сухих трансформаторов ниже, чем маслonaполненных. При возможной аварии, из-за малой перегрузочной способностью сухого трансформатора, может потребоваться отключение части нагрузок, что повлечет за собой нарушение нормальной работы цеха. Исходя из вышесказанного, предпочтительнее использовать масляные трансформаторы ТМГ завода «Трансформер» [5].

Согласно [6, п.4.2.118]: ПС (в том числе КТП) с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами разрешается устанавливать только на первом этаже основных и вспомогательных помещений производств, отнесенных к категории Г и Д, в зданиях I или II степени огнестойкости. При этом в одном помещении допускается устанавливать масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 6,5 т, а на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 3,0 т. На территории завода все производственные помещения относятся к категории Г и Д, следовательно, установка трансформаторов ТМГ допустима.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в таблице(3.1)[7, табл.4.5]:

Таблица 3.1– Зависимость экономически целесообразной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

| | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|
| $\sigma, \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$ | 0,05 | 0,08 | 0,15 | 0,25 | 0,35 |
| $S_{т.э}, \text{кВА}$ | 400 | 630 | 1000 | 1600 | 2500 |

Плотность электрической нагрузки определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где S_p – расчетная нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{k_{\text{зтдоп}} \cdot S_{\text{т.э}}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$k_{\text{зтдоп}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

ΔN_T – добавка до целого числа.

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надежности и по экономической целесообразности:

$$N_{T \min} = \max(N_{\min}^{\text{ЭК}}; N_{\min}^{\text{H}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_T^{\text{ОПТ}} = N_{T \min} + m, \quad (3.4)$$

где m – добавка до оптимального числа.

Единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{зтдоп}} \cdot N_T^{\text{ОПТ}}}. \quad (3.5)$$

Для уменьшения загрузки трансформаторов применяются компенсирующие устройства, которые могут устанавливаться в конкретном цехе, для покрытия нехватки реактивной мощности. Такое решение позволяет уменьшить потери мощности в линиях и падение напряжения.

Найдем мощность компенсирующих устройств каждой ТП:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{ОПТ}} \cdot k_{\text{зтдоп}} \cdot S_{\text{ТНОМ}})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

где Q_{1p} – предельная реактивная мощность, которую может пропустить трансформатор, не перегрузившись в нормальном режиме.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 29 |

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформатора Q_1 ей не равна:

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

где Q_1 – реальная реактивная мощность, проходящая через трансформатор в периоды максимума нагрузки.

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторных батарей будет равна:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1. \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з\text{тнорм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{\text{тнорм}}}, \quad (3.9)$$

$$K_{з\text{тп.ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(N_T^{\text{опт}} - 1) \cdot S_{\text{тнорм}}}. \quad (3.10)$$

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + K_{з\text{тнорм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (3.11)$$

где n – число трансформаторов в ТП, шт;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{\text{тнорм}}}{100} \cdot (I_{\text{хх}} + K_{з\text{тнорм}}^2 \cdot U_{\text{кз}}), \quad (3.12)$$

где $I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода, %;

$U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок цеха.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 30 |

Пример расчета по выбору трансформаторов в ТП№5(Вальцеинструментальный цех):

$$\sigma = \frac{1111,93}{4389} = 0,25 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2},$$

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{793,2}{0,8 \cdot 1250} + \Delta N_T = 1.$$

По экономически целесообразной мощности требуется 1 трансформатор мощностью 1250 кВА. По условиям надежности РМЦ относится к 2 группе надежности, следовательно, к установке требуется минимум 2 трансформатора.

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{793,2}{0,8 \cdot 2} = 495,75 \text{ кВА.}$$

Ближайшая стандартная мощность тр-ра $S_{\text{ТНОМ}} = 630$ кВА. Однако коэффициент перегрузки при этой мощности превышает максимально допустимое значение $K_{\text{з.н.доп}} = 1,4$, поэтому примем к установке два трансформатора мощностью $S_{\text{ТНОМ}} = 1000$ кВА.

$$Q_{\text{пр}} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 793,2^2} = 1389,54 \text{ квар.}$$

Поскольку наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить, больше значения расчетной реактивной мощности цеховой ТП, то реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 принимается равной $Q_1 = Q_p = 779,24$ квар. В применении компенсирующих устройств на стороне 0,4 кВ цеховой ТП нет необходимости.

Результат выбора остальных трансформаторов и расчет потерь представлен в таблице 3.2.

Выводы по разделу 3

Исходя из допустимых норм и правил, были выбраны трансформаторы типа ТМГ. По результатам расчетов на территории предприятия располагается 11 трансформаторных подстанций 3 мощностей: 630 кВА, 1000 кВА и 2500 кВА с трансформаторами типа ТМГ. Расположение ТП, НПП и высоковольтной нагрузки отображено на генеральном плане.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 31 |

Таблица 3.2

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 32 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 33 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

4 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

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

Величину рационального напряжения можно оценить приблизительно по формуле Стилла[8]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км.

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле:

$$P_p^V = K_{\text{ом}} \left(\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^N k_{\text{иа}} P_{\text{ном}i} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{ти}} \right) + P_{\text{р.осв}\Sigma}, \quad (4.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{\text{III}}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^N k_{\text{иа}} P_{\text{ном}i}$ – суммарная активная мощность высоковольтных ЭП, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{ти}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$P_{\text{р.осв}\Sigma}$ – суммарная расчетная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

По формуле 4.2:

$$P_p^V = 0,85 \cdot (15048,17 + 28499 + 400,9) + 769,42 = 38125,3 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем величину рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,7 + 0,016 \cdot 38125,3} = 108,13 \text{ кВ.}$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | | | | 34 |

Согласно исходным данным, на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное напряжение $U_{\text{рац}} \gg 35$ кВ, то выбираем ближайшее номинальное напряжение 110 кВ без проведения технико-экономического сравнения.

4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

При передаче электрической энергии на напряжении 110 кВ энергосистема устанавливает для потребителя в точке балансовой принадлежности предельное значение коэффициента реактивной мощности равно 0,5 [9]. Это определяет максимальное значение реактивной мощности, которое может брать из питающей сети потребитель.

Определим желаемую мощность силовых трансформаторов, установленных на ГПП, по выражению:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_3 - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

Q_3 – предельное значение реактивной мощности, которое может предоставить энергосистема, квар;

$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах, установленных на ГПП, квар;

$k_{\text{з.т.н}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$N_{\text{т}}$ – число трансформаторов, установленных на ГПП, шт.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме в общем случае принимается исходя из допустимого значения перегрузки в послеаварийном режиме. Примем коэффициент загрузки в нормальном режиме равным 0,7.

Предельное значение реактивной мощности, которую может передать энергосистема, определим по выражению:

$$Q_3 = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (4.4)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормированное значение коэффициента реактивной мощности, для

$U_{\text{ном}} = 110$ кВ равно 0,5.

$$Q_3 = 38125,3 \cdot 0,5 = 19062,7 \text{ квар.}$$

Приблизительное значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП, можно оценить по формуле:

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} \approx 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_3^2}, \quad (4.5)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 35 |

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} \approx 0,07 \sqrt{(38125,3)^2 + (19062,7)^2} = 2983,8 \text{ квар.}$$

Тогда желаемая мощность силовых трансформаторов будет равна:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(38125,3)^2 + (19062,7 - 2983,8)^2}}{0,7 \cdot 2} = 29,56 \text{ МВА.}$$

Технические параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТРДН-32000/110/10/10[10, табл.2.108].

| $S_{\text{т.ном}}$, МВА | $U_{\text{вн}}$, кВ | $U_{\text{нн}}$, кВ | $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт | $\Delta P_{\text{хх}}$, кВт | $U_{\text{кз}}$, % | $I_{\text{хх}}$, % |
|--------------------------|----------------------|----------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------|
| 32 | 115 | 10,5/10,5 | 160 | 25 | 10,5 | 0,28 |

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_{\text{з.н}} = \frac{S_{\text{р.п}}}{2 \cdot S_{\text{т.ном}}}, (4.6)$$

$$k_{\text{з.н}} = \frac{41377,2}{32000 \cdot 2} = 0,65.$$

В послеаварийном:

$$k_{\text{з.п.ав}} = \frac{S_{\text{р.п}}}{S_{\text{т.ном}}}, (4.7)$$

$$k_{\text{з.п.ав}} = \frac{41377,2}{32000} = 1,29.$$

4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Так как, в предыдущем пункте по формуле Стилла величина рационального напряжения составила 110 кВ, то технико-экономического обоснования напряжения проводить не следует.

Ввиду отсутствия транзита мощности, подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока трансформатор-линия с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью продления

срока службы трансформаторов и снижения потерь в системе электроснабжения предприятия, во время ремонта одной из питающих воздушных линий (ВЛ).

Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + k_{зт\text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{100} \cdot (I_{xx} + k_{зт\text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}), \quad (4.9)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (25 + (0,65)^2 \cdot 160) = 185,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 32000}{100} \cdot (0,28 + (0,65)^2 \cdot 10,5) = 3018,4 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [10, ф. 4.36]

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + (k_{з.н})^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.10)$$

где T_T – число часов в году, $T_T = 8760$ ч.

τ – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [10, ф.4.37]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot T_T, \quad (4.11)$$

где T_M – годовое число часов использования максимума активной нагрузки. По [10, табл.2.3] для трубопрокатного завода $T_M = 4355$ ч.

Годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2742,2 \text{ ч}.$$

По формуле (4.10):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (25 \cdot 8760 + (0,65)^2 \cdot 160 \cdot 2742,2) = 808745 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

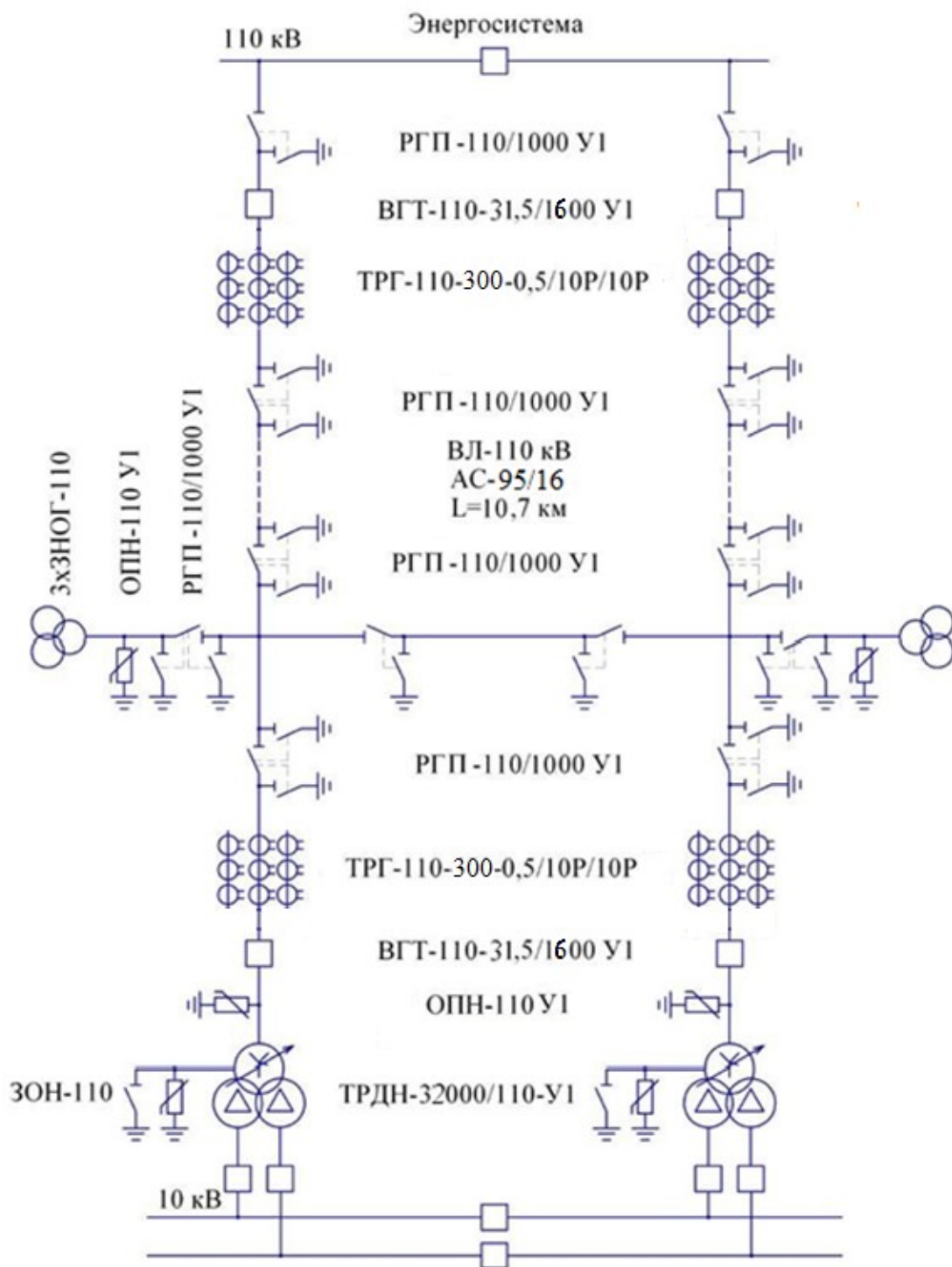


Рисунок 4.1 – Схема РУ ВН ГПП 110кВ

Выбор провода ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии находится по формуле:

$$S_{\text{пл}} = \sqrt{(P_p^V + \Delta P_T)^2 + Q_s^2}, \quad (4.12)$$

$$S_{\text{пл}} = \sqrt{(38125,3 + 400,9)^2 + (19062,7)^2} = 42715,7 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи ЛЭП найдем по формуле:

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

38

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n}, \quad (4.13)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение ЛЭП 110 кВ;

n – число цепей линии принимаем равным 2, исходя из категории надежности.

$$I_{\text{р.л}} = \frac{42715,7}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 112,1 \text{ А.}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [10, ф. 4.40]:

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л}} \quad (4.14)$$

Получим:

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 112,1 = 224,2 \text{ А.}$$

Согласно [10, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [10, ф. 4.40]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{j_{\text{э}}}, \quad (4.15)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [6, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для линии напряжением 110 кВ при $T_{\text{м}} = 4355$ ч, равняется $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм².

Тогда:

$$F_{\text{э}} = \frac{112,1}{1,1} = 101,9 \text{ мм}^2.$$

По условиям короны, минимальное сечение провода ВЛ 110кВ составляет 70 мм². В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимаем провода с сечением $F=95\text{мм}^2$. Параметры провода: $r_0 = 0,244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, $x_0 = 0,427 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ [11], длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 390$ А. Проверим провод по допустимому нагреву:

$$I_{\text{дд}} \geq I_{\text{авар.рл}}, \quad (4.16)$$

$$330 \geq 224,2 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, сечение было выбрано верно.

4.4 Расчет токов КЗ в начале отходящих линий

Рассчитаем токи КЗ в начале линий, отходящих от районной подстанции и на шинах подстанции ГПП.

Схемы для расчета представлены на рисунке 4.2.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 39 |

Из условия известно, что $S_{кз} = 5000 \text{ МВА}$. Расчет токов КЗ будет проводиться в относительных единицах, примем $S_6 = 1000 \text{ МВА}$, $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах равно:

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.} \quad (4.17)$$

Сопротивление ЛЭП: найдем по формуле:

$$x_{л*} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (4.18)$$

где L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, $L = 10,7 \text{ км}$ по условию.

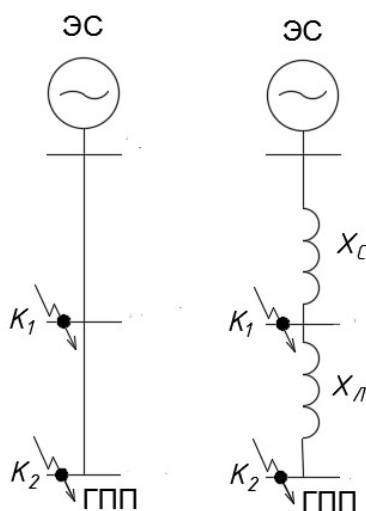


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема и схема замещения сети для расчета токов КЗ

$$x_{л*} = \frac{0,434 \cdot 10,7 \cdot 1000}{115^2} = 0,351 \text{ о.е.}$$

Найдем ток трехфазного КЗ в начале линии (точка 1):

$$I_{к}^{(3)K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{c*}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 0,2} = 25,1 \text{ кА.} \quad (4.19)$$

Ток трехфазного КЗ на шинах ГПП (точка 2):

$$I_{к}^{(3)K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (0,2 + 0,351)} = 9,11 \text{ кА.}$$

Ударный ток найдем по формуле:

$$i_{yi} = \sqrt{2} \cdot I_{ki}^{(3)} \cdot k_{yi}, \quad (4.20)$$

где k_{y_i} – ударный коэффициент, зависящий от места КЗ. Согласно [10, табл. 2.45], для точек КЗ 1 и 2, соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y2}=1,8$.

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 25,1 = 61,05 \text{ кА},$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,11 = 23,2 \text{ кА}.$$

4.5 Выбор оборудования на ГПП

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. К установке может быть принят современный элегазовый выключатель ВГТ-110-31,5/1600 УХЛ1 [12].

Согласно [10] выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

-по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}; \quad (4.21)$$

-по номинальному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (4.22)$$

-по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{п0}} \leq i_{\text{дин.мах}}; \quad (4.23)$$

-по номинальному току отключения КЗ:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{кз.макс}}; \quad (4.24)$$

-по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов:

$$i_{a\tau} \leq i_{a,\text{ном}}, \quad (4.25)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.26)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, по [10, табл. 3.1] для точек КЗ 1 и 2: $T_{a1} = 0,03 \text{ с}$; $T_{a2} = 0,05 \text{ с}$.

Завод изготовитель гарантирует выключение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$\tau = t_{3,\text{мин}} + t_c, \quad (4.27)$$

где $t_{3,\text{мин}}=0,01 \text{ с}$ – минимальное время срабатывания релейной защиты;

t_c – собственное время отключения выключателя, $t_{\text{св}} = 0,05 \text{ с}$ [12],

τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 41 |

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.28)$$

где $\beta_{ном}$ – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения $\beta_{ном} = 45\%$ [12].

-по номинальному импульсу квадратичного тока(термической стойкости):

$$B_K = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_C + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}, \quad (4.29)$$

где t_3 – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы);

$I_{тер}$ – ток термической стойкости. По [12] для напряжения 110 кВ $I_{тер} = 31,5$ кА

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. По [12] $t_{тер} = 3$ с.

Проверим данный выключатель на возможность применения в качестве выключателя отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Рабочий максимальный ток выключателя найдем по формуле:

$$I_{раб.макс} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.30)$$

где $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$I_{макс} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 235,14 \text{ А.}$$

Тогда проверка по номинальному току:

$$235,14 \text{ А} \leq 1600 \text{ А,}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,46 \text{ кА,}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \cdot e^{\frac{-(0,01+0,05)}{0,03}} = 4,8 \text{ кА.}$$

Тогда проверка по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ(4.25):

$$4,8 \text{ кА} \leq 25,46 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп},$$

$$25,1^2 (2,1 + 0,05 + 0,03) \leq 40^2 \cdot 3.$$

Примем защитные аппараты в начале отходящих линий от подстанции энер-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 42 |

госистемы и на вводе ГПП одного типа.

Расчетные и каталожные данные для выключателей и разъединителей представлены в таблице 4.1

Таблица 4.2 – Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | | Каталожные данные аппарата | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---|---|---|
| | ЭС | ГПП | Выключатель ВГТ-110-31,5/1600 У1 [12] | Разъединитель РГП-110/1000 УХЛ1 [13] | |
| | | | | Для главных ножей | Для заземляющих ножей |
| $U_H \geq U_c$ | $U_{уст} = 110$ кВ | | $U_{ном} = 110$ кВ | $U_{ном} = 110$ кВ | |
| $I_H \geq I_{раб.макс}$ | $I_{раб.макс} = 235,14$ А | | $I_{ном} = 1600$ А | $I_{ном} = 1000$ А | |
| $I_{ном.откл} \geq I_{п0}$ | $I_{п0} = 25,1$ кА | $I_{п0} = 9,11$ кА | $I_{ном.откл} = 31,5$ кА | $I_{ном.откл} = 40$ кА | |
| $I_{а.ном} \geq i_{а,т}$ | $i_{а,т} = 4,8$ кА | $i_{а,т} = 3,88$ кА | $I_{а.ном} = 25,46$ кА | – | |
| $i_{дин.макс} \geq i_y$ | $i_y = 61,05$ кА | $i_y = 23,2$ кА | $i_{дин.макс} = 80$ кА | $i_{дин.макс} = 100$ кА | |
| $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$ | $B_k = 1,37$ кА ² ·с | $B_k = 180,9$ кА ² ·с | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800$ кА ² ·с | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 4800$ кА ² ·с | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1600$ кА ² ·с |

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов напряжения

| Прибор и место его установки | Тип | Мощ-ть одной обм-ки, ВА | Число обмоток | cos φ | sin φ | Число приборов | Общая мощность | | |
|------------------------------|---------------------|---|---------------|-------|-------|----------------|----------------|------------------------|-----|
| | | | | | | | P2, Вт | Q2, вар | |
| W | Цепи питающих линий | Д-335 | 1,5 | 2 | 1,0 | 0,0 | 1 | 3,0 | - |
| var | | Д-335 | 1,5 | 2 | 0,0 | 1,0 | 1 | - | 3,0 |
| РК | | СЭТ-4ТМ.03М [15] | 1,5 | 2 | 0,8 | 0,6 | 1 | 0,8 | 0,6 |
| Итого | | | | | | | | 3,8 | 3,6 |
| ЗНОГ-110У1 [14] | | | | | | | | $S_{2\Sigma} = 5,2$ ВА | |
| $U_{ном} = 110$ кВ | | | | | | | | | |
| $S_{2,кл.т.чн.0,5} = 300$ ВА | | $S_{2,кл.т.чн.0,5} = 3 \cdot 100 = 300 > S_{2\Sigma}$ | | | | | | | |

Подключенная нагрузка не превышает допустимую для класса точности 0,5. Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [17] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/56, ОПН-110/88, в нейтраль трансформатора устанавливается специальный ЗОН-110-М УХЛ1.С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

Таблица 4.3 - Выбор трансформаторов тока

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ТРГ-110-300 У1 [16] |
|--------------------------------------|---|---|
| $U_n \geq U_c$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_n \geq I_{раб.мах}$ | $I_{раб.мах} = 235,14 \text{ А}$ | $I_{ном} = 300 \text{ А}$ |
| $i_{дин.макс} \geq i_y$ | $i_y = 23,2 \text{ кА}$ | $i_{дин.макс} = 40 \text{ кА}$ |
| $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$ | $B_k = 180,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выводы по разделу 4

В данном разделе дипломной работы был выполнен расчет расчетной нагрузке предприятия. По формуле Стилла рациональное напряжение питающей сети близко к стандартному 110 кВ, следовательно, технико-экономический расчет проводить не требуется. Выбранное оборудование на ГПП удовлетворяет всем условиям выбора.

5 СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское электроснабжение может быть выполнено по радиальным, магистральным, смешанным схемам, в зависимости от категории надежности потребителя, потребляемой мощности, условий прокладки трасс.

5.1 Технические решения внутренней системы электроснабжения

Поскольку на промышленном предприятии нет высоковольтной нагрузки с номинальным напряжением 6кВ, то за номинальное примем напряжение 10кВ.

Распределительное устройство (РУ) 10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключенных к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов.

Тиристорные преобразователи, высоковольтные двигатели и печь РКЗ подключаем к одной ветви расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора, а остальные, спокойные потребители – к другой с целью улучшения качества электроснабжения.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А) схеме [18, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [18, п.6.3.10].

Сооружение высоковольтного распределительного пункта (РП) целесообразно при числе отходящих от него линий не менее восьми [19], (в моем случае количество отходящих линий РП равняется 27) поэтому для питания высоковольтных потребителей, большая часть которых расположена в цехе 5, устанавливаем РП с целью снижения затрат на кабельную продукцию. К РП подключаем всю высоковольтную нагрузку цехов 4 и 8. РП 10 кВ выполняется одной секционированной выключателем системой шин.

5.2 Конструктивное исполнение системы внутреннего электроснабжения

Выбор способа распределения электрической энергии зависит от величины электрических нагрузок и их местоположения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на предприятии. Распределительные сети напряжением 10 кВ выполним с помощью кабельных линий. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншеях (рекомендуется укладывать в одну траншею не более 6 кабелей). В грунте предприятия наблюдается средняя коррозионная активность, в грунте отсутствуют блуждающие токи, растягивающие усилия значительные. Согласно [11, табл. 4.14] при применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в земле при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки АСБл-10: А – алюминий (материал токо-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 45 |

проводящей жилы); С – свинцовая оболочка; Б – броня из двух стальных лент; л – в подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент.

5.3.1 Определения и условия применения токопроводов 10 кВ.

Под токопроводом 10 кВ понимается линия электропередачи, повышенной по сравнению с кабельной или воздушной линиями данного напряжения пропускной способностью. Токопроводы с фазами, расположенными по вершинам равно-стороннего треугольника, называют симметричными (фазы цепи имеют одинако-вое активное и реактивное сопротивление).

Применение токопроводов вместо большого числа кабелей позволяет:

- повысить надежность электроснабжения потребителей,
- упростить эксплуатационное обслуживание,
- обеспечить экономию кабельной продукции.

Правила устройства электроустановок рекомендуют применение токопрово-дов 10 кВ при передаче мощности в одном направлении более 20 МВ·А [6]. Для проверки данного соотношения рассчитаем расчетную мощность, передаваемую по токопроводу по формулам:

$$P_{p.t} = K_{om} \cdot \left(\sum_1^N k_{nai} \cdot p_{номи} + \sum_1^L \Delta P_{ти} \right), \quad (5.1)$$

$$Q_{p.t} = K_{om} \cdot \left(\sum_1^N k_{nai} \cdot p_{номи} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{ти} \right) - Q_{вбк}, \quad (5.2)$$

$$S_{p.t} = \sqrt{P_{p.t}^2 + Q_{p.t}^2}, \quad (5.3)$$

где K_{om} – коэффициент одновременности максимумов нагрузки;

N – число электроприёмников, подключенных к токопроводу;

L , $\Delta P_{т}$ и $\Delta Q_{т}$ – число трансформаторов и потери активной и реактивной мощ-ности в них соответственно.

Рассчитаем мощность, передаваемую по токопроводу от ЗРУ до РП, по фор-мулам (5.1) – (5.3):

$$P_{p.t} = 0,85 \cdot (19544,33 + 400,9) = 16953,44 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.t} = 0,85 \cdot (16872 + 4624,4) - 2750 = 15521,9 \text{ квар},$$

$$S_{p.t} = \sqrt{16953,44^2 + 15521,9^2} = 22985,8 \text{ кВА}.$$

Как видно из полученных значений полных расчетных мощностей, примене-ние токопровода для питания РП обосновано согласно [6].

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 46 |

5.3.2 Конструкция токопроводов 10 кВ

Схема взаимного расположения шин токопроводов представлена на рисунке 5.1.

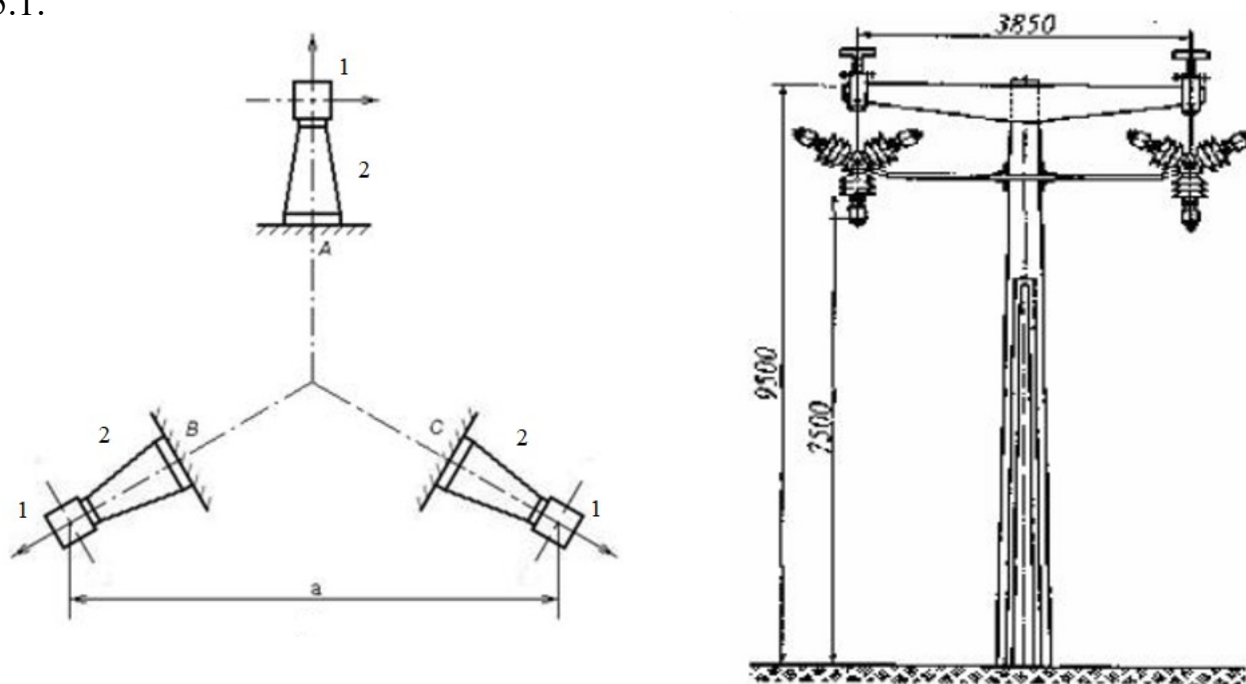


Рисунок 5.1 – Конструкция токопровода:

1 – шина токоведущая, 2 – изолятор, а - расстояние между шинами

Токопроводы (рисунок 5.1) состоят из токоведущих шин 1 соответствующего профиля и сечения. Шины закрепляются к изоляторам 2 по вершинам равнобедренного треугольника посредством специальных шинодержателей.

Токопроводы имеют более высокую перегрузочную способность по сравнению с кабельными линиями ввиду отсутствия горючей изоляции. Токопроводы значительно надежнее кабельных прокладок, что показали обследования токопроводов различных типов. В зависимости ситуации касания к токоведущим компонентам, токопроводы делят на:

- открытые;
- защищенные;
- закрытые.

Примем к использованию открытые токопроводы, которые наиболее часто используются в сетях 6-35 кВ.

К прокладке принимаем жесткий симметричный токопровод. Такой способ проведения токопровода выгодно отличается от других меньшими потерями мощности, симметрией напряжений и минимальной ценой.

5.3.3 Выбор шин токопроводов 10 кВ

Примем к прокладке два токопровода из алюминиевых шин сплава 1915Т кольцевого сечения 90x80 с длительно допустимым переменным током для одной окрашенной шины $I_{дл.доп}=1988$ А.

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

47

При отклонении температуры эксплуатации от нормированной величины 25C° следует провести перерасчет допустимого тока эксплуатации:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0,\text{норм}}}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимый ток при температуре окружающей среды $\vartheta_{0,\text{норм}} = 25\text{C}^\circ$, $\vartheta_0 = 28,6\text{C}^\circ$ – действительная температура окружающей среды, $\vartheta_{\text{дл.доп}} = 75\text{C}^\circ$ – длительно допустимая температура нагрева шин.

$$I_{\text{доп}} = 1988 \cdot \sqrt{\frac{75 - 28,6}{75 - 25}} = 1915,1 \text{ А.}$$

Выбранные шины проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях. Проверка шин на термическую стойкость при КЗ проверяется по условию:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{\text{к,доп}}, \quad (5.5)$$

где $\vartheta_{\text{к,доп}} = 200\text{C}^\circ$ – допустимая температура нагрева алюминиевых шин при КЗ, ϑ_k – конечная температура шин при КЗ.

Температура ϑ_k шины, до которой она нагревается током КЗ, определяется по кривым $\vartheta_k = f(A_g)$, приведенным на рисунке 5.2 (кривая 3 для алюминия).

Значение вспомогательного коэффициента A_g вычисляется по формуле

$$A_g = A_{\vartheta_{\text{H}}} + \frac{B_{\text{К}}}{S^2}, \quad (5.6)$$

где $A_{\vartheta_{\text{H}}}$ определяется по кривым (рисунок 5.2) для температуры проводника ϑ_{H} , которая соответствует нормальному режиму работы;

Температура шины ϑ_{H} , предшествующая режиму КЗ, определяется по выражению:

$$\vartheta_{\text{H}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0,\text{норм}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2, \quad (5.7)$$

где $I_{\text{макс}}$ определяется по выражению:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}} = \frac{32078}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1852 \text{ А.} \quad (5.8)$$

$$\vartheta_{\text{H}} = 28,6 + (75 - 25) \cdot \left(\frac{1852}{1915,1} \right)^2 = 75,4\text{C}^\circ.$$

По рисунку 5.2 определяем $A_{\vartheta_{\text{H}}} = 4087,8 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$, тогда:

$$A_g = 4087,8 + \frac{237,8 \cdot 10^6}{1335,2^2} = 4221,2 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$$

По рисунку 5.2 определяем $\vartheta_k = 79\text{C}^\circ$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 48 |

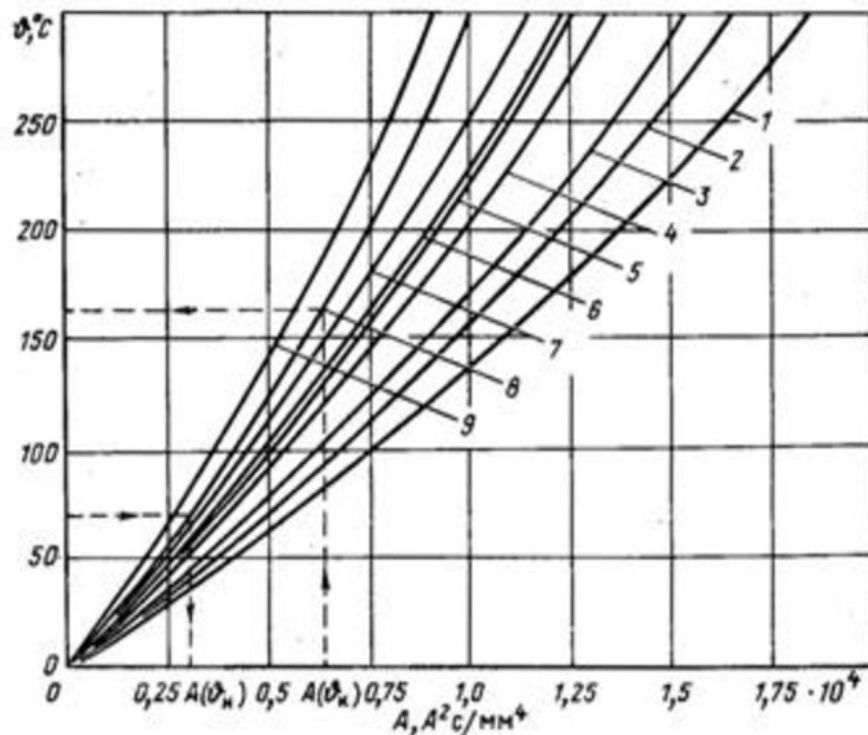


Рисунок 5.2 – Кривые для определения температуры нагрева проводников из различных материалов при коротких замыканиях

Сборные шины и ошиновка распределительных устройств электрических станций и подстанций должны обладать достаточной механической прочностью, чтобы противостоять механическим усилиям, возникающим при КЗ. Динамическую стойкость любой шинной конструкции рассчитывают по наибольшему значению механического напряжения в шине $\sigma_{\text{макс}}$ и наибольшему значению силы, действующей на головку изолятора $F_{\text{макс}}$.

Максимальная сила $F_{\text{макс}}$, действующая при трехфазном КЗ на расчетную фазу при расположении фаз в одной плоскости определяется по формуле:

$$F_{\text{пл.макс}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расп}}, \quad (5.9)$$

где l – длина пролета, м; a – расстояние между соседними фазами, м; k_{ϕ} – коэффициент формы шины, для шинкольцевого и круглого сечения $k_{\phi}=1$; $k_{\text{расп}}$ – коэффициент, зависящий от взаимного расположения шин, который в нашем случае $k_{\text{расп}}=1$ для шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника; $i_y^{(3)}$ – значение ударного тока трехфазного КЗ, А.

Максимальная нагрузка, действующая на опорные и проходные изоляторы, при расположении шин по вершинам треугольника определяется по формуле:

$$F_{\text{макс}} = F_{\text{пл.макс}} \cdot \eta \cdot \zeta_F, \quad (5.10)$$

где ζ_F – коэффициент, значение которого $\zeta_F=1$ для выбранного типа шинной конструкции (шины расположены по вершинам равностороннего треугольника); η – коэффициент динамической нагрузки, определяемый по кривым рисунка 5.3. (кривая 1 в моем случае, при $K_y > 1,6$);

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|

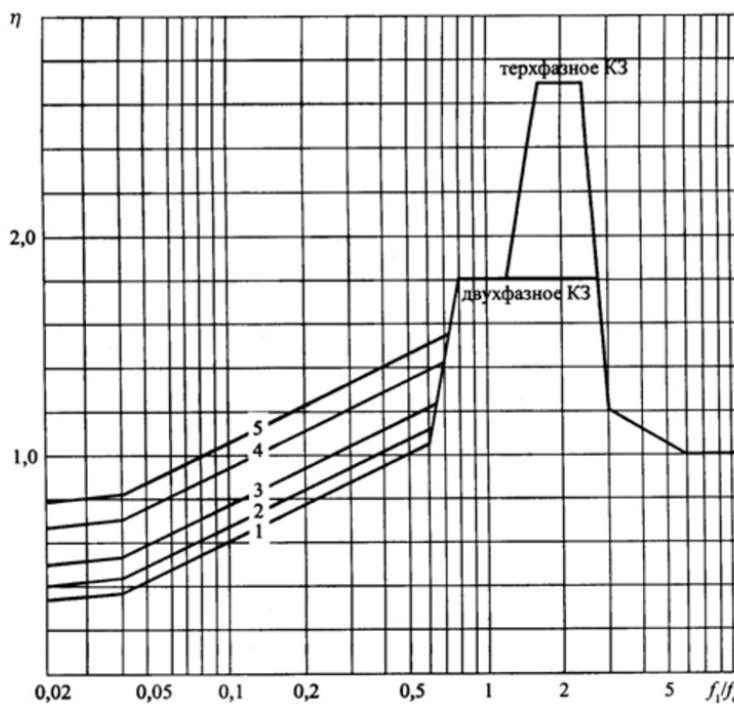


Рисунок 5.3 – Кривые для определения динамического коэффициента η

Для определения динамического коэффициента η , необходимо рассчитать частоту собственных колебаний шины f_1 и определить отношение f_1/f_c , где $f_c=50$ Гц.

Частота собственных колебаний шины f_1 определяется согласно по формуле:

$$f_1 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (5.11)$$

где r_1 – параметр основной собственной частоты шины, который зависит от типа шинной конструкции и в моем случае равен $r_1=4,73$ для шинпровода с количеством пролетов более 3;

E – модуль упругости материала шин, Па, в моем случае $E=7 \cdot 10^{10}$ Па;

J – момент инерции поперечного сечения шины, для шин кольцевого сечения $J=1,21 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$;

l – длина пролета, м;

m – масса шины на единицу длины, кг/м, которую определим по формуле:

$$m = \delta \cdot S, \quad (5.12)$$

где δ – плотность материала шин, в моем случае $\delta=2700 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ для шин марки 1915Т.

$$m = 2700 \cdot 0,001335 = 3,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}},$$

$$f_1 = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 8^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1,21 \cdot 10^{-6}}{3,6}} = 8,55.$$

Тогда для значение $\frac{f_1}{f_c} = \frac{8,55}{50} = 0,171$ по рисунку 5.3 найдем $\eta=0,7$.

$$F_{\text{пл.макс}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 8 \cdot \frac{(15,5 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 = 416,13, \text{ Н}$$

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

50

$$F_{\text{макс}} = 416,13 \cdot 0,7 \cdot 1 = 291,3 \text{ Н.}$$

В том случае, если сборные шины распределительных устройств располагаются по вершинам треугольника, максимальное механическое напряжение в материале шин $\sigma_{\text{макс}}$ определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{F_{\text{пл.макс}} \cdot l}{\lambda \cdot W} \cdot \eta \cdot \zeta_{\text{к}}, \quad (5.13)$$

где $\zeta_{\text{к}} = 1$ для шин кольцевого и круглого сечения, расположенных по вершинам равностороннего треугольника;

λ – коэффициент, зависящий от условия закрепления шин и числа пролетов, в моем случае $\lambda = 10$ для токопровода с тремя и более пролетами;

W – меньший из моментов сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, м^3 , для шин кольцевого сечения $W = 1,21 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$.

$$\sigma_{\text{макс}} = \frac{416,13 \cdot 8}{10 \cdot 1,21 \cdot 10^{-6}} \cdot 0,7 \cdot 1 = 192,6 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{макс}} < \sigma_{\text{макс.доп}} = 223 \text{ МПа.}$$

В соответствии с результатами расчетов, принятые к установке шины устойчивы к термическому и динамическому воздействию тока КЗ.

5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. В качестве примера приведем расчет кабельной линии ГПП-ТП-1.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле [10, ф. 4.62]:

$$I_{\text{РК}} = \frac{S_{\text{РК}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot n_{\text{к}}}, \quad (5.14)$$

где $S_{\text{РК}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме;

$n_{\text{к}}$ – число кабелей в кабельной линии, в нашем случае $n_{\text{к}} = 1$;

$U_{\text{Н}}$ – номинальное напряжение сети.

Получим:

$$I_{\text{РК}} = \frac{678,22}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 19,6 \text{ А.}$$

Согласно [10, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [10, ф. 4.63]:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 51 |

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{РК}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.15)$$

где $j_{\text{э}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами.

Тогда:

$$F_{\text{э}} = \frac{39,2}{1,4} = 28 \text{ мм}^2.$$

По [11, табл. 4.14] выбираем близкое к экономическому кабель 25 мм^2 с длительно допустимыми токами $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$ и $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}$, для кабеля проложенного в земле и в воздухе соответственно. Принимаем длительно допустимый ток по наихудшим условиям прокладки (в воздухе).

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле [10, ф. 4.64]:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > I_{\text{РК}}, \quad (5.16)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае $K_{\text{п}} = 1$ [6, табл. 1.3.26];

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель. При прокладке кабелей в траншее/лотке и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией $70 \text{ }^{\circ}\text{С}$ [6, табл. 1.3.3] и температуре воздуха $28,6 \text{ }^{\circ}\text{С}$, $K_{\text{т}} = 0,94$.

Получим:

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,94 \cdot 75 = 70,5 \text{ А}.$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I'_{\text{доп}} = 70,5 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 39,2 \text{ А}.$$

Под послеаварийным режимом работы понимаем режим, при котором одна из кабельных линий, питающих потребителей первой и второй категорий, выходит из строя. Тогда допустимая перегрузка определяется по формуле [10, ф. 4.65]:

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I_{\text{РК}}. \quad (5.17)$$

Тогда получим:

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot 39,2 = 78,4 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабельной линии в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{АВ}} = K_{\text{АВ}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{АВ}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.18)$$

где $K_{\text{АВ}}$ – коэффициент перегрузки, который определяется по [10, табл. 21.1] в зависимости от коэффициента предварительной загрузки кабеля;

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

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 52 |

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I_{ДОП}}. \quad (5.19)$$

Тогда:

$$K_3 = \frac{39,2}{75} = 0,52$$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП1 в послеаварийном режиме). Поэтому $K_{AB} = 1,25$.

Затем по формуле (5.16) определяем допустимую перегрузку кабеля и сравниваем ее с током перегрузки:

$$I'_{AB} = 1,25 \cdot 70,5 = 88,1 \text{ А} > 78,4 \text{ А}.$$

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию [10, ф.4.66]:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot (U_H)^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{ДОП} = 5\%, \quad (5.20)$$

где P_p и Q_p – расчетные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию; r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км [11]; l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой линии АСБл-3х25: $r_0 = 1,24$ Ом/км, $x_0 = 0,099$ Ом/км, $l = 0,125$ км.

Тогда по формуле (5.20):

$$\Delta U = \frac{546 \cdot 1,24 \cdot 0,125 + 402 \cdot 0,099 \cdot 0,125}{1 \cdot 10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,09\% \leq \Delta U_{ДОП} = 5\%$$

Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 5.1

Выводы по разделу 5

В данном разделе, было выбрано оптимальное напряжение внутризаводской системы электроснабжения, а также были выбраны и проверены на соответствие исходным условиям кабельные линии, по которым электроприёмники будут снабжены электроэнергией. Марка кабелей АСБл. На генеральный план нанесены рассчитанные кабельные линии и показаны их способы прокладки. Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 5.1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 53 |

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 54 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ в работе производится с помощью метода типовых кривых.

Для расчета токов КЗ составляется исходная расчетная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели и т.п.), расчетные точки КЗ и связи между ними (воздушные, кабельные линии и т.п.). При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ должны рассматриваться вероятные режимы, при которых воздействие токов КЗ на СЭС является наиболее тяжелым. Таким характерным режимом СЭС ПП является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта, на оставшемся в работе трансформаторе включена крайняя нижняя ступень РПН (для ТРДН 32000/110, в соответствии с ГОСТ 12965-85, крайняя нижняя ступень РПН соответствует -16%, при которой напряжение КЗ $U_{к.мин}=10,4\%$) и включены секционные выключатели в РУ ГПП 10 кВ. Для выбора электрооборудования в курсовом проекте проводится расчет токов КЗ в следующих точках:

- 1) K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- 2) K_3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- 3) K_4 – в электрической сети цеха.

Учитывая вышесказанное, на рисунке 6.1 представлена принципиальная схема для расчета токов КЗ.

В подпитке точки K_5 участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин РП 10кВ.

При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Так как на ГПП установлены трансформаторы с регулированием под нагрузкой (РПН), то следует рассчитать токи короткого замыкания в максимальном режиме (РПН в минимальном положении). Электрооборудование должно выбираться по максимальному току короткого замыкания. Минимальный ток считают для настройки релейной защиты. Поскольку такой цели перед нами не стоит – считаем токи КЗ только в максимальном режиме. Сопротивление шинпровода не учтено потому что значение его слишком мало и не влияет на расчет.

Определим токи КЗ в точка K_3 и K_4 :

Мощность короткого замыкания $S_{кз} = 5000$ МВА, базисная мощность $S_6=1000$ МВА, $U_{61}=115$ кВ, $U_{62}=10,5$ кВ, $U_{63}=0,4$ кВ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 55 |

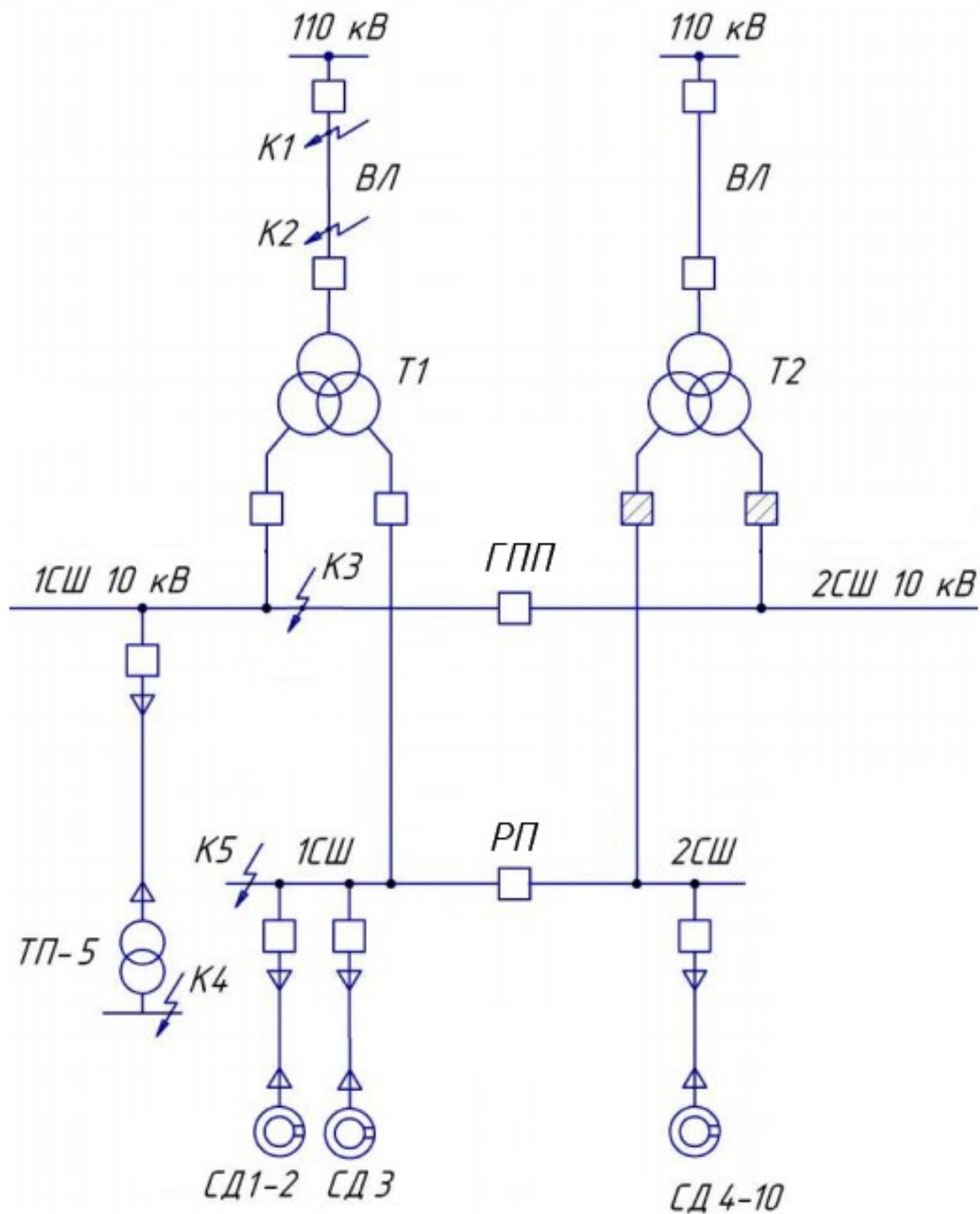


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема для расчета токов КЗ

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

56

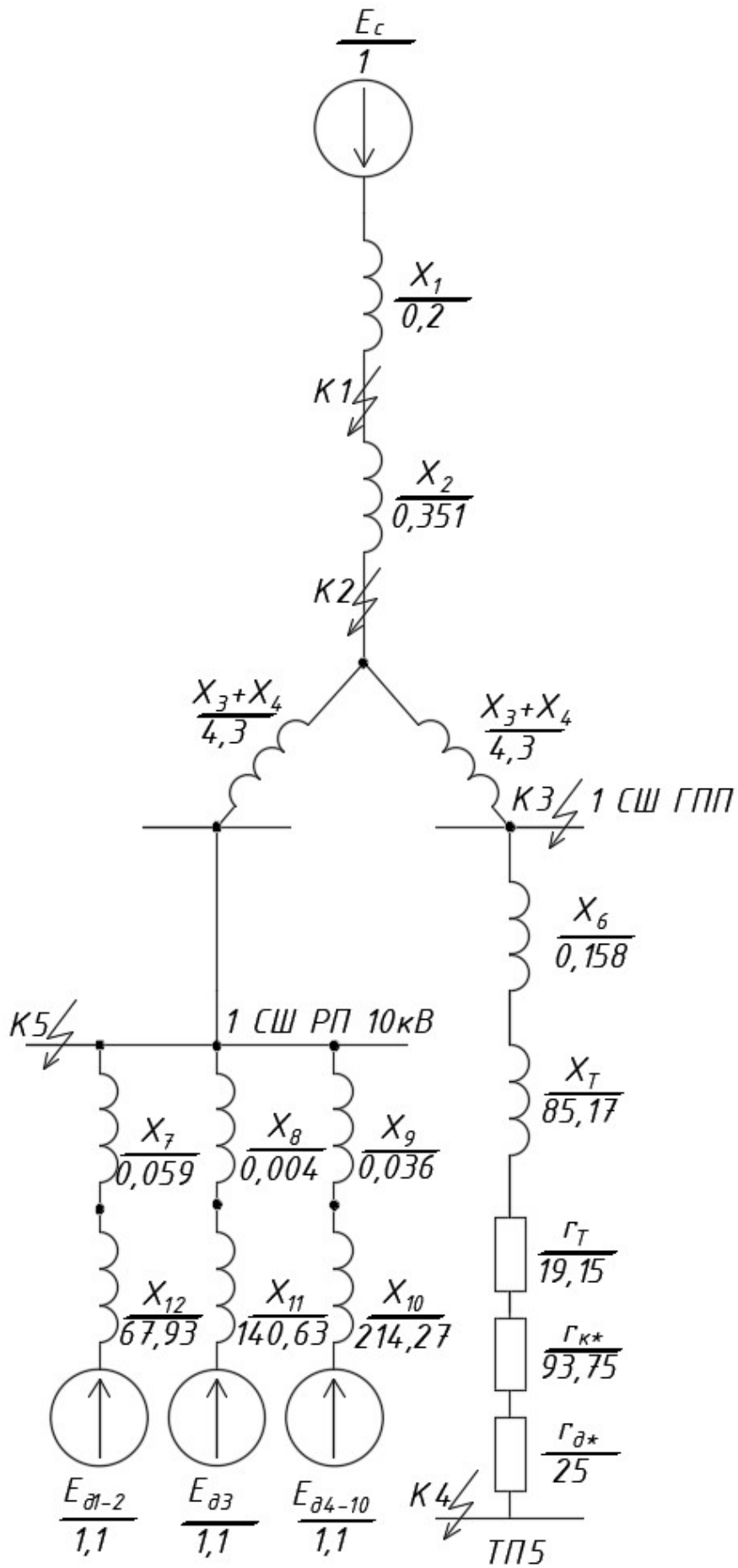


Рисунок 6.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Сопротивление системы:

$$X_1 = X_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.} \quad (6.1)$$

Сопротивление линии:

$$X_2 = X_{вл*} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_6}{U_{61}^2} = \frac{0,434 \cdot 10,7 \cdot 1000}{115^2} = 0,351 \text{ о.е.}, \quad (6.2)$$

где l – длина ЛЭП от энергосистемы до ГПП, из исходных данных $l = 10,7$ км.

Сопротивление трансформатора без учета расщепления вторичных обмоток:

$$X_{т1*} = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{т.н}} = \frac{10,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} = 3,28 \text{ о.е.} \quad (6.3)$$

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X_{т1*}^{вн} = 0,125 \cdot X_{т1*} = 0,125 \cdot 3,28 = 0,41 \text{ о.е.} \quad (6.4)$$

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X_3 = X_{т1*}^{нн} = 1,75 \cdot X_{т1*} = 1,75 \cdot 3,28 = 5,74 \text{ о.е.} \quad (6.5)$$

Общее сопротивление трансформатора по цепи одной вторичной обмотки:

$$X_{т1*} = X_{т1*}^{нн} + X_{т1*}^{вн} = 5,74 + 0,41 = 6,15 \text{ о.е.} \quad (6.6)$$

При минимальном положении регулятора РПН:

$$X_{т1.мин*} = \frac{U_{к.мин} \cdot (1 - \Delta U_{рпн})^2 \cdot S_6}{100 \cdot S_{т.н}} = \frac{10,4 \cdot (1 - 0,16)^2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} = 2,29 \text{ о.е.}, \quad (6.7)$$

где $\Delta U_{рпн}$ – значение регулирования напряжения при минимальной ступени РПН, для ТРДН-32000/110 $\Delta U_{рпн} = -16\%$;

$U_{к.мин}$ – напряжение короткого замыкания в минимальном режиме для ТРДН 32000/110/10 $U_{к.мин} = 10,4\%$.

$$X_3 + X_4 = X_{т1.мин} = X_{т1.мин}^{вн} + X_{т1.мин}^{нн} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{т1.мин} = 1,875 \cdot 2,29 = 4,3 \text{ о.е.} \quad (6.8)$$

Сопротивление кабельных линий, питающих двигатели:

$$X_{кли*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_{62}^2}, \quad (6.9)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 58 |

$$X_7 = X_{\text{КЛСД1-2}} = \frac{0,086 \cdot 0,0751 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,059 \text{ о.е.}$$

$$X_8 = X_{\text{КЛСД3}} = \frac{0,086 \cdot 0,005 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,0039 \text{ о.е.}$$

$$X_9 = X_{\text{КЛСД4-10}} = \frac{0,086 \cdot 0,0459 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,036 \text{ о.е.}$$

Найдем сверхпереходные сопротивления двигателей:

$$X_{\text{Дi}} = \frac{1}{K_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{\text{Б}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}{P_{\text{НД}}}, \quad (6.10)$$

где $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя;

$P_{\text{НД}}$ – номинальная мощность двигателя, МВт;

η – КПД двигателя, %;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя.

Результаты расчета сопротивлений, выполненного по формуле (6.9), представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет сопротивлений двигателей

| Наименование | X_{10} | X_{11} | X_{12} |
|----------------------|----------|----------|----------|
| $P_{\text{д}}$, кВт | 630 | 800 | 1600 |
| $n_{\text{д}}$ | 7 | 1 | 2 |
| $K_{\text{пуск}}$ | 5 | 6 | 6,5 |
| $\cos \varphi$ | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| η | 0,75 | 0,75 | 0,785 |
| x , о.е. | 214,27 | 140,63 | 67,93 |

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП5 (КЛ5):

$$X_6 = X_{\text{КЛ5}} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\text{Б}}}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{б2}}^2}, \quad (6.11)$$

$$X_6 = X_{\text{КЛ5}} = \frac{0,083 \cdot 0,21 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,158 \text{ о.е.}$$

В сети напряжением ниже 1000В также необходимо учитывать и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$Z_{\text{Т1}} = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НТ}}}, \quad (6.12)$$

$$z_{T1} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 87,3 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{T1} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}, \quad (6.13)$$

$$r_{T1} = 7,6 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630^2} = 19,15 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{T1} = \sqrt{z_{T1}^2 - r_{T1}^2}, \quad (6.14)$$

$$x_{T1} = \sqrt{87,3^2 - 19,15^2} = 85,17 \text{ о.е.}$$

Для РУ цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015 \text{ Ом}$. Это сопротивление в относительных единицах.

$$r_{k*} = \frac{r_k}{r_B} = r_k \cdot \frac{S_B}{U_{63}^2}, \quad (6.15)$$

$$r_{k*} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75 \text{ о.е.}$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ:

$$r_{d*} = \frac{r_d}{r_B} = r_d \cdot \frac{S_B}{U_{63}^2}, \quad (6.16)$$

$$r_{d*} = 0,004 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 25 \text{ о.е.}$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках К1 и К2 были определены при выборе величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия. Определим ток короткого замыкания в точке К5.

Для расчета тока короткого замыкания в точке К5 приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

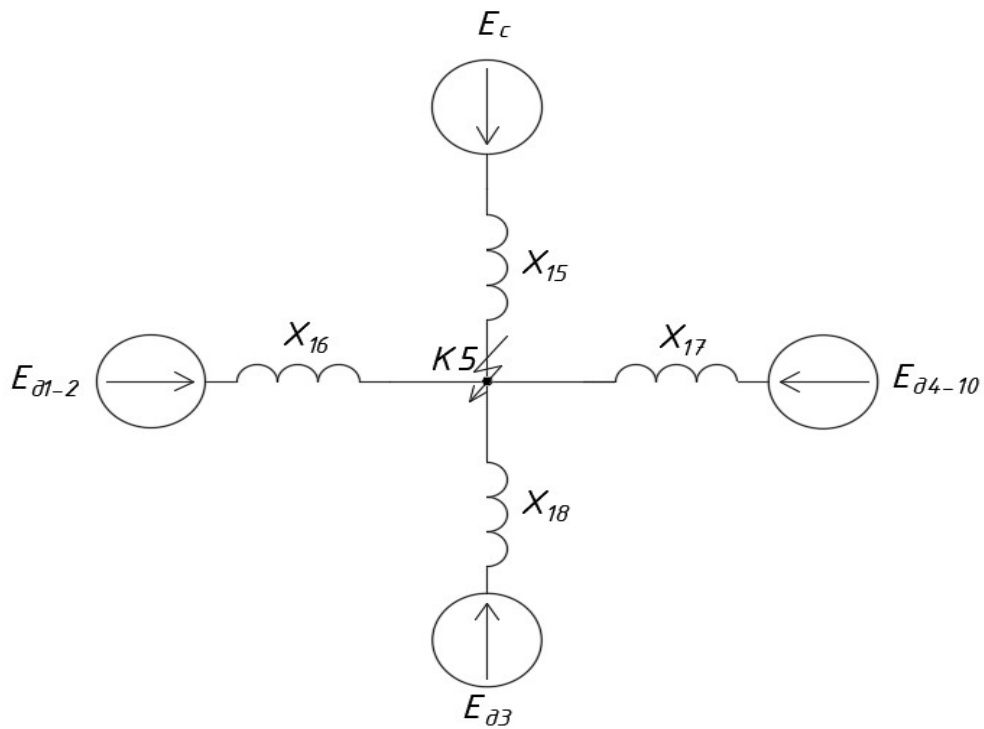


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К5

Сопротивления на рисунке 6.3, определим:

$$X_{15} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4, \quad (6.17)$$

$$X_{16} = X_{12} + X_7, \quad (6.18)$$

$$X_{17} = X_{10} + X_9, \quad (6.19)$$

$$X_{18} = X_{11} + X_8. \quad (6.20)$$

Тогда исходя из формул 6.17 – 6.20 получим:

$$\begin{aligned} X_{15} &= 0,2 + 0,351 + 4,3 = 4,85 \text{ о.е.} \\ X_{16} &= 67,93 + 0,059 = 67,989 \text{ о.е.} \\ X_{17} &= 214,27 + 0,036 = 214,306 \text{ о.е.} \\ X_{18} &= 140,63 + 0,0039 = 140,64 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (6.21)$$

$$I_B = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_C}{X_{15}} \cdot I_B, \quad (6.22)$$

$$I_{CD1-2/0'} = \frac{E_{1-2}}{X_{16}} \cdot I_B, \quad (6.23)$$

$$I_{CD3/0'} = \frac{E_3}{X_{18}} \cdot I_B, \quad (6.24)$$

$$I_{CD4-10/0'} = \frac{E_{4-10}}{X_{17}} \cdot I_B. \quad (6.25)$$

Исходя из формул 6.22 – 6.25, получим:

$$I_C = \frac{1}{4,85} \cdot 55 = 11,34 \text{ кА},$$

$$I_{CD1-2/0'} = \frac{1,1}{68} \cdot 55 = 0,89 \text{ кА},$$

$$I_{CD3/0'} = \frac{1,1}{140,64} \cdot 55 = 0,43 \text{ кА},$$

$$I_{CD4-10/0'} = \frac{1,1}{214,31} \cdot 55 = 0,28 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₅:

$$I_{кз5/0'} = I_C + 2 \cdot I_{CD1-2/0'} + I_{CD3/0'} + 7 \cdot I_{CD4-10/0'}, \quad (6.26)$$

$$I_{кз5/0'} = 11,34 + 2 \cdot 0,89 + 0,43 + 7 \cdot 0,28 = 15,51 \text{ кА}.$$

Так как подпитку точки КЗ от двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной:

$$I_{кз} = I_{п0} = I_{пт} = 15,51 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (6.27)$$

где $K_y = 1,87$ – ударный коэффициент, согласно [10, табл.2.45].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 15,51 = 39,9 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₅:

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_K, \quad (6.28)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 62 |

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,51 = 282,1 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₃.

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{\Sigma 3} = X_1 + X_2 + X_3 + X_5, \quad (6.29)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,2 + 0,351 + 4,3 = 4,85.$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К₃:

$$S_{кз3} = \frac{S_B}{X_{\Sigma 3}} = \frac{1000}{4,85} = 206,14 \text{ МВА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{кз3} = \frac{S_{кз3}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{206,14}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 11,33 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₃:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 11,33 = 30 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma} = r_{Т1} + r_{К*} + r_{д*}, \quad (6.30)$$

$$r_{\Sigma} = 19,15 + 93,75 + 25 = 137,9 \text{ о.е.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_2 + X_3 + X_5 + X_6 + X_{Т1}, \quad (6.31)$$

$$X_{\Sigma} = 0,2 + 0,351 + 4,3 + 0,079 + 85,17 = 90 \text{ о.е.}$$

Полное сопротивление:

$$Z_{\Sigma 4} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (6.32)$$

$$Z_{\Sigma 4} = \sqrt{137,9^2 + 9^2} = 164,67 \text{ о.е.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{кз4} = \frac{S_B}{Z_{\Sigma 4}}. \quad (6.33)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{164,67} = 6,07 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания в точке К₄:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 63 |

$$I_{K4} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (6.34)$$

$$I_{K4} = \frac{6,07}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,77 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K₄:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4}, \quad (6.35)$$

где $K_{уд} = 1,6$ – согласно [10, табл.2.45].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,77 = 19,83 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.26) – (6.35), занесем в таблицу 6.1.

Таблица 6.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка | Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ | $I_k^{(3)}$, кА | $i_{уд}$, кА | Мощность КЗ ступени, МВА |
|-----------------|---|------------------|---------------|--------------------------|
| K ₁ | 115 | 25,1 | 61,05 | 5000 |
| K ₂ | 115 | 9,11 | 23,2 | 1814,6 |
| K ₃ | 10,5 | 11,33 | 30 | 206,1 |
| K ₄ | 0,4 | 8,77 | 19,83 | 6,07 |
| K ₅ | 10,5 | 15,5 | 39,9 | 282,1 |

Выводы подразделу 6

Произведен расчет токов короткого замыкания на шинах 10 кВ и на шинах 0,4 кВ внутрицеховой сети с учетом положения РПН трансформатора на ГПП. Как стало известно, из решения работы – не учет положения РПН ведет к уменьшению максимально возможного тока короткого замыкания, по которому в дальнейшем выбирается оборудование энергосистемы.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

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

7.1 Выбор ячеек КРУ

РУВН ГПП и РП выполняются комплектными из шкафов серии КРУ К-104М для внутренней установки. Шкаф КРУ К-104М может быть укомплектован выключателями типа ВБЭ-10-20/40-630/3150, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 7.1.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.Н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} \quad (7.1)$$

Проверим условие (7.1):

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586,5 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$W_{\text{К}} = I_{\text{П.0}}^2 (t_{\text{Р.З}} + t_{\text{О.В}} + T_{\text{а}}), \quad (7.2)$$

где $t_{\text{Р.З}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{О.В}}$ – полное время отключения выключателя, с;

$T_{\text{а}} = 0,12$ с – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с. Согласно [10, табл. 2.45]:

$$W_{\text{К}} = 15,5^2 \cdot (1,3 + 0,07 + 0,12) = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [20] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные К-104М |
|---|--|---|
| $U_{\text{Н}} \geq U_{\text{с}}$ | $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{Н}} \geq I_{\text{Утяж.гпп}}$ | $I_{\text{Утяж.гпп}} = 2586,5 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$ |
| $i_{\text{дин.макс}} \geq i_{\text{у}}$ | $i_{\text{у}} = 39,9 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин.макс}} = 128 \text{ кА}$ |
| $W_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$ | $W_{\text{к}} = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В вводных ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются элегазовые выключатели типа ВБЭ-10-31,5/3150 УХЛ2 с собственным временем отключения $t_{CB} = 0,04$ с, и полным временем отключения $t_{O,B} = 0,07$ с.

Амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (7.3)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, по [10, табл. 3.1] для точек КЗ 3: $T_{a3} = 0,12$ с;

τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с.

Расчетное время:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{CB}, \quad (7.4)$$

где $t_з$ – минимально возможное время срабатывания релейной защиты, $t_з = 0,01$ с; t_{CB} – собственное время отключения выключателя, $t_{CB} = 0,07$ с.

Получим:

$$\tau = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с,}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 15,5 \cdot e^{-\frac{0,08}{0,12}} = 11,25 \text{ кА.}$$

В каталоге на выключатель [21] задается допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения не более 20 кА

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 7.2. Каталожные данные выбранного выключателя представлены в [21].

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ВБЭ-10-31,5/3150 УХЛ2 |
|--------------------------------------|---|---|
| $U_n \geq U_c$ | $U_{уст} = 10$ кВ | $U_{ном} = 10$ кВ |
| $I_n \geq I_{утяж}$ | $I_{утяж} = 2586,5$ А | $I_{ном} = 3150$ А |
| $I_{ном.откл} \geq I_{пт}$ | $I_{пт} = 15,5$ кА | $I_{ном.откл} = 31,5$ кА |
| $i_{A,ном} \geq i_{a,\tau}$ | $i_{a,\tau} = 11,25$ кА | $i_{A,ном} = 20$ кА |
| $i_{дин.макс} \geq i_y$ | $i_y = 39,9$ кА | $I_{дин} = 80$ кА |
| $V_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$ | $V_k = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10 УЗ. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

| Условия выбора | Расчетные параметры сети | Каталожные данные ТОЛ-10М-3000-0,5/10Р УЗ |
|--------------------------------------|---|---|
| $U_n \geq U_c$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_n \geq I_{утяж.гпп}$ | $I_{утяж.гпп} = 2586,5 \text{ А}$ | $I_{ном} = 3000 \text{ А}$ |
| $i_{дин.макс} \geq i_y$ | $i_y = 39,9 \text{ кА}$ | $i_{дин.макс} = 152,5 \text{ кА}$ |
| $V_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$ | $V_k = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

Определяем нагрузку по фазам, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

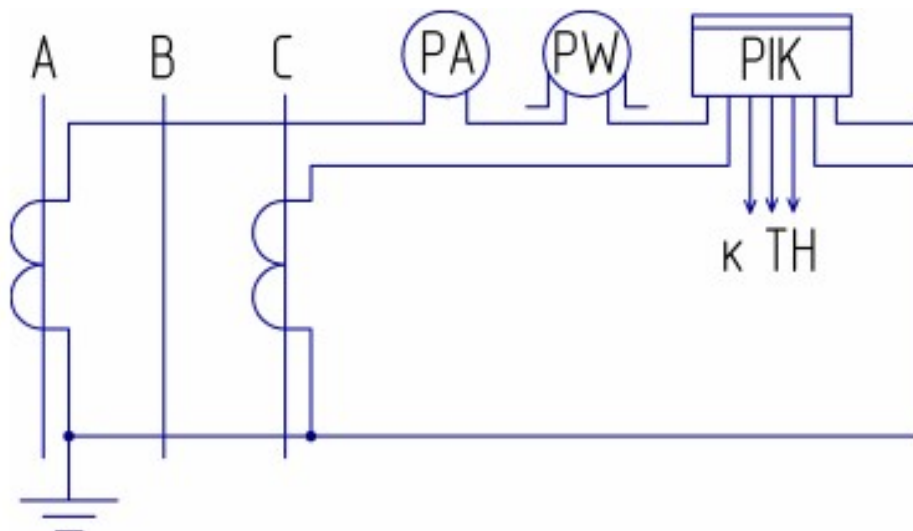


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Таблица 7.4 Проверка класса точности трансформатора тока

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка фазы, ВА | | |
|---------------------------------------|--------------|----------------|-------------------|---|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | 1 | 0,5 | - | - |
| Ваттметр | Д-335 | 1 | 0,5 | - | 0,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | СЭТ 4.ТМ.03М | 1 | 0,1 | - | 0,1 |
| Итого | | | 1,1 | - | 0,6 |

По данным таблицы 7.4 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{приб} = 1,1 \text{ ВА}$.

Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по формуле:

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}, (7.5)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены три прибора, поэтому сопротивление контактов принимается $r_K = 0,05 \text{ Ом}$.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 согласно [22] $z_{2\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{ПР}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_K, (7.6)$$

$$r_{\text{ПР}} = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом.}$$

В качестве соединительных проводов, принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия $\rho = 0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$

В цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l = 5 \text{ м}$. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 7.1), то:

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.} (7.7)$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}}, (7.8)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – расчётная длина соединительных проводов.

По формуле (7.9):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,306} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 7.5.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 68 |

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

| Кабельные линии (начало – конец) | U _{ном} , кВ | I _{утяж} , А | I _{п.0} , кА | I _{уд} , кА | Тип выключателя | Тип трансформатора тока |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------|----------------------------|
| ЗРУ-ТП1 | 10 | 42,8 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-50-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП2 | 10 | 76 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-100-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП3-ТП4 | 10 | 116,4 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-150-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП5-ТП6 | 10 | 97,3 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-100-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП7 | 10 | 201,2 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-250-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП8 | 10 | 201,2 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-250-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП9 | 10 | 201,2 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-250-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП10 | 10 | 201,2 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-250-0,5/10Р У3 |
| ЗРУ-ТП11 | 10 | 45,2 | 11,33 | 30 | ВВЭ-10-31,5/630 | ТЛК-10-50-0,5/10Р У3 |
| РП-СД1-2 | 10 | 82,1 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-100-0,5/10Р У3 |
| РП-СД3 | 10 | 41,1 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-50-0,5/10Р У3 |
| РП-СД4-10 | 10 | 32,3 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-40-0,5/10Р У3 |
| РП-ПЧ1-4 | 10 | 102,6 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-150-0,5/10Р У3 |
| РП-ПЧ5-7 | 10 | 32,3 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-40-0,5/10Р У3 |
| РП-ПЧ8-11 | 10 | 82,1 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-100-0,5/10Р У3 |
| РП-ПЧ12-25 | 10 | 38,8 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-40-0,5/10Р У3 |
| РП-КВПП-1400 | 10 | 54 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-75-0,5/10Р У3 |
| РП-КВПП-460 | 10 | 17,1 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-20-0,5/10Р У3 |
| РП-РКЗ-4500 | 10 | 216,1 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/1250 | ТЛК-10-250-0,5/10Р У3 |
| Секционный | 10 | 1810,6 | 15,5 | 39,9 | ВВЭ-10-40/2000 | ТЛК-10-2000-0,5/10Р У3 |

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки измерительных приборов всех присоединений данной секции сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{уст} \leq U_H.$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10-95. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в [23].

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{нагр} \leq S_{2ном},$$

где $S_{нагр}$ – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Составляем таблицу включения приборов (таблица 7.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

| Прибор и место его установки | | Тип | Мощность одной обмотки, ВА | Число обмоток | cos φ | sin φ | Число приборов | Общая мощность | |
|---------------------------------------|------------------------------|--------|----------------------------|---------------|-------|-------|----------------|---------------------|----------------------|
| | | | | | | | | P ₂ , Вт | Q ₂ , вар |
| PV | Секция СШ | Э-335 | 2,0 | 1 | 1,00 | 0,00 | 1 | 2 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ввод 10 кВ от трансформатора | СЭТ 3а | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 2,28 | 5,55 |
| | | СЭТ 3р | 3 | 2 | 0,38 | | 1 | 2,28 | 5,55 |
| | | Д-335 | 1,5 | 2 | 1,00 | 0,00 | 1 | 3 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Линии 10 кВ | СЭТ 3а | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 21 | 47,88 | 116,55 |
| | | СЭТ 3р | 3 | 2 | 0,38 | | 21 | 47,88 | 116,55 |
| Итого | | | | | | | | 50,16 | 122,1 |

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{НАГР} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (7.9)$$

$$S_{НАГР} = \sqrt{50,16^2 + 122,1^2} = 132 \text{ ВА.}$$

Согласно [23, табл.2] при работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 МВА. Исходя из этого считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

$$132 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА.}$$

Следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3/5/ и втычной разъединитель.

7.5 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Согласно [24, п.6.3] кабель должен быть проверен на термическую стойкость при коротком замыкании.

Термически стойкое сечение кабеля определяется по формуле:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 70 |

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.10)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $c^{1/2}/\text{мм}^2$; [18, табл. 3.13].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (7.2);

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – проверка кабелей на термическую стойкость

| Начало и конец кабельной линии | $I_{п0}^{(3)}$, кА | t_3 , с | t_c , с | T_a , с | B_k , $(\text{кА})^2 \cdot \text{с}$ | C , $\frac{1}{\text{мм}^2} \cdot \text{с}^{1/2}$ | $F_{т.с}$, мм^2 |
|--------------------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|--|--|---------------------------|
| ЗРУ-ТП-1 | 11,33 | 0,8 | 0,07 | 0,12 | 127,08 | 94 | 117,1 |
| РП-СД4-10 | 15,5 | 0,8 | 0,07 | 0,12 | 237,8 | 94 | 164,05 |

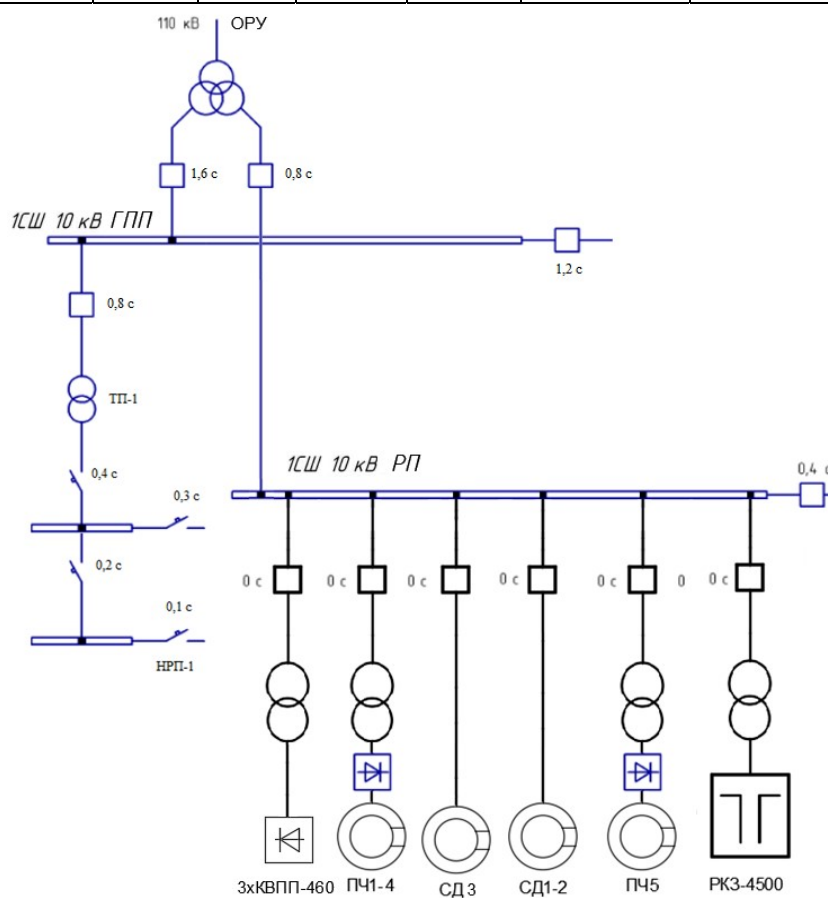


Рисунок 7.2 – Карта селективности

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты сведены в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Проверка кабелей на термическую стойкость

| Начало и конец кабельной линии | Прежняя площадь сечения кабеля, мм ² | Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ² | Тип и площадь сечения нового кабеля |
|--------------------------------|---|--|-------------------------------------|
| ЗРУ-ТП-2 | 25 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-3 | 25 | 120 | АСБл (3x120) |
| ТП3-ТП-4 | 16 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-5 | 25 | 120 | АСБл (3x120) |
| ТП5-ТП-6 | 10 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-7 | 70 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-8 | 70 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-9 | 70 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-10 | 70 | 120 | АСБл (3x120) |
| ЗРУ-ТП-11 | 16 | 120 | АСБл (3x120) |
| РП-ПЧ5-7 | 25 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-СД3 | 35 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-КВПП-1400 | 35 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-КВПП-460 | 10 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-ПЧ8-11 | 50 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-СД1-2 | 50 | 150 | АСБл (3x150) |
| РП-ПЧ12-15 | 25 | 150 | АСБл (3x150) |

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ.

7.6 Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{ТСН} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{Т.Н}^{ГПП}, \quad (7.11)$$

где $S_{ТСН}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{Т.Н}^{ГПП}$ – мощность силового трансформатора, кВА.

Проверим условие (7.11):

$$S_{TCH} = \frac{0,1}{100} \cdot 32000 = 32 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор типа ТМ-40/10.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (7.12)$$

Получим:

$$I_{НОМ} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,31 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-3,2-31,5 УЗ.

7.7 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Произведем выбор цеховых ТП, НРП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ. Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 2. Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 630, 1000, 2500. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН [26]. НРП также реализуются с помощью низковольтных шкафов ШН.

Произведем выбор вводных и секционных автоматических выключателей ТП1. Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу (7.1):

$$I_{ВВ.УТЯЖ} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,1 \text{ А.}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП1 равен:

$$I_{СЕКЦ} = 0,7 \cdot I_{ВВ.УТЯЖ}. \quad (7.13)$$

Тогда по формуле (7.13):

$$I_{СЕКЦ} = 0,7 \cdot 1273,1 = 891,2 \text{ А.}$$

В качестве вводных и секционного выключателя ТП1 выбираем автоматические выключатели MasterpactNW16 с номинальными токами 1600 А [26]. Из раздела 6 известно, что периодическая составляющая тока КЗ на выводах трансформатора ТП4 $I_{п0}=11,33$ кА, а ударный ток КЗ $i_{уд}=30$ кА. Согласно [26, с.18,20] номинальный ток отключения автоматических выключателей MasterpactNW16 $I_{cs}=42$ кА, допустимый сквозной ток КЗ при времени протекания 3с $-I_{cw}=24$; допустимый ток включения $I_{cm}=88$. Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН трансформатора ТП1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 73 |

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных ТП и НРП произведен в таблице 7.9 [27, форма 3.4].

Таблица 7.9 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

| Номер ТП, НРП | Место установки автоматического выключателя | $I_{\text{утяж}}$, А | $I_{\text{к0}}$, кА | $I_{\text{уд}}$, кА | Тип выключателя, номинальный ток | Номинальный ток автоматического выключателя, А |
|---------------|---|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------------------|--|
| ТП2 | Вводной | 2020,73 | 11,33 | 30 | MasterpactNW20 | 2000 |
| | Секционный | 1414,51 | 11,33 | 30 | MasterpactNW16 | 1600 |
| ТП3 | Вводной | 2020,73 | 11,33 | 30 | MasterpactNW20 | 2000 |
| | Секционный | 1414,51 | 11,33 | 30 | MasterpactNW16 | 1600 |
| ТП4 | Вводной | 1273,06 | 11,33 | 30 | MasterpactNW12,5 | 1250 |
| | Секционный | 891,14 | 11,33 | 30 | MasterpactNW10 | 1000 |
| ТП5 | Вводной | 2020,73 | 11,33 | 30 | MasterpactNW20 | 2000 |
| | Секционный | 1414,51 | 11,33 | 30 | MasterpactNW16 | 1600 |
| ТП6 | Вводной | 1273,06 | 11,33 | 30 | MasterpactNW12,5 | 1250 |
| | Секционный | 891,14 | 11,33 | 30 | MasterpactNW10 | 1000 |
| ТП7-10 | Вводной | 5051,82 | 11,33 | 30 | MasterpactNW50 | 5000 |
| | Секционный | 3536,27 | 11,33 | 30 | MasterpactNW40 | 4000 |
| ТП11 | Вводной | 1273,06 | 11,33 | 30 | MasterpactNW12,5 | 1250 |
| | Секционный | 891,14 | 11,33 | 30 | MasterpactNW10 | 1000 |
| НРП1 | Вводной | 288 | 11,33 | 30 | Compact NS400 | 400 |
| НРП2 | Вводной | 328,7 | 11,33 | 30 | Compact NS400 | 400 |
| НРП3 | Вводной | 171,4 | 11,33 | 30 | Compact NS250 | 250 |
| НРП4 | Вводной | 80,6 | 11,33 | 30 | Compact NS100 | 100 |
| НРП5 | Вводной | 225,7 | 11,33 | 30 | Compact NS250 | 250 |
| НРП6 | Вводной | 235,3 | 11,33 | 30 | Compact NS250 | 250 |

Выводы по разделу 7

В данном разделе было выбрано электрооборудование системы электроснабжения предприятия – тип ячеек КРУ ГПП, выключатели КРУ, трансформаторы тока и напряжения в ячейках КРУ. Проведена проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания и определены термически устойчивые сечения. Выбраны трансформаторы собственных нужд ГПП ТМ-40/10. Также выбраны вводные и секционные автоматические выключатели РУ НН КТП и вводные аппараты НРП.

8 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для сравнения фрагментов схемы внутреннего электроснабжения выберем 2 схемы питания высоковольтных электроприемников:

Радиальная схема внутреннего питания всех ЭП от ГПП, этот вариант изобразим на рисунке 8.1 с указанием количества кабелей и их длины для каждого потребителя. Для более быстрого расчета – найдем значение эквивалентной длины кабеля для каждой группы электроприемников с одинаковой мощностью по формуле:

$$L_{n.эkv} = \frac{L_{ni\ min} - L_{ni\ max}}{2}, \text{ м}, \quad (8.1)$$

где $L_{ni\ min}$ – наименьшая длина кабеля i-го потребителя из группы электроприемников, одинаковой мощности, м;

$L_{ni\ max}$ – наибольшая длина кабеля i-го потребителя из группы электроприемников, одинаковой мощности, м.

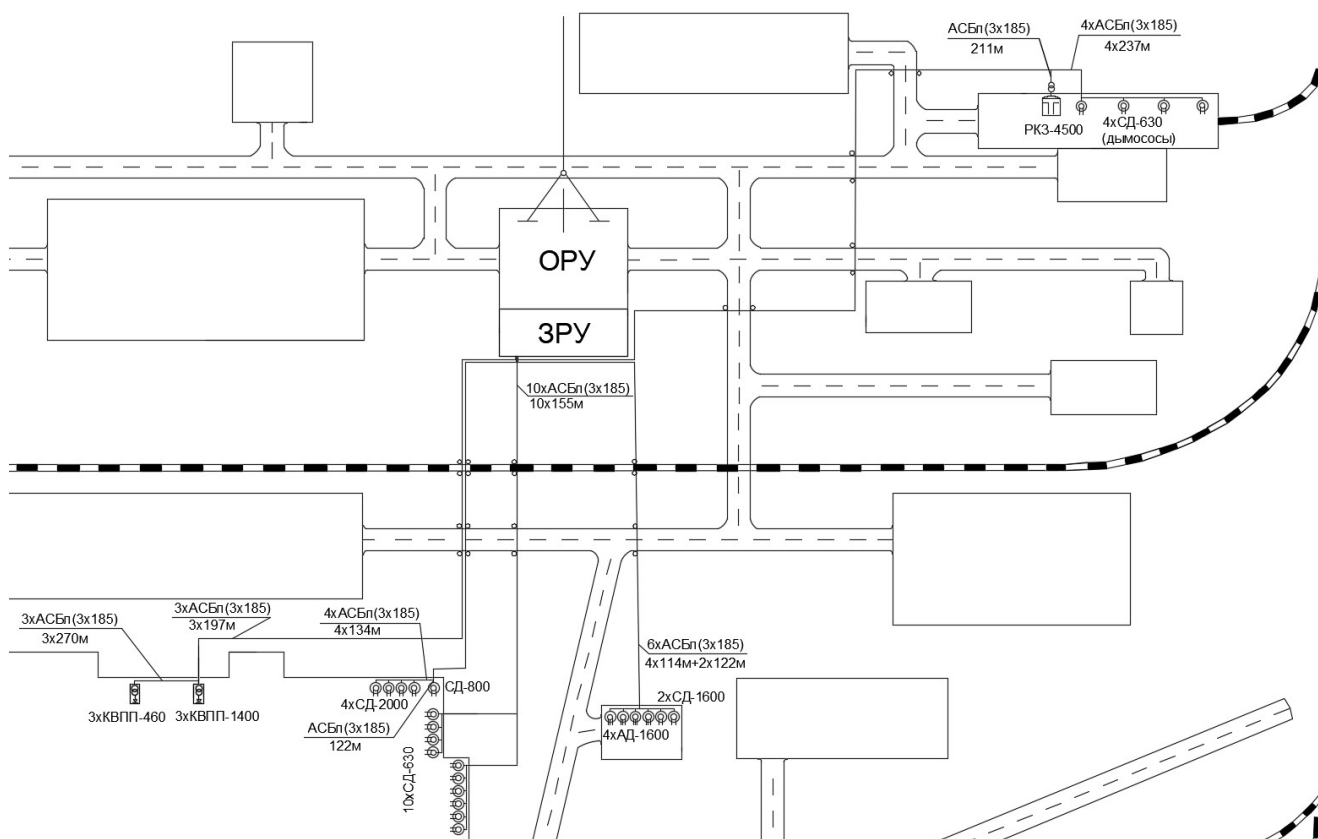


Рисунок 8.1 – Радиальная схема ЭС потребителей

В таком случае, примем $L_{n\Sigma} = i \cdot L_{n.эkv}$, где i – количество электроприемников в группе n с одинаковой мощностью.

Кабельные линии, питающие высоковольтные потребители, были выбраны в разделе 5.4 и проверены по термической стойкости в разделе 7.5. В обоих вариантах схем электроснабжения, для питания потребителей будут использоваться ка-

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

75

бели АСБл 3x185. Причем в обоих вариантах тип и количество коммутационных аппаратов остается неизменным. Ущерб учитывать не будем, предполагая, что надежность магистрального токопровода во втором варианте очень велика.

Таким образом, технико-экономическое сравнение проведем путем расчета приведенных затрат:

$$Z_{г\sum} = E_{н\sum} \cdot K_{\sum} + C_{\sum} + Y, \quad (8.2)$$

где $E_{н\sum}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности E_n , отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,193[29];

K_{\sum} – сумма капитальных затрат элементов, определяется по текущим ценам на изделия;

C_{\sum} – стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, случаи с трубопрокатным заводом принимаем равным нулю.

Таблица 8.1 – Результат выбора КЛ для радиальной схемы

| Конечные пункты линии | $S_{p.k.}$, кВА | U , кВ | $I_{p.k.}$, А | Тип и кол-во кабелей | $L_{i\sum}$, км | r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ |
|---------------------------|------------------|----------|----------------|----------------------|------------------|---------------------------------------|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | 890,3 | 10 | 17,13 | 3хАСБл (3х185) | 0,81 | 0,167 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | 2800 | 10 | 53,89 | 3хАСБл (3х185) | 0,591 | 0,167 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | 7111,1 | 10 | 205,3 | 4хАСБл (3х185) | 0,536 | 0,167 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | 711,1 | 10 | 41,06 | 1хАСБл (3х185) | 0,122 | 0,167 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | 5600 | 10 | 32,33 | 10хАСБл (3х185) | 1,55 | 0,167 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | 5688,9 | 10 | 82,11 | 4хАСБл (3х185) | 0,456 | 0,167 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | 2844,4 | 10 | 82,11 | 2хАСБл (3х185) | 0,244 | 0,167 |
| КЛ8:ГПП-РКЗ-4500 | 3743,7 | 10 | 216,14 | 1хАСБл (3х185) | 0,211 | 0,167 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (дымососы) | 2688 | 10 | 38,8 | 4хАСБл (3х185) | 0,948 | 0,167 |

Рассчитаем потери электроэнергии в кабельных линиях:

$$\Delta W_{л} = N \cdot (3 \cdot (I_{p.k.})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau). \quad (8.3)$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\sum} = \Delta W_{кл} \cdot C_0, \quad (8.4)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (8.5)$$

где δ – коэффициент, учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей 6-10кВ;

$\tau = 2742,2$ – число часов использования максимальных потерь, ч;

$$\alpha = 1226 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}} \text{ – основная ставка тарифа [28];}$$

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия, $K_M \approx 1$;

$$\beta = 1,297 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \text{ – стоимость одного кВт} \cdot \text{ч электроэнергии [30].}$$

$$C_0 = 1,07 \cdot \left(\frac{1226}{2742,2} + 1,297 \right) = 1,866 \text{ руб/кВтч.}$$

Сведем расчеты по потерям ЭЭ в таблицу 8.2, и полные затраты в таблицу 8.3

Таблица 8.2 – Расчет потерь ЭЭ 1 варианта

| Наименование КЛ | N | $I_{p.k.}$, А | r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ | $L_{i\Sigma}$, км | ΔW , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
|---------------------------|----|-------------------|---------------------------------------|--------------------|---|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | 3 | 17,13 | 0,167 | 0,810 | 979,6 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | 3 | 53,89 | 0,167 | 0,591 | 7073,9 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | 4 | 205,3 | 0,167 | 0,536 | 124147,9 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | 1 | 41,06 | 0,167 | 0,122 | 282,6 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | 10 | 32,33 | 0,167 | 1,550 | 22257,7 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | 4 | 82,11 | 0,167 | 0,456 | 16894,8 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | 2 | 82,11 | 0,167 | 0,244 | 4520,1 |
| КЛ8:ГПП-ТРКЗ-4500 | 1 | 216,14 | 0,167 | 0,211 | 13542,2 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (дымососы) | 4 | 38,8 | 0,167 | 0,948 | 7842,8 |

Таблица 8.3 – Расчет затрат по 1 варианту

| Наименование оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс.руб | Капитальные вложения, тыс.руб | Отчисления, 1/год | Затраты, тыс.руб/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год |
|---------------------------|-------------------|--------|----------------------------|-------------------------------|-------------------|----------------------|--|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | км | 0,810 | 1600 | 1296 | 0,152 | 197,0 | 1828,0 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | км | 0,591 | 1600 | 945,6 | 0,152 | 143,7 | 13200,0 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | км | 0,536 | 1600 | 857,6 | 0,152 | 130,4 | 231660,1 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | км | 0,122 | 1600 | 195,2 | 0,152 | 29,7 | 527,3 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | км | 1,550 | 1600 | 2480 | 0,152 | 377,0 | 41532,8 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | км | 0,456 | 1600 | 729,6 | 0,152 | 110,9 | 31525,8 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | км | 0,244 | 1600 | 390,4 | 0,152 | 59,3 | 8434,5 |
| КЛ8:ГПП-ТРКЗ-4500 | км | 0,211 | 1600 | 337,6 | 0,152 | 51,3 | 25269,8 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (дымососы) | км | 0,948 | 1600 | 1516,8 | 0,152 | 230,6 | 14634,6 |
| Итого по 1 варианту | | | | 8748,8 | | 1329,8 | 368612,8 |

Магистральная схема внутреннего электроснабжения фрагмента приведена на рисунке 8.2.

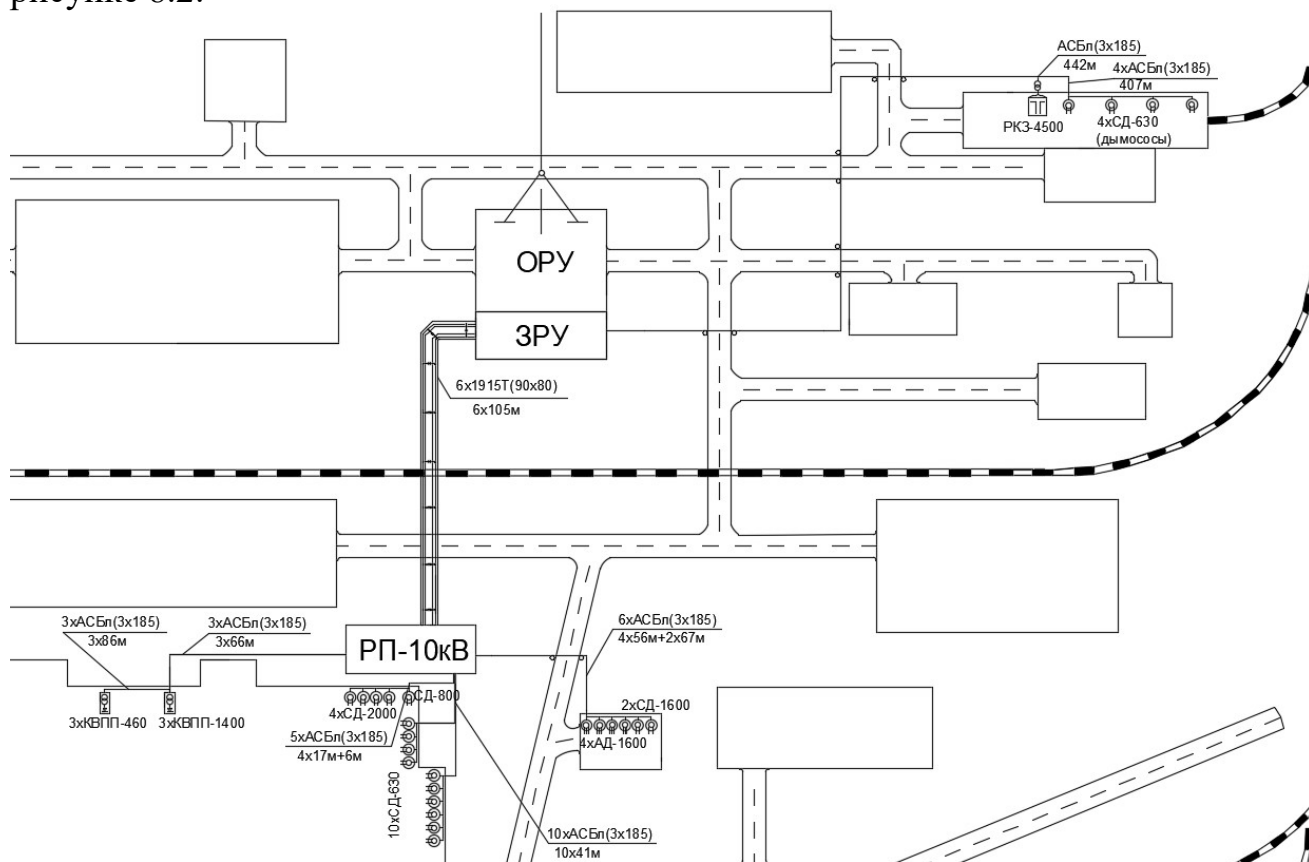


Рисунок 8.2 – Магистральная схема ЭС фрагмента

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

78

Расчет для второго варианта будем проводить аналогично расчету первого. Сопротивление шин из алюминия марки 1915Т кольцевого сечения диаметром 90x80 очень мало, поэтому примем его равным 0.

Ознакомившись со сметами на строительство аналогичных распределительных устройств, стоимость возведения здания для распределительного устройства, примем 500 тыс. руб. Стоимость 1 метра шины из алюминия марки 1915Т вычислим, имея стоимость материала за килограмм. Для этого определим массу материала в 1 км шины:

$$m_0 = S_{\text{ш}} \cdot L \cdot \rho = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_1}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_2}{2} \right)^2 \right) \cdot L \cdot \rho, \quad (8.6)$$

где $S_{\text{ш}}$ – Площадь сечения шины трубного сечения, м^2 ;

d_1 – внешний диаметр трубы, м;

d_2 – внутренний диаметр трубы, м;

ρ – плотность алюминия марки 1915Т, $\text{кг}/\text{м}^3$;

L – длина участка, массу которого мы рассчитываем. $L=1000\text{м}$.

Тогда для трубы сечением 90x80:

$$m_0 = \pi \cdot \left(\left(\frac{0,045}{2} \right)^2 - \left(\frac{0,04}{2} \right)^2 \right) \cdot 1000 \cdot 2770 = 3700 \text{ кг}$$

Стоимость погонного метра шины найдем по формуле:

$$C_{\text{пог.шпр}} = C_{\text{уд.шпр}} \cdot m_0, \quad (8.7)$$

где $C_{\text{уд.шпр}}$ – удельная стоимость материала 1915Т. $C_{\text{уд.шпр}}=128\text{руб}/\text{кг}$.

$$C_{\text{пог.шпр}} = 128 \cdot 3700 = 473600 \text{ руб}/\text{км}$$

Таблица 8.4 – Результат выбора КЛ для 2 варианта

| Конечные пункты линии | $S_{\text{р.к}}$, кВА | U , кВ | $I_{\text{р.к}}$, А | Тип и кол-во кабелей | $L_{\text{лс}}$, км | r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ |
|----------------------------|------------------------|----------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------------------------|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | 890,3 | 10 | 17,13 | 3хАСБл (3х185) | 0,258 | 0,167 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | 2800 | 10 | 53,89 | 3хАСБл (3х185) | 0,198 | 0,167 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | 7111,1 | 10 | 205,3 | 4хАСБл (3х185) | 0,068 | 0,167 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | 711,1 | 10 | 41,06 | 1хАСБл (3х185) | 0,006 | 0,167 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | 5600 | 10 | 32,33 | 10хАСБл (3х185) | 0,410 | 0,167 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | 5688,9 | 10 | 82,11 | 4хАСБл (3х185) | 0,224 | 0,167 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | 2844,4 | 10 | 82,11 | 2хАСБл (3х185) | 0,134 | 0,167 |
| КЛ8:ГПП-РКЗ-4500 | 3743,7 | 10 | 216,14 | 1хАСБл (3х185) | 0,442 | 0,167 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (ды-мососы) | 2688 | 10 | 38,8 | 4хАСБл (3х185) | 1,628 | 0,167 |

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

79

Рассчитаем потери электроэнергии в кабельных линиях, аналогично первому варианту. Сведем расчеты по потерям ЭЭ в таблицу 8.5, и полные затраты в таблицу 8.6

Таблица 8.5 – Расчет затрат ЭЭ по 2 варианту

| Наименование КЛ | N | $I_{p.k.}, A$ | $r_0, \frac{OM}{KM}$ | $L_{i\Sigma}, KM$ | $\Delta W, \frac{kBt \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
|---------------------------|----|---------------|----------------------|-------------------|---|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | 3 | 17,13 | 0,167 | 0,258 | 312,0 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | 3 | 53,89 | 0,167 | 0,198 | 2370,0 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | 4 | 205,3 | 0,167 | 0,068 | 15750,1 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | 1 | 41,06 | 0,167 | 0,006 | 13,9 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | 10 | 32,33 | 0,167 | 0,410 | 5887,5 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | 4 | 82,11 | 0,167 | 0,224 | 8299,2 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | 2 | 82,11 | 0,167 | 0,134 | 2482,4 |
| КЛ8:ГПП-РКЗ-4500 | 1 | 216,14 | 0,167 | 0,442 | 28368,0 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (дымососы) | 4 | 38,8 | 0,167 | 1,628 | 13468,4 |

Таблица 8.6 – Расчет затрат для 2 варианта

| Наименование оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс.руб | Капитальные вложения, тыс.руб | Отчисления, 1/год | Затраты, тыс.руб/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год |
|---------------------------|-------------------|--------|----------------------------|-------------------------------|-------------------|----------------------|--|
| КЛ1:ГПП-КВПП-460 | км | 0,258 | 1600 | 412,8 | 0,152 | 62,7 | 582,2 |
| КЛ2:ГПП-КВПП-1400 | км | 0,198 | 1600 | 316,8 | 0,152 | 48,2 | 4422,3 |
| КЛ3:ГПП-СД-2000 | км | 0,068 | 1600 | 108,8 | 0,152 | 16,5 | 29389,7 |
| КЛ4:ГПП-СД-800 | км | 0,006 | 1600 | 9,6 | 0,152 | 1,5 | 25,9 |
| КЛ5:ГПП-СД-630 | км | 0,410 | 1600 | 656 | 0,152 | 99,7 | 10986,1 |
| КЛ6:ГПП-АД-1600 | км | 0,224 | 1600 | 358,4 | 0,152 | 54,5 | 15486,3 |
| КЛ7:ГПП-СД-1600 | км | 0,134 | 1600 | 214,4 | 0,152 | 32,6 | 4632,1 |
| КЛ8:ГПП-ТРКЗ-4500 | км | 0,442 | 1600 | 707,2 | 0,152 | 107,5 | 52934,8 |
| КЛ9:ГПП-СД-630 (дымососы) | км | 1,628 | 1600 | 2604,8 | 0,152 | 395,9 | 25132,0 |
| ШПР1:ГПП-РП | км | 0,63 | 473600 | 298368 | 0,152 | 45352 | 84626,7 |
| Здание РП 10 кВ | шт | 1 | 500000 | 500000 | 0,005 | 2500 | — |
| Итого по 2 варианту | | | | 803756,8 | | 48671,1 | 228218,1 |

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 8.7

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

Таблица 8.7 – Результат сравнения вариантов

| Вариант | K_{Σ} , тыс.руб | $E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, тыс.руб | ΔW_{Σ} , кВт·ч | C_{Σ} , тыс.руб | $Z_{г\Sigma}$, тыс.руб |
|---------|------------------------|--|-----------------------------|------------------------|-------------------------|
| 1 | 8748,8 | 1329,8 | 197541,6 | 368612,8 | 369942,6 |
| 2 | 803756,8 | 48671,1 | 76951,5 | 228218,1 | 276889,2 |

Приведенные затраты в первом варианте больше, чем во втором на:

$$\frac{369942,6 - 276889,2}{369942,6} \cdot 100 = 25\%$$

Выводы по разделу 8

В данном разделе дипломного проекта проводилось технико-экономическое сравнение двух вариантов схем электроснабжения: радиальной с питанием потребителей от ГПП и магистральной с питанием потребителей от РП. В результате расчетов, магистральная схема оказалась дешевле на 25%, следовательно, для электроснабжения высоковольтных потребителей принимаем ее.

9 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Расчет устройств компенсации реактивной мощности будем производить по методу, основанном на методе Лагранжа [31, р.4, 11]. В соответствии с ним, вначале составляется схема электроснабжения, на которой показаны возможные источники и потребители реактивной мощности. Данная схема представлена на рисунке 8.1. На схеме ниже показаны источники и потребители реактивной мощности, подключенные к одной СШ ГПП.

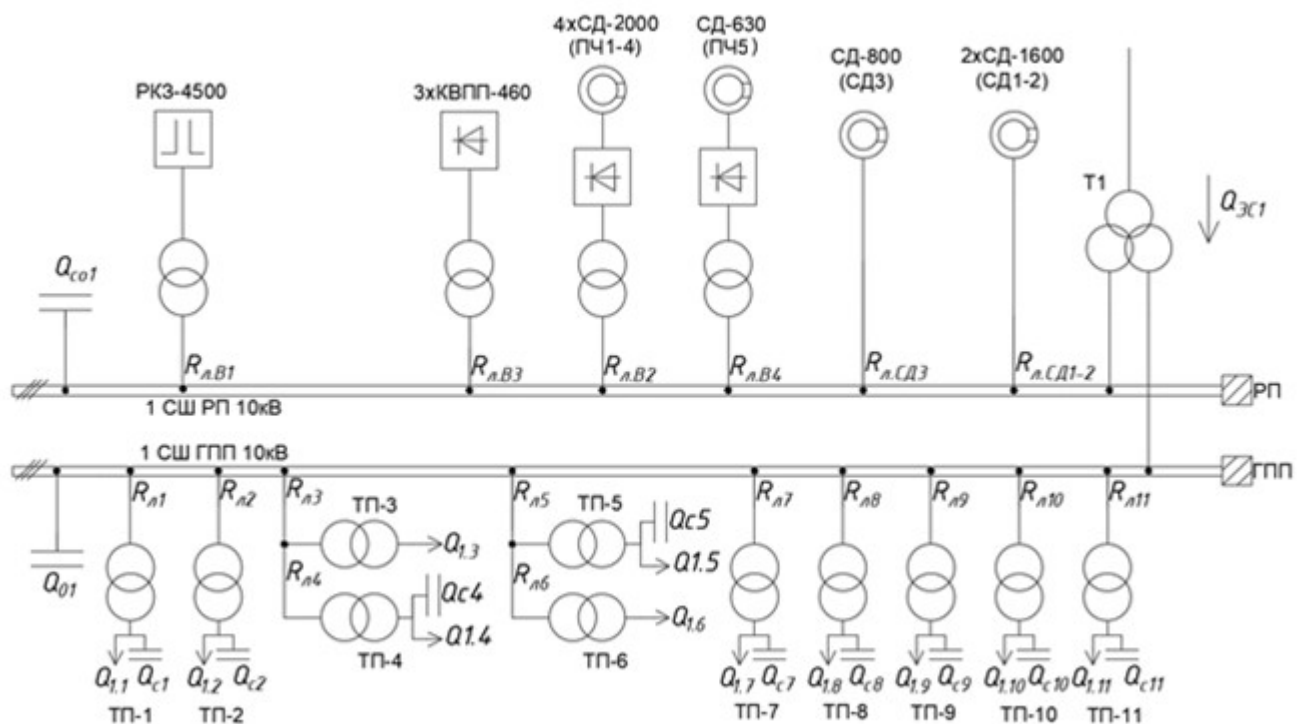


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Параметры схемы рассчитываются по формулам:

$$r_{Л} = r_0 \cdot l, \quad (9.1)$$

$$r_{ТР} = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot (U_H)^2}{(S_{HT})^2}, \quad (9.2)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{HT}}{100} \cdot (I_{xx} + (K_{3.H})^2 \cdot U_K). \quad (9.3)$$

Для ТП-1 по формуле (9.3):

$$\Delta Q_T = \frac{630}{100} \cdot (1,8 + (0,59)^2 \cdot 5,5) = 23,4 \text{ квар.}$$

По формуле (9.1):

$$r_{Л} = 0,326 \cdot 0,1208 = 0,039 \text{ Ом.}$$

По формуле (9.2):

$$r_{TP} = \frac{7600 \cdot (10)^2}{(630)^2} = 1,91 \text{ Ом.}$$

Для остальных ТП результаты расчета параметров схемы приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Результаты расчета параметров схемы замещения

| Трансформаторная подстанция | S _{н.т.} , кВА | Q _{li} , квар | ΔQ _{ti} , квар | R _{тпi} , Ом | R _{ли} , Ом |
|-----------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|
| ТП1 | 630 | 229,1 | 23,4 | 1,91 | 0,039 |
| ТП2 | 1000 | 414,49 | 37,79 | 1,22 | 0,067 |
| ТП3 | 1000 | 320,58 | 34,19 | 1,22 | 0,026 |
| ТП4 | 630 | 247,92 | 25,51 | 1,91 | 0,03 |
| ТП5 | 1000 | 389,62 | 31 | 1,22 | 0,068 |
| ТП6 | 630 | 163,48 | 18,51 | 1,91 | 0,073 |
| ТП7 | 2500 | 1143,3 | 76,37 | 0,34 | 0,06 |
| ТП8 | 2500 | 1143,3 | 76,37 | 0,34 | 0,11 |
| ТП9 | 2500 | 1143,3 | 76,37 | 0,34 | 0,15 |
| ТП10 | 2500 | 1143,3 | 76,37 | 0,34 | 0,099 |
| ТП11 | 630 | 259,67 | 24,74 | 1,91 | 0,05 |
| Итого | | 6597,8 | 500,6 | | |

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}); сборные шины распределительных устройств напряжением 10 кВ ГПП (Q₀) и распределительного пункта напряжением 10 кВ (РП) (Q₀₁). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Q_{ЭС}).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности, находится по формуле:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau), \quad (9.4)$$

где α = 959,11 · 12 = 11509,3 – основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

β = 1,348 – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

K_M – коэффициент максимума нагрузки, K_M = 0,79 [27, прил.3] – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям предприятия;

$\tau=2742,2$ – число часов использования максимальных потерь, ч;

δ – поправочный коэффициент, $\delta = 1,05$.

По формуле (9.4):

$$C_0 = 1,05 \cdot (959,11 \cdot 12 \cdot 0,79 + 1,348 \cdot 2742,2) = 13428,3 \text{ руб/кВт}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{ИЗМ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}}, \quad (9.5)$$

где E – нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет. Для силового оборудования напряжением до 20 кВ: $E = 0,223$;

$K_{\text{БКН}}$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}}$ – удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{ИЗМ}}$ – индекс изменения сметной стоимости [32].

Тогда:

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 13428,3 \cdot 4 = 251978 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{ИЗМ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}}$ – удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКВ}}$ – удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда:

$$Z_{\text{Г.КВ}i} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 13428,3 \cdot 2 = 125989 \text{ руб/Мвар}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

| Наименование | Тип двигателя | U_n , кВ | $P_{\text{Д.ном}i}$, МВт | $Q_{\text{Д.ном}i}$, Мвар | N_i , шт | n_i , об/мин | D_{1i} , кВт | D_{2i} , кВт |
|--------------|---------------|------------|---------------------------|----------------------------|------------|----------------|----------------|----------------|
| СД1-2 | СТД | 10 | 1,6 | 0,805 | 2 | 3000 | 4,25 | 6,27 |
| СД3 | СТД | 10 | 0,8 | 0,408 | 1 | 3000 | 2,47 | 4,46 |

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.ми}} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном}i}^2 + Q_{\text{СД.ном}i}^2}, \quad (9.6)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности. Примем, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_m = 0,9$. Тогда по [27, прил.2] при $\cos\varphi_n=0,9$: $\alpha_m = 0,47$;

N_i – количество двигателей;

$P_{Д.номі}$ – номинальная активная мощность СД;

$Q_{Д.номі}$ – номинальная реактивная мощность СД.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{1Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{Д.номі}} \quad (9.7)$$

$$Z_{2Г.СДі} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{Д.номі}^2}, \quad (9.8)$$

где D_{1i} , D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{СДі} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.СДі}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДі}}, \quad (9.9)$$

где $a = 1000/U_{ном}^2 = 1000/10^2 = 10 \text{ кВ}^{-2}$.

$$R_{э.СДі} = \frac{R_{л.СДі}}{N_i} + \frac{Z_{2Г.СДі}}{a \cdot C_0}. \quad (9.10)$$

Результаты расчета по формулам (9.6) – (9.10) сведены в таблицу 8.3.

Таблица 9.3 – результаты расчета по двигателям

| Наименование | $Q_{СД.мі}$, Мвар | $Z_{1Г.СДі}$, руб/Мвар | $Z_{2Г.СДі}$, руб/Мвар ² | $R_{э.СДі}$, Ом | $Q_{СДі}$, Мвар |
|--------------|-----------------------|----------------------------|---|------------------|---------------------|
| СД1-2 | 1,68 | 70895 | 64963 | 0,50 | 0,41 |
| СД3 | 0,42 | 81294 | 359779 | 2,68 | 0,06 |

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. Для ТП, питающихся по радиальным линиям, например для ТП-1 (рисунок 10.2) эквивалентное сопротивление составит:

$$R_{э1} = r_1 = R_{л1} + R_{Т1}. \quad (9.11)$$

$$R_{э1} = r_1 = 0,039 + 1,91 = 1,95 \text{ Ом.}$$

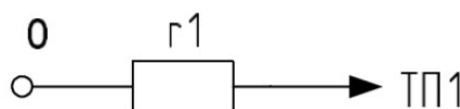


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-5

и ТП-6, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (9.12)$$

$$\frac{1}{R_1} = \frac{1}{1,22} + \frac{1}{0,07 + 1,91} = 1,32 \text{ Ом}^{-1}.$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э5}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_1}\right) \cdot r_1 \quad (9.13)$$

$$R_{\text{э6}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_1}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \quad (9.14)$$

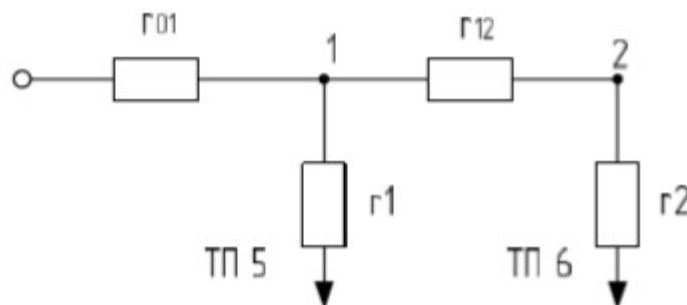


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\text{э5}} = \left(1 + \frac{0,068}{0,755}\right) \cdot 1,22 = 1,33 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{э6}} = \left(1 + \frac{0,068}{0,755}\right) \cdot (0,07 + 1,91) = 2,16 \text{ Ом}.$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{cl} = Q_{li} + \Delta Q_{\text{т1}} + \frac{z}{R_{\text{э1}}}, \quad (9.15)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.16)$$

$$z = \frac{125989 - 251978}{2 \cdot 10 \cdot 13428,3} = -0,47 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом},$$

$$Q_{c1} = 0,229 + 0,023 + \frac{-0,47}{1,95} = 0,011 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (9.11) – (9.16) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 9.4 – Расчёт мощностей БК

| Место установки БК | $R_{эi}$, Ом | Q_{ci} , Мвар | | $Q_{кyi}$, квар | $Q_{кyi} + Q_{ci}$, квар | Тип принятой стандартной БК [33] | $Q_{cти}$, квар |
|--------------------|---------------|-----------------|----------|------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------|
| | | расчетная | принятая | | | | |
| ТП-1 | 1,95 | 0,011 | 0,011 | 0 | 11 | КРМ-0,4-10-2,5 УЗ | 10 |
| ТП-2 | 1,29 | 0,088 | 0,088 | 0 | 88 | КРМ-0,4-80-10 УЗ | 80 |
| ТП-3 | 1,26 | -0,018 | 0 | 0 | 0 | - | - |
| ТП-4 | 2,01 | 0,040 | 0,040 | 0 | 40 | КРМ-0,4-40-5 УЗ | 40 |
| ТП-5 | 1,33 | 0,067 | 0,067 | 0 | 67 | КРМ-0,4-50-10 УЗ | 50 |
| ТП-6 | 2,16 | -0,036 | 0 | 0 | 0 | - | - |
| ТП-7 | 0,4 | 0,045 | 0,045 | 0 | 45 | КРМ-0,4-40-5 УЗ | 40 |
| ТП-8 | 0,45 | 0,175 | 0,175 | 0 | 175 | КРМ-0,4-175-25 УЗ | 175 |
| ТП-9 | 0,49 | 0,260 | 0,260 | 0 | 260 | КРМ-0,4-250-25 УЗ | 250 |
| ТП-10 | 0,44 | 0,151 | 0,151 | 0 | 151 | КРМ-0,4-150-25 УЗ | 150 |
| ТП-11 | 1,96 | 0,045 | 0,045 | 0 | 45 | КРМ-0,4-40-5 УЗ | 40 |
| ГПП | - | - | 2,409 | - | 2409 | УКРМ-10,5-2500-250 УЗ | 2500 |
| РП | - | - | 0,695 | - | 695 | УКРМ-10,5-750-150 УЗ | 750 |
| Итого | - | - | 3,986 | 0 | 3986 | - | 4085 |

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к 1 СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_{01} = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ti}) + \frac{\Delta Q_{\Gamma}^{\text{ГПП}}}{4} - \frac{Q_{эс}}{4} - \sum_{i=1}^n Q_{ci}, \quad (9.17)$$

где $\Delta Q_{\Gamma}^{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар;

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых:

$$Q'_{эс} = P_{\text{р.п.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (9.18)$$

$$Q''_{эс} = Q_{\text{р.п.}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р.}}} \cdot Q_{\text{СД.м}}, \quad (9.19)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормированный $\text{tg}\varphi$, задаваемый энергосистемой. При высшем напряжении ГПП 110 кВ $\text{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,5$.

$k_{\text{н.р.}} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности для области

промышленности – металлообработка [27, прил.5].

$$Q'_{\text{эс}} = 38125,3 \cdot 0,5 = 19062,7 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.м}} = \sum_1^3 Q_{\text{СД.ми}}, \quad (9.20)$$

$$Q_{\text{СД.м}} = 1,68 + 0,42 = 2100 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП:

$$Q_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \cdot \left(\sum_{i=1}^M Q_{\text{pi}}^{\text{IV}} + \sum_{i=1}^m Q_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{ти}} \right) + Q_{\text{р.осв.}\Sigma}, \text{ квар.} \quad (9.21)$$

$$Q_{\text{р.п.}} = 0,85 \cdot (7998,85 + 12921,5 + 4624,4) + 372,65 = 22085,7 \text{ квар.}$$

Тогда:

$$Q''_{\text{эс}} = 22085,7 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2100 = 20356,3 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем:

$$Q_{\text{эс}} = Q'_{\text{эс}} = 19062,7 \text{ квар.}$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1 ГПП:

$$Q_{01} = 6597,8 + 500,6 + \frac{3018,4}{4} - \frac{19062,7}{4} - 835 = 2252,3 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке на СШ1 ГПП – УКРМ-10,5-2500-250 У3 [33].

Мощность высоковольтной батареи конденсаторов (ВБК), подсоединяемой к 1 СШ РП, найдем из условия баланса реактивных мощностей:

$$Q_{\text{col}} = Q_{\text{рп.1сш}} - \frac{\sum_{i=1}^{10} Q_{\text{СДi}}}{2} + \frac{\Delta Q_{\text{ГПП}}}{4} - \frac{Q_{\text{эс}}}{4}. \quad (9.22)$$

Расчетная реактивная мощность 1 СШ 10кВ РП:

$$Q_{\text{рп.1сш}} = \frac{K_{\text{ом}}}{2} \cdot \left(\sum_1^N k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номi}} \cdot \text{tg}\varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{\text{ти}} \right), \quad (9.23)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки;

N – число высоковольтных электроприёмников, подключенных к РП;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 88 |

Ли ΔQ_T – число трансформаторов, подключенных к РПипотери реактивной мощности в нихсоответственно.

Рассчитаем реактивные мощности РП:

$$Q_{\text{рп.1сш}} = \frac{0,85}{2} \cdot (7998,85 + 3623,35) = 4939,4 \text{ квар.} \quad (9.24)$$

Тогда необходимая мощность ВБК, подключаемой к 1СШ РП, составит:

$$Q_{\text{col}} = 4939,4 - (410 + 60) \cdot 0,5 + \frac{3018,4}{4} - \frac{19062,7}{4} = 693 \text{ квар.}$$

В таком случае, к установке на 1СШ РП принимаем – УКРМ-10,5-750-150 УЗ [33].

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

$$Q_{\text{р1ГПП}} = \sum_{i=1}^n (Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{\text{ТГПП}}}{4},$$

$$Q_{\text{р1ГПП}} = (6597,8 + 500,6) + \frac{3018,4}{4} = 7853 \text{ квар.}$$

Генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин ГПП:

$$Q_{\text{г1ГПП}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{стнi}} + \frac{Q_{\text{эс}}}{4} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{ствi}},$$

$$Q_{\text{г1ГПП}} = 835 + \frac{19062,7}{4} + 2500 = 8100,7 \text{ квар.}$$

Потребляемая реактивная мощность от одной секции шин РП:

$$Q_{\text{р1РП}} = \frac{\Delta Q_{\text{ТГПП}}}{4} + Q_{\text{рп.1сш}},$$

$$Q_{\text{р1РП}} = \frac{3018,4}{4} + 4939,4 = 5694 \text{ квар.}$$

Генерируемая реактивная мощность на одну секцию шин РП:

$$Q_{\text{г1РП}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ствi}} + \frac{Q_{\text{эс}}}{4} + \frac{\sum_{i=1}^{10} Q_{\text{СДi}}}{2},$$

$$Q_{r1РП} = 750 + \frac{19062,7}{4} + \frac{410 + 60}{2} = 5750 \text{ квар.}$$

Процентное соотношение генерируемой реактивной мощности к потребляемой:

$$\delta Q = \frac{Q_{r1ГПП} + Q_{r1РП} - Q_{p1ГПП} - Q_{p1РП}}{Q_{p1ГПП} + Q_{p1РП}} \cdot 100\%;$$

$$\delta Q = \frac{8100,7 + 5750 - 7853 - 5694}{7853 + 5694} \cdot 100\% = 2,24\%.$$

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП можно найти по формуле:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_{p1ГПП} + Q_{p1РП} - Q_{r1ГПП} - Q_{r1РП} + \frac{Q_{\text{эс}}}{2}}{0,5 \cdot P_{p.п}} \leq \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (9.25)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{7853 + 5694 - 8100,7 - 5750 + \frac{19062,7}{2}}{0,5 \cdot 38125,3} = 0,48 \leq 0,5.$$

Выводы по разделу десять:

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции и шинах РП 10кВ. Были выбраны высоковольтные компенсирующие устройства, общая мощность которых составляет 3250 квар. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg}\varphi_p = 0,5$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}} = 0,5$ объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 90 |

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

На предприятии имеются высоковольтные электроприёмники, являющиеся источниками искажения. Руднотермические печи имеют резкопеременный график нагрузки, являются источниками высших гармоник тока и несимметрии напряжений. При пуске электродвигателей могут возникать провалы напряжения. Для корректной работы всей системы электроснабжения предприятия и каждого электроприёмника в отдельности показатели качества не должны превышать нормативных значений.

10.1 Расчет коэффициентов гармонических составляющих напряжений

Для расчетов показателей качества электроэнергии составляется схема замещения и определяются ее параметры. Пассивные элементы СЭС вводят в схему замещения индуктивными сопротивлениями, генерирующие высшие гармоники, такие элементы в схеме замещения представляются источниками высших гармоник неограниченной мощности. Схема замещения СЭС представлена на рисунке 10.2.

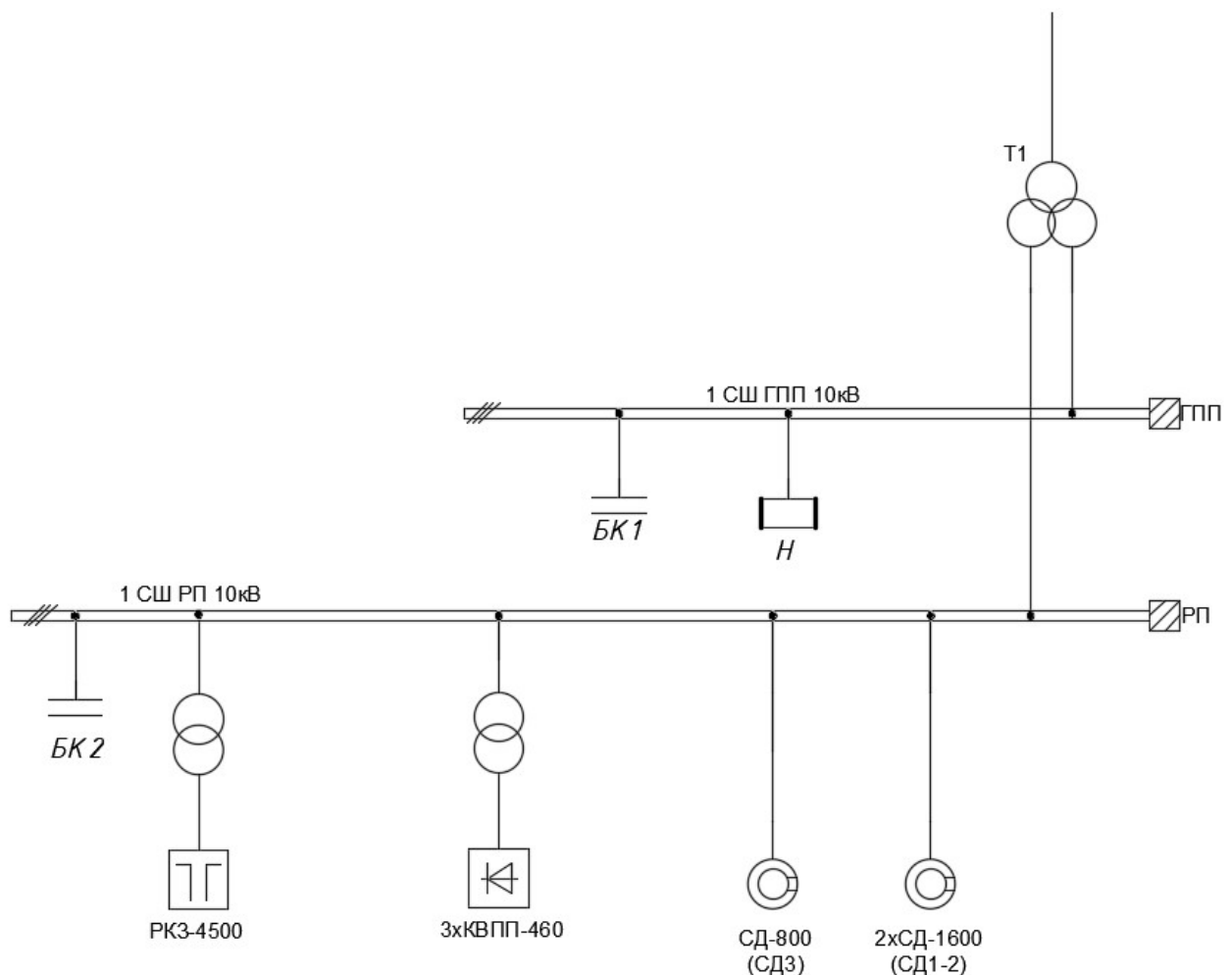


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема электроснабжения для расчета ПКЭ

| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

91

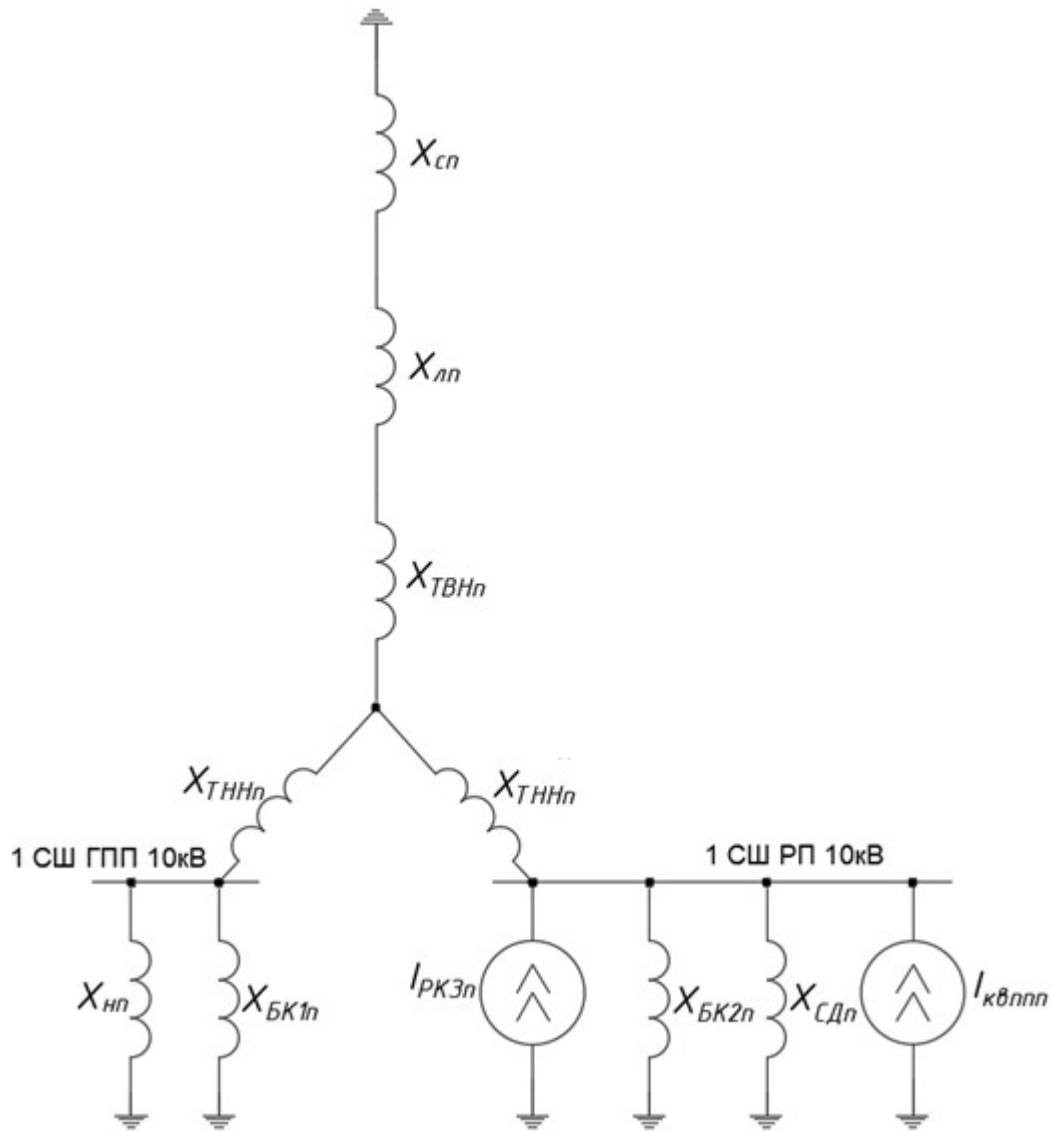


Рисунок 10.2 – Схема замещения системы электроснабжения для расчета ПКЭ

Произведем расчет параметров схемы замещения системы электроснабжения.

Сопротивление энергетической системы:

$$X_{cn} = n \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k} = n \cdot \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{1814,9 \cdot 10^6} = 0,055 \cdot n, \quad (10.1)$$

где n – номер гармоники тока;

$U_{ст}$ – номинальное напряжение ступени, на которой рассматриваются показатели качества электрической энергии, В;

S_k – мощность короткого замыкания, ВА.

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{\text{лн}} = L \cdot x_0 \cdot \frac{U_{\text{ст}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot n = 10,7 \cdot 0,434 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 \cdot n = 0,038 \cdot n, \quad (10.2)$$

где L – длина линии электропередач, км;

x_0 – погонное значение индуктивного сопротивления провода, Ом/км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП, В.

Сопротивление силового трансформатора:

$$X_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ст}}^2}{100 \cdot S_{\text{т.ном}}} \cdot n = \frac{10,5 \cdot 10^8}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} \cdot n = 0,328 \cdot n, \quad (10.3)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжения короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальное напряжение ЛЭП, В.

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$X_{\text{твнн}} = 0,125 \cdot X_{\text{тн}} = 0,041 \cdot n. \quad (10.4)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения:

$$X_{\text{тннн}} = 1,75 \cdot X_{\text{тн}} = 0,574 \cdot n. \quad (10.5)$$

Суммарное сопротивление синхронных двигателей:

$$X_{\text{сдн}} = \frac{17 \cdot n}{S_{\text{сдз}}}, \quad (10.6)$$

где $S_{\text{сдз}} = S_{\text{сд1-2}} + S_{\text{сд3}}$ – суммарная мощность синхронных двигателей, МВА.

$$X_{\text{сдн}} = \frac{17 \cdot n}{2,84 + 0,71} = 4,79 \cdot n.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки:

$$X_{\text{нн}} = \frac{34}{S_{\text{тз}}} \cdot n = 1,89 \cdot n, \quad (10.7)$$

где $S_{\text{тз}}$ – суммарная мощность трансформаторов, МВА.

Сопротивление батареи конденсаторов:

$$X_{\text{BKin}} = -\frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{нсі}} \cdot n}, \quad (10.8)$$

где $Q_{\text{нсі}}$ – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$X_{\text{BK1n}} = \frac{10^8}{2,5 \cdot 10^6 \cdot n} = -\frac{40}{n},$$

$$X_{\text{BK2n}} = \frac{10^8}{0,75 \cdot 10^6 \cdot n} = -\frac{133,3}{n}.$$

Печь РКЗ генерирует в сеть гармоники: 1-25. При этом, токи четных гармоник принимаются равным токам следующих нечетных гармоник.

Токи высших гармоник, генерируемых РКЗ:

$$I_{\text{ркзн}} = \frac{K_{\text{мн}} \cdot S_{\text{пт.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot n^2} = \frac{1,25 \cdot 5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot n^2} = \frac{360,8}{n^2} \text{ А}, \quad (10.9)$$

где $K_{\text{мн}} = 1,25$ – коэффициент максимальной нагрузки;

$S_{\text{пт.ном}}$ – номинальная мощность печного трансформатора, ВА.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками:

$$I_{\text{квппн}} = \frac{S_{\text{п}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot n}, \quad (10.10)$$

где $S_{\text{п}\Sigma} = \sqrt{\sum_1^3 S_{\text{номі}}^2}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА.

$$I_{\text{квппн}} = \frac{S_{\text{п}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot n} = \frac{\sqrt{3 \cdot 494,6^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot n} = \frac{49,46}{n} \text{ А}.$$

Преобразуем схему замещения:

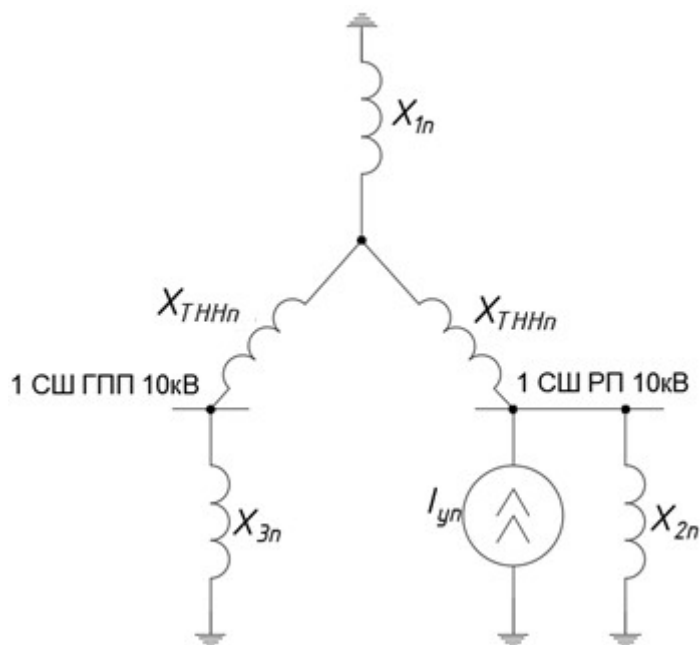


Рисунок 10.3

$$X_{1n} = X_{cn} + X_{лн} + X_{твнн}, \quad (10.11)$$

$$X_{2n} = \frac{X_{сдн} \cdot X_{БК2n}}{X_{сдн} + X_{БК2n}}, \quad (10.12)$$

$$X_{3n} = \frac{X_{нн} \cdot X_{БК1n}}{X_{нн} + X_{БК1n}}. \quad (10.13)$$

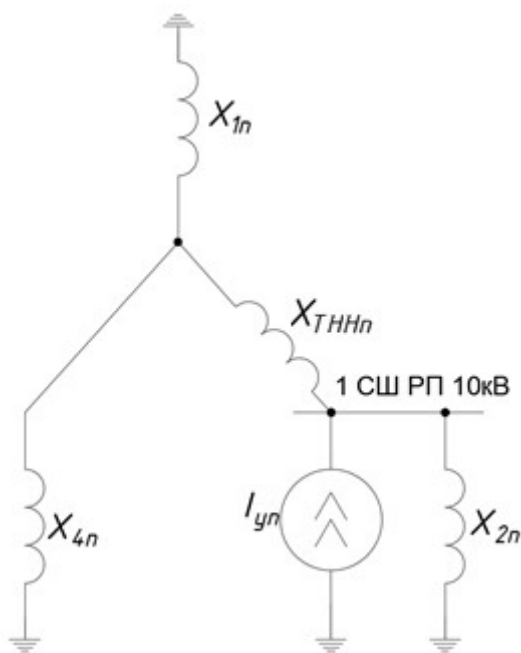


Рисунок 10.4

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

95

$$X_{4n} = X_{3n} + X_{ТННn} \quad (10.14)$$

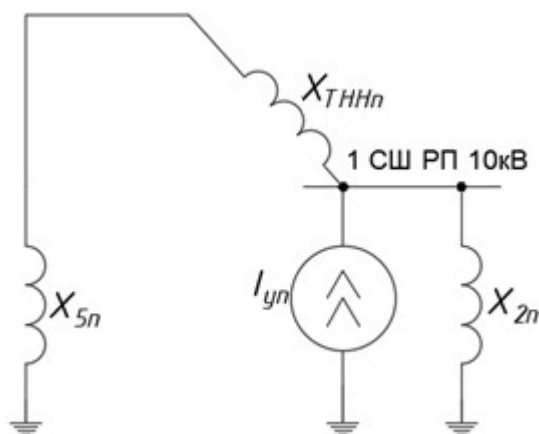


Рисунок 10.5

$$X_{5n} = \frac{X_{4n} \cdot X_{1n}}{X_{4n} + X_{1n}}. \quad (10.15)$$

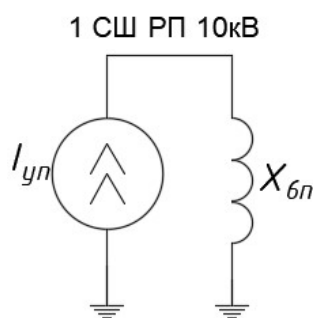


Рисунок 10.6

$$X_{6n} = \frac{X_{2n} \cdot (X_{5n} + X_{ТННn})}{X_{2n} + X_{5n} + X_{ТННn}}. \quad (10.16)$$

Для схемы на рисунке 10.6 напряжение на 1 СШ найду по формуле:

$$U_{рпш1n} = I_{yn} \cdot X_{6n}. \quad (10.17)$$

Показатели качества необходимо определить не только на секции шин с источником искажений, но и в других точках системы. Схемы замещения для расчета показателей качества в других точках системы представлены на рисунке 18.

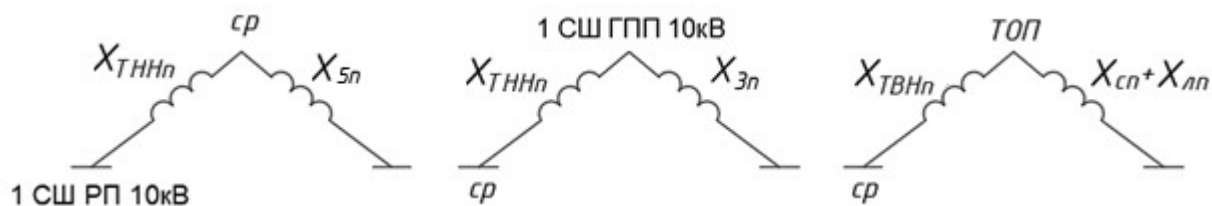


Рисунок 10.7 – Схемы замещения для расчета ПКЭ в других точках

Напряжения гармоник в средней точке схемы:

$$U_{\text{срн}} = \frac{U_{\text{рпсш1н}} \cdot X_{5\text{n}}}{X_{\text{тннн}} + X_{5\text{n}}} \quad (10.18)$$

Напряжения гармоник 1 секции шин ГПП:

$$U_{\text{гппсш1н}} = \frac{U_{\text{срн}} \cdot X_{3\text{n}}}{X_{\text{тннн}} + X_{3\text{n}}} \quad (10.19)$$

Напряжения гармоник в точке общего присоединения:

$$U_{\text{топн}} = \frac{U_{\text{срн}} \cdot (X_{\text{сн}} + X_{\text{лн}})}{X_{\text{твнн}} + (X_{\text{сн}} + X_{\text{лн}})} \quad (10.20)$$

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения, %:

$$K_{(U)_n} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сшн}}}{U_{\text{ст}}} \cdot 100\% \quad (10.21)$$

Суммарный коэффициент гармонических составляющих, %:

$$K_{(U)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_{\text{сшн}}^2}}{U_{\text{ст}}} \cdot 100\% \quad (10.22)$$

Результат расчетов по формулам 10.1-10.16 сведем в таблицу 10.1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 97 |

Таблица 10.1 – Расчет параметров схемы замещения

| n | X _c , Ом | X _л , Ом | X _т , Ом | X _{тв} , Ом | X _{тн} , Ом | X _д , Ом | X _н , Ом | X _{БК1} , Ом | X _{БК2} , Ом |
|----|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | 0,055 | 0,04 | 0,33 | 0,04 | 0,57 | 4,79 | 1,89 | -40,00 | -133,3 |
| 2 | 0,11 | 0,08 | 0,66 | 0,08 | 1,15 | 9,58 | 3,78 | -20,00 | -66,65 |
| 3 | 0,165 | 0,11 | 0,98 | 0,12 | 1,72 | 14,37 | 5,67 | -13,33 | -44,43 |
| 4 | 0,22 | 0,15 | 1,31 | 0,16 | 2,30 | 19,16 | 7,56 | -10,00 | -33,33 |
| 5 | 0,275 | 0,19 | 1,64 | 0,21 | 2,87 | 23,95 | 9,45 | -8,00 | -26,66 |
| 6 | 0,33 | 0,23 | 1,97 | 0,25 | 3,44 | 28,74 | 11,34 | -6,67 | -22,22 |
| 7 | 0,385 | 0,27 | 2,30 | 0,29 | 4,02 | 33,53 | 13,23 | -5,71 | -19,04 |
| 8 | 0,44 | 0,30 | 2,62 | 0,33 | 4,59 | 38,32 | 15,12 | -5,00 | -16,66 |
| 9 | 0,495 | 0,34 | 2,95 | 0,37 | 5,17 | 43,11 | 17,01 | -4,44 | -14,81 |
| 10 | 0,55 | 0,38 | 3,28 | 0,41 | 5,74 | 47,90 | 18,9 | -4,00 | -13,33 |
| 11 | 0,605 | 0,42 | 3,61 | 0,45 | 6,31 | 52,69 | 20,79 | -3,64 | -12,12 |
| 12 | 0,66 | 0,46 | 3,94 | 0,49 | 6,89 | 57,48 | 22,68 | -3,33 | -11,11 |
| 13 | 0,715 | 0,49 | 4,26 | 0,53 | 7,46 | 62,27 | 24,57 | -3,08 | -10,25 |
| 14 | 0,77 | 0,53 | 4,59 | 0,57 | 8,04 | 67,06 | 26,46 | -2,86 | -9,52 |
| 15 | 0,825 | 0,57 | 4,92 | 0,62 | 8,61 | 71,85 | 28,35 | -2,67 | -8,89 |
| 16 | 0,88 | 0,61 | 5,25 | 0,66 | 9,18 | 76,64 | 30,24 | -2,50 | -8,33 |
| 17 | 0,935 | 0,65 | 5,58 | 0,70 | 9,76 | 81,43 | 32,13 | -2,35 | -7,84 |
| 18 | 0,99 | 0,68 | 5,90 | 0,74 | 10,33 | 86,22 | 34,02 | -2,22 | -7,41 |
| 19 | 1,045 | 0,72 | 6,23 | 0,78 | 10,91 | 91,01 | 35,91 | -2,11 | -7,02 |
| 20 | 1,1 | 0,76 | 6,56 | 0,82 | 11,48 | 95,80 | 37,8 | -2,00 | -6,67 |
| 21 | 1,155 | 0,80 | 6,89 | 0,86 | 12,05 | 100,59 | 39,69 | -1,90 | -6,35 |
| 22 | 1,21 | 0,84 | 7,22 | 0,90 | 12,63 | 105,38 | 41,58 | -1,82 | -6,06 |
| 23 | 1,265 | 0,87 | 7,54 | 0,94 | 13,20 | 110,17 | 43,47 | -1,74 | -5,80 |
| 24 | 1,32 | 0,91 | 7,87 | 0,98 | 13,78 | 114,96 | 45,36 | -1,67 | -5,55 |
| 25 | 1,375 | 0,95 | 8,20 | 1,03 | 14,35 | 119,75 | 47,25 | -1,60 | -5,33 |

Продолжение таблицы 10.1

| n | X ₁ , Ом | X ₂ , Ом | X ₃ , Ом | X ₄ , Ом | X ₅ , Ом | X ₆ , Ом |
|----|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 0,13 | 4,97 | 1,98 | 2,56 | 0,13 | 0,61 |
| 2 | 0,27 | 11,19 | 4,66 | 5,81 | 0,26 | 1,25 |
| 3 | 0,40 | 21,24 | 9,87 | 11,59 | 0,39 | 1,92 |
| 4 | 0,54 | 45,08 | 30,98 | 33,28 | 0,53 | 2,66 |
| 5 | 0,67 | 235,61 | -52,14 | -49,27 | 0,68 | 3,50 |
| 6 | 0,80 | -97,88 | -16,18 | -12,73 | 0,86 | 4,50 |
| 7 | 0,94 | -44,07 | -10,06 | -6,04 | 1,11 | 5,80 |
| 8 | 1,07 | -29,48 | -7,47 | -2,88 | 1,71 | 8,01 |
| 9 | 1,21 | -22,56 | -6,02 | -0,85 | -2,88 | 2,54 |
| 10 | 1,34 | -18,47 | -5,07 | 0,67 | 0,44 | 9,30 |
| 11 | 1,47 | -15,74 | -4,41 | 1,91 | 0,83 | 13,09 |
| 12 | 1,61 | -13,77 | -3,91 | 2,98 | 1,04 | 18,71 |
| 13 | 1,74 | -12,28 | -3,52 | 3,94 | 1,21 | 29,52 |
| 14 | 1,88 | -11,10 | -3,20 | 4,83 | 1,35 | 60,93 |
| 15 | 2,01 | -10,14 | -2,94 | 5,67 | 1,48 | 2167,2 |
| 16 | 2,14 | -9,35 | -2,73 | 6,46 | 1,61 | -69,76 |
| 17 | 2,28 | -8,68 | -2,54 | 7,22 | 1,73 | -35,44 |
| 18 | 2,41 | -8,10 | -2,38 | 7,95 | 1,85 | -24,18 |
| 19 | 2,55 | -7,60 | -2,24 | 8,67 | 1,97 | -18,56 |
| 20 | 2,68 | -7,16 | -2,11 | 9,37 | 2,08 | -15,18 |
| 21 | 2,81 | -6,78 | -2,00 | 10,05 | 2,20 | -12,91 |
| 22 | 2,95 | -6,43 | -1,90 | 10,73 | 2,31 | -11,28 |
| 23 | 3,08 | -6,12 | -1,81 | 11,39 | 2,43 | -10,05 |
| 24 | 3,22 | -5,84 | -1,73 | 12,05 | 2,54 | -9,09 |
| 25 | 3,35 | -5,58 | -1,66 | 12,69 | 2,65 | -8,31 |

Результаты расчетов коэффициентов гармонических составляющих сведены в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Результат расчета показателей качества

| n | $I_{ркзн}, A$ | $I_{квппп}, A$ | $I_{\Sigma n}, A$ | $U_{ГППсм1n}, B$ | $U_{РПсм1n}, B$ | $K_{UnГППсм1}, \%$ | $K_{UГППсм1}, \%$ |
|----|---------------|----------------|-------------------|------------------|-----------------|--------------------|-------------------|
| 1 | 360,80 | 49,46 | 364,17 | 31,52 | 223,81 | 0,55 | 6,32 |
| 2 | 40,09 | 24,73 | 47,10 | 8,60 | 58,77 | 0,15 | |
| 3 | 40,09 | 16,49 | 43,35 | 13,04 | 83,21 | 0,23 | |
| 4 | 14,43 | 12,37 | 19,00 | 8,78 | 50,50 | 0,15 | |
| 5 | 14,43 | 9,89 | 17,50 | 12,39 | 61,18 | 0,21 | |
| 6 | 7,36 | 8,24 | 11,05 | 12,61 | 49,74 | 0,22 | |
| 7 | 7,36 | 7,07 | 10,20 | 21,35 | 59,23 | 0,37 | |
| 8 | 4,45 | 6,18 | 7,62 | 42,96 | 61,05 | 0,74 | |
| 9 | 4,45 | 5,50 | 7,07 | -160,60 | 17,95 | -2,78 | |
| 10 | 2,98 | 4,95 | 5,78 | -29,43 | 53,70 | -0,51 | |
| 11 | 2,98 | 4,50 | 5,40 | -18,99 | 70,61 | -0,33 | |
| 12 | 2,13 | 4,12 | 4,64 | -15,00 | 86,86 | -0,26 | |
| 13 | 2,13 | 3,80 | 4,36 | -16,01 | 128,81 | -0,28 | |
| 14 | 1,60 | 3,53 | 3,88 | -22,56 | 236,41 | -0,39 | |
| 15 | 1,60 | 3,30 | 3,67 | -606,76 | 7946,19 | -10,51 | |
| 16 | 1,25 | 3,09 | 3,33 | 14,63 | -232,57 | 0,25 | |
| 17 | 1,25 | 2,91 | 3,17 | 5,95 | -112,20 | 0,10 | |
| 18 | 1,00 | 2,75 | 2,92 | 3,21 | -70,71 | 0,06 | |
| 19 | 1,00 | 2,60 | 2,79 | 2,04 | -51,76 | 0,04 | |
| 20 | 0,82 | 2,47 | 2,60 | 1,37 | -39,54 | 0,02 | |
| 21 | 0,82 | 2,36 | 2,49 | 0,99 | -32,20 | 0,02 | |
| 22 | 0,68 | 2,25 | 2,35 | 0,73 | -26,51 | 0,01 | |
| 23 | 0,68 | 2,15 | 2,26 | 0,56 | -22,68 | 0,01 | |
| 24 | 0,58 | 2,06 | 2,14 | 0,43 | -19,45 | 0,01 | |
| 25 | 0,58 | 1,98 | 2,06 | 0,35 | -17,12 | 0,01 | |

Продолжение таблицы 10.2

| n | $K_{UnP\text{см1}}, \%$ | $K_{UP\text{см1}}, \%$ | $U_{н\text{СР}}, \text{В}$ | $U_{н\text{ТОП}}, \text{В}$ | $K_{Un\text{ТОП}}, \%$ | $K_{У\text{ТОП}}, \%$ |
|----|-------------------------|------------------------|----------------------------|-----------------------------|------------------------|-----------------------|
| 1 | 3,88 | 79,58 | 40,63 | 28,20 | 0,49 | 8,12 |
| 2 | 1,02 | | 10,72 | 7,44 | 0,13 | |
| 3 | 1,44 | | 15,32 | 10,63 | 0,18 | |
| 4 | 0,87 | | 9,43 | 6,55 | 0,11 | |
| 5 | 1,06 | | 11,71 | 8,13 | 0,14 | |
| 6 | 0,86 | | 9,92 | 6,89 | 0,12 | |
| 7 | 1,03 | | 12,82 | 8,90 | 0,15 | |
| 8 | 1,06 | | 16,55 | 11,49 | 0,20 | |
| 9 | 0,31 | | -22,70 | -15,76 | -0,27 | |
| 10 | 0,93 | | 3,86 | 2,68 | 0,05 | |
| 11 | 1,22 | | 8,22 | 5,70 | 0,10 | |
| 12 | 1,50 | | 11,44 | 7,94 | 0,14 | |
| 13 | 2,23 | | 17,95 | 12,46 | 0,22 | |
| 14 | 4,09 | | 34,03 | 23,62 | 0,41 | |
| 15 | 137,63 | | 1168,03 | 810,65 | 14,04 | |
| 16 | -4,03 | | -34,68 | -24,07 | -0,42 | |
| 17 | -1,94 | | -16,91 | -11,74 | -0,20 | |
| 18 | -1,22 | | -10,74 | -7,46 | -0,13 | |
| 19 | -0,90 | | -7,91 | -5,49 | -0,10 | |
| 20 | -0,68 | | -6,08 | -4,22 | -0,07 | |
| 21 | -0,56 | | -4,97 | -3,45 | -0,06 | |
| 22 | -0,46 | | -4,10 | -2,85 | -0,05 | |
| 23 | -0,39 | | -3,52 | -2,44 | -0,04 | |
| 24 | -0,34 | | -3,03 | -2,10 | -0,04 | |
| 25 | -0,30 | | -2,67 | -1,85 | -0,03 | |

Сведем результаты расчетов в отдельные таблицы и сравним с нормативными. Для СШ 1 ГПП по ГОСТ 51317.2.4-2000 – класс электромагнитной совместимости 2, для СШ 1 РП – 3 класс. Нормативные значения для точки общего присоединения смотрим по ГОСТ 32144-2013.

Таблица 10.3 – Коэффициенты гармонических составляющих

| Номер гар- моники | СШ 1 ГПП | | СШ 1 РП | | ТОП | |
|----------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------|--------------------------------|-----------------------|------------------------------|
| | Расчетное значение | Норматив- ное значе- ние | Расчетное значение | Норма- тивное - значение | Расчетное значение | Норматив- ное значение |
| | $K_{UnГППсм1}, \%$ | | $K_{UnРПсм1}, \%$ | | $K_{UnТОП}, \%$ | |
| 2 | 0,15 | 1,5 | 1,02 | 3 | 0,13 | 0,5 |
| 3 | 0,23 | 3 | 1,44 | 6 | 0,18 | 1,5 |
| 4 | 0,15 | 0,7 | 0,87 | 1,5 | 0,11 | 0,3 |
| 5 | 0,21 | 4 | 1,06 | 8 | 0,14 | 1,5 |
| 6 | 0,22 | 0,3 | 0,86 | 1 | 0,12 | 0,2 |
| 7 | 0,37 | 3 | 1,03 | 7 | 0,15 | 1 |
| 8 | 0,74 | 0,3 | 1,06 | 1 | 0,20 | 0,2 |
| 9 | -2,78 | 1 | 0,31 | 2,5 | -0,27 | 0,4 |
| 10 | -0,51 | 0,3 | 0,93 | 1 | 0,05 | 0,2 |
| 11 | -0,33 | 2 | 1,22 | 5 | 0,10 | 1 |
| 12 | -0,26 | 0,2 | 1,50 | 1 | 0,14 | 0,2 |
| 13 | -0,28 | 2 | 2,23 | 4,5 | 0,22 | 0,7 |
| 14 | -0,39 | 0,2 | 4,09 | 1 | 0,41 | 0,2 |
| 15 | -10,51 | 0,3 | 137,63 | 2 | 14,04 | 0,2 |
| 16 | 0,25 | 0,2 | -4,03 | 1 | -0,42 | 0,2 |
| 17 | 0,10 | 1,5 | -1,94 | 4 | -0,20 | 0,5 |
| 18 | 0,06 | 0,2 | -1,22 | 1 | -0,13 | 0,2 |
| 19 | 0,04 | 1 | -0,90 | 4 | -0,10 | 0,4 |
| 20 | 0,02 | 0,2 | -0,68 | 1 | -0,07 | 0,2 |
| 21 | 0,02 | 0,2 | -0,56 | 1,75 | -0,06 | 0,2 |
| 22 | 0,01 | 0,2 | -0,46 | 1 | -0,05 | 0,2 |
| 23 | 0,01 | 1 | -0,39 | 3,5 | -0,04 | 0,4 |
| 24 | 0,01 | 0,2 | -0,34 | 1 | -0,04 | 0,2 |
| 25 | 0,01 | 1 | -0,30 | 3,5 | -0,03 | 0,4 |

Таблица 10.4 – Суммарные коэффициенты гармонических составляющих

| | $K_{УГППсм1}, \%$ | $K_{УРПсм1}, \%$ | $K_{УТОП}, \%$ |
|----------------------|-------------------|------------------|----------------|
| Расчетное значение | 6,32 | 79,6 | 8,12 |
| Нормативное значение | 5 | 10 | 2 |

Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения для сети 10 кВ равняется 5%. Посчитанный ранее суммарный коэффициент гармонических составляющих не проходит по этому критерию.

Как видно из таблицы 15, коэффициенты гармонических составляющих напряжения для 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 16, 18 гармоник не проходят по нормально до-

пустимым значениям. Необходимо снижать уровень высших гармоник напряжения, используя фильтры высших гармоник.

Выберем к установке пассивный фильтр для 2 гармоник.

Коэффициент повышения напряжения на конденсаторе считается по формуле:

$$a = \frac{n^2}{n^2 - 1}, \quad (10.23)$$

где n – номер гармоники.

Так для 2 гармоник:

$$a = \frac{2^2}{2^2 - 1} = 1,333.$$

Напряжение основной частоты на конденсаторе определяется как:

$$U_{1c} = \frac{aU_{сш}}{\sqrt{3}}. \quad (10.24)$$

Для 2 гармоник:

$$U_{1c} = \frac{1,333 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7,7 \text{ кВ.}$$

Далее необходимо произвести выбор номинального напряжения конденсатора из условия, что $U_{1c} \leq U_{\text{ном.бк}} \leq 1,3 \cdot U_{1c}$, то есть для 2 гармоник $7,7 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном.бк}} \leq 10 \text{ кВ}$. Принимаем к установке конденсаторы $U_{\text{ном.бк}} = 9 \text{ кВ}$.

Коэффициент загрузки конденсатора по напряжению основной частоты:

$$0,77 \leq C_{u1} = \frac{U_{1c}}{U_{\text{ном.бк}}} < 1. \quad (10.25)$$

Так, для 2 гармоник:

$$C_{u1} = \frac{7,7}{9} = 0,86.$$

Коэффициент загрузки по напряжению проходит по условию (10.25).

Коэффициент загрузки конденсатора по полному току:

$$C_i = \frac{1}{C_{u1}} \leq C_{\text{идоп}} = 1,3. \quad (10.26)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 103 |

Для 2 гармоники:

$$C_i = \frac{1}{0,86} = 1,16 < 1,3.$$

Коэффициент загрузки по полному току проходит по условию (10.26).

Коэффициент загрузки конденсатора по току гармоники:

$$C_{in} = \sqrt{C_i^2 - C_{u1}^2} \leq \sqrt{C_{идоп}^2 - C_{u1}^2} = C_{индоп}. \quad (10.27)$$

Для 2 гармоники:

$$C_{in} = \sqrt{1,16^2 - 0,86^2} = 0,778 \leq \sqrt{1,3^2 - 0,86^2} = 0,97.$$

Коэффициент загрузки по току гармоники проходит по условию (10.27).

Мощность конденсатора по условию эффективности поглощения тока гармоники определяется по формуле:

$$Q_{бк} = K_p \cdot S_{кз}, \quad (10.28)$$

где $K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $n = 5$, $K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $n = 7$, $K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $n = 11, 13$;
 $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания в месте установки бк.

Мощность КЗ определяется по формуле:

$$S_{кз} = \frac{U^2}{X_1} = \frac{10^2}{0,61} = 163,9 \text{ МВА}. \quad (10.29)$$

То есть для 2 гармоники:

$$Q_{бк} = 0,45 \cdot 10^{-2} \cdot 163900 = 737,55 \text{ кВар}.$$

Мощность конденсатора по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{бк} \geq \frac{3 \cdot U_{ном.бк} \cdot K_{in} \cdot I_n}{C_{in}}, \quad (10.30)$$

где K_{in} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, можно принять равным 1,3-1,4.

Таким образом, для 6 гармоники:

$$Q_{бк} = \frac{3 \cdot 9 \cdot 1,3 \cdot 47,1}{0,778} = 2125 \text{ кВар}.$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 104 |

Из полученных значений выбирается наибольшее, то есть для 2 гармоники принимаем $Q_{\text{ном.бк}} = 2200$ кВар.

Номинальный ток конденсаторной установки (при подключении конденсаторов по схеме звезды) определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{Q_{\text{ном.бк}}}{3U_{\text{ном.бк}}}. \quad (10.31)$$

Для 2 гармоники:

$$I_{\text{ном.бк}} = \frac{2200}{3 \cdot 9} = 81,5 \text{ А.}$$

Компенсирующая способность фильтра:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.бк}} \cdot C_{\text{у1}}^2. \quad (10.32)$$

Для 2 гармоники:

$$Q_{1\phi} = 2200 \cdot 0,86^2 = 1627,1 \text{ кВар.}$$

Необходимая дополнительная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{необх}} - Q_{1\phi}. \quad (10.33)$$

В нашем случае, в дополнительной мощности компенсирующих устройств нет необходимости. Характеристическое сопротивление фильтра:

$$\rho = \frac{3U_{\text{ном.бк}}^2}{Q_{\text{ном.бк}} \cdot n}. \quad (10.34)$$

То есть для 2 гармоники:

$$\rho = \frac{3 \cdot 9^2}{2,2 \cdot 2} = 55,23 \text{ Ом.}$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра:

$$U_{\text{пбк.макс}} = U_{\text{пр}} = I_{\text{ном.бк}} \cdot C_{\text{индоп}} \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (10.35)$$

Для 2 гармоники:

$$U_{\text{пбк.макс}} = 81,5 \cdot 0,97 \cdot 55,23 \cdot 10^{-3} = 4,36 \text{ кВ.}$$

Максимальное полное напряжение на конденсаторе фильтра:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 105 |

$$U_{\text{бк.макс}} = \sqrt{U_{1\text{бк}}^2 + U_{\text{пбк.макс}}^2} \quad (10.36)$$

Для 2 гармоники:

$$U_{\text{бк.макс}} = \sqrt{7,7^2 + 4,36^2} = 8,85 \text{ кВ.}$$

Проверка правильности выбора номинального напряжения конденсатора: $U_{\text{бк.макс}} \leq U_{\text{ном.бк}}$. Для 2 гармоники $8,85 < 9$, следовательно номинальное напряжение конденсатора выбрано правильно.

Фактический коэффициент загрузки конденсатора по току гармоники:

$$C_{\text{инф}} = \frac{I_n K_{\text{ин}}}{I_{\text{ном.бк}}} \quad (10.37)$$

Для 2 гармоники:

$$C_{\text{инф}} = \frac{47,59 \cdot 1,4}{81,5} = 0,82.$$

Произведем выбор реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте:

$$X_{1p} = \frac{\rho}{n} \quad (10.38)$$

Для 2 гармоники:

$$X_{1p} = \frac{55,23}{2} = 27,62 \text{ Ом.}$$

Номинальный ток реактора фильтра:

$$I_{\text{ном.р}} \geq C_{\text{идоп}} \cdot I_{\text{ном.бк}} \quad (10.39)$$

Для 2 гармоники:

$$I_{\text{ном.р}} \geq 0,97 \cdot 85,1 = 82,5 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реактор с $I_{\text{ном.р}} = 95 \text{ А}$.

Напряжение основной частоты на реакторе:

$$U_{1p} = \frac{1}{n^2 - 1} \cdot \frac{U_{\text{сш}}}{\sqrt{3}} \quad (10.40)$$

Для 2 гармоники:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 106 |

$$U_{1p} = \frac{1}{2^2 - 1} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} = 1,92 \text{ кВ.}$$

Максимальное полное напряжение на реакторе:

$$U_{p.\text{макс}} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{пбк.\text{макс}}^2} \quad (10.41)$$

Для 2 гармоники:

$$U_{p.\text{макс}} = \sqrt{1,92^2 + 4,36^2} = 4,76 \text{ В.}$$

Номинальное напряжение реактора должно удовлетворять условию: $U_{\text{ном.р}} \geq U_{p.\text{макс}}$. Для гармоники принимаем реактор с $U_{\text{ном.р}} = 6 \text{ кВ.}$ (РФОС-200/6-3 УХЛ1)

Пересчитаем показатели качества по формулам (10.18-10.22) и занесем результаты в таблицу 10.5.

$$X_{\text{бк.ф}} = -\frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}^2}{Q_{\text{бк}}} = -\frac{3 \cdot 9^2}{2,2} = -110,45 \text{ Ом.}$$

Таблица 10.5 – Расчетные данные для высших гармоник при использовании фильтра 2 гармоники

| Номер гар- моники | СШ 1 ГПП | | СШ 1 РП | | ТОП | |
|----------------------|---------------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|
| | Расчетное значение | Нормативное значение | Расчетное значение | Нормативное значение | Расчетное значение | Нормативное значение |
| | $K_{\text{UnГППсш1}}, \%$ | | $K_{\text{UnРПсш1}}, \%$ | | $K_{\text{UnТОП}}, \%$ | |
| 2 | 0,00 | 1,5 | 0,01 | 3 | 0,00 | 0,5 |
| 3 | 0,21 | 3 | 1,33 | 6 | 0,17 | 1,5 |
| 4 | 0,14 | 0,7 | 0,79 | 1,5 | 0,10 | 0,3 |
| 5 | 0,18 | 4 | 0,91 | 8 | 0,12 | 1,5 |
| 6 | 0,18 | 0,3 | 0,70 | 1 | 0,10 | 0,2 |
| 7 | 0,28 | 3 | 0,77 | 7 | 0,12 | 1 |
| 8 | 0,49 | 0,3 | 0,70 | 1 | 0,13 | 0,2 |
| 9 | -0,89 | 1 | 0,26 | 2,5 | -0,23 | 0,4 |
| 10 | -0,29 | 0,3 | 0,54 | 1 | 0,03 | 0,2 |
| 11 | -0,15 | 2 | 0,58 | 5 | 0,05 | 1 |
| 12 | -0,09 | 0,2 | 0,55 | 1 | 0,05 | 0,2 |
| 13 | -0,07 | 2 | 0,56 | 4,5 | 0,05 | 0,7 |
| 14 | -0,05 | 0,2 | 0,54 | 1 | 0,05 | 0,2 |
| 15 | -0,04 | 0,3 | 0,55 | 2 | 0,06 | 0,2 |
| 16 | -0,03 | 0,2 | 0,53 | 1 | 0,06 | 0,2 |
| 17 | -0,03 | 1,5 | 0,54 | 4 | 0,06 | 0,5 |
| 18 | -0,02 | 0,2 | 0,53 | 1 | 0,06 | 0,2 |
| 19 | -0,02 | 1 | 0,53 | 4 | 0,06 | 0,4 |
| 20 | -0,02 | 0,2 | 0,52 | 1 | 0,06 | 0,2 |

Продолжение таблицы 10.5

| Номер гар- моники | СШ 1 ГПП | | СШ 1 РП | | ТОП | |
|----------------------|--------------------|----------------------|--------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
| | Расчетное значение | Нормативное значение | Расчетное значение | Нормативное значение | Расчетное значение | Нормативное значение |
| | $K_{UnГППсм1}, \%$ | | $K_{UnРПсм1}, \%$ | | $K_{UnТОП}, \%$ | |
| 21 | -0,02 | 0,2 | 0,53 | 1,75 | 0,06 | 0,2 |
| 22 | -0,01 | 0,2 | 0,52 | 1 | 0,06 | 0,2 |
| 23 | -0,01 | 1 | 0,52 | 3,5 | 0,06 | 0,4 |
| 24 | -0,01 | 0,2 | 0,52 | 1 | 0,06 | 0,2 |
| 25 | -0,01 | 1 | 0,52 | 3,5 | 0,06 | 0,4 |

Таблица 10.6 – Суммарные коэффициенты гармонических составляющих

| | $K_{УГППсм1}, \%$ | $K_{УРПсм1}, \%$ | $K_{УТОП}, \%$ |
|----------------------|-------------------|------------------|----------------|
| Расчетное значение | 1,43 | 1,78 | 0,25 |
| Нормативное значение | 5 | 10 | 2 |

Как видно из рассчитанных данных, коэффициенты всех гармонических составляющих напряжения, а также суммарный коэффициент гармонических составляющих находятся в пределах нормально допустимых значений. Следовательно, установка фильтра 2 гармоники улучшило показатели качества, и в установке каких-либо еще устройств, улучшающих показатели качества, нет необходимости.

10.2 Расчёт несимметрии напряжения

Согласно ГОСТ 51317.2.4-2000 допустимое значение несимметрии напряжений равно 3%.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности можно вычислить по формуле:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (10.42)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по формуле:

$$U_2 = I_2 \cdot X_{кз}, \quad (10.43)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;

$X_{кз}$ –сопротивление короткого замыкания в точке подключения РКЗ, Ом.

Сопротивление короткого замыкания:

$$X_{кз} = \frac{U_{ст}^2}{S_{кз}}, \quad (10.44)$$

где $U_{ст}$ – номинальное напряжение сети в точке КЗ, В;

$S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения ДСП к сборным шинам, ВА.

$$X_{кз} = \frac{10^8}{282,1 \cdot 10^6} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Ток обратной последовательности определяется по формуле:

$$I_2 = \frac{P_{п}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (10.45)$$

где $P_{п}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность:

$$P_{п} = P_{п}^{\cdot} + P_{п}^{\cdot\cdot}, \quad (10.46)$$

где $P_{п}^{\cdot}$ – мощность мертвой фазы, Вт;

$P_{п}^{\cdot\cdot}$ – мощность дикой фазы, Вт.

Мощность мертвой и дикой фазы соответственно:

$$P_{п}^{\cdot} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{кз}}{6} \right), \quad (10.47)$$

$$P_{п}^{\cdot\cdot} = P_{ном} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{кз}}{6} \right), \quad (10.48)$$

где $\xi_{кз}$ – коэффициент неравномерности нагрузки короткой сети, $\xi_{кз} = 0,3$.

$$P_{п}^{\cdot} = 4500 \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 1275 \text{ кВт},$$

$$P_{п}^{\cdot\cdot} = 4500 \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 1725 \text{ кВт.}$$

$$I_2 = \frac{(1275 + 1725) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 192,5 \text{ А.}$$

Напряжение обратной последовательности:

$$U_2 = 192,5 \cdot 0,35 = 67,4 \text{ В.}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 109 |

Коэффициент несимметрии:

$$K_{2U} = \frac{67,4}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,67\% < 3\%.$$

10.3 Расчёт колебаний напряжения

Для резкопеременной нагрузки:

$$\delta U_t = \frac{1,25 \cdot S_{\text{пт.ном}}}{S_{\text{кз}}} \cdot 100\%, \quad (10.49)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность КЗ в точке подключения ДСП, ВА.

$$\delta U_{\text{тРПсм1}} = \frac{1,25 \cdot 5000 \cdot 10^3}{282,1 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 2,22\% < 10\%.$$

Рассчитаем колебания напряжения в других точках системы аналогично по формулам 10.18-10.20:

$$\delta U_{\text{тСР}} = \frac{2,22 \cdot 0,13}{0,13 + 0,57} = 0,41\%,$$

$$\delta U_{\text{тГППсм1}} = \frac{0,41 \cdot 1,98}{0,57 + 1,98} = 0,32\% < 1\%,$$

$$\delta U_{\text{тТОП}} = \frac{0,41 \cdot (0,055 + 0,04)}{0,04 + 0,055 + 0,04} = 0,29\% < 1\%.$$

Нормативное значение для СШ1 РП составляет 10%, для СШ1 ГПП и ТОП 1%. Полученные значения удовлетворяют нормам.

10.4 Расчет провала напряжения при пуске высоковольтных двигателей

Пусковая мощность двигателей, ВА [34]:

$$S_{\text{пз}} = \sum_{i=1}^i \frac{n_i \cdot P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{п}i}}{\cos \varphi_{\text{ном}i} \cdot \eta_i}, \quad (10.50)$$

где $P_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность двигателя, Вт;

$K_{\text{п}i}$ – кратность пускового тока;

η_i – КПД двигателя.

Эквивалентная пусковая мощность, ВА:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 110 |

$$S_{пз} = \sqrt{P_H^2 + (S_{п} + Q_H)^2}, \quad (10.51)$$

где P_H – активная мощность нагрузки, подключенной к рассм. узлу, Вт;

$S_{п}$ – пусковая мощность электродвигателей, ВА;

Q_H – реактивная мощность нагрузки, подключенной к рассм. узлу, вар.

Эквивалентное сопротивление секции шин, Ом:

$$X_{пз} = \frac{U_{сш}^2}{S_{пз}}. \quad (10.52)$$

Остаточное напряжение на секции шин, В:

$$U_{ост} = U_{сш} \frac{X_{пз}}{X_c + X_{вл} + X_T + X_{пз}}. \quad (10.53)$$

$$S_{пз} = \frac{2 \cdot 1600 \cdot 6,5}{0,9 \cdot 0,785} + \frac{800 \cdot 6}{0,9 \cdot 0,75} = 36552 \text{ кВА},$$

$$S_{пз} = \sqrt{11,1^2 + (36,55 + 5,29)^2} = 43,3 \text{ МВА},$$

$$X_{пз} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{43,3 \cdot 10^6} = 2,31 \text{ Ом}.$$

$$U_{ост} = 10 \cdot 10^3 \frac{2,31}{0,055 + 0,04 + 0,33 + 0,292 + 2,31} = 7,63 \text{ кВ}.$$

Провал напряжения при пуске двигателя:

$$\frac{10 - 7,63}{10} \cdot 100 = 23,7 \text{ \%}.$$

В данном случае провал напряжения достигает 23,7%, следовательно, требуется установить устройства плавного пуска. Для пуска СД1-2 применим устройство СПРИНТ-В-Р-1600-10-115 производителя РУСЭЛТ[2].

Выводы по разделу 10

В этом пункте произведен расчет показателей качества электрической энергии, приняты меры по улучшению качества. А именно – установка фильтрокомпенсирующих устройств для токов 2 гармоника мощностью 2200 квар, принято к установке устройство плавного пуска для двигателей СД1-2.

Рассчитанные показатели качества электрической энергии находятся в пределах допустимых норм, в соответствии с ГОСТ 51314.2.4-2000 и ГОСТ 32144-2013.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 111 |

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА 6 КВ

11.1 Организация релейной защиты

На рисунке 11.1 приведена принципиальная электрическая схема распределительной сети напряжением 6 кВ, которая питается от подстанции напряжением 110/6 кВ.

Высоковольтный распределительный пункт РП напряжением 6 кВ питается по кабельным линиям КЛ1 и КЛ2, каждая из которых состоит из двух параллельных кабелей сечением по 185 мм². Рабочий ток кабельной линии КЛ1 принят равным длительно допустимому току $I_{РАБ.МАКС.Q10} = 2 \cdot I_{ДЛ.ДОП} = 2 \cdot 390 = 780 \text{ А}$ двух параллельно включенных кабелей этой линии [35, табл. 1.3.13]. Максимальный рабочий ток секционного выключателя Q14 РП принят равным $I_{РАБ.МАКС.Q14} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.Q10}$ кабельной линии. Коэффициент самозапуска на этом уровне СЭС примем равным $K_{СЗП} = 1,5$, с учётом этого пиковый ток составит $I_{ПИК.Q10} = 1170 \text{ А}$ и $I_{ПИК.Q14} = 819 \text{ А}$.

К защитам, установленным в РП, следует отнести, как показано на рисунке 11.2:

- защиты, стоящие в начале линий, отходящих от РП;
- защиты, стоящие на секционном выключателе;
- защиты, стоящие в начале и конце линии, питающей РП.

Согласно ПУЭ [6], защита линии должна выполняться двухступенчатой, т.е. иметь селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку.

Релейная защита в конце линии выполняется такой же, что и в начале линии. При этом должна быть выполнена отстройка во времени срабатывания защиты, установленной в начале линии по отношению к защите, стоящей в конце линии.

Исходные и последующие расчетные данные сведены в таблицу 11.4. Последующие расчетные данные будут сводиться в эту же таблицу.

Все расчеты проведены по методике, описанной в [35, п. 16-17].

В таблице 11.1 представлены расчеты токов КЗ.

Таблица 11.1– Данные расчетов токов КЗ в электрической сети напряжением 6 кВ

| | Место точек расчета короткого замыкания | | |
|---|---|-------|-------|
| | В | Г | Д |
| Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА | 36,14 | 29,7 | 22 |
| Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА | 29,3 | 20,84 | 16,23 |

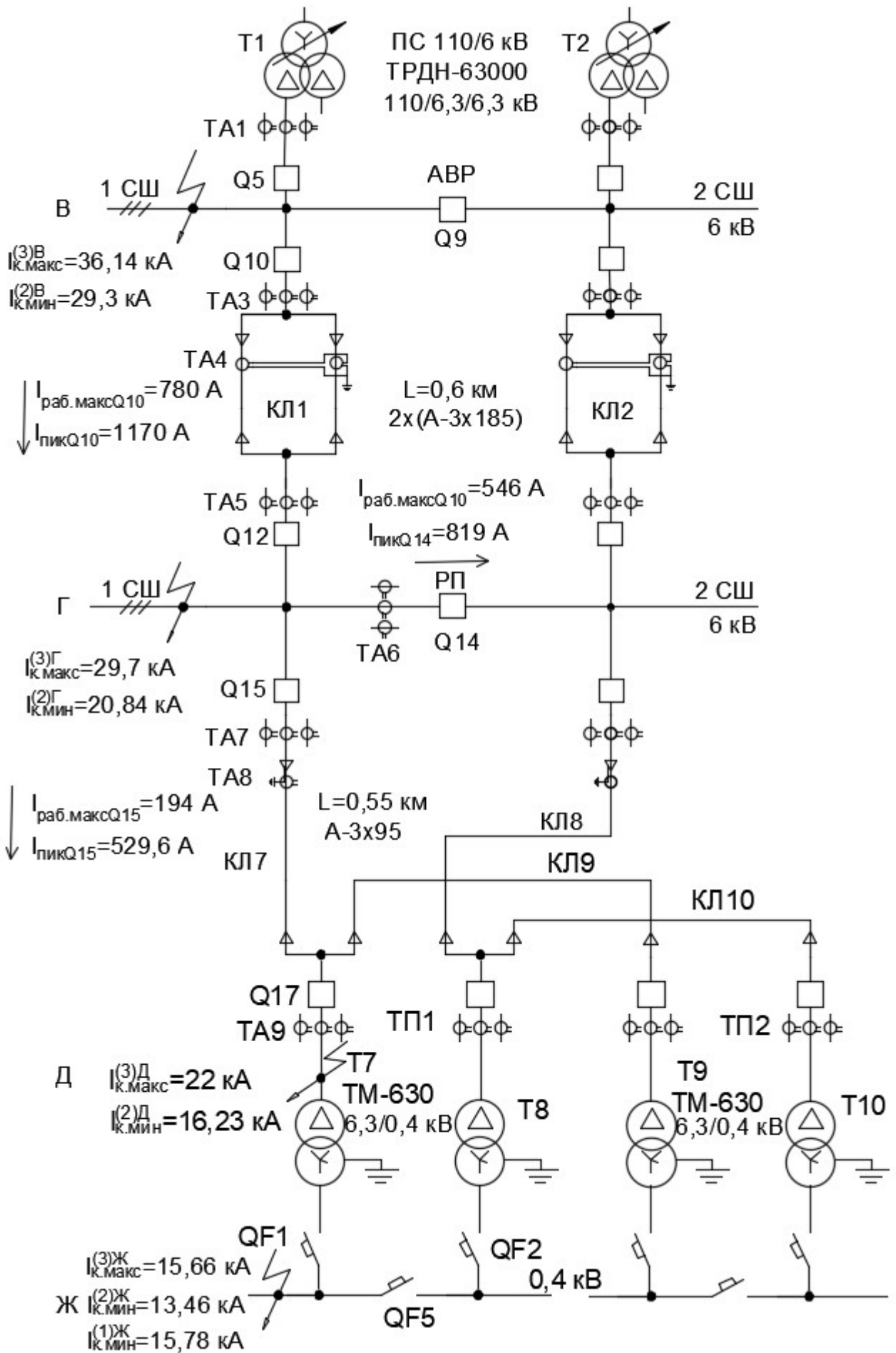


Рисунок 11.1 – Электрическая схема распределительной сети напряжением 6 кВ

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

113

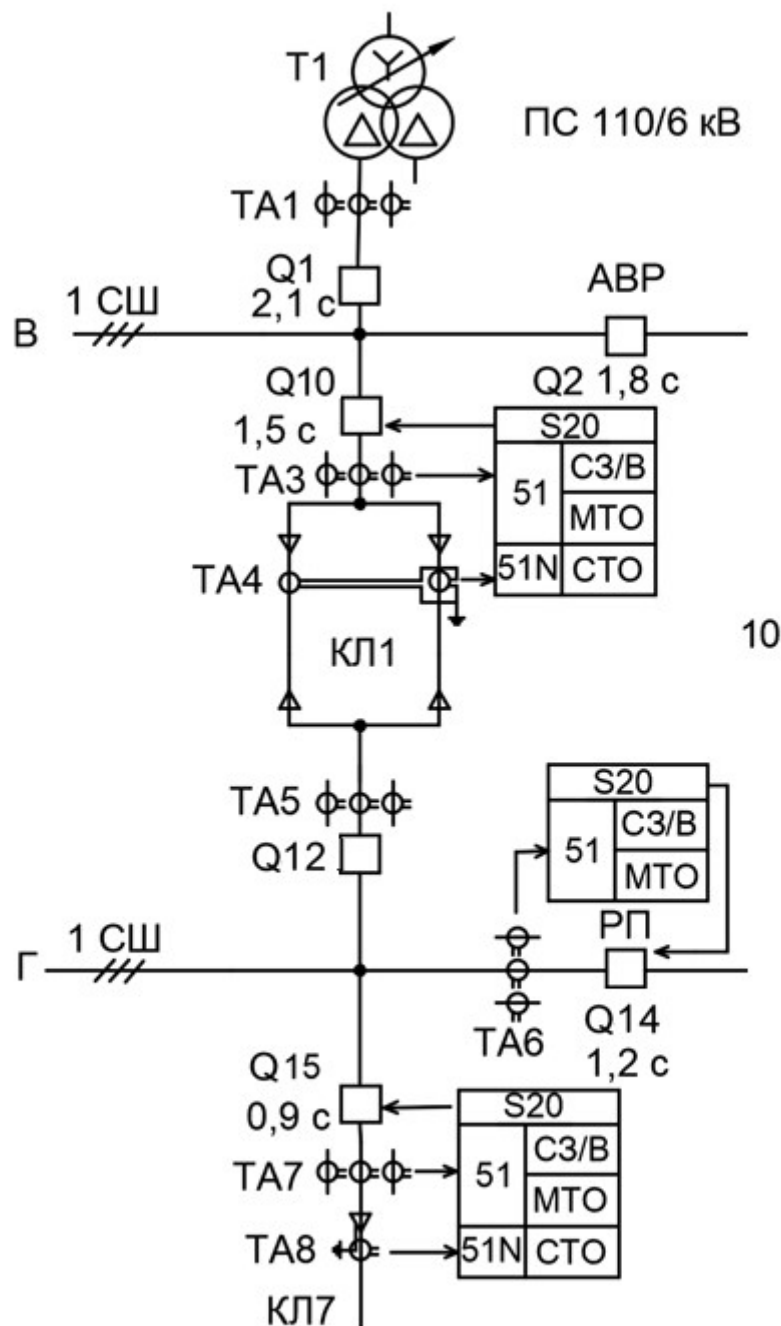


Рисунок 11.2 – Организация релейной защиты РП 6 кВ

11.2 Защита кабельной линии КЛ7, отходящей от РП

Защита, установленная на выключателе Q15, питающая трансформаторную подстанцию. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией SchneiderElectric.

Согласно ПУЭ [6], отходящая от РП линия должна иметь две степени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсекку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две степени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20 (рисунок 11.3), а защита от ОЗЗ – функции 51N.

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

114



Рисунок 11.3 – Внешний вид устройства SchneiderElectricSepamS20

11.2.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{ПИК}}$ (формула 11.1):

$$I_{\text{С.СЗ.Q15}} = I_{\text{sd.Q15}} = \frac{K_{\text{Н.0}}}{K_{\text{В}}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.Q15}}^{\text{ВН}}, \quad (11.1)$$

где $K_{\text{Н.0}}$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты,

$$K_{\text{Н.0}} = 1,1;$$

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата защиты, $K_{\text{В}} = 0,935$;

$K_{\text{СЗП}}$ – коэффициент самозапуска, $K_{\text{СЗП}} = 2,73$.

$$I_{\text{sd.Q15}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 2,73 \cdot 194 = 623,1 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q15 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты $I_{\text{sd.Q17}}$ (формула 11.2):

$$I_{\text{sd.Q15}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{sd.Q17}}, \quad (11.2)$$

где $K_{\text{Н.СОГЛ}} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования.

$$I_{\text{sd.Q15}} = 1,3 \cdot 329,3 = 428,1 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{\text{sd.Q15}} = 623,1 \text{ А}$.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 115 |

Уставка времени селективной защиты $t_{sd.Q15}$ на выключателе Q15 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q17 $t_{sd.Q17}$ (формула 11.3):

$$t_{sd.Q15} = t_{sd.Q17} + \Delta t, \quad (11.3)$$

где Δt – ступень селективности по времени, $\Delta t = 0,3$ с.

$$t_{sd.Q15} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 в минимальном режиме и вычисляется по выражению 7.4:

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q15}} > K_{ч.ДОП} = 1,5, \quad (11.4)$$

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q15}} = \frac{16230}{623,1} = 26 > K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I_{К.МИН}^{(1)Ж}$ или $I_{К.МИН}^{(2)Ж}$ за трансформатором Т7 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{К.МИН}^{(2)Ж} = 13460$ А:

$$K_{ч.КЗ}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{К.МИН}^{(2)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{sd.Q15} \cdot K_U} < K_{ч.ДОП} = 1,2, \quad (11.5)$$

$$K_{ч.КЗ}^{(2)} = \frac{2 \cdot 13460}{\sqrt{3} \cdot 623,1 \cdot 15} = 1,66 > K_{ч.ДОП} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на выключателе Q15 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7 и чувствует минимальный ток КЗ за трансформатором Т7.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

Терминалы Seram имеют несколько типов кривых отключения, определяемых с помощью уравнений и установленных в соответствии со стандартами различных организаций, например, кривые:

SIT – обратно зависимая выдержка (standardinversetime);

VIT – очень обратно зависимая выдержка (veryinversetime);

EIT – чрезвычайно обратно зависимая выдержка (extremelyinversetime).

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 116 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | | | | |

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$ [35, табл. 15.8].

При уставке тока $I_{sd.Q15} = 623,1$ А кривая должна пройти через точку Q15 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q15} = 0,9$ с при токе $I_{*}^{Q15} = 10 \cdot I_{sd.Q15} = 6231$ А.

Используя выражение 11.6, рассчитываем коэффициент T_{MS}^D для кривой, проходящей через точку Д:

$$T_{MS}^D = \frac{t(I_*^D) \cdot [(I_*^D)^\alpha - 1]}{K}, \quad (11.6)$$

где I_*^D – кратность тока, А;

$t(I_*^D)$ – уставка времени, с.

$$T_{MS}^D = \frac{0,9 \cdot [(10)^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,303.$$

Теперь, используя выражение (11.7):

$$t_{C.3}^D(I_*^D) = \frac{T_{MS}^D \cdot K}{(I_*^D)^\alpha - 1}. \quad (11.7)$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{C.3}^D = f(I_*^D)$, проходящей через точку Д. Для кратности тока $I_*^D = 1,1$ получим:

$$t_{C.3}^D(1,1) = \frac{0,303 \cdot 0,14}{(1,1)^{0,02} - 1} = 22,2 \text{ с.}$$

Остальные расчеты сведены в таблицу 11.4.

11.2.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий.

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей радиальную линию, питающей несколько ТП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7 трансформаторной подстанции ТП1 (формула 11.8):

$$I_{C.MO.15} = I_{i.Q15} \geq K_{H.O} \cdot \frac{I_{K.MAKC}^{(3)Ж}}{K_U}, \quad (11.8)$$

где $K_{H.O}$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) мгновенной токовой отсечки. Для микропроцессорных защит и статических реле он составляет 1,15;

$$I_{i.Q15} = 1,15 \cdot \frac{15660}{15} = 1200,6 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть отстроена от бросков тока намагничивания включаемых трансформаторов магистральной линии (формула 7.9):

$$I_{i.Q15} \geq I_{НАМ} = K_{ОТС} \cdot 3 \cdot I_{Т.Н}, \quad (11.9)$$

$$I_{i.Q15} = 3 \cdot 2 \cdot 60,6 = 363,6 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q17 (формула 11.10):

$$I_{i.Q15} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q17}, \quad (11.10)$$

$$I_{i.Q15} = 1,3 \cdot 1220,3 = 1586,35 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q15} = 1586,35 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q15} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q15.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки определяется по выражению 7.11. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{Ч.МО}^{(2)Г} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{i.Q15}} \geq K_{Ч.ДОП} = 2,0, \quad (11.11)$$

$$K_{Ч.МО}^{(2)} = \frac{20840}{1586,35} = 13,14 \geq K_{Ч.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП.

11.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты кабельной 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 Seram S20.

На рисунке 11.4 представлена схема сети 6 кВ для расчета защиты от ОЗЗ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 118 |

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо рассчитать собственные ёмкостные токи кабельных линий I_{Ci} и суммарный ток ОЗЗ I_{O33} .

Собственный ёмкостный ток какой-либо кабельной линии определяется по выражению 11.12:

$$I_{Ci} = I_{удi} \cdot L_{кли}, \quad (11.12)$$

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

$L_{кли}$ – длина линии, км.

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

$$I_{O33} = \sum_{i=1}^n I_{Ci}. \quad (11.13)$$

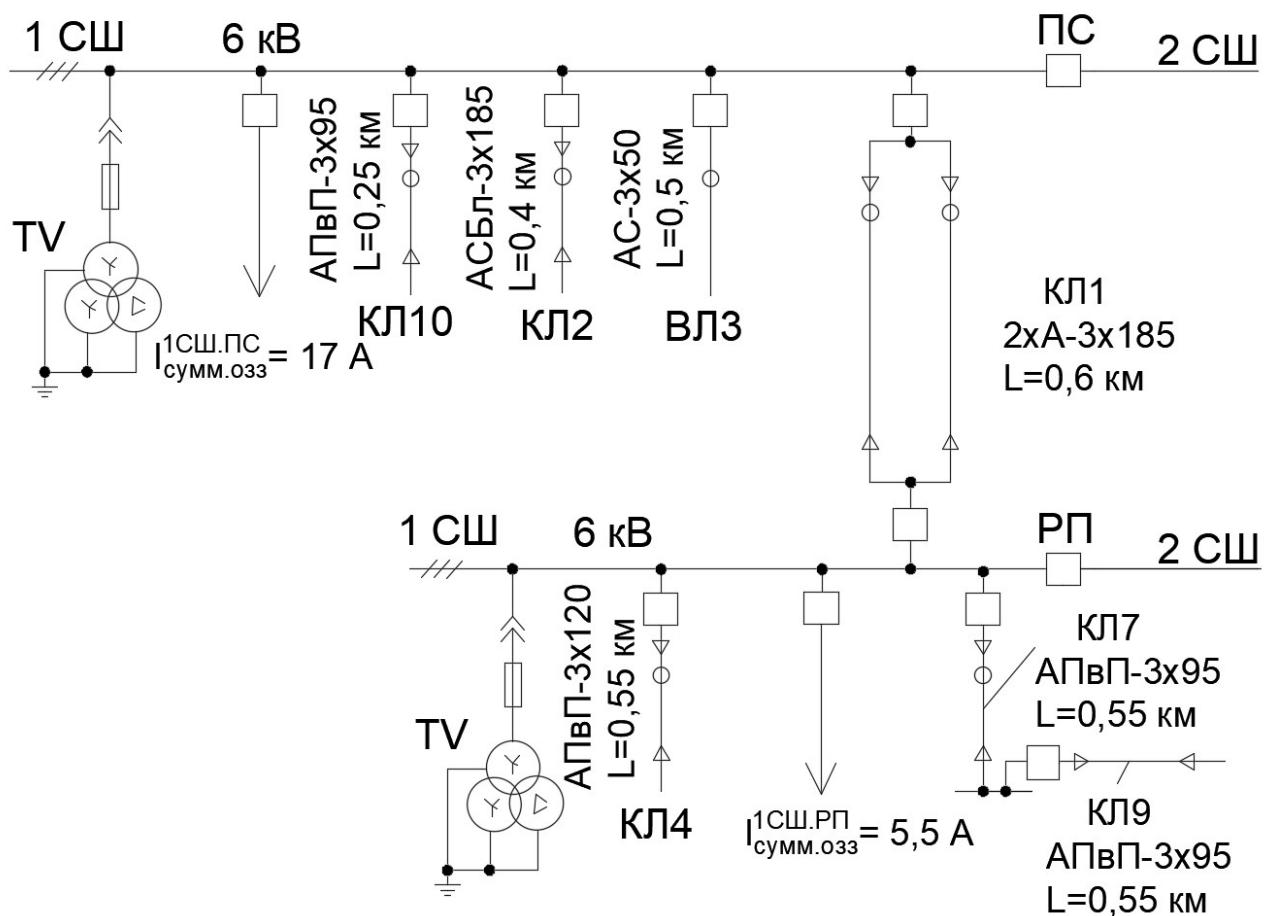


Рисунок 11.4– Схема сети 6 кВ защиты от ОЗЗ

Удельные емкостные токи кабельных и воздушных линий берем по [36, табл.18.1–18.4].

Результаты расчёта тока ОЗЗ сведены в таблицу 11.2.

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо знать собственный ток защищаемого присоединения $I_{СЗПi}$ и суммарный ток ОЗЗ I_{O33} . Ток ОЗЗ равен $I_{O33} = 26,905$ А. Собственный ток, протекающий через трансформатор тока

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

нулевой последовательности ТА7, будет равен сумме ёмкостных токов кабельной линии КЛ1 и всех линий, отходящих от распределительного пункта РП.

$$I_{C.3П.7-9} = I_{C.КЛ7} + I_{C.КЛ9} = 1,47 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты $I_{C.3i}$ отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА7 защищаемой линии (собственного тока защищаемого присоединения $I_{C.3Пi}$).

Таблица 11.2 – Ёмкостные токи для расчета ОЗЗ

| Обозначение линии | Марка кабеля | Изоляция | Удельный ёмкостный ток линии $I_{удi}$, А/км | Длина линии L_i , км | Ёмкостный ток линии I_{Ci} , А |
|---|--------------|----------|---|------------------------|----------------------------------|
| КЛ10 | (3x95) | АПвП | 1,337 | 0,25 | 0,334 |
| КЛ2 | (3x185) | АСБл | 1,2 | 0,4 | 0,48 |
| ВЛ3 | (3x50) | АС | 0,283 | 0,5 | 0,1415 |
| КЛ1 | 2xA-(3x185) | АСБл | 1,2 | 2 по 0,6 | 1,44 |
| I_{Σ} ОЗЗ ПС | – | – | – | – | 17 |
| КЛ4 | (3x120) | АПвП | 0,98 | 0,55 | 0,539 |
| КЛ7+КЛ9 | (3x95) | АПвП | 1,337 | 0,55 | 1,47 |
| I_{Σ} ОЗЗ РП | – | – | – | – | 5,5 |
| Ток однофазного замыкания на землю 1-й СШ $I_{OЗЗ}$, А | | | | | 26,905 |

Защита линии КЛ1 от ОЗЗ.

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 Seram S20.

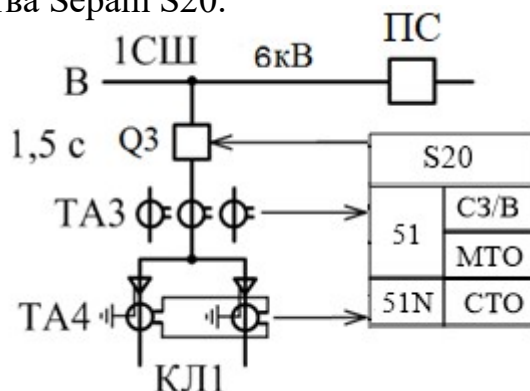


Рисунок 11.5 – Защита отходящей от ПС линии КЛ1 от ОЗЗ

Для выбора уставки срабатывания защиты от ОЗЗ необходимо знать собственный ток защищаемого присоединения $I_{С.ЗП}$ и суммарный ток ОЗЗ $I_{ОЗЗ}$. Ток ОЗЗ равен $I_{ОЗЗ} = 26,905$ А. 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.

$$I_{С.ЗП.КЛ1} = I_{С.КЛ1} + I_{С.ЭКЛ.РП} = 1,44 + 0,539 + 0,735 + 0,735 + 5,5 = 8,95 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ КЛ1 отстраивается от ёмкостного тока, протекающего в нормальном режиме работы сети через трансформатор тока нулевой последовательности ТА4 (собственного тока защищаемого присоединения $I_{С.ЗП.КЛ1}$).

$$I_{С.З.КЛ1} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗП.КЛ1}, = 1,2 \cdot 1 \cdot 8,95 = 10,74 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$K_{Ч.КЛ1} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП.КЛ1}}{I_{С.З.КЛ1}} = \frac{26,905 - 8,95}{10,74} = 1,67 \geq K_{Ч.ДОП} = 1,25 - 1,5.$$

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

Для магистральной линии КЛ7:

$$I_{С.З.КЛ7} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗП}, \quad (11.14)$$

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

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

$$I_{С.З.КЛ7} \geq K_{Н.С} \cdot K_{БР} \cdot I_{С.ЗП.КЛ7}, = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,47 = 1,764 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$K_{Ч.КЛ7} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{С.ЗП.КЛ7}}{I_{С.З.КЛ7}} \geq K_{Ч.ДОП} = 1,5, \quad (11.15)$$

$$K_{Ч.КЛ7} = \frac{26,905 - 1,47}{1,764} = 14,4 \geq K_{Ч.ДОП} = 1,5.$$

Следовательно, защита от ОЗЗ кабельной линии КЛ7 имеет достаточную чувствительность.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 121 |

11.2.4 Схема защиты линии КЛ7 терминалом Sepam S20

На рисунке 11.6 представлена принципиальная схема релейной защиты кабельной линии КЛ7.

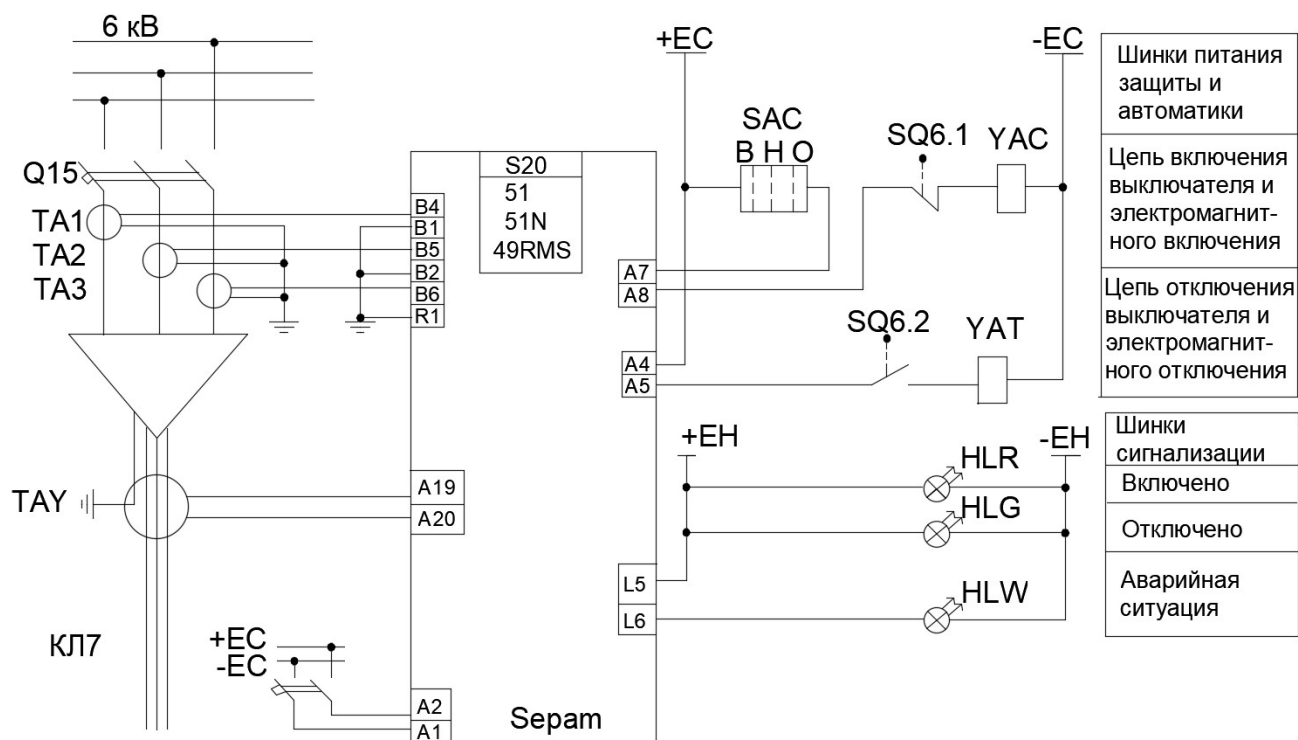


Рисунок 11.6 – Принципиальная схема релейной защиты КЛ7

В таблице 11.3 представлена спецификация на элементы схемы релейной защиты кабельной линии КЛ7.

Таблица 11.3 – Спецификация на элементы схемы релейной защиты КЛ17

| Позиционное обозначение | Наименование | Тип и техническая характеристика | Кол-во | Примечание |
|-------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|--------|--|
| HLW | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-Ж-4-220 | 1 | Желтая |
| HLR | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-К-4-220 | 1 | Красная |
| HLG | Лампа полупроводниковая коммутаторная | СКЛ-11-Л-4-220 | 1 | Зеленая |
| SQ6.1, SQ6.2 | Путевой выключатель конечный | | 2 | |
| УАС | Электромагнит включения | | 1 | |
| УАТ | Электромагнит отключения | | 1 | |
| ВНО | Переключатель | | 1 | Буквами О, Н, В соответственно обозначено «отключить», «нейтральное положение», «включить» |

Условное обозначение ламп СКЛ-11-Ж-4-220:

С – Светодиодная;

К – Коммутаторная;

Л – Лампа;

11 – Тип лампы;

Ж – Цвет свечения (желтый);

220 – Рабочее напряжение, В.

11.3 Защита сборных шин РП, установленная на выключателе Q14

Согласно ПУЭ[6], РП должна иметь селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку – они реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20.

11.3.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{\text{пик}}$:

$$I_{\text{с.сз.}Q14} = I_{\text{sd.}Q14} = \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс.}Q1}^{\text{ВН}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 819 = 964 \text{ А.}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 123 |

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q14 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q15:

$$I_{sd.Q14} \geq K_{н.согл} \cdot I_{sd.Q15} = 1,3 \cdot 623,1 = 810 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{sd.Q14} = 964 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q14 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q15:

$$t_{sd.Q14} = t_{sd.Q15} + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ7 перед трансформатором Т7 в минимальном режиме и вычисляется по выражению:

$$K_{ч.сз}^{(2)Д} = \frac{I_{к.мин}^{(2)Д}}{I_{sd.Q14}} = \frac{16230}{964} = 16,85 > K_{ч.доп} = 1,5.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q14 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7.

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнейшего резервирования защиты автоматического выключателя на стороне НН трансформатора проверка определяется по минимальному из двух токов КЗ $I_{к.мин}^{(2)Ж}$ или $I_{к.мин}^{(2)Ж}$ за трансформатором Т7 (точка Ж). В рассматриваемом примере минимальным является ток $I_{к.мин}^{(2)Ж} = 13460 \text{ А}$.

$$K_{ч.сз}^{(2)Ж} = \frac{2 \cdot I_{к.мин}^{(2)Ж}}{\sqrt{3} \cdot I_{sd.Q14} \cdot K_U} = \frac{2 \cdot 13460}{\sqrt{3} \cdot 964 \cdot 15} = 1,07 < K_{ч.доп} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита, установленная на секционном выключателе Q14 РП, имеет достаточную чувствительность для защиты радиальной линии КЛ7, но минимальный ток за трансформатором Т7 не чувствует.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q14} = 964 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q14 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q14} = 1,2 \text{ с}$ при токе $I^{Q14*} = 10 \cdot I_{sd.Q14} = 9640 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики SIT. Расчёты точек защитной характеристики проводим также, как для селективной защиты, установленной на выключателе Q15, рассчитанной в пункте 11.2.1. Результаты сводим в таблицу 11.4.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 124 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | | | | | |

11.3.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий.

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей сборные шины РП, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ на сборных шинах РП:

$$I_{с.мо.Q14} = I_{i.Q14} \geq K_{н.0} \cdot I_{к.макс}^{(3)Д} = 1,15 \cdot 22000 = 25300 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q15:

$$I_{i.Q14} \geq K_{н.согл} \cdot I_{i.Q15} = 1,3 \cdot 1586,35 = 2062,25 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q14} = 25300 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q14} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q14.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.мо}^{(2)Г} = \frac{I_{к.мин}^{(2)Г}}{I_{i.Q14}} = \frac{20840}{25300} = 0,82 < K_{ч.доп} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому её устанавливать не будем.

11.4 Защита, установленная в конце линии КЛ1, питающей РП

Защита, установленная на выключателе Q12, к которому подключена линия КЛ1, состоящая из двух параллельно включенных кабелей и питающая распределительный пункт РП. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией SchneiderElectric.

11.4.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{пик}$:

$$I_{с.сз.Q12} = I_{sd.Q12} = \frac{K_{н.0}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.макс.Q12}^{ВН} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1170 = 1376,5 \text{ А.}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 125 |

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q14:

$$I_{sd.Q12} \geq K_{н.согл} \cdot I_{sd.Q14} = 1,3 \cdot 1043 = 1356 \text{ А}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{sd.Q12} = 1376,5 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q12 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q14:

$$t_{sd.Q12} = t_{sd.Q14} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ1 на сборных шинах РП в минимальном режиме:

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Г} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{sd.Q1}} = \frac{20840}{1376,5} = 15,14 > K_{ч.доп} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты на выключателе Q15. Проверка проводится по минимальному току КЗ на стороне ВН трансформатора Т7 (точка Д):

$$K_{ч.КЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q12}} = \frac{16230}{1376,5} = 11,79 > K_{ч.доп} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так и в зоне резервирования нижестоящей защиты.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q12} = 1376,5 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q12 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q12} = 1,5 \text{ с}$ при токе $= 10 \cdot I_{sd.Q12} = 13765 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики СИТ. Расчёты точек защитной характеристики проводим также как для селективной защиты, установленной на выключателе Q15, рассчитанной в пункте 11.2.1. Результаты сводим в таблицу 11.4.

11.4.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий.

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей линию КЛ1, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Д}$ на стороне ВН трансформатора Т5 трансформаторной подстанции ТП (точка Д):

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 126 |

$$I_{i.Q12} \geq K_{н.0} \cdot I_{к.МАКС}^{(3)Д} = 1,15 \cdot 22000 = 25300 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q14:

$$I_{i.Q1} \geq K_{н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q14} = 1,3 \cdot 25300 = 32890 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q12} = 32890 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q12} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q12.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах РП. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{ч.МО}^{(2)Г} = \frac{I_{к.МИН}^{(2)Г}}{I_{i.Q12}} = \frac{20840}{32890} = 0,63 < K_{ч.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах РП, поэтому её устанавливать не будем.

11.5 Защита, установленная в начале КЛ1, питающей РП

Защита, установленная на выключателе Q10, в начале линии КЛ1, состоящей из двух параллельно включенных кабелей, и питающая распределительный пункт РП. Защиту выполним с помощью микропроцессорного блока типа Seram S20, выпускаемого компанией SchneiderElectric.

Согласно ПУЭ [6], отходящая от ПС линия должна иметь две ступени максимальной токовой защиты (селективную защиту с зависимой или независимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку) и защиту от однофазных замыканий на землю. Первые две ступени реализуются с помощью функции 51 блока Seram S20, а защита от ОЗЗ – с помощью функции 51N. Для получения информации о токах однофазного замыкания на землю, протекающих по кабелям линии КЛ1, на каждый кабель установлено по трансформатору тока нулевой последовательности ТА4. Вторичные обмотки ТА4 соединены параллельно и подключены к входу устройства Seram.

11.5.1 Селективная защита с зависимой от тока выдержкой времени

Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока $I_{ПИК}$:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 127 |

$$I_{sd.Q1} = \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{ПИК.Q10}^{ВН} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 1170 = 1376,5 \text{ А.}$$

Уставка тока селективной защиты на выключателе Q10 должна быть согласована с уставкой тока селективной токовой отсечки нижестоящей защиты на выключателе Q12:

$$I_{sd.Q1} \geq K_{H.COГЛ} \cdot I_{sd.Q1} = 1,3 \cdot 1376,5 = 1789,5 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания селективной защиты принимаем наибольший из определённых выше токов, т.е. $I_{sd.Q10} = 1789,5 \text{ А}$.

Уставка времени селективной защиты на выключателе Q10 должна быть согласована с уставкой времени нижестоящей селективной токовой отсечки на выключателе Q12:

$$t_{sd.Q10} = t_{sd.Q13} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею основной функции определяется при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой линии КЛ1 на сборных шинах РП (рис. 11.1, точка Г) в минимальном режиме:

$$K_{Ч.СЗ}^{(2)Г} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Г}}{I_{sd.Q1}} = \frac{20840}{1789,5} = 11,64 > K_{Ч.ДОП} = 1,5.$$

Коэффициент чувствительности защиты при выполнении ею функции дальнего резервирования защиты на выключателе Q12. Проверка проводится по минимальному току КЗ на стороне ВН трансформатора Т7 (точка Д):

$$K_{Ч.СЗ}^{(2)Д} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Д}}{I_{sd.Q10}} = \frac{16230}{1789,5} = 9,07 > K_{Ч.ДОП} = 1,2.$$

Проведённые расчёты показывают, что селективная защита имеет достаточную чувствительность как в своей зоне действия, так и в зоне резервирования нижестоящей защиты.

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{sd.Q10} = 1789,5 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку Q10 с координатами – уставка времени $t_{sd.Q10} = 1,8 \text{ с}$ при токе $= 10 \cdot I_{sd.Q10} = 17895 \text{ А}$. Выбираем тип характеристики СИТ. Расчёты точек защитной характеристики проводим также как для селективной защиты, установленной на выключателе Q15.(пункт 11.2.1). Результаты сведём в таблицу 11.4.

11.5.2 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока выбирается наибольшей, исходя из следующих условий.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 128 |

Уставка тока мгновенной токовой отсечки, защищающей линию КЛ1, определяется с учётом отстройки от максимального тока трёхфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)Г}$ на сборных шинах РП (точка Г):

$$I_{i.Q10} \geq K_{Н.О} \cdot I_{К.МАКС}^{(3)Г} = 1,15 \cdot 29700 = 34155 \text{ А.}$$

Уставка тока должна быть согласована с нижестоящей токовой отсечкой на выключателе Q12:

$$I_{i.Q1} \geq K_{Н.СОГЛ} \cdot I_{i.Q12} = 1,3 \cdot 32890 = 42757 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчётный ток срабатывания мгновенной токовой отсечки принимаем наибольший из определённых выше токов – $I_{i.Q10} = 42757 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени ($t_{i.Q10} = 0 \text{ с}$) и действует на отключение выключателя Q10.

Чувствительность мгновенной токовой отсечки. Она должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах напряжением 6 кВ ПС, от которой питается линия КЛ1. Коэффициент чувствительности отсечки:

$$K_{Ч.МО}^{(2)В} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)В}}{I_{i.Q10}} = \frac{29300}{42757} = 0,68 < K_{Ч.ДОП} = 2,0.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка не чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах ПС, поэтому её устанавливать не будем.

На рисунке 11.6 приведена карта селективности защит электрической сети напряжением 6 кВ.

Выводу по разделу 11

В данном разделе была рассмотрена защита распределительного пункта 6 кВ, а именно, защита кабельной линии КЛ7, отходящей от РП, защита сборных шин РП, защиты, установленные в начале и конце линии, питающей РП.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 129 |

Изм.
Лист
№ документа
Подпись
Дата

Таблица 11.4 – Расчетные данные и параметры защит выключателей Q10–Q15

| Место установки защиты (выключатель) | I _{р.макс} А | Селективная защита | | | | | | | | | | | | | | МТО | | | |
|--------------------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|---------------------------|------------|------------------------------|--|--------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--|-------------------|
| | | K _{сзп} | I _{пик} , А | I _{sd} , А | t _{sd} , А | 10·I _{sd} , А | Тип кривой | T _{MS} ^N | t _{с.з} , с, при разных I*, А | | | | | | K _{ч.сз} ^{осн} | K _{ч.сз} ^{рез} | I _i , А | I _{кмин} ⁽²⁾ , кА | K _{ч.мо} |
| | | | | | | | | | 1,1 | 2 | 3 | 6 | 10 | 20 | | | | | |
| Q10 | 780 | 1,5 | 1170 | 1790 | 1,8 | 17900 | SIT | 0,606 | <u>44,5</u> 1969 | <u>6</u> 3580 | <u>3,8</u> 5370 | <u>2,3</u> 10740 | <u>1,8</u> 17900 | <u>1,4</u> 35800 | 11,64 | 9,07 | 42757 | 29300 | 0,68 |
| Q12 | 780 | 1,5 | 1170 | 1377 | 1,5 | 13770 | SIT | 0,505 | <u>37</u> 1515 | <u>5</u> 2754 | <u>3,2</u> 4131 | <u>1,9</u> 8262 | <u>1,5</u> 13770 | <u>1,1</u> 27540 | 15,14 | 11,79 | 32890 | 20840 | 0,63 |
| Q14 | 546 | 1,5 | 819 | 964 | 1,2 | 9640 | SIT | 0,404 | <u>29,6</u> 1060 | <u>4</u> 1928 | <u>2,5</u> 2892 | <u>1,5</u> 5784 | <u>1,2</u> 9640 | <u>0,9</u> 19280 | 16,85 | 1,07 | 25300 | 16230 | 0,82 |
| Q15 | 194 | 2,73 | 529,6 | 623,1 | 0,9 | 6230,8 | SIT | 0,303 | <u>22,2</u> 685,4 | <u>3,0</u> 1246 | <u>1,9</u> 1869 | <u>1,15</u> 3738,5 | <u>0,9</u> 6230,8 | <u>0,68</u> 12461,6 | 26,05 | 1,66 | 1586,4 | 16230 | 13,14 |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

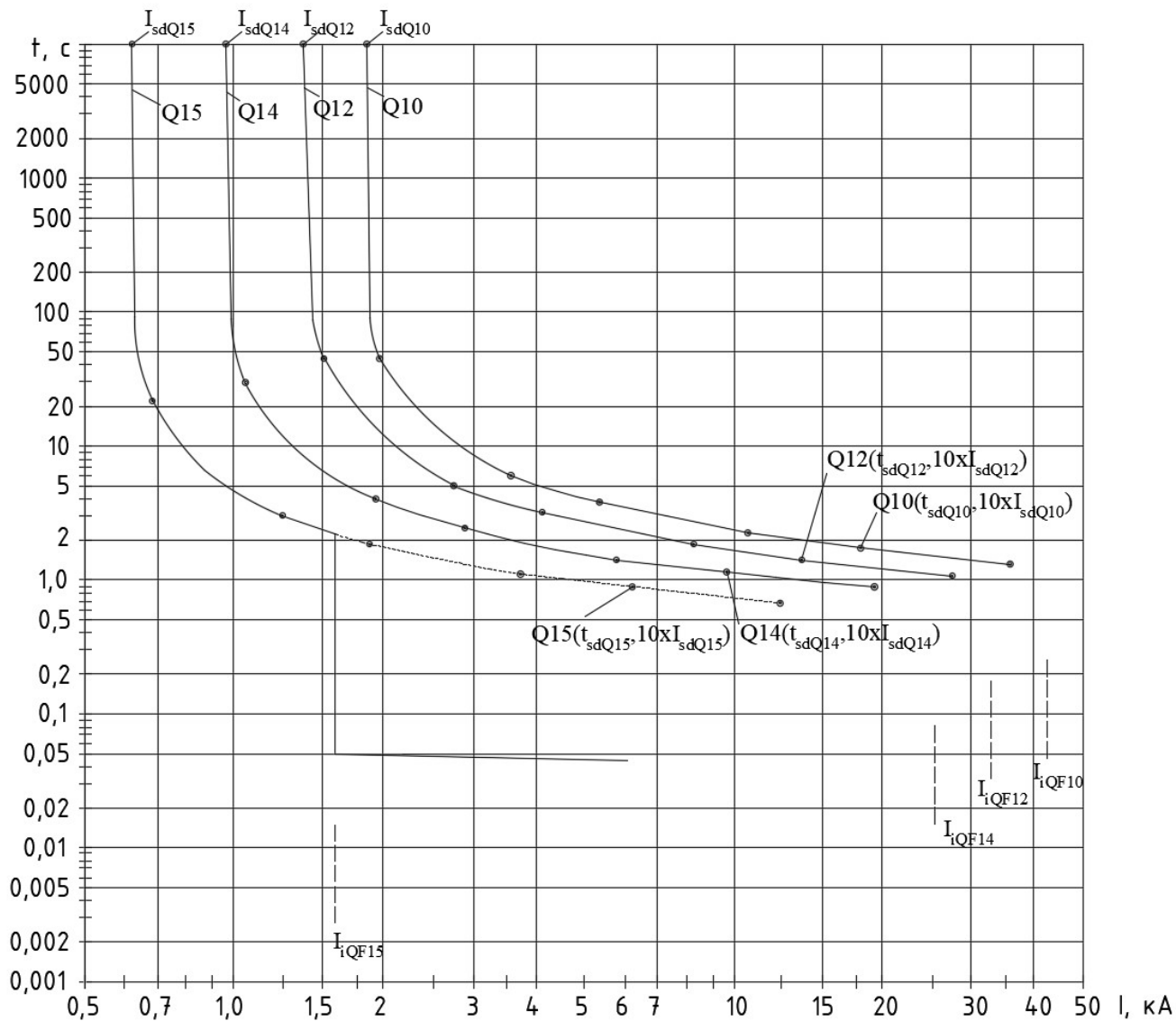


Рисунок 11.7 – Карта селективности защит РП

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

135

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Группа цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра расположена на Южном Урале (в Средней полосе Европейской части РФ). Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [37] с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С;
- среднегодовая плюс 2;
- наибольшая плюс 40;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0=500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{II}=120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации не-сложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно [6, таблица 4.2.5], представлены в таблице 12.1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 136 |

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

| Наименование расстояния | Обозначение | Изоляционное расстояние, мм, | |
|---|-------------|------------------------------|--------|
| | | 10 кВ | 110 кВ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 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 | 900 |
| Между проводами разных фаз | А ф-ф | 220 | 1000 |
| 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 | 1650 |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней | В | 960 | 1650 |
| От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов | Г | 2900 | 3600 |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями | Д | 2200 | 2900 |
| От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту | Ж | 240 | 1100 |

Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались

удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

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, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4,5 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно [6] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

Электрозакщитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [38], выберем состав средств защиты подстанций

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 138 |

110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой (пусть в бригаде 4 человека), представленный в таблице 12.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

| № | Наименование средства защиты | Количество |
|-----|---|-------------|
| 1 | Изолирующая штанга (универсальная) | |
| 1.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 1.2 | 10 кВ | 2 шт. |
| 2 | Указатель напряжения | |
| 2.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 2.2 | 10 кВ | 2 шт. |
| 3 | Диэлектрические перчатки | 4 пары |
| 4 | Диэлектрические боты (для ОРУ) | 1 пара |
| 5 | Переносные заземления | |
| 5.1 | 110 кВ | 4 шт. |
| 5.2 | 10 кВ | 4 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. |

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения. 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. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

12.2 Электробезопасность

Согласно [39] электробезопасность на трубопрокатном заводе обеспечивается:

– конструкцией электроустановок;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 139 |

- 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 электро-технические изделия.

Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей (основная, дополнительная, усиленная, двойная);
- изоляция рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- электрическое разделение;
- предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное экранирование;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- простое и защитное разделения цепей;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю;
- электроизоляционные средства;
- средства индивидуальной защиты

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на основной группе цехов трубопрокатного завода:

- 1 оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- 2 допуск к работе;

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 140 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

3 надзор во время работы;

4 оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, то есть соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ 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 ошинок. Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося на ОРУ из щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, имеют сигнализацию положения разъединителя.

12.2.1 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, надежно соединены с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

На трубопрокатном заводе для всех 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 [40] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12 мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6 мм.

Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рис.12.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с [6, п.1.7.90] продольные заземлители должны быть 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.

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 53 \cdot 36 = 1908 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта

$\rho_1 = 200 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$ (с учетом промерзания), при $h_1 = 2 \text{ м}$ удельное сопротивление ниж-

него слоя грунта $\rho_1 = 50 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$. Расстояние от поверхности земли до заземлителя

$t = 0,7 \text{ м}$; длина вертикального заземлителя $l_v = 5 \text{ м}$; глубина заложения $t' = 3,2 \text{ м}$. Число вертикальных заземлителей $n_v = 52$ шт.

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 142 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | | | | |

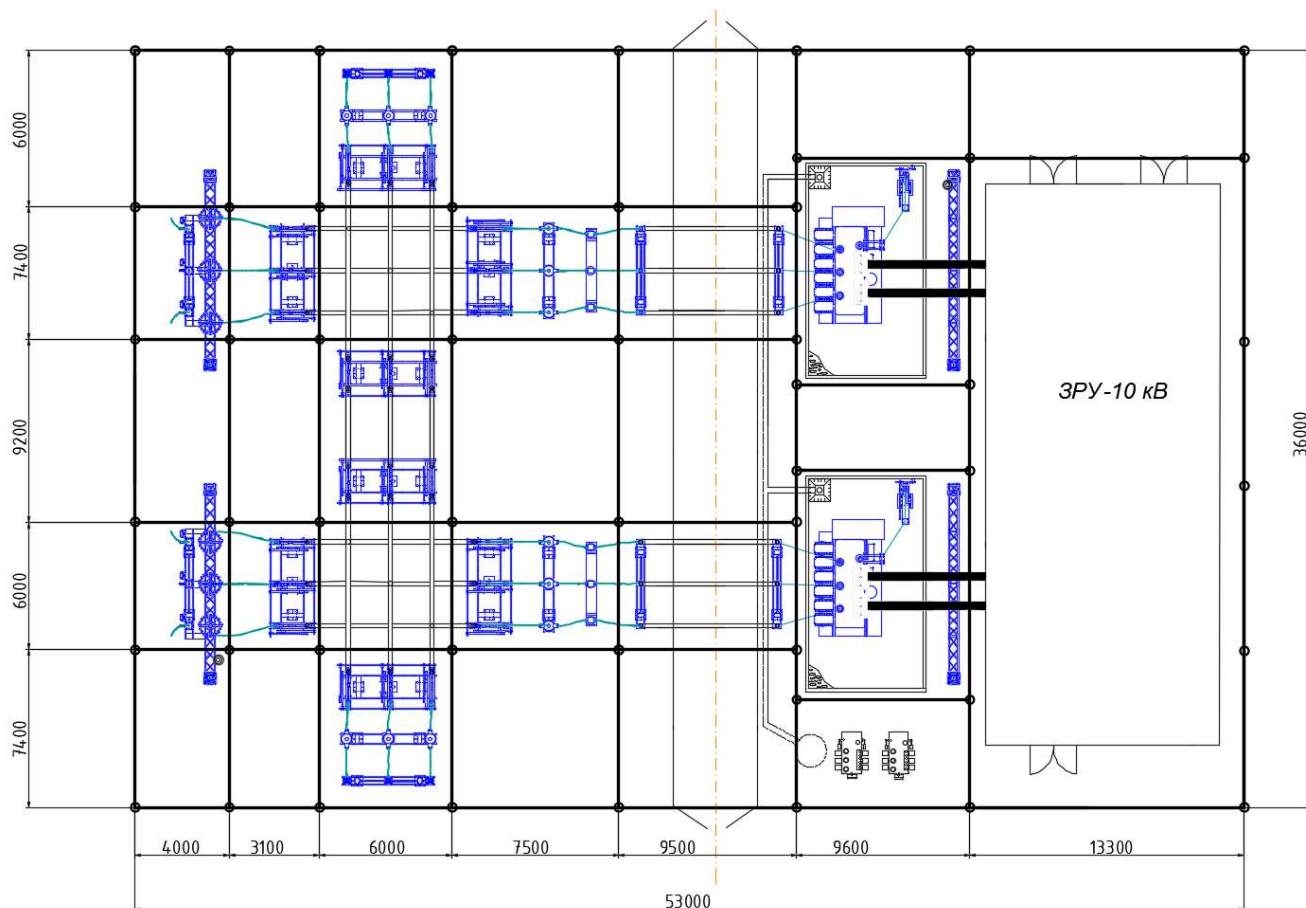


Рисунок 12.1 – Предварительная схема исполнения заземлителя ГПП

В соответствии со схемой исполнения заземлителя (рисунок 12.1), суммарная длина горизонтальных электродов составит:

$$L_{\Gamma} = 36 \cdot 8 + 53 \cdot 2 + 4 \cdot 4 + 3,1 \cdot 4 + 6 \cdot 4 + 7,5 \cdot 4 + 9,5 \cdot 4 + 9,6 \cdot 4 + 13,3 = 530,1 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей составит $L_{\text{В}} = 52 \cdot 5 = 260 \text{ м.}$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{з, доп}} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 125 \text{ м}$; каждая линия имеет

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

143

один стальной грозозащитный трос сечением $s = 95 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{оп}} = 5 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{\text{оп}} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}},$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{5 \cdot \frac{0,15 \cdot 125}{95 \cdot 2}} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1908} = 43,68 \text{ м}.$$

Число ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{530,1}{2 \cdot 43,68} - 1 = 5,07 \text{ шт.}$$

Примем $m = 6$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 43,68 \cdot (6 + 1) = 611,52 \text{ м}.$$

Длину стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{43,68}{6} = 7,28 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B} = \frac{43,68 \cdot 4}{52} = 3,36 \text{ м}.$$

Относительная глубина:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 3,2}{43,68} = 0,19.$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{отн}}}{l_B} = \frac{2 - 0,17}{5} = 0,37.$$

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
| | | | | |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

144

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 , находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k. \quad (12.2)$$

Поскольку

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \leq 10,$$

то значение k определяем по уравнению:

$$k = 0,43 \cdot \left(1_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \right),$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,37 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{3,36 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,153.$$

Тогда по выражению 12.2:

$$\rho_3 = 50 \cdot \left(\frac{200}{50} \right)^{0,153} = 61,8 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_r + L_B}, \quad (12.3)$$

Поскольку:

$$0 \leq t_{\text{отн}} = 0,19 \leq 0,5,$$

то значение A определяем по уравнению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}};$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,19 = 0,338.$$

Тогда по выражению (12.3):

$$R_3 = \frac{0,338 \cdot 61,8}{43,68} + \frac{61,8}{530,1 + 260} = 0,556 \text{ Ом}.$$

Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (12.1):

$$R_{\Sigma} = \frac{0,7 \cdot 0,556}{0,7 + 0,556} = 0,31 \text{ Ом}.$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно ПУЭ.

12.3 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 должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ группы цехов основного производства трубопрокатного завода, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям [41].

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; две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители и автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции и на диспетчерском пункте аварийное освещение 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 тракторного завода 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, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется светодиодными (LED) прожекторами производителя ОАО «АСТЗ» типа ДО15-200-001 Kosmos[42]. Прожекторы питаются от сети переменного тока напряжением 220 В. Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого наОРУ (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.



Рисунок 12.2 –ПрожекторДО15-200-001 Kosmos

Таблица 12.3 –Параметры светильника

| Тип прожектора | Напряжение сети, В | Мощность, Вт | Максимальная сила света, кд | Световой поток, лм | Средняя продолжительность горения, ч | КПД %, не менее | Габаритные размеры, мм, не более | | |
|---------------------|--------------------|--------------|-----------------------------|--------------------|--------------------------------------|-----------------|----------------------------------|-----|-----|
| | | | | | | | Н | В | L |
| ДО15-200-001 Kosmos | 220 | 195 | 9195 | 25350 | 30000 | 96 | 135 | 230 | 615 |

Прожекторы размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Рассчитаем освещенность ОРУ ГПП площадью $S = 1908 \text{ м}^2$.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (12.4)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м^2 ;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк, согласно СП 52.13330.2011 (табл.10), XII разряд зрительной работы (отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего 0,02-0,05).

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1908 \cdot 1,4 \cdot 1,2 = 32054 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_d \cdot \eta}, \quad (12.5)$$

где Φ_d – световой поток лампы прожектора, лм;

η – КПД прожектора, о.е.

$$N = \frac{32054}{25350 \cdot 0,96} = 1,32 \text{ шт.}$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{200}}, \quad (12.6)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора, кд.

$$H = \sqrt{\frac{9195}{700}} = 6,8 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 2 светодиодных прожектора типа ДО15-200-001 Kosmos, установленных на высоте 6,8 м. Прожекторы размещены с двух сторон ОРУ на возвышениях (мачтах молниеотводах).

12.4 Пожарная безопасность

Категория пожарной опасности

По РД 34.03.350-98 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 148 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |

с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности. Однако, наружные установки (ОРУ) по взрывопожарной и пожарной опасности из-за наличия масляных трансформаторов относят к категории ВН(взрывопожароопасная). Представим категории пожароопасности в таблице 12.5.

Таблица 12.5 – Категории пожарной опасности

| Помещение | Категория |
|------------|-----------|
| ОРУ 110 кВ | Вн |
| ЗРУ 10 кВ | В4 |

Так как место для пожарного щита есть по «Правилам противопожарного режима в РФ» требуется установка щита типа ЩП-Е. Комплектация представлена в таблице 12.6.

Таблица 12.6 – Комплектация ЩП-Е

| Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря | Количество |
|---|------------|
| Крюк с деревянной рукояткой | 1 |
| Комплект для резки электропроводов: Ножницы, диэлектрические боты и коврик | 1 |
| Покрывало для изоляции очага возгорания | 1 |
| Лопата совковая | 1 |
| Ящик с песком 0,5 м ³ | 1 |

Согласно СП 5.13130.2009 на ЗРУ-10 кВ не требуются установки автоматического пожаротушения, так как оно относится к категории В4 по пожарной и взрывопожарной опасности.

Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях 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 загорания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

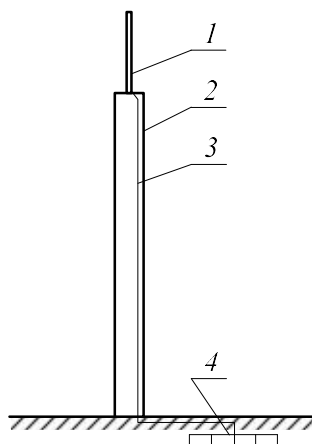


Рисунок 12.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

Для Урала, где планируется расположение трубопрокатного завода, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.5). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [43]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (12.7)$$

где p – коэффициент для разных высот молниеотвода;

h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30 \text{ м,}$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h \geq 30 \text{ м.}$$

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

где $a=37,5$ м, $b=24,1$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

$$D = \sqrt{37,5^2 + 24,1^2} = 44,6 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта $h_x = 11$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8}, \quad (12.8)$$

$$h = \frac{44,6 + 8 \cdot 11}{8} = 16,6 \text{ м.}$$

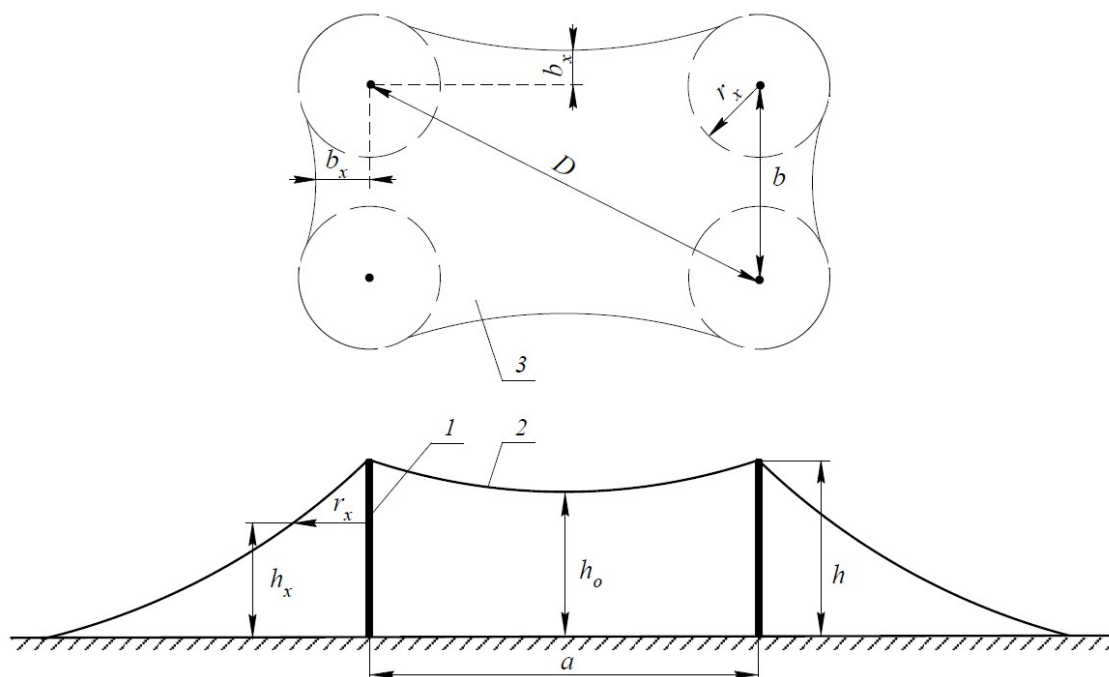


Рисунок 12.6 – Молниезащита подстанции: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Примем высоту молниеотвода 17 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x);$$

$$44,6 \leq 8 \cdot 1 \cdot (17 - 11);$$

$$44,6 \leq 48.$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [43].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по 12 разделу

В данном разделе дипломного проекта спроектирован и рассчитан заземлитель открытого распределительного устройства, сопротивление которого удовлетворяет ПУЭ. Для освещения территории ОРУ используется 2 прожектора на высоте 6,8м. Для защиты от прямого попадания молнии в электрооборудование или здание ЗРУ на ГПП устанавливаются 4 молниеотвода высотой 17 м.

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |
|------|------|-------------|---------|------|

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

152

13 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Решение задачи электроснабжения промышленного предприятия в конкретных условиях может иметь несколько вариантов: с применением разных напряжений; различными способами передачи электрической энергии или конструктивным исполнением сетей. Такие варианты возникают даже при использовании основных принципов построения электроснабжения: применение глубокого ввода, разукрупнение подстанций, равнонадежность СЭС и технологического оборудования и т.д.

Учитывая вышесказанное, выбор основывается на технико-экономическом сравнении, при этом к сопоставлению принимаются только те варианты, которые удовлетворяют всем требованиям (категория надежности электроснабжения, качество электрической энергии и т.д.)

В данном разделе проводится сравнение двух схем электроснабжения цехов – магистральной и радиальной.

13.1 Технико-экономическое сравнение

Технико-экономический расчет вариантов был произведен ранее в разделе 8 по критерию минимума годовых приведенных затрат:

$$Z_{г\sum} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3. \quad (13.1)$$

Таблица 13.1 – Технико-экономическое сравнение

| Вариант схемы | Кап. затраты К, тыс.руб | Приведенные кап. затраты E · K, тыс.руб/год | Стоимость потерь электроэнергии C ₃ , тыс.руб | Затраты Z _г тыс. руб/год |
|---------------|-------------------------|---|--|-------------------------------------|
| Радиальная | 8748,8 | 1329,8 | 197541,6 | 368612,8 |
| Магистральная | 803756,8 | 48671,1 | 76951,5 | 228218,1 |

Сравнение приведенных затрат двух вариантов:

$$\frac{Z_{\text{рад}} - Z_{\text{маг}}}{Z_{\text{рад}}} \cdot 100\% = \frac{369942,6 - 276889,2}{369942,6} \cdot 100 = 25\%.$$

Для электроснабжения цеха была принята магистральная схема, у которой приведенные затраты на 25% меньше, чем у радиальной.

13.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Таблица 13.2 – SWOT-анализ магистральной схемы внутреннего электроснабжения

| | |
|---|--|
| <p>S (Сильные стороны):</p> <p>1) Малый расход кабельной продукции; 3) Эффективная загрузка линий; 4) Малое количество потерь электроэнергии в кабельных линиях.</p> | <p>W (Слабые стороны):</p> <p>1) Необходимость в дополнительном здании для РП; 2) При повреждении токопроводов, отходящих от ГПП нарушается электроснабжение всех потребителей магистрали; 3) Сложная схема релейной защиты и автоматики.</p> |
| <p>O (Возможности):</p> <p>1) Подключение новых потребителей 2) Широкий выбор оборудования.</p> | <p>T (Угрозы):</p> <p>1) Большие ущербы от простоя технологического процесса, при аварии магистрального токопровода</p> |

Таблица 13.3 – SWOT-анализ радиальной схемы внутреннего электроснабжения

| | |
|--|---|
| <p>S (Сильные стороны):</p> <p>1) Высокая надежность электроснабжения; 2) Простая схема релейной защиты и автоматики; 3) Большая свободная площадь предприятия;</p> | <p>W (Слабые стороны):</p> <p>1) Большой расход кабельной продукции; 3) Малая загрузка линий; 4) Большие потери электрической энергии.</p> |
| <p>O (Возможности):</p> <p>1) Подключение ответственных потребителей большой мощности 2) Широкий выбор оборудования.</p> | <p>T (Угрозы):</p> <p>1) Невозможность подключения новых ТП</p> |

Сравнительный SWOT-анализ показал, что рассматриваемые варианты имеют одинаковое количество сильных сторон, но поскольку магистральная схема менее затратна, для электроснабжения принимаем ее.

13.3 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей (рисунок 13.1) – иерархическая структура, состоящая из глобальной цели, целей и подцелей программы и отражающая их подчиненность, внутренние взаимосвязи.



Рисунок 13.1 – Дерево целей

13.4 Модель пирамиды целеполагания

Модель пирамиды целеполагания (рисунок 13.2) нужна для разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия. Цели должны соответствовать принципам SMART, такие как определение специфики темы проекта, достижимость в реализации по конкретному предприятию, измеримость по величине и по времени.

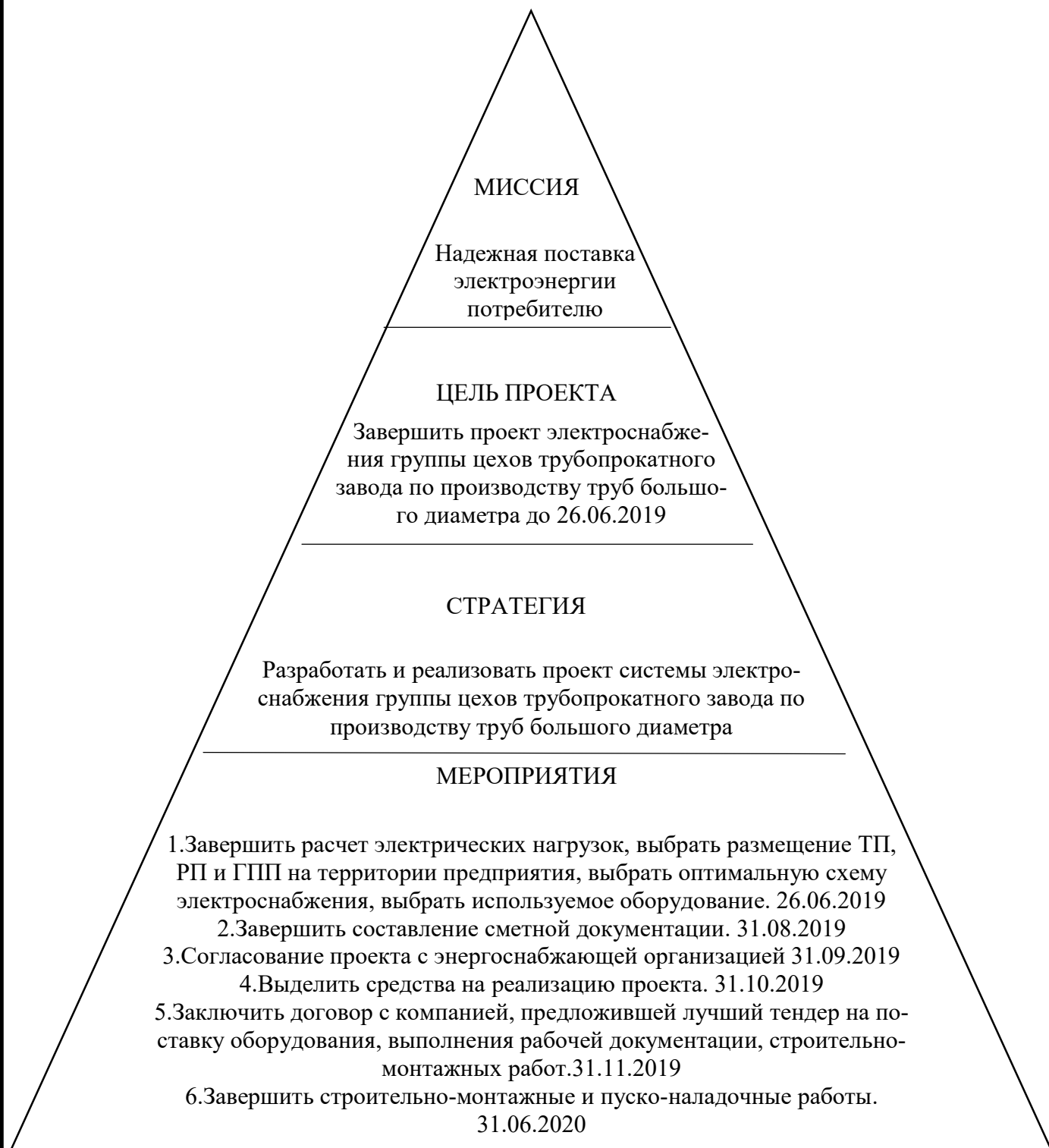


Рисунок 13.2 – Модель пирамиды целеполагания

| | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата |

13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ

Лист

156

13.5 Модель поля сил реализации проекта

Анализ поля сил – это метод, который используют для выявления и оценки ряда факторов, влияющих на изменение экономической составляющей организации. Целью данного метода является оценка сильных и слабых сторон организации.

Данный метод используется для понимания того, почему происходили или происходят изменения в организации. Анализ поля сил помогает разработать конкретные стратегии проведения изменений в организации.

Движущие и сдерживающие силы реализации целей проекта показаны на схеме поля сил (рисунок 13.3). «Мощность» сил показана разной шириной стрелок (как сильные, средние, слабые).



Рисунок 13.3 – Модель поля сил реализации проекта

Движущие силы:

- малый расход кабельной продукции – влияние среднее, уменьшаются капиталовложения, затраты на прокладку линий, а также занимаемая территория под траншеи;

- сокращение оборудования в ЗРУ и уменьшение его площади – влияние среднее, уменьшается занимаемое место в ЗРУ, меньшие капиталовложения в здание ЗРУ, меньшие затраты на монтажные работы и обслуживание ЗРУ;

- эффективная загрузка линий – влияние малое, кабель загружен оптимально, следовательно, выбор проведен верно;

- уменьшение суммарных потерь – влияние сильное, уменьшение затрат на потери электроэнергии, сокращение срока окупаемости, повышение экономности.

Сдерживающие силы:

- необходимость в дополнительном здании – влияние малое, дополнительные капиталовложения в строительство РП, уменьшение свободной площади предприятия, дополнительные затраты на обслуживание РП;

- при повреждении токопровода нарушается электроснабжение всех потребителей магистрали – влияние среднее, может нарушиться технологический процесс, что повлечет за собой большие ущербы;

- усложнение настройки и структуры релейной защиты – влияние малое, требуется повышение квалифицированности обслуживающего персонала, увеличение капиталовложений в систему релейной защиты и автоматики.

- отчуждение большей площади предприятия – влияние среднее, возникновение сложностей при проезде особо крупной техники под токопроводом.

13.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

План реализации проекта представлен в таблице 13.4. Комплекс работ по реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

Таблица 13.4 – План-график Ганта

| Этап работы | Исполнитель | Количество исполнителей | Продолжительность этапа, мес | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|-------------------------|------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|---|---|---|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | |
| 1 Разработка проекта к 26.06.2019 | Проектный отдел | 6 | ■ | ■ | | | | | | | | | | | |
| 2. Составление рабочей и сметной документации до 31.08.2019 | Проектный, сметный отдел | 4 | | ■ | ■ | | | | | | | | | | |
| 3 Согласование проекта с энергоснабжающей организацией 31.09.2019 | ГИП | 1 | | | | ■ | | | | | | | | | |
| 4 Выделение материальных средств на реализацию проекта 31.10.2019 | Бухгалтерский отдел | 3 | | | | | ■ | | | | | | | | |
| 4 Проведение тендера на выполнение строительно-монтажных работ 31.11.2019 | Ген. Директор | 1 | | | | | | ■ | | | | | | | |
| 5 Проведение электромонтажных и пусконаладочных работ 31.06.2020 | Организация подрядчика | 22 | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |

Выводы по 13 разделу:

В данном разделе дипломного проекта был проведен SWOT-анализ двух возможных схем электроснабжения: радиальной и магистральной. Составлено дерево целей, пирамида целеполагания проекта, модель поля сил реализации проекта и график Ганта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте представлено электроснабжение группы цехов трубопрокатного завода по производству труб большого диаметра.

Расчет нагрузок по цеху произведен в соответствии с действующими руководящими указаниями. К установке в КТП цеха приняты трансформаторы ТМГ.

По формуле Стилла было определено, что рациональное напряжение питающей сети 110 кВ. Было решено установить на ГПП 2 трансформатора ТРДН-32000/100000. Такие трансформаторы имеют возможность регулирования напряжения высшей обмотки, обмотка низшего напряжения расщеплена на две.

Так как на предприятии имеется нагрузка с резкопеременным графиком нагрузки (РКЗ) было решено отделить ее от «спокойной» нагрузки. Исходя из вышесказанного, и категории электроснабжения потребителя приняли схему на 10 кВ две секции сборных шин, секционированные выключателями.

Из исходных данных известно, что в грунте, под предприятием присутствуют значительные механические усилия, а его коррозионная активность средняя. Для прокладки в траншее был выбран кабель с бумажной пропитанной изоляцией-АСБл, характеристики и целевое назначение которого позволяют использовать этот кабель в данных условиях.

Распределение энергии по цехам осуществляется с помощью радиальных и магистральных схем с применением РП 10кВ, расположенного в непосредственной близости с центром электрических нагрузок. РП используется для питания высоковольтных потребителей. Расчитаны ТКЗ в минимальном положении РПН трансформатора на ГПП. Все установленное оборудование проверено по термической и электродинамической стойкости.

Для разгрузки линий, и уменьшения мощности ТП, произведен расчет компенсации реактивной мощности.

На предприятии присутствует нагрузка, влияющая на качество электрической энергии (РКЗ, СД, КВПП). В соответствии с действующими нормативными документами, расчитаны ПКЭ, значениях которых удовлетворяют нормативам.

В разделе релейной защиты организована защита РП 10кВ, а также отходящих от него питающих его линий. Построена карта селективности, из которой видно, что рассчитанные уставки определены, верно.

Проработаны вопросы безопасности жизнедеятельности, а также экономики и управления предприятием.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 160 |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. – Введ. 27.03.83. – Сб. стандартов. – М.: Стандартиформ, 2005 – 9с.

2 Каталог компании РУСЭЛТ –
https://www.ruselt.ru/catalog/ustroystva_plavnogo_puska/

3 Состояние и перспективы развития вакуумных и элегазовых выключателей.
<http://forca.ru/stati/podstancii/sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-vakuumnyh-i-elegazovyh-vyklyuchateley.html>

4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. М.: Тяж-промэлектропроект, 1992. – 12с.

5 Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 10 кВ. –
http://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/tr_10kv.php?GALLERY_ID=12

6 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

7 Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 278 с.

8 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

9 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380. – 22.07.2015

10 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)

11 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

12 Выключатели элегазовые серии ВГТ-110 У1/УХЛ1 –
http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110

13 Разъединители наружной установки серии РГП-110 У1/УХЛ1. –
http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-110-kv

14 Трансформаторы напряжения элегазовые серии ЗНОГ-110-0,5 У1/УХЛ1 –
http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy

15 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М –
http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf

16 Трансформаторы тока элегазовые серии ТРГ-110 У1/УХЛ1 –
http://zeto.ru/download/5571/ЗЭТО_газонаполненное_оборудование_2016.pdf

| | | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 161 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | | | | | |

17 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

18 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

19 Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения. Справочник. Под общ. ред. В.Л.Вязигина, В.Н.Горюнова, В.К.Грунина (гл. редактор) и др. Гриф УМО. – Омск: Редакция «Омский научный вестник», 2006. – 268 с.

20 Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КРУ-104М – <http://zsea.ru/product/kru/kru-k-104m/>

21 Выключатели выкуумные серии ВБЭ-10-20/31,5-630/3150 УХЛ2 – http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/teh_harakter_vbe_10-315/

22 ОРТ.135.001 ТИ. Трансформаторы тока ТЛК-10. Техническая информация (справочная). Самара. 2008

23 ИРФУ.671241.015РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт.

24 ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Введ. 12.07.2007. – М.: Стандартинформ 2007.

25 Оборудование для распределительных сетей низкого напряжения на токи от 0,5 до 125 А. Multi 9

26 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW. Каталог, 2006

27 Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.2. – 44

28 Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области от 28 декабря 2017 г.

29 Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом на июнь 2018. – http://esbt74.ru/potrebiteleyam/urlicam/tsenoobrazovanie/nereguliruemye_tseny/2018/iyun/srednevzveshennyenereguliruemye-tsenu-na-optovom-rynke-dlya-pokupateley-s-integralnym-uchetom-na-i.php

30 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

31 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

32 Прогнозные индексы изменения сметной стоимости оборудования на 1 квартал 2019 года. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_318251/63d6b5d0c4d106ec66ead78753144e40cfd3d72c/

33 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. Славэнерго – https://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 162 |

34 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. 88с.

35 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.

36 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 168 с.

37 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – Введ. 27-12-2002. М.: Минрегион России, 2012 г.-109 с.

38 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003, 112 с.

39 ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. – Введ. 10-12-2009. М.: Стандартиформ, 2010 г.

40 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. – Введ. 03-02-2012. 63с.

41 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 27-12-2010. – М.: Минрегион России 2010. 69с.

42 ОАО «АСТЗ» Прожектор типа ДО15-200-001 Kosmos–
<http://www.astz.ru/ru-production/svetodiodnyi-prozhektor-serii-do15-Kosmos/do15-200-001-Kosmos-750/>

43 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ.30-06-2003. – М.: ЦПТИ ОРГРЭС 2004 г. 60с.

44 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.

45 Высоковольтная вакуумная коммутационная аппаратура. –
<http://www.kontakt-kazan.ru/catalog/tech/5-Katalog-vysokovoltnoy-vakuumnoy-komutacionnoy-ap-ry.pdf>

46 ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Введ. 13-12-2000. М.: Издательство стандартов, 2001 г.

47 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения. – Введ. 25-03-2013. М.: Стандартиформ, 2014г.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2019.122.00.00 ПЗ | Лист |
| | | | | | | 163 |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | |