

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)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение завода по ремонту горного оборудования

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев
« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев
« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ А.В. Сажин
« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Сажин А.В. Проект системы электроснабжения завода по ремонту горного оборудования – Челябинск, ЮУрГУ, ЭФ; 2020, 113 с, 25 ил., 46 табл., библиогр. список – 53 наим., 7 листов чертежей ф. А1

Целью данной работы является расчет электроснабжения завода по ремонту горного оборудования.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения 110 кВ и схема внутриводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций и расчет кабельных линий напряжением выше и до 1кВ.

С учетом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ, распределительные ячейки КРУ- СЭЩ-70-10 с вакуумными выключателями; кабельные линии с бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке; силовые трансформаторы типа ТМГ.

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является расчет электроснабжения группы цехов тракторного завода в г. Чебоксары, обеспечивающей соответствующий уровень надёжности электроснабжения, надлежащее качество электрической энергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживании в течение всего срока службы.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения 110 кВ и схема внутриводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций и расчет кабельных линий напряжением выше и до 1кВ.

Предприятие оснащено следующим оборудованием: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ, распределительные ячейки КРУ-СЭЩ-70-10 с вакуумными выключателями, кабельные линии с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке, силовые трансформаторы типа ТМГ.

Произведен расчёт системы компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия

Также уделено особое внимание вопросам охраны труда в электроустановках и подробно рассмотрена защита электрической сети напряжением 380 В.

| | | | | | | | | | | | |
|-----------|---------|-------------|---------|--|--|--|--|------|------|--------|-----|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | | | | | | |
| Изм | Лист | № документа | Подпись | Дата | Проект системы электроснабжения завода по ремонту горного оборудования | | | Лит. | Лист | Листов | |
| Разраб. | Сажин | | | В | | | | К | Р | 3 | 113 |
| Пров. | Валеев | | | ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» Кафедра «ЭССиСЭ» | | | | | | | |
| Н. контр. | Аверина | | | | | | | | | | |
| Утв. | Валеев | | | | | | | | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

ВВЕДЕНИЕ

1. СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

1.1 ВВГ – кабель силовой с медной жилой и ПВХ изоляцией..... 8

1.2. NYM- кабель силовой с медной жилой и ПВХ изоляцией 9

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчёт электрических нагрузок по механическому цеху 12

2.1.1 Распределение по фазам однофазных электроприёмников 13

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию..... 20

2.3 Расчет параметров картограммы электрических нагрузок 22

3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов..... 25

3.2 Выбор мощности цеховых трансформаторов 25

4 СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения..... 32

4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понижительной подстанции 33

4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения 34

4.4 Техничко-экономическое обоснование выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения 35

4.5. Схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ 40

5 СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Определение рационального напряжения внутризаводского электроснабжения..... 42

5.2 Выбор и обоснование режима нейтрали..... 42

5.3 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10(6) кВ 42

5.4 Выбор кабелей до и выше 1000 В 43

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В..... 47

6.1.1. Расчет токов короткого замыкания для трансформаторов ТДН на напряжение 110 и 35 кВ..... 47

6.1.2 Расчет токов короткого замыкания в точках В , Г 49

6.2 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000 В..... 53

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор выключателя для трансформаторов ТДН 110 и 35 кВ..... 57

7.1.1 Выбор разъединителей 58

7.2 Выбор разъединителей для НН 59

7.3 Выбор распределительного устройства на 10кВ 60

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 4 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 7.4 | Выбор трансформаторов тока и напряжения | 61 |
| 7.5 | Выбор ограничителя перенапряжений, трансформатора собственных нужд и КТП | 63 |
| 8 | РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ | |
| 8.1 | Влияние СД на показатели качества электроэнергии | 64 |
| 9 | КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ | |
| 10 | РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КОНДЕНСАТОРНОЙ УСТАНОВКИ | |
| 10.1 | Организация защиты..... | 79 |
| 10.2 | Расчет защиты БК-1350 квар. | 79 |
| 11 | БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ | |
| 11.1 | Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции | 86 |
| 11.1.1 | Обоснование местоположения подстанции | 86 |
| 11.1.2 | Габариты и разрывы на подстанции | 86 |
| 11.1.3 | Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле | 87 |
| 11.1.4 | Проезд на открытом распределительном устройстве | 88 |
| 11.1.5 | Окраска токоведущих частей..... | 89 |
| 11.1.6 | Электрозащитные средства..... | 89 |
| 11.1.7 | Требования к устройству дверей | 90 |
| 11.2 | Электробезопасность | 90 |
| 11.2.1 | Установка заземляющих ножей и система блокировки..... | 91 |
| 11.2.2 | Требования прокладки заземления на ОРУ | 92 |
| 11.2.3 | Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства..... | 92 |
| 11.3 | Расчет освещения открытого распределительного устройства | 95 |
| 11.4 | Пожарная безопасность | 98 |
| 11.4.1 | Категория пожарной опасности | 98 |
| 11.4.2 | Пожарная безопасность трансформатора..... | 99 |
| 11.4.4 | Расчет молниезащиты подстанции | 100 |
| 12 | ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА | |
| | БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | |

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов завода по ремонту горного оборудования.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 11488,34 кВт;

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 3760 кВт;

3) По надежности электроснабжения цеха относятся ко 2 и 3 категории.

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 14684,68 кВА.

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 1900 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 12 км.

8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110/10.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КРУ-СЭЩ-63-10.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 12 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностями: 250, 400, 630, 1000, 1600 кВА.

12) Марка кабельных линий: ААШв, сечений: 3х95, 3х25 3х35 и ААПвБбШв сечениями 3х150 мм²

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 6 |

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Для промышленных предприятий системы электроснабжения создаются для обеспечения питания всех электроприемников предприятия, как низкого, так и высокого напряжения. СЭС должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям, таким как минимальные затраты, обеспечивать необходимую надежность электроснабжения и качество электрической энергии в соответствии с ГОСТом; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь определённую гибкость, позволяющую обеспечивать нормальные режимы эксплуатации во всех случаях, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление модернизации без существенного удорожания первоначального варианта.

В настоящее время к системам электроснабжения предъявляют ряд других требований, таких как, необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, в широких масштабах осуществления диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Для того чтобы система электроснабжения удовлетворяла предъявленным к ней требованиям, при проектировании необходимо учитывать достаточно много различных факторов, использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, системам электроснабжения свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих учитывать взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Так, проектирование промышленного предприятия является тяжёлой задачей, которая включает в себя выбор оптимального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, выбор места размещения цеховых ТП и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, схемы электроснабжения и её параметров, а также сечений жил кабелей и проводов, компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации.

Использование оптимальных решений на каждом из этапов проектирования ведет к уменьшению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей электроснабжения.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 7 |

1. СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

Интенсивное насыщение гражданских и промышленных зданий электроникой при постоянном повышении требований к безопасности требует применять надежную электропроводку.

В качестве примера для сравнения рассмотрены кабели ВВГ (ЗАО Промстройкабель (Россия, г. Трехгорный)) и NYM (Nexans (Германия)).

1.1 ВВГ – кабель силовой с медной жилой и ПВХ изоляцией (ГОСТ 16442-80)

Область применения:

Для передачи и распределения электроэнергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 660 - 1000 В с частотой 50 Гц.

Для прокладки в сухих и влажных производственных помещениях, на специальных кабельных эстакадах, в блоках, а также для прокладки на открытом воздухе. Кабели не рекомендуются для прокладки в земле (траншеях).

Конструкция:

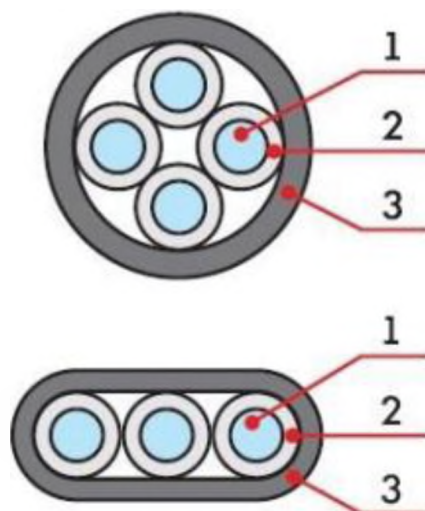


Рисунок 1.1- Конструкция кабеля ВВГ

1. Токопроводящая жила - медная, однопроволочная или многопроволочная, круглой или секторной формы, 1 или 2 класса по ГОСТ 22483 в соответствии с таблицей 1.1:

Таблица 1.1-Наименование и сечение жил кабеля ВВГ

| Наименование жилы | Номинальное сечение жилы, мм ² | | | |
|-------------------|---|-------------|-----------------|-------------|
| | Круглой формы | | Секторной формы | |
| | медной | алюминиевой | медной | алюминиевой |
| Многопроволочная | 1,5-25 | 2,5-35 | - | - |
| Однопроволочная | 16-50 | 50 | 50-240 | 70-240 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

8

2. Изоляция из ПВХ пластиката. Изолированные жилы имеют цветовую маркировку. Изоляция нулевой жилы (N) - голубого цвета. Изоляция жилы заземления (PE, PEN) - двухцветная, зелено-желтой расцветки. Цветовая маркировка остальных жил сплошная или в виде продольной полосы шириной не менее 1 мм.

3. Скрутка - Изолированные жилы скручены. Кабели изготавливаются пятижильными и имеют все жилы одинакового сечения. Жилы круглой формы скручены вокруг сердечника, выпрессованного из шлангового ПВХ пластиката. В кабелях с секторными жилами, поверх скрученных жил, наложена скрепляющая лента из полипропилена, а также допускается применение центрального заполнителя между жилами из материала изоляции, оболочки или заполнения. Заполнение - в кабелях с круглыми жилами выпрессовано до круга в сечении из мелонаполненной резиновой смеси или другого равноценного материала. В кабелях с секторными жилами заполнение не накладывается.

Условия эксплуатации и технические характеристики:

- Вид климатического исполнения кабелей УХЛ и Т;
- Диапазон температур эксплуатации: от -50°C до +50°C;
- Относительная влажность воздуха при температуре до +35°C: до 98%;
- Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре не ниже: -15°C;
- Минимальный радиус изгиба при прокладке: 7,5 наружных диаметров;
- Кабели не распространяют горение при испытании в пучках по ГОСТ МЭК 332-3-96, категория А;
- Дымообразование при горении и тлении кабелей не приводит к снижению светопрозрачности в испытательной камере более чем на 40%;
- Номинальная частота: 50 Гц;
- Испытательное переменное напряжение частотой 50 Гц: 3,5 кВ;
- Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации: +70°C;
- Строительная длина кабелей для сечений основных жил:
 - 1,5 - 16 мм² - 450 м
 - 25 - 70 мм² - 300 м
 - 95 мм² и выше - 200 м
- Гарантийный срок эксплуатации: 5 лет с даты ввода кабелей в эксплуатацию, но не позднее 6 месяцев с даты изготовления; - Срок службы: 30 лет.

1.2. NYM- кабель силовой с медной жилой и ПВХ изоляцией (стандарт Германия DIN 57250)

Область применения:

Кабель NYM предназначен для прокладки в сухих и влажных производственных помещениях, на специальных кабельных эстакадах и в блоках. Силовой кабель NYM применяется для обеспечения электроснабжения в жилых и общественных зданиях и сооружениях, в которых предъявляются повышенные требования к негорючести и малодымности используемых материалов. Также кабель

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | | | | |

NYM применяется для электроснабжения электроустановок, требующих уплотнения кабелей при вводе. Кабели не рекомендуются для прокладки в земле (траншеях). Также есть ограничения по возможности открытой прокладки в связи с тем, что силовой кабель NYM имеет оболочку подверженную воздействию ультрафиолета.

Конструкция:

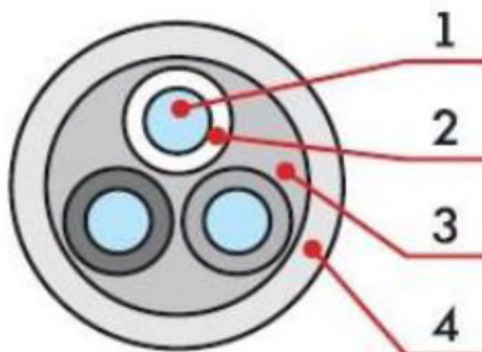


Рисунок 1.2- Конструкция кабеля NYM

1. Токопроводящая жила Однопроволочная (сечение 1,5–10 мм²) или многопроволочная (сечение 16–35 мм²) медная жила, круглой формы 1 и 2.

2. Изоляция: мелонаполненный поливинилхлоридный (ПВХ) пластикат с отличительной окраской.

3 Заполнение: экструдированная внутренняя оболочка из мелонаполненной резиновой смеси (кроме одножильных кабелей).

4. Наружная оболочка из мелонаполненного ПВХ пластиката серого цвета.

Технические характеристики:

Максимальное рабочее напряжение: 500 В;

Диапазон температур эксплуатации: от – 40 до + 70 С°;

Относительная влажность воздуха при температуре до +35°С: до 98%;

Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре не ниже: -15°С;

Минимальный радиус изгиба при прокладке: 7,5 наружных диаметров;

Номинальная частота: 50 Гц;

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации: +70°С;

Срок службы: 30 лет

Для того, чтобы принять окончательное решение о том, какая марка кабеля из этих двух лучше, сравним их активное сопротивление и цену. Данные характеристики занесены в таблицы 1.2 и 1.3.

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

10

Таблица 1.2- Активное сопротивление жил кабеля ВВГ и его цена

| Сечение , мм ² | R0, Ом/км | Цена, руб/м |
|---------------------------|-----------|-------------|
| 1,5 | 12,1 | 18,45 |
| 2,5 | 7,41 | 31,05 |
| 4 | 4,61 | 51,76 |
| 6 | 3,08 | 75,85 |
| 10 | 1,83 | 123,85 |

Таблица 1.3- Активное сопротивление жил кабеля NYM и его цена

| Сечение , мм ² | R0, Ом/км | Цена, руб/м |
|---------------------------|-----------|-------------|
| 1,5 | 14,5 | 21,61 |
| 2,5 | 8,87 | 33,13 |
| 4 | 5,52 | 51,86 |
| 6 | 3,69 | 81,94 |
| 10 | 2,19 | 182,3 |

Для кабелей цены по прайсу организации «220 Вольт»[53].

Результаты сравнения данных марок кабелей показывают следующее:

В отличие от кабеля ВВГ, кабель NYM имеет тройную изоляцию. Промежуточный третий слой изоляции демпфирует напряжение между внешней изоляцией и медными токоведущими жилами и предотвращает опасность образования трещин при эксплуатации в неблагоприятных условиях, кроме того этот слой изоляции упрощает «разделывание» и монтаж кабеля. Наружная оболочка NYM выполнена из не поддерживающего горение эластичного пластиката ПВХ, в итоге это повышенная пожаробезопасность.

Выводы по разделу один: цена кабеля NYM, в связи с улучшенной конструкцией, по сравнению с кабелем ВВГ, выше. Поэтому целесообразно применять данный кабель в пожароопасных помещениях, и в помещениях с высокой температурой окружающей среды.

Преимуществом отечественного кабеля ВВГ является низкая цена и небольшая величина активного сопротивления жилы кабеля, которая влияет на потери в кабеле. Поэтому его использование в помещениях, которые не являются пожароопасными, является оптимальным. Дополнительным достоинством кабеля ВВГ является большее номинальное напряжение, в сравнении с аналогичным параметром кабеля NYM

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчёт электрических нагрузок по узлам проектируемой системы электропитания производится согласно руководящим техническим материалам по расчёту электрических нагрузок – РТМ 36.18.32.4-92 [1].

2.1 Расчёт электрических нагрузок по механическому цеху

Для того, чтобы найти расчётную мощность ремонтно-механического цеха, нужно произвести расчёт для каждого отделения, входящего в данный цех, в отдельности.

Вначале расчета преобразуем мощность электроприёмников работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100% (при наличии таких в отделении). Это кран укосина и тельфер, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$P_{\text{ном(ПВ=100\%)}} = P_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\text{ПВ}\%}{100\%}}, \quad (2.1)$$

Для каждой группы ЭП определённого вида из выбранного для расчёта отделения находится суммарная номинальная мощность:

$$P_{\text{ном}i} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном},i} \quad (2.2)$$

Затем нужно найти среднюю активную мощность данной группы ЭП, для этого важно знать коэффициент использования по активной мощности, который представлен в таблицах в справочнике Барыбина[2]:

$$P_{\text{ср}i} = \sum_{i=1}^n k_{\text{иа},i} \cdot P_{\text{ном},i} \quad (2.3)$$

Активная и реактивная расчётные мощности отделения определяются как расчётные мощности для второго уровня системы электроснабжения по следующим выражениям:

$$P_{\text{P}}^{\text{II}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{P}}^{\text{II}} = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}i} \quad (2.5)$$

Поэтому прежде чем их посчитать, необходимо найти эффективное число электроприёмников узла в целом:

$$n_{\text{Э}} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}^2} \quad (2.6)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 12 |

Затем по таблице 50.2 [3], в которой представлена зависимость коэффициента расчётной нагрузки по активной мощности для питающих сетей напряжением до 1000 В от эффективного числа электроприёмников, найти искомое значение коэффициента.

В свою очередь, коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности для питающих сетей напряжением до 1000 В находится по формуле:

$$K_{pp} \approx \frac{1}{1 + 6 \cdot \sqrt{n_{\Sigma}}} \quad (2.7)$$

После этого можно окончательно определить активную и реактивную расчётные мощности отделения по формулам (2.4, 2.5), а также и полную расчётную мощность группы трёхфазных ЭП рассматриваемого отделения:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (2.8)$$

Кроме того, расчётный ток определяется как:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.9)$$

2.1.1 Распределение по фазам однофазных электроприёмников

В отделениях может присутствовать однофазная нагрузка, подключённая либо на фазное, либо на линейное напряжение. Данную нагрузку необходимо распределить наиболее равномерно по трём фазам и найти средние значения активной и реактивной мощностей для каждой фазы по следующим формулам:

$$P_{\text{ср.ф}} = \sum_i^{n_{AB}} P_{\text{ном.АВ.}i} \cdot k_{\text{иа.}i} \cdot k_{\text{АВ(А)}i} + \sum_i^{n_{CA}} P_{\text{ном.СА.}i} \cdot k_{\text{иа.}i} \cdot k_{\text{СА(А)}i} + \sum_i^{n_{AO}} P_{\text{ном.АО.}i} \cdot k_{\text{иа.}i} \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ср}} = \sum_i^{n_{AB}} P_{\text{ном.АВ.}i} \cdot k_{\text{иа.}i} \cdot q_{\text{АВ(А)}i} + \sum_i^{n_{CA}} P_{\text{ном.СА.}i} \cdot k_{\text{иа.}i} \cdot q_{\text{СА(А)}i} + \sum_i^{n_{AO}} P_{\text{ном.АО.}i} \cdot \text{tg}\varphi \cdot k_{\text{иа.}i} \quad (2.11)$$

Затем необходимо выбрать наиболее загруженную фазу и ввести утроенное её значение в таблицу для расчёта трёхфазной нагрузки.

В таблицу расчёта трёхфазной нагрузки данную однофазную нагрузку введём утроенным значением активной мощности фазы А.

Проведя расчёт для каждого отделения, можно определить расчётную мощность всего цеха, для этого необходимо найти эффективное число ЭП для цеха, определить по таблице коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности для магистральных шинопроводов напряжением до 1000 и согласно следующим выражениям определить активную, реактивную и полную мощности цеха.

$$P_P^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.}i} \cdot P_{\text{ном.}i} \quad (2.12)$$

$$Q_P^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.}i} \cdot P_{\text{ном.}i} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.13)$$

$$S_{Pi}^{III} = \sqrt{(P_{Pi}^{III})^2 + (Q_{Pi}^{III})^2} \quad (2.14)$$

А также расчётный ток:

$$I_{Pi} = \frac{S_{Pi}^{III}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (2.15)$$

Результаты вычислений расчётных мощностей отделений, расчётной мощности всего ремонтно-механического цеха, а также распределения однофазной нагрузки по фазам, представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 14 |

Таблица 2.1 – Расчёт электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

| Исходные данные | | | | Расчётные величины | | | | | Расчётная мощность | | | | I _p , А | | |
|--|-------|---------------------------|------------------|--------------------|---|---|--|----------------|--------------------|------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|--------|
| по заданию технологов | | | справочные | | k _{и.а} · P _{ном} , кВт | k _{и.а} · P _{ном} · tgφ, квар | n · p ² _{ном} , кВт ² | n _э | K _{р.а} | K _{р.р} | P _р , кВт | Q _р , квар | | S _р , кВА | |
| Наименование узлов СЭС и электроприёмников | n, шт | Номинальная мощность, кВт | | k _{и.а} | | | | | | | | | | | cos/tg |
| | | P _{ном} | P _{ном} | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Участок 1 механической обработки ШР-1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Тепловая завеса | 1 | 30 | 30 | 0,7 | 0,8 0,75 | 21 | 15,75 | 900,00 | | | | | | | |
| Станок долбежный | 5 | 6,7 | 33,5 | 0,13 | 0,65 1,17 | 4,355 | 5,10 | 224,45 | | | | | | | |
| Станок поперечно-строгальный | 3 | 14 | 42 | 0,17 | 0,5 1,73 | 7,14 | 12,35 | 588,00 | | | | | | | |
| Станок заточной | 6 | 0,75 | 4,5 | 0,13 | 0,5 1,73 | 0,585 | 1,01 | 3,38 | | | | | | | |
| Станок токарный | 4 | 11 | 44 | 0,14 | 0,5 1,73 | 6,16 | 10,66 | 484,00 | | | | | | | |
| Кран-балка | 2 | 8,5 | 17 | 0,45 | 0,6 1,33 | 7,65 | 10,17 | 144,50 | | | | | | | |
| Итого по ШР1 : | 21 | | 171 | 0,27 | | 46,89 | 55,04 | 2344,33 | 12,47 | 1,15 | 1,05 | 53,74 | 57,64 | 78,80 | 113,74 |
| Механическое отделение 2 ; ШР-2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок зубонарезной | 4 | 11,7 | 46,8 | 0,17 | 0,65 1,17 | 7,96 | 9,31 | 547,56 | | | | | | | |
| Станок вертикальный фрезерный | 3 | 13 | 39 | 0,14 | 0,5 1,73 | 5,46 | 9,45 | 507,00 | | | | | | | |
| Станок шлифовальный | 4 | 14 | 56 | 0,17 | 0,65 1,17 | 9,52 | 11,14 | 784,00 | | | | | | | |
| Станок токарный | 4 | 16 | 64 | 0,13 | 0,5 1,73 | 8,32 | 14,39 | 1024,00 | | | | | | | |
| Станок горизонтально-расточной | 2 | 29 | 58 | 0,14 | 0,5 1,73 | 8,12 | 14,05 | 1682,00 | | | | | | | |
| Станок радиально-сверлильный | 4 | 6,9 | 27,6 | 0,14 | 0,5 1,73 | 3,86 | 6,68 | 190,44 | | | | | | | |
| Пила дисковая | 3 | 8,9 | 26,7 | 0,4 | 0,6 1,33 | 10,68 | 14,20 | 237,63 | | | | | | | |
| Пила ножовочная | 5 | 1,7 | 8,5 | 0,4 | 0,65 1,17 | 3,40 | 3,98 | 14,45 | | | | | | | |

Продолжение таблицы 2.1

| Исходные данные | | | | | Расчётные величины | | | | Расчётная мощность | | | | I _p , А | | |
|--|-------|---------------------------|-------|------------------|--------------------|---|---|--|--------------------|------------------|------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|
| по заданию технологов | | | | справочные | | k _{и.а} · P _{ном} , кВт | k _{и.а} · P _{ном} · tgφ, квар | n · p ² _{ном} , кВт ² | n _э | K _{р.а} | K _{р.р} | P _р , кВт | | Q _р , квар | S _р , кВА |
| Наименование узлов СЭС и электроприёмников | n, шт | Номинальная мощность, кВт | | k _{и.а} | cos/tg | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Тележка вспомогательная | 3 | 1,4 | 4,2 | 0,4 | 0,7 1,02 | 1,68 | 1,71 | 5,88 | | | | | | | |
| Тепловая завеса | 2 | 1,4 | 2,8 | 0,7 | 0,8 0,75 | 1,96 | 1,47 | 3,92 | | | | | | | |
| Итого по ШР-2 : | 34 | | 247,8 | 0,25 | | 60,96 | 86,38 | 4996,88 | 12,29 | 1,19 | 1,05 | 72,60 | 90,49 | 116,02 | 167,46 |
| Участок 3 механической обработки; ШР-3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок универсально-заточной | 4 | 4,5 | 18 | 0,17 | 0,65 1,17 | 3,06 | 3,58 | 81,00 | | | | | | | |
| Станок карусельный | 2 | 50,0 | 100,0 | 0,17 | 0,65 1,17 | 17,00 | 19,89 | 5000,00 | | | | | | | |
| Станок радиально-сверлильный | 4 | 6,9 | 27,6 | 0,13 | 0,5 1,73 | 3,59 | 6,21 | 190,44 | | | | | | | |
| Станок центровальный | 4 | 1,7 | 6,8 | 0,13 | 0,5 1,73 | 0,88 | 1,53 | 11,56 | | | | | | | |
| Машина наплавочная | 2 | 11,7 | 23,4 | 0,17 | 0,65 1,17 | 3,98 | 4,65 | 273,78 | | | | | | | |
| Пресс гидравлический | 3 | 2,8 | 8,4 | 0,17 | 0,65 1,17 | 1,43 | 1,67 | 23,52 | | | | | | | |
| Станок токарно-винторезный | 2 | 15 | 30 | 0,17 | 0,65 1,17 | 5,10 | 5,97 | 450,00 | | | | | | | |
| Ножницы гильотинные | 3 | 7 | 21 | 0,15 | 0,5 1,73 | 3,15 | 5,45 | 147,00 | | | | | | | |
| Итого по ШР 3: | 24 | | 235,2 | 0,16 | | 38,19 | 48,95 | 6177,30 | 8,96 | 1,65 | 1,06 | 63,16 | 51,67 | 81,61 | 117,79 |
| Участок по ремонту оборудования ШР-4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок токарно-винторезный | 3 | 7,5 | 22,5 | 0,17 | 0,65 1,17 | 3,83 | 4,48 | 168,75 | | | | | | | |
| Станок универсально-фрезерный | 4 | 3 | 12 | 0,17 | 0,65 1,17 | 2,04 | 2,39 | 36,00 | | | | | | | |
| Станок точильный | 4 | 1 | 4 | 0,14 | 0,5 1,73 | 0,56 | 0,97 | 4,00 | | | | | | | |
| Станок сверлильный | 3 | 10 | 30 | 0,14 | 0,5 1,73 | 4,20 | 7,27 | 300,00 | | | | | | | |
| Станок долбежный | 2 | 6,8 | 13,6 | 0,14 | 0,5 1,73 | 1,90 | 3,29 | 92,48 | | | | | | | |
| Итого по ШР-4: | 16 | | 82,1 | 0,15 | | 12,53 | 18,39 | 601,23 | 11,21 | 1,60 | 1,05 | 20,05 | 19,31 | 27,83 | 40,17 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.1

| Исходные данные | | | | | | Расчётные величины | | | n _э | K _{р.а} | K _{р.р} | Расчётная мощность | | | I _р , А |
|--|-------|---------------------------|------------------|------------------|--------------|---|---|--|----------------|------------------|------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| по заданию технологов | | | | справочные | | k _{и.а} · P _{ном} , кВт | k _{и.а} · P _{ном} · tgφ, квар | n · p ² _{ном} , кВт ² | | | | P _р , кВт | Q _р , квар | S _р , кВА | |
| Наименование узлов СЭС и электроприёмников | n, шт | Номинальная мощность, кВт | | k _{и.а} | cos/tg | | | | | | | | | | |
| | | P _{ном} | P _{ном} | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Заготовительное отделение ШП-5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пресс-ножницы | 2 | 9,5 | 19 | 0,15 | 0,5 1,73 | 2,85 | 4,93 | 180,50 | | | | | | | |
| Вальцы | 2 | 9 | 18 | 0,17 | 0,65 1,17 | 3,06 | 3,58 | 162,00 | | | | | | | |
| Станок вертикально-сверлильный | 3 | 9,6 | 28,8 | 0,17 | 0,65 1,17 | 4,90 | 5,73 | 276,48 | | | | | | | |
| Ножницы гильотинные | 2 | 9 | 18 | 0,47 | 0,8 0,75 | 8,46 | 6,35 | 162,00 | | | | | | | |
| Преобразователь сварочный | 1 | 14 | 14 | 0,35 | 0,55 1,51 | 4,90 | 7,40 | 196,00 | | | | | | | |
| Трансформатор сварочный | 2 | 15 | 30 | 0,35 | 0,5 1,73 | 10,50 | 18,17 | 450,00 | | | | | | | |
| Кран-балка | 1 | 16,5 | 16,5 | 0,45 | 0,65 1,17 | 7,43 | 8,69 | 272,25 | | | | | | | |
| Итого по ШП-5: | 13 | | 144,3 | 0,29 | | 42,09 | 54,84 | 1699,23 | 12,25 | 1,10 | 1,05 | 46,26 | 57,45 | 73,76 | 106,46 |
| Кузнечное отделение ШП-6 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Печь термическая | 2,00 | 90,00 | 180,00 | 0,61 | 1 0 | 109,80 | 0,00 | 16200,00 | | | | | | | |
| Молот | 1,00 | 35,00 | 35,00 | 0,24 | 0,65 1,17 | 8,40 | 9,83 | 1225,00 | | | | | | | |
| Станок гибочный | 4,00 | 1,70 | 6,80 | 0,17 | 0,65 1,17 | 1,16 | 1,35 | 11,56 | | | | | | | |
| Станок продольно-строгальный | 2,00 | 46,00 | 92,00 | 0,17 | 0,65 1,17 | 15,64 | 18,30 | 4232,00 | | | | | | | |
| Установка термообработки, колес | 2,00 | 25,00 | 50,00 | 0,60 | 0,6 1,33 | 30,00 | 39,90 | 1250,00 | | | | | | | |
| Кран-укосина (ПВ = 25%) | 2,00 | 0,50 | 1,00 | 0,20 | 0,8 0,75 | 0,20 | 0,15 | 0,50 | | | | | | | |
| Итого по ШП6: | 13,00 | | 364,80 | 0,45 | | 165,20 | 69,53 | 22919,06 | 5,81 | 1,15 | 1,07 | 189,48 | 74,34 | 203,54 | 293,79 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 2.1

| Исходные данные по заданию технологов | | | | | | Расчётные величины | | | n _э | K _{р.а} | K _{р.р} | Расчётная мощность | | | I _р , А |
|--|-------|---------------------------|------------------|------------------|--------------|---|---|--|----------------|------------------|------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
| Наименование узлов СЭС и электроприёмников | n, шт | Номинальная мощность, кВт | | справочные | | k _{и.а} · P _{ном} , кВт | k _{и.а} · P _{ном} · tgφ, квар | n · p ² _{ном} , кВт ² | | | | P _р , кВт | Q _р , квар | S _р , кВА | |
| | | P _{ном} | P _{ном} | k _{и.а} | cos/tg | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| Заготовительное отделение ШП-5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пресс-ножницы | 2 | 9,5 | 19 | 0,15 | 0,5 1,73 | 2,85 | 4,93 | 180,50 | | | | | | | |
| Вальцы | 2 | 9 | 18 | 0,17 | 0,65 1,17 | 3,06 | 3,58 | 162,00 | | | | | | | |
| Станок вертикально-сверлильный | 3 | 9,6 | 28,8 | 0,17 | 0,65 1,17 | 4,90 | 5,73 | 276,48 | | | | | | | |
| Ножницы гильотинные | 2 | 9 | 18 | 0,47 | 0,8 0,75 | 8,46 | 6,35 | 162,00 | | | | | | | |
| Преобразователь сварочный | 1 | 14 | 14 | 0,35 | 0,55 1,51 | 4,90 | 7,40 | 196,00 | | | | | | | |
| Трансформатор сварочный | 2 | 15 | 30 | 0,35 | 0,5 1,73 | 10,50 | 18,17 | 450,00 | | | | | | | |
| Кран-балка | 1 | 16,5 | 16,5 | 0,45 | 0,65 1,17 | 7,43 | 8,69 | 272,25 | | | | | | | |
| Итого по ШП-5: | 13 | | 144,3 | 0,29 | | 42,09 | 54,84 | 1699,23 | 12,25 | 1,10 | 1,05 | 46,26 | 57,45 | 73,76 | 106,46 |
| Кузнечное отделение ШП-6 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Печь термическая | 2,00 | 90,00 | 180,00 | 0,61 | 1 0 | 109,80 | 0,00 | 16200,00 | | | | | | | |
| Молот | 1,00 | 35,00 | 35,00 | 0,24 | 0,65 1,17 | 8,40 | 9,83 | 1225,00 | | | | | | | |
| Станок гибочный | 4,00 | 1,70 | 6,80 | 0,17 | 0,65 1,17 | 1,16 | 1,35 | 11,56 | | | | | | | |
| Станок продольно-строгальный | 2,00 | 46,00 | 92,00 | 0,17 | 0,65 1,17 | 15,64 | 18,30 | 4232,00 | | | | | | | |
| Установка термообработки, колес | 2,00 | 25,00 | 50,00 | 0,60 | 0,6 1,33 | 30,00 | 39,90 | 1250,00 | | | | | | | |
| Кран -укосина (ПВ = 25%) | 2,00 | 0,50 | 1,00 | 0,20 | 0,8 0,75 | 0,20 | 0,15 | 0,50 | | | | | | | |
| Итого по ШП6: | 13,00 | | 364,80 | 0,45 | | 165,20 | 69,53 | 22919,06 | 5,81 | 1,15 | 1,07 | 189,48 | 74,34 | 203,54 | 293,79 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

18

Таблица 2.2 – Расчет однофазной нагрузки сварочного отделения

| Наименование узлов СЭС и ЭП | P_H , кВт | n, шт. | $n \cdot p_{ном1}^2$, кВт ² | Установленная мощность ЭП, подключаемых на $U_{л}$, кВт | | | Коэффициенты приведения Р и Q нагрузки к фазе | | | Установленная мощность ЭП, подключаемых на $U_{ф}$, кВт | | | $k_{и.л}$ | tgφ | Средняя мощность за наиболее загруженную смену | | | | | | | | | | | |
|---|-------------|--------|---|--|----|----|---|--------|--------|--|------|-------|-----------|------|--|------|-------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--------|------|
| | | | | AB | BC | CA | $k_{ф}$ | k | q | A | B | C | | | P_c , кВт | | | Q_c , квар | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | A | B | C | A | B | C | | | | | | |
| Печь сопротивления, однофазная, $U_{ном} = 380$ В | 20 | 3 | 1200 | 20 | - | - | A | 0,57 | -0,175 | 11,4 | | | 0,80 | 0,33 | 9,12 | | | -2,8 | | | | | | | | |
| | | | | | | | B | 0,43 | 0,415 | | 8,6 | | | | | 6,88 | | | 6,64 | | | | | | | |
| | | | | - | 20 | - | B | 0,57 | -0,175 | | 11,4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | C | 0,43 | 0,415 | | | 8,6 | | | | | | | 6,88 | | | | | 6,64 | | |
| | | | | - | - | 20 | C | 0,57 | -0,175 | | | 11,4 | | | | | | | | | | 9,12 | | | | -2,8 |
| | | | | | | | A | 0,43 | 0,415 | 8,6 | | | | | | | | 6,88 | | | 6,64 | | | | 6,64 | |
| Печь индукционная однофазная, $U_{ном} = 380$ В | 40 | 2 | 3200 | 40 | | | A | 1,285 | 1,08 | 51,4 | | | 0,7 | 2,74 | 35,98 | | | 30,24 | | | | | | | | |
| | | | | | | | B | -0,285 | 1,66 | | - | 11,4 | | | | | | -7,98 | | | 46,48 | | | | | |
| | | | | | 40 | | B | 1,285 | 1,08 | | 51,4 | | | | | | 35,98 | | | | | 30,24 | | | | |
| | | | | | | | C | -0,285 | 1,66 | | | -11,4 | | | | | | | -7,98 | | | | 46,48 | | | |
| | | | | | | 0 | C | 1,285 | 1,08 | | | 0 | | | | | | | | | 0 | | | 0 | | |
| | | | | | | | A | -0,285 | 1,66 | 0 | | | | | | | 0 | | | | | 0 | | | 0 | |
| Печь шахтная однофазная, $U_{ном} = 380$ В | 25 | 2 | 1250 | 0 | | | A | 0,64 | -0,05 | 0 | | | 0,75 | 0,48 | 0 | | | 0 | | | | | | | | |
| | | | | | | | B | 0,36 | 0,53 | | 0 | | | | | | 0 | | | 0 | | | | | | |
| | | | | | 0 | | B | 0,64 | -0,05 | | 0 | | | | | | 0 | | | | | 0 | | | | |
| | | | | | | | C | 0,36 | 0,53 | | | 0 | | | | | | | 0 | | | 0 | | | | |
| | | | | | | 50 | C | 0,64 | -0,05 | | | 32 | | | | | | | | | | 24 | | | -1,875 | |
| | | | | | | | A | 0,36 | 0,53 | 18 | | | | | | | | 13,5 | | | | | | | 19,875 | |
| Итого по однофазным ЭП | 85 | 7 | 5650 | 60 | 60 | 70 | | | | 89,4 | 60 | 40,6 | - | - | 65,48 | 44 | 32,02 | 34,08 | 80,56 | 74,96 | | | | | | |
| Электронагреватель, однофазный, $U_{ном} = 220$ В | 10 | 2 | 200 | - | - | - | - | - | - | 0 | 10 | 10 | 0,65 | 0 | | 6,5 | 6,5 | | | | | | | | | |
| Итого | 15 | 3 | 200 | - | - | - | - | - | - | 0 | 10 | 10 | | | 0 | 6,5 | 6,5 | 0 | 0 | 0 | | | | | | |
| Итого по отделению | 55 | 6 | 5850 | | | | | | | 89,4 | 70 | 50,6 | | | 65,48 | 50,5 | 38,52 | 34,08 | 80,56 | 74,96 | | | | | | |
| Наиболее загруженная фаза | | | | | | | | | | | | | | | | | | A | B | C | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | 73,81 | 95,07 | 84,2 | | | | | | |

В таблицу 3 расчет нагрузок цеха уходит величина активной и реактивной мощности наиболее загруженной фазы приведённая к 3 фазной симметричной ($P_p=3 \cdot P_{max}$ и $Q_p=3 \cdot Q_{max}$)
 Значение коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности в функции коэффициента мощности нагрузки определяются по таблице 50.4 методом линейной интерполяции

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчётная мощность для третьего уровня системы электроснабжения:

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} = K_{\text{ра}} \cdot K_{\text{иа.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} \quad (2.16)$$

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.

$$Q_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} \cdot \text{tg}\varphi_i = K_{\text{ра}} \cdot K_{\text{иа.и}} \cdot P_{\text{ном.и}} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.17)$$

Кроме того, используя генплан предприятия, находим площади цехов $F_{\text{ц.и}}$.

Затем определяем активную и реактивную мощности для осветительной нагрузки, приняв некоторые допущения в связи с отсутствием какой-либо информации о ней. А именно принимаем коэффициент мощности $\cos\varphi$ внутреннего освещения цехов и наружного освещения предприятия равным 0,9; коэффициент спроса $K_{\text{с.о}}$ для внутреннего – 0,85, для наружного – 1; выбираем наибольшую удельную мощность $P_{\text{у.о}}$ для внутреннего освещения (0,013 кВт/м²) согласно таблице «Максимально допустимые удельные установленные мощности искусственного освещения в производственных помещениях» из СП 52.13330.2011 [4], приняв освещенность равной 300 Лк; для наружного освещения принимаем освещенность равной 100 Лк и выбираем удельную мощность, соответствующую наибольшему индексу помещения.

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{с.о}} \cdot P_{\text{у.о}} \cdot F, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{р.о}} = K_{\text{с.о}} \cdot P_{\text{у.о}} \cdot F_{\text{ц}} \cdot \text{tg}\varphi_o, \quad (2.19)$$

Результаты расчетов полной расчетной мощности для других цехов, а также расчета осветительной нагрузки для освещения территории предприятия, представлены в таблице 1.3.

Для ЭП 10 кВ расчётную мощность находим таким же образом с той лишь особенностью, что $K_{\text{ра}}$ принимаем равным 1. Результаты вычислений проведены в таблице 2.3

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

20

Таблица 2.3-Расчет электрической нагрузки по предприятию

| Наименование цехов и узлов СЭС | n_3 | $P_{ном},$ кВт | $K_{на}$ | $\cos\varphi$ | $P_c,$ кВт | $Q_c,$ кВт | $K_{ра}$ | $P_p,$ кВт | $Q_p,$ квар | $F_{ц},$ м ² | $P_{уд.о},$ кВт / м ² | $\cos\varphi_0$ | $K_{с.о}$ | $P_{р.о},$ кВт | $Q_{р.о},$ квар | $P_p +$ $+P_{р.о},$ кВт | $Q_p +$ $+Q_{р.о},$ квар | $S_{p.Σ},$ кВ·А |
|--------------------------------|-------|-------------------|----------|---------------|---------------|---------------|----------|---------------|-------------|-------------------------|-------------------------------------|-----------------|-----------|-------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Столовая | 13 | 200 | 0,7 | 0,8 | 140 | 105,00 | 0,9 | 126,00 | 94,50 | 1117,75 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 12,35 | 5,98 | 138,35 | 100,48 | 170,99 |
| 2. Проходная | 8 | 16 | 0,25 | 0,5 | 4 | 6,93 | 1,335 | 5,34 | 9,25 | 92,53 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 1,02 | 0,49 | 6,36 | 9,74 | 11,64 |
| 3. Заводоуправление | 20 | 150 | 0,4 | 0,7 | 60 | 61,21 | 1 | 60,00 | 61,21 | 784,05 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 8,66 | 4,19 | 68,66 | 65,41 | 94,83 |
| 4. Кислородная станция | 9 | 790 | 0,8 | 0,85 | 632 | 391,68 | 0,9 | 568,80 | 352,51 | 210,19 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 2,32 | 1,12 | 571,12 | 353,63 | 671,74 |
| 5. Гараж | 22 | 340 | 0,35 | 0,65 | 119 | 139,13 | 0,85 | 101,15 | 118,26 | 1305,46 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 14,43 | 6,98 | 115,58 | 125,24 | 170,42 |
| 6. Модельный цех | 66 | 840 | 0,5 | 0,75 | 420 | 370,41 | 0,75 | 315,00 | 277,80 | 1591,13 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 17,58 | 8,51 | 332,58 | 286,31 | 438,85 |
| 7. Стройцех | 35 | 270 | 0,40 | 0,700 | 108 | 110,18 | 0,75 | 81,00 | 82,64 | 377,32 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 4,17 | 2,02 | 85,17 | 84,65 | 120,08 |
| 8. Пилорама | 27 | 200 | 0,5 | 0,75 | 100 | 88,19 | 1 | 100,00 | 88,19 | 557,82 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 6,16 | 2,98 | 106,16 | 91,18 | 139,94 |
| 9. Цех 1 | 180 | 7635 | 0,6 | 0,8 | 4581 | 3435,75 | 0,8 | 3664,80 | 2748,60 | 8111,00 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 89,63 | 43,38 | 3754,43 | 2791,98 | 4678,77 |
| 10. Котельная | 90 | 840 | 0,8 | 0,85 | 672 | 416,47 | 0,8 | 537,60 | 333,17 | 1917,33 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 21,19 | 10,25 | 558,79 | 343,43 | 655,89 |
| 11. Цех 2 | 135 | 4085 | 0,6 | 0,8 | 2451 | 1838,25 | 0,825 | 2022,08 | 1516,56 | 1198,81 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 13,25 | 6,41 | 2035,32 | 1522,97 | 2542,04 |
| 12. Цех 3 | 90 | 3335 | 0,65 | 0,8 | 2167,75 | 1625,81 | 0,8 | 1734,20 | 1300,65 | 1405,54 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 15,53 | 7,52 | 1749,73 | 1308,17 | 2184,69 |
| 13. Склад металла | 10 | 65 | 0,35 | 0,65 | 22,75 | 26,60 | 1,1 | 25,03 | 29,26 | 1439,74 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 15,91 | 7,70 | 40,93 | 36,96 | 55,15 |
| 14. Склад электродвигателей | 15 | 185 | 0,25 | 0,5 | 46,25 | 80,11 | 1,14 | 52,73 | 91,32 | 61,79 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 0,68 | 0,33 | 53,41 | 91,65 | 106,08 |
| 15.Электроремонтный цех | 60 | 1584,3 | 0,6 | 0,8 | 950,58 | 712,94 | 0,8 | 760,46 | 570,35 | 2105,38 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 23,26 | 11,26 | 783,73 | 581,61 | 975,96 |
| 16. Цех 4 | 68 | 1290 | 0,65 | 0,8 | 838,5 | 628,88 | 0,8 | 670,80 | 503,10 | 1202,85 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 13,29 | 6,43 | 684,09 | 509,53 | 853,00 |
| 17.Центральный склад | 25 | 230 | 0,3 | 0,65 | 69 | 80,67 | 1 | 69,00 | 80,67 | 1282,90 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 14,18 | 6,86 | 83,18 | 87,53 | 120,75 |
| 18. Компрессорная | 30 | 330 | 0,8 | 0,85 | 264 | 163,61 | 0,85 | 224,40 | 139,07 | 24,71 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 0,27 | 0,13 | 224,67 | 139,20 | 264,30 |
| 19. Склад готовой продукции | 25 | 140 | 0,3 | 0,65 | 42 | 49,10 | 1 | 42,00 | 49,10 | 176,78 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 1,95 | 0,95 | 43,95 | 50,05 | 66,61 |
| 20. Главный магазин | 21 | 82 | 0,6 | 0,8 | 49,2 | 36,90 | 1 | 49,20 | 36,90 | 264,48 | 0,013 | 0,9 | 0,85 | 2,92 | 1,41 | 52,12 | 38,31 | 64,69 |
| Освящение территории | | | | | | | | | | 98728,85 | 0,004 | 0,9 | 1 | 394,92 | 191,14 | | | |
| Итого по 0,4 кВ: | 949 | 22607,3 | 0,61 | | 13737,03 | 10367,81 | | 11209,58 | 8483,11 | | | | | 673,68 | 326,06 | 11488,34 | 8618,04 | 14361,50 |
| Нагрузка 10 кВ | | | | | 0 | 0,00 | | | | | | | | | | | | |
| 10. Котельная | 4 | 1600 | 0,75 | 0,8 | 1200 | -900,00 | 1 | 1200,00 | -900,00 | | | | | | | | | |
| 18. Компрессорная | 4 | 3200 | 0,8 | 0,85 | 2560 | -1586,55 | 1 | 2560,00 | -1586,55 | | | | | | | | | |
| Итого по 10 кВ: | 8 | 4800 | 0,78 | | 3760 | -2486,55 | | 3760,00 | -2486,55 | | | | | | | | | |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

2.3 Расчет параметров картограммы электрических 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 ЭП напряжением до 1000 В и выше 1000 В, а также осветительной нагрузке. Поскольку в исходных данных отсутствует информация о размещении ЭП в цехах, то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с геометрическими центрами цехов. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

Радиус окружности круговой диаграммы электрических нагрузок

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.20)$$

где m – масштаб картограммы электрических нагрузок, кВт/мм²;

Масштаб картограммы электрических нагрузок определяется по выражению

$$m = \frac{\min\{P_{p\sum i}\}}{\pi R_{\min}^2}, \quad (2.21)$$

где R_{\min} – радиус круговой диаграммы для цеха с минимальной суммарной активной нагрузкой, мм.

Минимальный радиус принимаем равным 5 мм.

Величина угла сектора соответствующего вида нагрузки (низковольтная, высоковольтная и осветительная нагрузки) определяется по следующим формуле:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (2.22)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ – расчетные активные нагрузки всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из исходных данных к КП и таблицы 2.3;

Расчетную мощность для цеха определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.n.} + P_{p.o.} + P_{p.v.} \quad (2.23)$$

Координаты символического центра электрических нагрузок предприятия – по оси абсцисс и ординат определяется соответственно по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.24)$$

где X_i , Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го цеха.

Таблица 2.4 - Картограмма электрических нагрузок

| Наименование | Рр, кВт | Рр.н, кВт | Рр.о, кВт | Рр.в, кВт | Х, м | У, м | Р, мм | α_{ni} , град | α_{oi} , град | α_{bi} , град |
|-----------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|--------|--------|-------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1. Столовая | 138,35 | 126 | 12,35 | 0 | 215,19 | 477,97 | 8,9 | 327,86 | 32,14 | 0,00 |
| 2. Проходная | 6,36 | 5,34 | 1,02 | 0 | 114,39 | 439,2 | 5,0 | 302,26 | 57,74 | 0,00 |
| 3.Заводоуправление | 68,66 | 60 | 8,66 | 0 | 176,85 | 433,85 | 6,2 | 314,59 | 45,41 | 0,00 |
| 4. Кислородная станция | 571,12 | 568,8 | 2,32 | 0 | 34,89 | 427,73 | 18,0 | 358,54 | 1,46 | 0,00 |
| 5. Гараж | 115,58 | 101,15 | 14,43 | 0 | 247,35 | 414,83 | 8,1 | 315,05 | 44,95 | 0,00 |
| 6. Модельный цех | 332,58 | 315 | 17,58 | 0 | 71,22 | 389,57 | 13,8 | 340,97 | 19,03 | 0,00 |
| 7. Стройцех | 85,17 | 81 | 4,17 | 0 | 33,13 | 369,7 | 7,0 | 342,37 | 17,63 | 0,00 |
| 8. Пилорама | 106,16 | 100 | 6,16 | 0 | 32,84 | 308,62 | 7,8 | 339,11 | 20,89 | 0,00 |
| 9. Цех 1 | 3754,43 | 3664,8 | 89,63 | 0 | 121,99 | 281,16 | 46,2 | 351,41 | 8,59 | 0,00 |
| 10. Котельная | 1758,79 | 537,6 | 21,19 | 1200 | 30,06 | 182,47 | 31,6 | 110,04 | 4,34 | 245 |
| 11. Цех 2 | 1974,05 | 1960,8 | 13,25 | 0 | 178,25 | 126,08 | 33,5 | 357,58 | 2,42 | 0,00 |
| 12. Цех 3 | 1749,73 | 1734,2 | 15,53 | 0 | 201 | 180,04 | 31,5 | 356,80 | 3,20 | 0,00 |
| 13. Склад металла | 40,94 | 25,03 | 15,91 | 0 | 83,23 | 173,04 | 4,8 | 220,10 | 139,9 | 0,00 |
| 14. Склад электродвигателей | 53,41 | 52,73 | 0,68 | 0 | 199,74 | 145,68 | 5,5 | 355,42 | 4,58 | 0,00 |
| 15.Электроремонтный цех | 783,72 | 760,46 | 23,26 | 0 | 69 | 105,96 | 21,1 | 349,32 | 10,68 | 0,00 |
| 16. Цех 4 | 684,09 | 670,8 | 13,29 | 0 | 117,66 | 109,94 | 19,7 | 353,01 | 6,99 | 0,00 |
| 17.Центральный склад | 83,18 | 69 | 14,18 | 0 | 27,3 | 82,96 | 6,9 | 298,63 | 61,37 | 0,00 |
| 18. Компрессорная | 2784,67 | 224,4 | 0,27 | 2560 | 198,63 | 93,89 | 5 | 29,01 | 0,03 | 330 |
| 19. Склад готовой продукции | 43,95 | 42 | 1,95 | 0 | 124,02 | 58,22 | 5,0 | 344,03 | 15,97 | 0,00 |
| 20. Главный магазин | 52,12 | 49,2 | 2,92 | 0 | 25,23 | 19,12 | 5,4 | 339,83 | 20,17 | 0,00 |
| Итого: | 13763 | | | | | | 88,4 | | | |
| | | | | | | | | m | Xц | Уц |
| | | | | | | | | 0,55 | 139,8 | 173 |

Выводы по разделу два: Был произведен подробный расчёт электрической нагрузки модельного цеха, а также укрупненный расчет электрических нагрузок остальных цехов. Координаты центра электрических нагрузок сведены в таблицу (2.4) Также были рассчитаны символические центры электрических нагрузок це-

хов. Координаты центра электрических нагрузок согласно (3.24) предприятия равны: $X_0 = 371,1$ м. ; $Y_0 = 480,4$ м.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 24 |

3 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

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

Цеховые ТП необходимы для снижения напряжения до 0,38 кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. В цехах современных промышленных предприятий используют масляные герметичные трехфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТМГ, имеющие существенные преимущества в виде:

1 Не нуждается в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации.

2 Не требуется производить постоянный отбор проб масла в трансформаторе.

3 Трансформаторы изготавливают в герметичном исполнении с полным заполнением масла, без расширителя и воздушной (газовой) подушки.

4 Нет расходов на обслуживании в эксплуатации.

5 Отсутствует контакт масла с окружающей средой, тем самым исключая окисление, увлажнение и шлакообразование масла.

К установке в цеховые трансформаторные подстанции примем тип трансформатора ТМГ.

3.2 Выбор мощности цеховых трансформаторов

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п.

Удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле:

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

где σ – удельная плотность нагрузки, кВ·А/м²;

S_p – расчетная нагрузка цеха 0,38 кВ; кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м²

Определяем экономически обоснованную единичную мощность трансформатора по таблице 51.4[3]:

$$S_{т.э} = f(\sigma) \quad (3.2)$$

Рассчитываем экономически оправданное число трансформаторов:

$$N_{т.э} = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.т.н} S_{т.э}} + \Delta N_{т} \quad (3.3)$$

Определяем оптимальное число трансформаторов по графику зависимости:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 25 |

$$N_{T, \text{опт}} = N_{T, \text{э}} + m \quad (3.4)$$

где m – добавка до оптимального числа трансформатора, которая находится по графику зависимости $N_{T, \text{э}}$

Определяем число трансформаторов с учётом требований надёжности:

$$N_T = \max(N_T^H, N_{T, \text{опт}}) \quad (3.5)$$

Уточняем мощность трансформаторов, если $N_{T, \text{опт}} > N_{T, \text{э}}$:

$$S_{T, \text{ном}} = \frac{P_{p.ц}}{k_{3.т.н} \cdot N_{T, \text{опт}}} \quad (3.6)$$

Рассчитываем предельное значение реактивной мощности Q_{1p} , которую может пропустить трансформатор:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T \cdot k_{3т.доп} \cdot S_{T, \text{ном}})^2 - P_p^2} \quad (3.7)$$

Определяем фактическое значение реактивной мощности Q_1 , которая будет проходить через трансформатор:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{if } Q_{1p} \leq Q_p \\ Q_p, & \text{if } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases} \quad (3.8)$$

Рассчитываем желаемую мощность низковольтных батарей конденсаторов $Q_{НБК}$, если трансформатор не может пропустить в полном объёме расчётную реактивную мощность Q_p :

$$Q_{НБК} = Q_p - Q_1 \quad (3.9)$$

После определения типа и мощности трансформатора ТП, определяем коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах, учитывая при расчёте количество ТП $N_{ТП}$ в данном цеху:

$$K_{3,Н} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.ц}}{N_{ТП}}\right)^2 + \left(\frac{Q_1}{N_{ТП}}\right)^2}}{n_t \cdot S_{Н.Т}} \quad (3.10)$$

$$K_{3,П} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{p.ц}}{N_{ТП}}\right)^2 + \left(\frac{Q_1}{N_{ТП}}\right)^2}}{(n_t - 1) \cdot S_{Н.Т}} \quad (2.11)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах определяем по формулам:

$$\Delta P_{Ti} = n_{Ti} \cdot (\Delta P_{xx} + (K_{3,Н})^2 \cdot \Delta P_{K3}) \quad (3.14)$$

$$\Delta Q_{Ti} = \frac{n_{Ti} \cdot S_{Н.Т}}{100} \cdot (I_{xx} + (K_{3,Н})^2 \cdot U_K) \quad (3.15)$$

Результаты выбора остальных трансформаторных подстанций приведены в таблице 3.2.

Размещение цеховых ТП предприятия представлено на генплане.

В работе предусмотрено питание цеха с помощью низковольтного распределительного пункта, далее НРП, от ТП соседнего цеха. Установка НРП в цехе экономически выгодно при выполнении так называемого “Пятнадцатитысячного правила”:

$$S_p \cdot l \leq 15000, \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (3.16)$$

Где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;
 l – расстояние от НРП до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке НРП сведена в таблицу 3.2

Таблица 3.2 - Обоснование установки НРП

| Номер цеховой ТП | Номер РП Цех № | S_p , кВА | L, м | $S_p \cdot L$, кВА · м |
|------------------|-----------------------------|-------------|------|-------------------------|
| ТП1 | РП1-Столовая | 170,99 | 25 | 4274,75 |
| ТП1 | РП2-Гараж | 170,42 | 29 | 4942,19 |
| ТП2 | РП3-Проходная | 11,64 | 80 | 931,2 |
| ТП4 | РП4-Стройцех | 120,08 | 41 | 4920 |
| ТП8 | РП5-Склад электродвигателей | 106,08 | 77 | 8168,16 |
| ТП10 | РП6-Склад готовой продукции | 66,61 | 90 | 5994,9 |
| ТП11 | РП7-Склад металла | 55,51 | 24 | 1332,24 |
| ТП12 | РП8-Главный магазин | 64,69 | 140 | 9056,6 |
| ТП12 | РП9-Центральный цех | 120,75 | 45 | 5433,75 |

Из таблицы видно, что установка низковольтных распределительных пунктов экономически целесообразна.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования, а также учитываем центры рассчитанные ранее центр для установки ТП.

Выводы по разделу три: были выбраны трансформаторы цеховых ТП для каждого из цехов. Результаты выбора приведены в таблице 3.1. Был проведён расчёт цеховых трансформаторных подстанций, выбор типа и числа трансформаторов, их номинальной мощности, а также низковольтные распределительные пункты (РПН). Объект, питающийся через РПН, был проверен на экономическую целесообразность данного вида электроснабжения. Условие выполняется (3.16).

На генеральный план были нанесены местоположения цеховых трансформаторных подстанций.

Таблица 3.1- Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

| Наименование цехов, подразделений | Категория надежности | Рр, кВт | Qр, квар | Sp, кВт·А | Fц м2 | σ , кВт·А/м ² | S _{ТЭ} кВт·А | N _{тэ} шт | N _{т.мин} шт | m шт | N _{т.опт} шт | S _{Т.НОМ} кВт·А | Кол-во тр-ов в тп шт | Номер ТП | K _{зд} |
|-----------------------------------|----------------------|---------|----------|-----------|---------|---------------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|------|-----------------------|--------------------------|----------------------|----------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 Столовая | 3 | 138,35 | 100,48 | 170,99 | 1092,00 | | | | | | | | | | |
| 3 Заводоуправление | 2 | 68,66 | 65,41 | 94,83 | 728,00 | | | | | | | | | | |
| 5 Гараж | 3 | 115,58 | 125,24 | 170,42 | 1271,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 322,59 | 291,13 | 436,24 | | 0,16 | 1000 | 0,46 | 2 | 0 | 2 | 250 | 2 | 1 | 0,7 |
| 2 Проходная | 3 | 6,36 | 9,74 | 11,64 | 84,00 | | | | | | | | | | |
| 4 Кислородная станция | 2 | 571,12 | 353,63 | 671,74 | 204,00 | | | | | | | | | | |
| Итого: | | 577,48 | 363,37 | 683,38 | | 3,29 | 2500 | 0,33 | 2 | 0 | 2 | 400 | 2 | 2 | 0,7 |
| 6 Модельный цех | 3 | 332,58 | 286,31 | 438,85 | 1581,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 332,58 | 286,31 | 438,85 | | 0,28 | 1600 | 0,30 | 1 | 0 | 1 | 400 | 1 | 3 | 1 |
| 7 Стройцех | 3 | 85,17 | 84,65 | 120,08 | 360,00 | | | | | | | | | | |
| 8 Пилорама | 3 | 104,16 | 91,18 | 139,94 | 560,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 189,33 | 175,83 | 260,02 | | 0,25 | 1600 | 0,17 | 1 | 0 | 1 | 250 | 1 | 4 | 1 |
| 9 Цех 1 | 2 | 3754,43 | 2791,98 | 4678,77 | 7967,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 3754,43 | 2791,98 | 4678,77 | | 0,59 | 2500 | 2,15 | 2 | 1 | 4 | 1600,00 | 4 | 5,6 | 0,7 |
| 11 Цех 2 | 2 | 1974,05 | 1477,01 | 2465,45 | 1197,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 1974,05 | 1477,01 | 2465,45 | | 2,06 | 2500 | 1,13 | 2 | 0 | 2 | 1600,00 | 2 | 7 | 0,7 |
| 12 Цех 3 | 2 | 1749,73 | 1308,17 | 2184,69 | 1404 | | | | | | | | | | |
| 14 Склад электродвигателей | 3 | 53,41 | 91,65 | 106,08 | 55 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 1803,14 | 1399,82 | 2290,77 | | 1,56 | 2500, | 1,03 | 2 | 0 | 2 | 1600 | 2 | 8 | 0,7 |
| 16 Цех 4 | 2 | 684,09 | 509,53 | 853,00 | 1180,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 684,09 | 509,53 | 853,00 | 1180,00 | 0,72 | 2500 | 0,39 | 2 | 0 | 2 | 630,00 | 2,00 | 9 | 0,70 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

28

Продолжение таблицы 3.1

| Наименование цехов, подразделений | Тип трансформатора | Q1р кВт | Q1, квар | Qк.у, кВА | $K_{з.т.н}$ | $K_{з.т.а}$ | $\Delta P_{х.х.}$, кВт | $\Delta P_{кз.}$, кВт | $I_{х.х.}$, % | $U_{кз.}$, % | $\Delta P_{т.}$, кВт | $\Delta Q_{т.}$, квар | $P_p + \Delta P_{т.}$, кВт | $Q_1 + \Delta Q_{т.}$, квар | S_p , кВт·А |
|-----------------------------------|--------------------|------------|-------------|--------------|-------------|-------------|----------------------------|---------------------------|----------------|---------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 1 Столовая | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 Заводоуправление | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 Гараж | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 135,78 | 291,13 | 155,35 | 0,70 | 1,40 | 0,55 | 3,10 | 2,30 | 4,50 | 4,14 | 22,53 | 326,73 | 313,66 | 452,91 |
| 2 Проходная | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 Кислородная станция | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | ТМГ | 87,02 | 363,37 | 276,35 | 0,73 | 1,46 | 0,80 | 5,50 | 2,10 | 4,50 | 7,46 | 35,98 | 584,94 | 399,35 | 708,27 |
| 6 Модельный цех | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 222,24 | 286,31 | 64,07 | 1,00 | 1,00 | 0,80 | 5,50 | 2,10 | 4,50 | 6,30 | 26,40 | 338,88 | 312,71 | 461,12 |
| 7 Стройцех | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 Пилорама | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 163,26 | 175,83 | 12,57 | 1,0 | 1,0 | 0,55 | 3,10 | 2,30 | 4,50 | 3,65 | 17,00 | 192,98 | 192,83 | 272,81 |
| 9 Цех 1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 2444,31 | 2791,98 | 347,67 | 0,70 | 1,40 | 1,65 | 12,40 | 2,00 | 6,00 | 30,90 | 316,16 | 3785,33 | 3108,14 | 4897,89 |
| 11 Цех 2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 1058,64 | 1477,01 | 418,37 | 0,70 | 1,40 | 1,65 | 12,40 | 2,00 | 6,00 | 15,45 | 158,08 | 1989,50 | 1635,09 | 2575,20 |
| 12 Цех 3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14 Склад электродвигателей | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 1329,02 | 1399,82 | 70,80 | 0,70 | 1,40 | 1,65 | 12,40 | 2,00 | 6,00 | 26,54 | 158,08 | 1829,68 | 1557,90 | 2403,07 |
| 16 Цех 4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 556,73 | 509,53 | 0 | 0,68 | 1,35 | 1,05 | 7,60 | 2,00 | 4,50 | 11,46 | 51,19 | 695,55 | 560,72 | 893,42 |

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

29

Продолжение таблицы 3.1

| Наименование цехов, подразделений | Категория надежности | Рр, кВт | Qр, квар | Sp, кВА | Fц м2 | σ, кВА/м ² | S _{Т.Э} кВА | Nтэ шт | Nт.мин шт | m шт | Nт.опт шт | S _{Т.НОМ} кВА | Кол-во тр-ов в тп шт | Номер ТП | K _{зд} |
|-----------------------------------|----------------------|---------|----------|---------|---------|-----------------------|----------------------|--------|-----------|------|-----------|------------------------|----------------------|----------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 18 Компрессорная | 1 | 224,67 | 139,20 | 264,30 | 25,00 | | | | | | | | | | |
| 19 Склад готовой продукции | 3 | 43,95 | 50,05 | 66,61 | 168,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 268,62 | 189,25 | 330,91 | | 0,40 | 2000,00 | 0,19 | 2 | 0 | 2 | 250,00 | 2,00 | 10 | 0,70 |
| 10 Котельная | 1 | 558,79 | 343,43 | 655,89 | 1870,00 | | | | | | | | | | |
| 13 Склад металла | 3 | 40,93 | 36,96 | 55,15 | 1408,00 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 599,72 | 380,39 | 711,04 | | 0,35 | 2000,00 | 0,43 | 2 | 0 | 2 | 630,00 | 2,00 | 11 | 0,70 |
| 15 Электроремонтный цех | 2 | 783,73 | 581,61 | 975,96 | 2090,00 | | | | | | | | | | |
| 17 Центральный склад | 3 | 83,18 | 87,53 | 120,75 | 1291,00 | | | | | | | | | | |
| 20 Главный магазин | 3 | 52,12 | 38,31 | 64,69 | 243 | | | | | | | | | | |
| Итого | | 919,03 | 707,45 | 1161,40 | | 0,47 | 2000 | 0,66 | 2 | 0 | 2 | 1000 | 2 | 12 | 0,7 |

Окончание таблицы 3.1

| Наименование цехов, подразделений | Тип трансформатора | Q1p, кВт | Q1, квар | Qк.у, кВА | $K_{з.т.н}$ | $K_{з.т.а}$ | $\Delta P_{х.х.}$, кВт | $\Delta P_{кз.}$, кВт | $I_{х.х.}$, % | $U_{кз.}$, % | $\Delta P_{т.}$, кВт | $\Delta Q_{т.}$, квар | $P_p + \Delta P_{т.}$, кВт | $Q_1 + \Delta Q_{т.}$, квар | S_p , кВт·А |
|---|--------------------|----------|----------|-----------|-------------|-------------|-------------------------|------------------------|----------------|---------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 18 Компрессорная | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 Склад готовой продукции | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 224,37 | 189,25 | 0 | 0,66 | 1,31 | 0,55 | 3,10 | 2,00 | 5,50 | 3,04 | 21,88 | 271,66 | 211,13 | 344,06 |
| 10 Котельная | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 Склад металла | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 646,73 | 380,39 | 0 | 0,56 | 1,13 | 1,05 | 7,60 | 2,00 | 5,50 | 10,39 | 47,22 | 610,11 | 427,61 | 745,04 |
| 15 Электроремонтный цех | | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 Центральный склад | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 Главный магазин | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого | ТМГ | 1056,12 | 707,45 | 0 | 0,58 | 1,16 | 1,55 | 10,20 | 2,00 | 5,50 | 9,96 | 38,50 | 928,99 | 745,95 | 1191,41 |
| Вывод | | | | | | | | | | : | 129,30 | 893,00 | | | |
| *При превышении $K_{з.т.п}$ более 1.4 в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе. | | | | | | | | | | | | | | | |

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 вычислим по формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{L + 0,016 \cdot P_p^V}, \quad (4.1)$$

Где: L – длина питающей ГПП линии.

P_p^V – расчётная активная нагрузка предприятия на сборных шинах 10 кВ ГПП, кВт:

$$P_p^V = K_{\text{ом}} \left(\sum_{i=1}^n P_{pi}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^N P_{pi}^{\text{IV}} + \sum_{i=1}^M K_{\text{иаи}} P_{\text{норм}i} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{т}i} \right) + \sum_{i=1}^K P_{\text{р.о}i}, \quad (4.2)$$

где: $K_{\text{о.м}}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки.

n – число узлов III-го уровня, питающихся от шин 10 кВ ГПП, минуя промежуточные распределительные устройства 10(6) кВ;

N – число промежуточных высоковольтных распределительных пунктов напряжением 10(6) кВ;

M – число высоковольтных электроприемников, подключенных непосредственно к сборным шинам 10(6) кВ ГПП;

L – число трансформаторов, подключенных к шинам 10(6) кВ ГПП, минуя промежуточные распределительные устройства 10(6) кВ;

$P_{\text{р.о}}$ – суммарная активная расчетная мощность электроприемников наружного и внутреннего освещения, кВт.

$\Delta P_{\text{т.}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в Трансформаторах цеховых ТП.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузки является функцией средневзвешенного коэффициента использования установленной мощности всех ЭП предприятия $K_{\text{иа}}$ и количества графиков нагрузок m , которые формируют суммарный график нагрузки рассматриваемого узла:

$$K_{\text{ом}} = f(K_{\text{иа}}, m), \quad (4.3)$$

В общем случае число присоединений определяется по выражению:

$$m = n + N + M, \quad (4.4)$$

где n – число цехов; M – высоковольтных электроприёмников; N – число субабонентов.

Таким образом,

$$m = 20 + 0 + 8 = 28$$

Значение $K_{\text{иа}} = 0,64$ берём из таблицы 2.3, $m = 28$, следовательно, согласно таблице 50.1 [3] $K_{\text{о.м}} = 0,9$.

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

32

Найдём расчётную активную нагрузку предприятия на сборных шинах 10 кВ ГПП, кВт:

$$P_p^V = 0,9(11209,58 + 3760 + 139,43) + 673,68 = 14271,78 \text{ кВт},$$

Тогда рациональное напряжение:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{12 + 0,016 \cdot 14271,78} = 67,28 \text{ кВ}$$

4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Полученное значение находится практически посередине между стандартными значениями. В связи с этим, нужно провести технико-экономическое сравнение этих двух уровней напряжений.

Желаемая мощность силовых трансформаторов, установленных на ГПП:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(K_{\text{I-II}} \cdot P_p^V)^2 + (Q_0 - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (4.5)$$

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

$K_{\text{I-II}}$ – весовой коэффициент расчетной мощности потребителей первой и второй категории надежности;

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

Q_0 – предельное значение реактивной мощности, которое может предоставить энергосистема;

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

Под весовым коэффициентом потребителей первой и второй категории надёжности электроснабжения ($K_{\text{I-II}}$) понимается отношение расчётной мощности потребителей первой и второй категории надёжности электроснабжения к суммарной расчётной мощности всего предприятия.

$$K_{\text{I-II}} = \frac{P_{\text{p(I-II)}}^V - P_{\text{p(III)}}^V}{P_{\text{p}}^V}, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{p(I-II)}}^V$ – расчетная мощность потребителей I и II категорий надежности по электроснабжению, кВт;

$P_{\text{p(III)}}^V$ – расчетная мощность потребителей III категорий надежности по электроснабжению, кВт.

Рассчитаем данный коэффициент:

$$K_{\text{I-II}} = \frac{14271,78 - 866,47}{14271,78} = 0,95,$$

Предельное значение реактивной мощности, которую может передать энергосистема определяется расчётной активной нагрузкой предприятия на сборных

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 33 |

шинах 10 кВ ГПП и уровне напряжения: $\text{tg}\varphi_{\text{oc}}$ – равен 0,4 для напряжения 35кВ; 0,5 для напряжения 110 кВ. Рассчитывается данное значение реактивной мощности согласно следующему выражению:

$$Q_3 = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_3, \text{ квар} \quad (4.6)$$

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

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_3)^2}, \text{ квар} \quad (4.7)$$

На ГПП устанавливаем два силовых трансформатора. В этом случае обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них, при условии использования рекомендуемого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы и послеаварийном.

Определим номинальную мощность каждого трансформатора по формуле (4.5). Результаты расчетов сведем в таблицу 4.1

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем для обоих уровней напряжения $S_T = 16 \text{ МВА}$

Таблица 4.1 Выбор типа и мощности трансформатора на ГПП

| Уном, кВ | Qэ, квар | Qt.гпп, квар | St, кВА | St.ном, МВА |
|----------|----------|--------------|----------|-------------|
| 110 | 7131,34 | 1116,23 | 10489,06 | 16 |
| 35 | 5705,07 | 1075,3 | 14318,69 | 16 |

Таким образом, к установке на ГПП принимаем два трансформатора ТДН-16000/110/10 для уровня напряжения 110 кВ и ТДН-16000/35/10 для уровня напряжения 35 кВ. Паспортные данные взяты в каталоге[6] и приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 Паспортные характеристики трансформаторов 110кВ

| Тип трансформатора | ΔP_{xx} , кВт | $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт | I_{xx} , % | $U_{\text{кз}}$, % |
|--------------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|---------------------|
| ТДН-16000/110/10 | 13 | 85 | 0,4 | 10,5 |
| ТДНС-16000/35/10 | 14,5 | 85 | 0,5 | 10 |

4.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

На стороне высокого напряжения выбираем схему ЗН
Данная схема представлена на рисунке 4.1

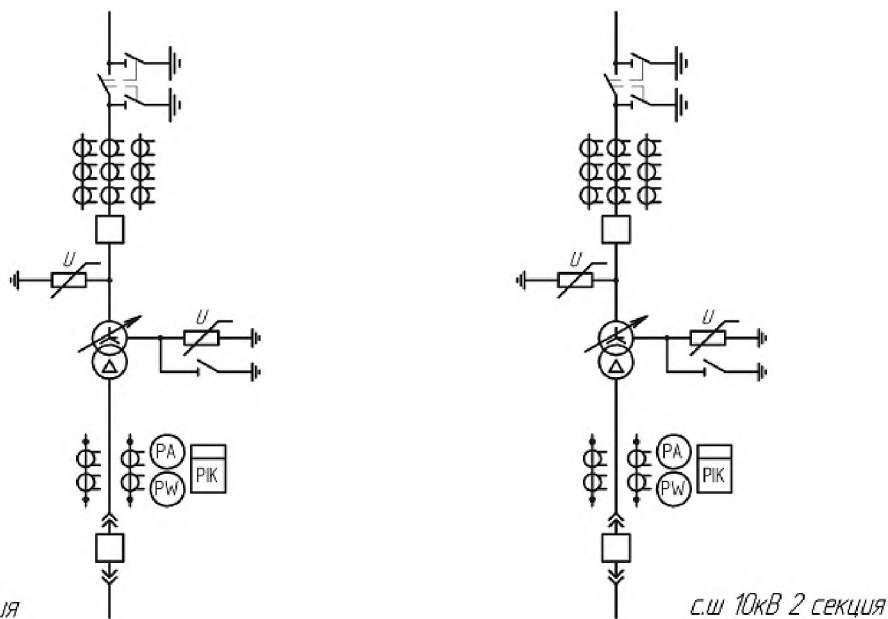


Рисунок 4.1- Схема внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

Схема ЗН — применяется на напряжении 35–220 кВ для тупиковых или ответвительных ПС при необходимости автоматического вывода из работы одного из трансформаторов, питающей несколько ПС. Также данная схема применяется в условиях сильного загрязнения. Применение однитрансформаторной ПС возможно при обеспечении необходимой надежности электроснабжения.

4.4 Техничко-экономическое обоснование выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения

Проведём технико-экономическое сравнение этих двух уровней напряжений. Для начала выберем сечение для ЛЭП от ближайшего источника питания предприятия до ГПП предприятия.

Определим нагрузку предприятия, передаваемую по линии электропередачи (на VI-м уровне):

$$S_p^{VI} = \sqrt{(P_p^V + \Delta P_T)^2 + (Q_{эс})^2} \quad (4.8)$$

Рассчитаем потери в трансформаторе ГПП с учётом выбранных параметров (таблица 4.2) по формулам аналогичным (3.14; 3.15)

Расчетный ток одной цепи линии вычислим по формуле:

$$I_{р.л.} = \frac{S_p^{VI}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (4.9)$$

где: N– число цепей линии, в данном случае N=2;

U_H–номинальное напряжение сети;

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле

$$I_{па} = 2 \cdot I_{р.л}, А \quad (4.10)$$

Сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{э} = \frac{I_{р.л}}{j_{э}}, мм^2, \quad (4.11)$$

где: $j_{э}$ – экономическая плотность тока, А/мм². Для 110 кВ при $T_M = 4280$ ч, примем $j_{э} = 1,1$ А/мм²; экономическую плотность тока берем из ПУЭ [7]

В связи с тем, что минимальное сечение для уровня напряжения 110 кВ равно 70 мм² (проверка по короне), сечение ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия в случае рассмотрения варианта с напряжением 110 кВ выберем равным 70 мм².

Параметры провода АС–70/11: длительно допустимый ток $I_{доп} = 265$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,422$ Ом/км; $x_0 = 0,444$ Ом/км. В случае рассмотрения варианта с напряжением 35 кВ, сечение ВЛ выберем равным 70 мм². Параметры провода АС–70/24: длительно допустимый ток $I_{доп} = 390$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,244$ Ом/км; $x_0 = 0,441$ Ом/км.

Также необходимо выполнить проверку провода по нагреву, сравнив значение допустимого тока через провод с током в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} > I_{па}, \quad (4.12)$$

Чтобы определить потери активной энергии в проводах линии за год, кВт·ч/год, сначала нужно наибольшее время потерь, длина линии согласно исходным данным проекта равна 12 км.

Определим годовое число часов максимальных потерь активной мощности по эмпирической формуле, основываясь на известном значении годового числа часов использования получасового максимума активной нагрузки, которое взято из справочника [2]:

$$\tau = T_e \cdot \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2, ч \quad (4.13)$$

$$\Delta W_{л} = N \cdot \left(3 \cdot (I_{р.л})^2 \cdot r_0 \cdot 1 \cdot \tau \right) \cdot 10^{-3}, кВт \cdot ч / год \quad (4.14)$$

В данных формулах T_B – годовое число часов включения, $T_B = 8760$ ч.;

Потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$W_T = n_T \cdot \left(\Delta P_{xx} \cdot T_e + (K_{3Н})^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau \right), кВт \cdot ч / год \quad (4.15)$$

где: n_T – число трансформаторов на ГПП;

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.3

Таблица 4.3- Техничко-экономическое сравнение трансформаторов с разным уровнем напряжения

| Трансформатор | Sp, кВА | Ip.л, А | Ip.а, А | Fэ, мм | Fэ.ст., мм | $\Delta W_{л}$, кВт·ч/год | $\Delta W_{т}$, кВт·ч/год |
|---------------|----------|---------|---------|--------|------------|----------------------------|----------------------------|
| ТДН 16000/110 | 16001,45 | 41,99 | 83,99 | 38,18 | 70 | 143014 | 323316,47 |
| ТДНС 16000/35 | 15419,92 | 127,18 | 254,36 | 115,62 | 120 | 758492 | 344892,67 |

По типовой методике рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП, определяя при этом установившиеся токи КЗ и ударные токи КЗ. Данные расчеты для удобства анализа были сведены в раздел 6.1.1

По каталогам предприятий-изготовителей выбираем современное коммутационное, измерительное и защитное оборудование, расчет и выбор элегазового выключателя будет рассмотрен в разделе 7.1

Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения

Годовые приведённые затраты, руб./год, находят по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{0Э} + П_{пээ} + У \quad (4.16)$$

Где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, измеряется в процентах или относительных единицах, о.е./год; $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности, о.е./год; E_{Ai} – коэффициент отчислений на амортизацию, о.е./год; E_{oi} – коэффициент расходов на обслуживание, значения коэффициентов, о.е./год; K_i – сумма капитальных затрат i -й группы, руб., одинаковых элементов. $C_{0Э}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год; $У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, руб./год, определяется для вариантов, неравноценных по надёжности. В данном случае предполагаем, что оба варианта равнонадёжны, ущербы $У$ принимаем равными, таким образом, из расчётов данное слагаемое исключаются.

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{oi} \quad (4.17)$$

$$E_{py} = 0,12 + 0,063 + 0,03 = 0,213; E_{jt} = 0,12 + 0,028 + 0,004 = 0,152$$

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии должна быть определена по действующим тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой предусматривается питание данного предприятия

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

$$C_{0Э} = \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_{им}} + \beta \quad (4.18)$$

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot \alpha_{\text{М}} \quad (4.19)$$

$$\alpha_{\text{М}} = \alpha_{\text{ген}} + \alpha_{\text{сет}} \quad (4.20)$$

$$\beta = \beta_{\text{ген}} + \beta_{\text{сет}} \quad (4.21)$$

где β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб./((кВт·ч); $\alpha_{\text{М}}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в одном месяце года, руб./((кВт·мес.); α_{Γ} – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в целом за год, руб./((кВт·год); $\alpha_{\text{ген}}$ и $\beta_{\text{ген}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии; $\alpha_{\text{сет}}$ и $\beta_{\text{сет}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям.

Значение основной $\alpha_{\text{М}}$ и дополнительной β ставки двухставочного тарифа отдельно для генерирующей и сетевой компаний возьмём на сайте областного тарифного органа [10] и в Постановлении Министерства тарифного регулирования и энергетики Свердловской области [11]. В данных источниках определяем значения основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа соответственно для уровней напряжения 35 и 110 кВ:

Таблица 4.4 – Значения основной и дополнительной ставок двухставочного тарифа, а также их составляющих

| Уровень напряжения | $\alpha_{\text{сет}}$, руб./((кВ т·мес) | $\beta_{\text{сет}}$, руб./((кВт·ч), | $\alpha_{\text{ген}}$, руб./((кВ т·мес) | $\beta_{\text{ген}}$, руб./((кВт·ч). | $\alpha_{\text{М}}$, руб./((кВ т·мес), | β , руб./((кВт·ч) | α_{Γ} , руб./((кВ т·год) | $C_{0Э}$, руб./((кВ т·ч) |
|--------------------|--|---------------------------------------|--|---------------------------------------|---|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------|
| 110 кВ | 601,34 | 0,38 | 817,35 | 1,07 | 1418,69 | 1,45 | 17024,28 | 5,43 |
| 35 кВ | 874,44 | 0,23 | 817,35 | 1,09 | 1691,79 | 1,32 | 203019,48 | 6,06 |

Стоимость годовых потерь электрической энергии и, соответственно, издержки на потери определяют для каждого варианта как сумму потерь электроэнергии или издержек в различных элементах электрической сети

$$C_{\text{э}} = (\text{Иэ.л} + \text{Иэ.т}) \cdot C_{0Э} \quad (4.22)$$

где: $\text{Иэ.л} + \text{Иэ.т}$ – издержки, связанные с потерями электроэнергии в линиях и трансформаторах ГПП, кВт·ч;

Капиталовложения рассчитаем по следующим формулам:

$$K_{\text{ру}} = \sum_i^n K_{\text{об}i}, \text{ тыс.руб} \quad (4.23)$$

$$K_{\text{лэп}} = \sum_i^n K_{\text{лi}}, \text{ тыс.руб} \quad (4.24)$$

Капитальные затраты на оборудование РУ и ЛЭП взяты из [8] и приведены в таблицах 4.5 и 4.6:

Таблица 4.5 – Капитальные затраты на оборудование РУ и ЛЭП для варианта с напряжением 110 кВ

| Название | Количество | Стоимость ед.,руб | Сумма затрат,руб |
|--------------------------|------------|-------------------|------------------|
| Ячейка выключателя | 4 | 24060,4 | 96241,6 |
| Ячейка трансформатора | 2 | 38123,28 | 76246,56 |
| Проект ГПП | 1 | 29099 | 29099 |
| Подготовка территории ПС | 1 | 5095,098 | 5096,098 |
| АСУТП | 1 | 24236,93 | 24236,93 |
| ВЧ связь | 1 | 10363,86 | 10363,86 |
| Постоянная часть ПС | 1 | 59657,52 | 59657,52 |
| Итого по ПС | | | 300941,568 |
| Стоимость опор ЛЭП | 2 | 3439,5 | 6879 |
| Стоимость монтажа опор | 2 | 2945,2 | 5890,4 |
| Стоимость проводов | 2 | 516,615 | 1033,23 |
| Проект ЛЭП | 1 | 3439,5 | 3439,5 |
| Итого по ЛЭП | | | 17242,13 |
| Всего по варианту 1 | | | 318183,698 |

Таблица 4.6 – Капитальные затраты на оборудование РУ и ЛЭП для варианта с напряжением 35 кВ

| Название | Количество | Стоимость ед.,руб | Сумма затрат,руб |
|--------------------------|------------|-------------------|------------------|
| Ячейка выключателя | 4 | 9401,6 | 37606,4 |
| Ячейка трансформатора | 2 | 23864,07 | 47728,14 |
| Проект ГПП | 1 | 7235 | 7235 |
| Подготовка территории ПС | 1 | 3930,3 | 3930,3 |
| АСУТП | 1 | 7328,45 | 7328,45 |
| ВЧ связь | 1 | 5895,72 | 5895,72 |
| Постоянная часть ПС | 1 | 32251,44 | 32251,44 |
| Итого по ПС | | 123274,25 | 141975,45 |
| Стоимость опор ЛЭП | 2 | 6085,56 | 12171,12 |
| Стоимость монтажа опор | 2 | 1348,35 | 2696,7 |
| Стоимость проводов | 2 | 883,245 | 1766,49 |
| Проект ЛЭП | 1 | 3203,25 | 3203,25 |
| Итого по ЛЭП | | | 19837,56 |
| Всего по варианту 1 | | | 161813,01 |

Посчитаем плату за электроэнергию для обоих вариантов:

$$P_{пээ} = W_r \cdot C_{0Э} = P_p \cdot T_{им} \cdot C_{0Э}, \text{руб/год} \quad (4.25)$$

Далее определяем годовые приведённые затраты, результаты расчетов приводим в таблицу 4.7

Таблица 4.7-Результаты технико-экономических расчетов

| Номинальное напряжение, кВ | Иэл, руб./год | Иэт, тыс.руб./год | Сэ, тыс.руб./год | Кру, тыс.руб | Клэп, тыс.руб | П _{пээ} , руб/год | З, млн.руб |
|----------------------------|---------------|-------------------|------------------|--------------|---------------|----------------------------|------------|
| 110 | 387971,7 | 1754,19 | 2473,37 | 254207,87 | 85560,12 | 331203,8 | 400,83 |
| 35 | 2299368,5 | 2091,08 | 4760,56 | 123274,03 | 80638,32 | 370111 | 413,39 |

Таким образом, из расчетов видно, что при использовании трансформатора ТДН 16000/110 затраты меньше, чем при использовании трансформатора ТДНС16000/35. Исходя из этого, примем номинальное напряжение на ВН, равное 110 кВ.

4.5. Схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ

С учетом выше сказанного на рисунке 3.4 изображена Схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ

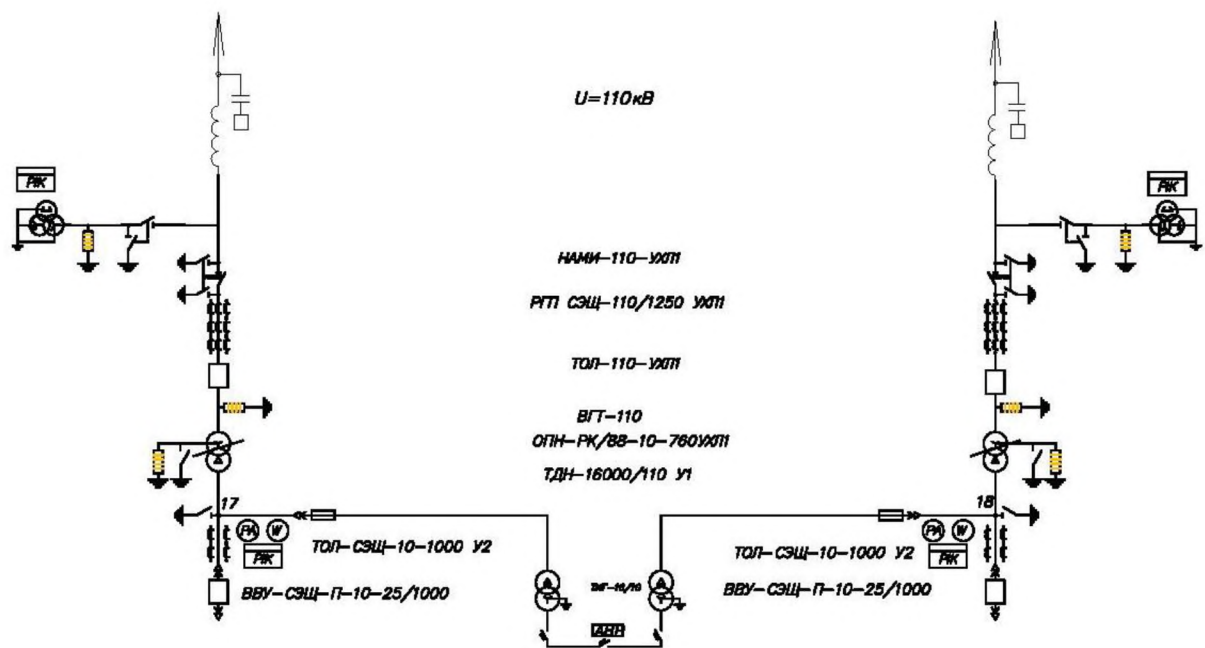


Рисунок 4.2- Схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ

Выводы по разделу четыре: На основе проведённого анализа с учетом стоимости оборудования, потерь и потребляемой электроэнергии было подтверждено, что схема с напряжением 110 кВ выгоднее схемы с напряжением 35 кВ. Так же были посчитаны токи КЗ в точках А и Б выбрано электрооборудование для ВН , приведена схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

41

5 СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Определение рационального напряжения внутризаводского электроснабжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Так как отсутствует нагрузка с напряжением 6 кВ, то принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия равным 10 кВ.

5.2 Выбор и обоснование режима нейтрали

На быстродействие релейной защиты при неполнофазных режимах значительное влияние имеет режим работы нейтрали сети. При выборе режима нейтрали внутризаводского электроснабжения опираемся на напряжение 110 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ.

На стороне 110 кВ рекомендуемое заземление нейтрали - эффективно заземленная нейтраль, на стороне 10 кВ- изолированное заземление нейтрали, а на стороне 0,4 кВ – глухозаземлённый режим нейтрали.

5.3 Выбор схемы распределительной сети напряжением 10(6) кВ

При проектировании схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94[12]. Распределение электроэнергии на промышленном предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от местоположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других особенностей проектируемого предприятия. Предпочтение, как правило, отдаётся магистральным схемам. Схемы электроснабжения предприятия следует выполнять одно- и двухступенчатыми. 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. На крупных и средних предприятиях с потоками мощности до 35 МВт рекомендуется применять магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью кабельных линий. Магистральные схемы напряжением 10 кВ для питания цеховых ТП должны применяться:

- при последовательном, линейном расположении ТП;
- для группы технологически связанных агрегатов.

Число трансформаторов напряжением до 10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2–3 при их мощности 1000– 2500 кВ·А и 3–4 – при меньших мощностях (исходя из пропускной способности кабельной линии, состоящей из одного кабеля).

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 42 |

Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания.

Таким образом, выполним распределительные сети напряжением 10 кВ с помощью кабельных линий. В грунте предприятия средняя коррозионная активность, присутствуют блуждающие токи, нет колебаний и растягивающих усилий, поэтому для прокладки выбираем кабели типа ААШв, а распределительные сети напряжением 0,4 кВ выполним с помощью кабелей типа ААПвББШв

5.4 Выбор кабелей до и выше 1000 В

При выборе сечений питающих кабелей будет использовать метод экономической плотности тока. Также будет выполнена проверка 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.

Расчетный ток нормального режима, протекающий в кабеле вычисляется по формуле:

$$I_P = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{A} \quad (5.1)$$

где $S_{p.k}$ – мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме работы СЭС:

- при питании однотономформаторной цеховой подстанции
- номинальная мощность силового трансформатора;
- при питании двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность одного трансформатора с учётом коэффициента его загрузки в нормальном режиме ($S_{p.k} = k_{з.т.н} \cdot S_{т.ном}$; $k_{з.т.н} = 0,7$ для двухтрансформаторной подстанции и $k_{з.т.н} = 1$ для однотономформаторной подстанции с масляным охлаждением или негорючим диэлектриком);
- для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путём суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме ($S_{p.k} = \sum k_{з.т.нi} \cdot S_{т.номi}$), питающихся по данному участку магистральной линии

По способу экономической плотности тока найдем:

$$F_{э} = \frac{I_{PK}}{j_{э}}, \text{мм}^2 \quad (5.2)$$

где: $j_{э} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при $T_M = 4280 \text{ ч}$.

Выбираем близкое к экономическому стандартное сечение с длительно допустимым током, для кабеля ААШв проложенного по воздуху. Согласно ПУЭ[7] для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина, его составляет более 10 метров. Принимаем

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 43 |

длительно допустимый ток по наилучшим условиям прокладки (на воздухе в цехе).

Фактический допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{\text{доп.Ф}} = K_{\text{П}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > I_{\text{РК}}, \quad (5.3)$$

где: $K_{\text{П}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, поскольку на одном из участков рассматриваемой кабельной траншеи в ней лежат 3 кабеля, расстояние в свету между ними 300 мм, согласно [7, глава 1.3, таблица 1.3.26] принимаем данный поправочный коэффициент $K_{\text{П}} = 0,86$; K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в траншее/лотке и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 70°C и температуре земли 15 °C $K_t = 1$ [7, глава 1.3, таблица 1.3.3].

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I'_{\text{доп}} \Rightarrow I_{\text{РК}}$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии понимаем режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребителей первой и второй категорий:

$$I_{\text{ПА}} = 2 \cdot I_{\text{РК}}, \text{А} \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабельной линии в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ПА}} = K_{\text{ПА}} \cdot I'_{\text{доп.Ф}} > I_{\text{ПА}}, \text{А} \quad (5.5)$$

Коэффициент предварительной загрузки кабеля:

$$K_{\text{пр}} = \frac{I_{\text{РК}}}{I'_{\text{доп}}} \quad (5.6)$$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП в послеаварийном режиме). Поэтому согласно [7, глава 1.3, таблица 1.3.2] $K_{\text{ПА}} = 1,16$.

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию :

$$\Delta U = \frac{P_{\text{Р.К}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{Р.К}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{К}} \cdot (U_{\text{Н}})^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (5.7)$$

где: $P_{\text{Р.К}}$ и $Q_{\text{Р.К}}$ – расчётные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабелю. Данные значения берём из таблицы 3.1

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [23] ;

l – длина кабельной линии, км.

Далее необходимо проверить кабель по условиям термической стойкости. Данный этап расчетов будет рассмотрен при выборе электрооборудования.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.1 с условием проверки на термическую стойкость.

Таблица 5.1- Расчет кабельных линий напряжением 10 кВ

| Цех | КЛ | I,А | Fэ,мм ² | Fст,мм ² | Идл.до п,А | Расст.в свету,мм | Кп | Кт | Tmax, °С | Идл.до п.ф.,А | Iпа,А | Кпр.з | Кпа | Идоп.п/ав | г0, Ом/км | х0, Ом/км | L1,км | ΔU,% | I _{ис.1сек} ,кА | Вк.пасп, кА ² *с | Вк.расч, кА ² *с |
|------------------------------------|-----------|---------|--------------------|---------------------|------------|------------------|------|----|----------|---------------|---------|-------|-------|-----------|-----------|-----------|-------|-------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Кабельные линии напряжением 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | ГПП-ТП1 | 10,104 | 7,217 | 95 | 205 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 190,65 | 20,207 | 0,053 | 1,250 | 238,313 | 0,326 | 0,083 | 0,180 | 0,105 | 8,04 | 88,488 | 56,239 |
| 8 | ГПП-ТП2 | 31,292 | 22,352 | 95 | 250 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 232,5 | 62,585 | 0,135 | 1,250 | 290,625 | 0,33 | 0,083 | 0,33 | 0,577 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 4 | ТП2-ТП4 | 14,434 | 10,310 | 95 | 250 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 232,50 | 28,868 | 0,062 | 1,250 | 290,625 | 0,330 | 0,083 | 0,105 | 0,251 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 6 | ГПП-ТП3 | 23,094 | 16,496 | 95 | 205 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 190,65 | 46,188 | 0,121 | 1,210 | 230,687 | 0,326 | 0,083 | 0,250 | 0,317 | 8,040 | 88,488 | 56,239 |
| 9 | ГПП-ТП5 | 129,326 | 92,376 | 95 | 205 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 190,65 | 258,653 | 0,678 | 1,250 | 238,313 | 0,326 | 0,083 | 0,200 | 0,153 | 8,040 | 80,220 | 56,239 |
| 9 | ТП5-ТП6 | 64,663 | 46,188 | 95 | 205 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 190,65 | 129,326 | 0,339 | 1,250 | 238,313 | 0,326 | 0,083 | 0,058 | 0,071 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 11 | ГПП-ТП7 | 89,287 | 63,776 | 95 | 205 | 300 | 0,87 | 1 | 70 | 178,35 | 178,574 | 0,501 | 1,250 | 222,938 | 0,326 | 0,083 | 0,150 | 0,750 | 8,040 | 85,489 | 56,239 |
| 16 | ТП7-ТП9 | 24,624 | 17,588 | 95 | 205 | 300 | 0,87 | 1 | 70 | 178,35 | 49,248 | 0,138 | 1,250 | 222,938 | 0,326 | 0,083 | 0,080 | 0,202 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 12 | ГПП-ТП8 | 74,149 | 52,963 | 95 | 237 | 300 | 0,87 | 1 | 70 | 206,19 | 148,298 | 0,360 | 1,250 | 257,738 | 0,326 | 0,083 | 0,150 | 0,603 | 8,040 | 89,109 | 56,239 |
| 18 | ТП8-ТП10 | 9,486 | 6,775 | 95 | 205 | 300 | 0,87 | 1 | 70 | 178,35 | 18,971 | 0,053 | 1,250 | 222,938 | 0,326 | 0,083 | 0,100 | 0,080 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 10 | ГПП-ТП11 | 42,966 | 30,690 | 95 | 205 | 300 | 0,85 | 1 | 70 | 174,25 | 85,931 | 0,247 | 1,270 | 221,298 | 0,326 | 0,083 | 0,230 | 0,567 | 8,040 | 89,018 | 56,239 |
| 15 | ТП11-ТП12 | 33,480 | 23,914 | 95 | 205 | 300 | 0,85 | 1 | 70 | 174,25 | 66,960 | 0,192 | 1,250 | 217,813 | 0,326 | 0,083 | 0,060 | 0,445 | 8,040 | 94,642 | 56,239 |
| 9 | ГПП-СД1 | 21,651 | 15,465 | 25 | 90 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 83,700 | 43,301 | 0,259 | 1,250 | 104,625 | 1,240 | 0,099 | 0,2 | 0,06 | 2,12 | 6,365 | 3,961 |
| 18 | ГПП-СД2 | 43,471 | 31,051 | 35 | 115 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 106,95 | 86,942 | 0,406 | 1,250 | 133,688 | 0,890 | 0,095 | 0,180 | 0,12 | 2,93 | 11,752 | 3,961 |
| Кабельные линии напряжением 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ТП1-НРП1 | 123,401 | 77,126 | 150 | 310 | 300 | 0,9 | 1 | 70 | 279, | 246,803 | 0,442 | 1,250 | 348,750 | 0,208 | 0,060 | 0,027 | 0,295 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 5 | ТП1-НРП2 | 122,990 | 76,869 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 245,980 | 0,427 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,030 | 0,295 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 2 | ТП2-НРП3 | 16,801 | 10,501 | 150 | 310 | 300 | 1 | 1 | 70 | 310 | 33,602 | 0,054 | 1,250 | 387,500 | 0,208 | 0,060 | 0,081 | 0,096 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 7 | ТП4-НРП4 | 86,660 | 54,163 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 173,321 | 0,301 | 1,240 | 357,492 | 0,208 | 0,060 | 0,063 | 0,448 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 14 | ТП8-НРП5 | 76,557 | 47,848 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 153,113 | 0,266 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,060 | 0,311 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 19 | ТП10-НРП6 | 48,072 | 30,045 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 96,143 | 0,167 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,090 | 0,341 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 13 | ТП10-НРП7 | 39,801 | 24,876 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 79,602 | 0,138 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,034 | 0,114 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 20 | ТП12-НРП8 | 46,686 | 29,179 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 93,372 | 0,162 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,140 | 0,574 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |
| 17 | ТП12-НРП9 | 87,144 | 54,465 | 150 | 310 | 300 | 0,93 | 1 | 70 | 288,3 | 174,288 | 0,302 | 1,250 | 360,375 | 0,208 | 0,060 | 0,070 | 0,493 | 13,16 | 202,627 | 174,52 |

Выводы по разделу пять: В результате расчётов, проводимых 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 ААШв и АПвББШв. Кроме того, был произведен выбор нейтрали на напряжениях 110, 10 и 0,4 кВ. На генеральный план нанесены рассчитанные кабельные линии и показаны их способы прокладки.

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе производится расчёт максимальных значений токов короткого замыкания в сетях напряжением до и выше 1000 В с целью проверки на термическую, электродинамическую стойкость электрооборудования и отключающую способность коммутационных аппаратов.

6.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В

6.1.1.Расчет токов короткого замыкания для трансформаторов ТДН на напряжение 110 и 35 кВ.

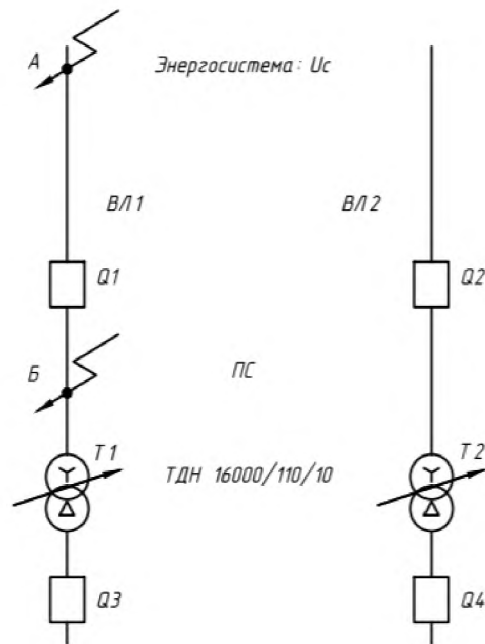


Рисунок 6.1 – Электрическая схема системы электроснабжения предприятия для расчётов токов короткого замыкания в точках А и Б

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

47

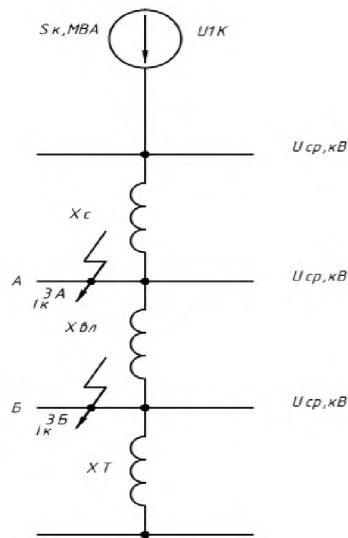


Рисунок 6.2 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчётов токов короткого замыкания в точках А и Б

Мощность КЗ системы в максимальном режиме для 110 кВ $S_{К.МАКС} = 1900$ МВА, для 35 кВ - $S_{К.МАКС} = 570$ МВА.

Расчет проводим в относительных единицах. Базисную мощность примем $S_6 = 1000$ МВА. Для выбранного оборудования принимаем средние значения напряжений ступеней электрической сети: для 110 кВ: $U_{CP} = 115$ кВ, для 35 кВ: $U_{CP2} = 37$ кВ.

Также необходимо отметить, что влияние синхронных двигателей не учитываем, так как их влияние за трансформатором на высокой стороне незначительно.

Найдём сопротивления энергосистемы:

$$X_c = \frac{S_6}{S_K} \quad (6.1)$$

Сопротивления воздушных линий ВЛ1 и ВЛ2 равны между собой и находятся по формуле:

$$X_{ВЛ.110} = X_{0.ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \frac{S_6}{U_{CP}^2} \quad (6.2)$$

Сопротивления трансформаторов Т1 и Т2:

При среднем положении регулятора РПН

– сопротивление двухобмоточного трансформатора:

$$X_{Т1.СР.110}^Д = X_{Т2.СР.110}^Д = \frac{S_6 \cdot U_{К.СР}}{100 \cdot S_{Т.Н}} \quad (6.3)$$

Определим для данной ступени напряжения базисный ток короткого замыкания:

$$I_{Б.110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ.110}} \text{ кА} \quad (6.4)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в какой либо точке можно рассчитать по следующей формуле:

$$I_{К.МАКС}^3 = \frac{I_6}{X_{\Sigma}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot X_{\Sigma}} \quad (6.5)$$

где X_{Σ} – суммарное сопротивление от энергосистемы до рассматриваемой точки, приведенное к базисным условиям.

Теперь определяем конкретные значения токов КЗ для рассматриваемой схемы в максимальном режиме. Полученные токи КЗ для точек А и Б запишем в таблицу 6.1

Таблица 6.1- Расчет токов КЗ в точках А и Б

| Трансформатор | Хсум.А, о.е | Хсум.Б, о.е | $I_{К.МАКС}^{(3)А}$, кА | $I_{К.МАКС}^{(3)Б}$, кА |
|---------------|----------------|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| ТДН 16000/110 | 0,53 | 6,56 | 9,54 | 5,4 |
| ТДНС 16000/35 | 1,75 | 6,25 | 8,89 | 2,78 |

6.1.2 Расчет токов короткого замыкания в точках В , Г

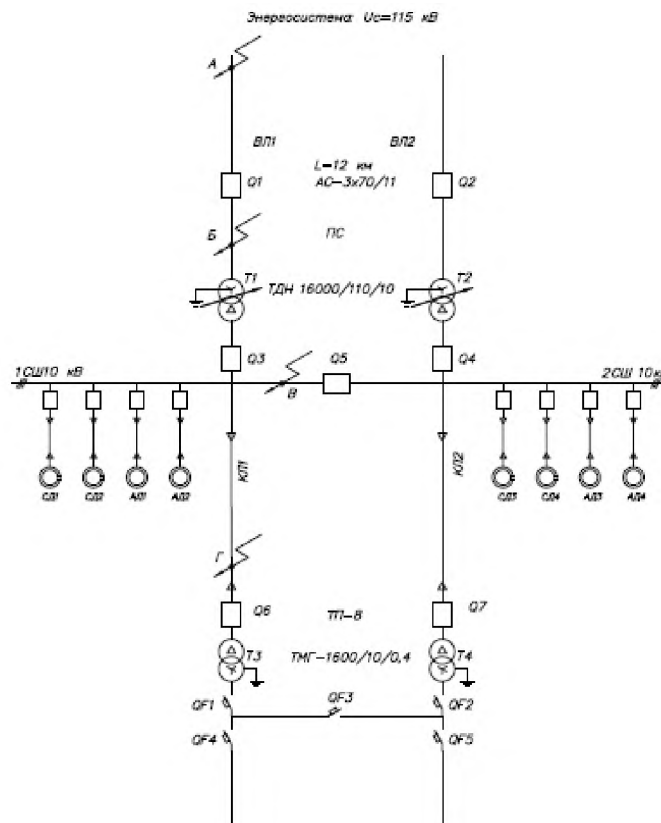


Рисунок 6.3 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчёта тока короткого замыкания в точке В и Г

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

49

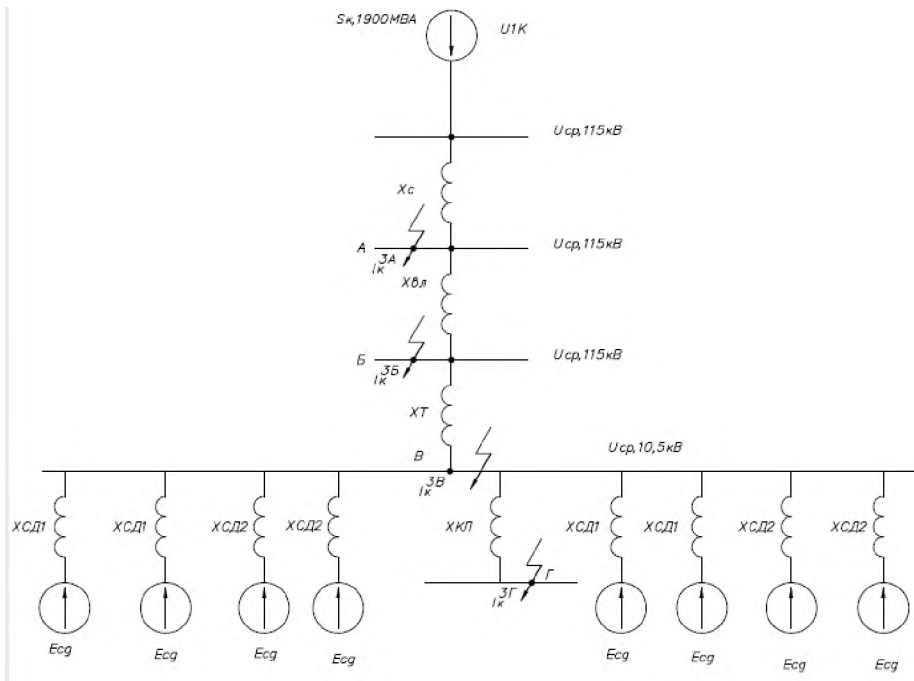


Рисунок 6.4 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчёта тока короткого замыкания в точке В и Г

Точка В – на стороне низшего напряжения 10 кВ трансформатора 110/10 кВ, при этом $U_{СТ} = U_{СР} = 10,5$ кВ.

Найдём сопротивление кабельной линии, соединяющей СД со СШ 10 кВ, в связи с тем, что нет информации о расположении СД внутри цеха, то в ходе расчёта примем длину КЛ до каждого синхронного двигателя одинаковой:

$$X_{л.СД} = X_{0.СД} \cdot L_{л.СД} \cdot \frac{S_б}{U_{СТ}^2}, \text{о.е.} \quad (6.6)$$

Значение сверхпереходной реактивности синхронного двигателя примем равным следующему значению:

$$X_d'' = 0,2, \text{о.е.}$$

Ток базисный равен:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ}}, \text{кА} \quad (6.7)$$

КПД двигателя мощность $P = 800$ кВт берём из справочника [13]:

$$\eta = 95,53, \%$$

Согласно этому же справочнику [13] коэффициент мощности СД равен 0,8, после получения данной информации найдём сопротивление синхронного двигателя:

$$\bar{X}_{СД} = X_d'' \cdot \frac{S_б \cdot \eta \cdot \cos\varphi}{P_{НОМ}}, \text{о.е.} \quad (6.8)$$

Значение сверхпереходной ЭДС синхронного двигателя определим по следующей формуле:

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

$$E_{\text{СД}} = \sqrt{(1 + X_d'' \cdot \sin \varphi)^2 + (X_d'' \cdot \cos \varphi)^2}, \text{ о.е.} \quad (6.9)$$

Номинальный ток СД:

$$I_{\text{СД.ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}}} \quad (6.10)$$

Суммарное сопротивление СД и питающей его КЛ:

$$X_{\text{ветвиСД}} = X_{\text{Л.СД}} + X_{\text{СД}}, \text{ о.е.} \quad (6.11)$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока КЗ, обусловленного наличием в схеме СД, для начального момента времени:

$$I_{0.\text{СД}} = \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{ветвиСД}}}, \text{ о.е.} \quad (6.12)$$

Величина относительного тока синхронного двигателя:

$$\beta = \frac{I_{0.\text{СД}} \cdot I_{\text{б}}}{I_{\text{СД.ном}}} = 5,907$$

По графику зависимости $\gamma_{\text{СД}}(t)$ представленной в учебном пособии [14] находим значение $\gamma_{\text{СД}}(0)$

$$\gamma_{\text{СД}}(0) = \gamma_0 = 0,82$$

Затем определяем искомый ток:

$$I_{\text{П.СД.0}} = \gamma_0 \cdot I_{0.\text{СД}} \cdot I_{\text{б}} \quad (6.13)$$

Ток КЗ в точке найдём, сложив токи от всех СД, аналогично рассчитываем токи СД, находящегося в цеху №10 и тока от энергосистемы

$$I_{\text{К}}^{3\text{В}} = 4 \cdot I_{\text{П.СД.0}} + \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{С}} + X_{\text{ВЛ1}} + X_{\text{Т}}} \quad (6.14)$$

Аналогичным образом найдем влияние тока КЗ СД номинальной мощностью 400кВт.

Полученные результаты сведем в таблицу 6.2

Таблица 6.2 Результаты расчетов тока КЗ в точке В

| СД:, кВт | $X_{\text{Л.СД}}$, о.е | $I_{\text{б}}$, о.е | $X_{\text{СД}}$, о.е | $E_{\text{СД}}$, о.е | $I_{\text{СД.ном}}$, о.е | $X_{\text{ветвиСД}}$, о.е | $4 \cdot I_{\text{П.СД}}$, А | $I_{\text{К}}^{3\text{В}}$, А | $S_{\text{к}}$, МВА |
|----------|-------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------|
| СД-800 | 1 | 54,9 | 203,1 | 1,1 | 51,7 | 204 | 1,04 | 8,9 | 161,9 |
| СД-400 | 0,96 | 54,9 | 382,1 | 1,1 | 27,49 | 383 | 532,63 | | |

Найдем ток КЗ в точке Г

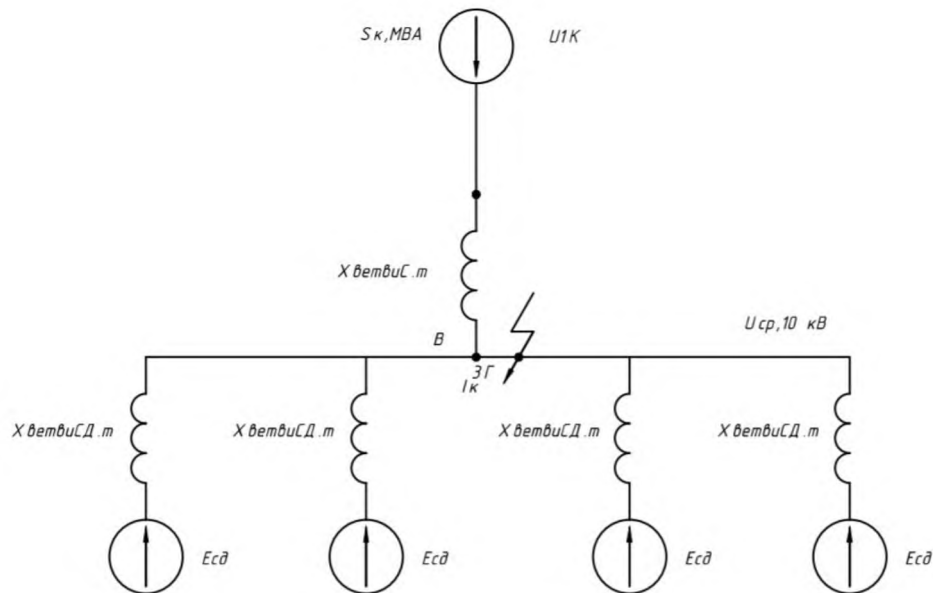


Рисунок 6.5 – Преобразованная схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчёта тока короткого замыкания в точке Г

Точка Г – в конце кабельной линии КЛ напряжением 10 кВ:

Найдём сопротивление КЛ до цеха №12, это ближайший к ГПП цех, от которого питается НРП, следовательно, здесь будет максимальный ток КЗ, характерный для точки Г, из всех возможных

$$X_{\text{кл}} = X_{0,\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{СТ}}^2}, \text{о.е.} \quad (6.15)$$

Найдём сопротивление ветви системы:

$$X_{\text{ветвиC}} = X_{\text{C}} + X_{\text{ВЛ1}} + X_{\text{T}}, \text{о.е.,о.е.} \quad (6.16)$$

Эквивалентное сопротивление:

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{\frac{4}{X_{\text{ветвиCД}}} + \frac{1}{X_{\text{ветвиC}}}}, \text{о.е.} \quad (6.17)$$

Коэффициент для преобразования схемы замещения для ветви СД:

$$C_{\text{СД}} = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ветвиCД}}} \quad (6.13)$$

Коэффициент для преобразования схемы замещения для ветви системы:

$$C_{\text{C}} = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ветвиC}}} \quad (6.18)$$

Результирующее сопротивление:

$$X_{\text{рез}} = X_{\text{ЭКВ}} + X_{\text{кл}}, \text{о.е.} \quad (6.19)$$

Сопротивление ветви системы после преобразования:

$$X_{\text{ветвиC.м}} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_{\text{C}}}, \text{о.е.} \quad (6.20)$$

Сопротивление ветви СД после преобразования:

$$X_{\text{ветвиСД.м}} = \frac{X_{\text{рез}}}{C_{\text{СД}}}, \text{о.е.} \quad (6.21)$$

Определим действующее значение периодической составляющей тока КЗ, обусловленного наличием в схеме СД, для начального момента времени:

$$I_{0.\text{СД}} = \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{ветвиСД.м}}}, \text{о.е.} \quad (6.22)$$

Величина относительного тока синхронного двигателя:

$$\beta = \frac{I_{0.\text{СД}} \cdot I_{\text{б}}}{I_{\text{СД.ном}}} = \frac{0,00668 \cdot 54990}{64,69} = 4,99$$

По графику зависимости $\gamma_{\text{СД}t}(t)$ находим значение $\gamma_{\text{СД}t}(0)$

$$\gamma_{\text{СД}t}(0) = \gamma_0 = 0,89$$

Затем определяем искомый ток:

$$I_{\text{П.СД.0}} = \gamma_0 \cdot I_{0.\text{СД}} \cdot I_{\text{б}}, \text{А} \quad (6.23)$$

Ток КЗ в точке найдём, сложив токи от всех СД и тока от энергосистемы

$$I_{\text{К}}^{3\Gamma} = 4 \cdot I_{\text{П.СД.0}} + \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{ветвиС}}} \quad (6.24)$$

Аналогичным образом найдем влияние СД мощностью 400 кВт. Результаты расчетов сведем в таблицу 6.3

Таблица 6.3-Результаты расчетов токов КЗ в точке Г

| СД, кВт | $X_{\text{кл}};$ о.е | $C_{\text{СД}};$ о.е | $C_{\text{С}};$ о.е | $X_{\text{рез}};$ о.е | $X_{\text{ветвиС.м}}$; о.е | $X_{\text{ветвиСД.м}}$; о.е | $4 \cdot I_{\text{П.СД}}$,А | $I_{\text{К}}^{3\Gamma},$ кА | $S_{\text{к}},$ МВА |
|------------|-------------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|------------------------|
| СД- 800 | 0,193 | 0,032 | 0,872 | 6,72 | 7,71 | 209,31 | 998 | 8,6 | 156,4 |
| СД- 400 | | 0,018 | 0,92 | 7,126 | 7,68 | 392,24 | 494,82 | | |

6.2 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000 В

Проведем расчет токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000В. На рисунке 6.6 изображена электрическая схема и схема замещения сети до 1000В.

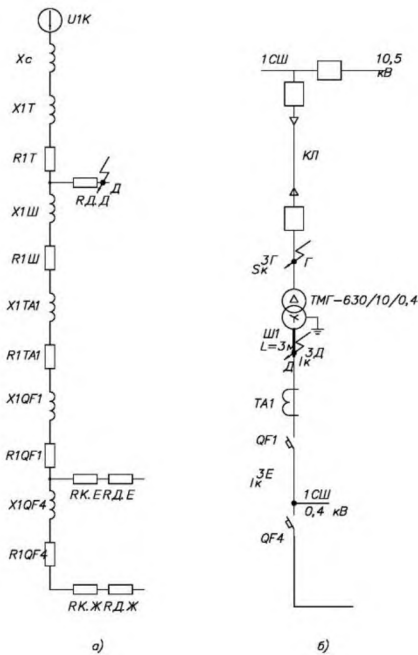


Рисунок 6.6 – Схема замещения (а) и электрическая схема (б) участка системы электроснабжения предприятия для расчёта токов короткого замыкания в точке Д

Трансформатор типа ТМГ-630/10, схема соединения обмоток Δ/Y_H , напряжение короткого замыкания $U_K = 4,5 \%$; потери короткого замыкания $\Delta P_K = 7,6$ кВт; схема соединения обмоток Δ/Y_H [5].

Мощность КЗ на стороне высшего напряжения трансформатора в точке Г составляет $S_{КГ} = 156,4$ МВА. Данные по всем используемым в расчёте тока КЗ в данной точке сопротивлениям взяты из учебного пособия [17].

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шинопровод длиной 3 м. Номинальный ток трансформатора составляет $I_{ТН} = 909,32$ А, с учетом перегрузки ($1,4-1,6 \cdot I_{ТН}$) ток трансформатора может достигать величины 1454,9 А. Поэтому в качестве исходных данных возьмем шинопровод ШМА4-1600 на ток 1600А:

– удельные сопротивления фазы $R_{1УДШ} = 0,027$ мОм/м, $X_{1УДШФ} = 0,014$ мОм/м;

– удельные сопротивления нулевой шины $R_{0УДШ} = 0,037$ мОм/м, $X_{0УДШ} = 0,042$ мОм/м.

Определение сопротивлений схемы замещения.

1. Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{СР.НН}^2}{S_K^T} = \frac{400^2}{156,4 \cdot 10^6} = 1,023 \text{ мОм} \quad (6.25)$$

2. Сопротивления трансформатора 630 кВА для схемы соединения обмоток Δ/Y_H : $R_{1T} = 3,4$ мОм, $X_{1T} = 13,5$ мОм.

3. Сопротивление шинопровода между трансформатором и вводным автоматическим выключателем:

$$R_{1Ш} = R_{1УДШ} \cdot L_{Ш} = 0,027 \cdot 3 = 0,081 \text{ мОм} \quad (6.26)$$

$$X_{III} = X_{1UD,III} \cdot L_{III} = 0,014 \cdot 3 = 0,042 \text{ мОм} \quad (6.27)$$

3. Сопротивление кабельной линии к НРП, стоящей в цехе №13:

$$R_{KЛ} = R_{1UD,KЛ} \cdot L_{KЛ} = 0,329 \cdot 0,03 = 0,0098 \text{ мОм} \quad (6.28)$$

$$X_{1KЛ} = X_{1UD,KЛ} \cdot L_{KЛ} = 0,081 \cdot 0,03 = 0,00243 \text{ мОм} \quad (6.29)$$

4. Сопротивления переходных контактных сопротивлений:

– шинпровода Ш1 с двух сторон по $R_{K,III} = 0,0034 \text{ мОм}$

– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений до точки Ж (учтем только шинпровод Ш1):

$$R_{K,Ж} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ мОм} \quad (6.30)$$

– КЛ с двух сторон по $R_{K,K} = 0,0027 \text{ мОм}$

– суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений до точки З (учтем только шинпроводы Ш1 и ШМА):

$$R_{K,З} = 2 \cdot 0,0034 + 2 \cdot 0,0027 = 0,0122 \text{ мОм} \quad (6.31)$$

– сопротивления включения токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4– сопротивления включения токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов автоматических выключателей

| | | | |
|------|-------|------------------------------|------------------------------|
| QF1 | 1600A | $R_{QF1} = 0,14 \text{ мОм}$ | $X_{QF1} = 0,08 \text{ мОм}$ |
| QF4, | 200 A | $R_{QF4} = 1,1 \text{ мОм}$ | $X_{QF4} = 0,5 \text{ мОм}$ |
| QS1 | 200 A | $R_{QS1} = 0,4 \text{ мОм}$ | - |

5. Активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока примем равными нулю в следствии их малости.

6. Активное сопротивление заземляющей дуги:

– на вводах 10,5 кВ трансформатора ТЗ, точка Д – $R_{Д,Д} = 4 \text{ мОм}$;

– на шинах РУ-0,4 кВ, – $R_{Д,Ж} = 4 \text{ мОм}$;

– на шинах РУ-0,38 кВ РПН (ВРУ) – $R_{Д,Ж} = 8 \text{ мОм}$.

Определение токов КЗ в точке Д:

Сопротивление контура КЗ (прямой последовательности):

- активное:

$$R_{1\Sigma,Д} = R_{1Т} + R_{Д,Д} = 3,4 + 4 = 7,4 \text{ мОм} \quad (6.32)$$

– реактивное:

$$X_{1\Sigma,Д} = X_C + X_{1Т} = 1,023 + 13,5 = 14,523 \text{ мОм} \quad (6.33)$$

– полное:

$$Z_{1\Sigma,Д} = \sqrt{R_{1\Sigma,Д}^2 + X_{1\Sigma,Д}^2} = \sqrt{7,4^2 + 14,523^2} = 16,3 \text{ мОм} \quad (6.34)$$

Значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке Д:

$$I_{\text{К.МАКС}}^{(3)Д} = \frac{U_{\text{СРЗ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma,Д}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,3 \cdot 10^{-3}} = 14,1 \text{ кА} \quad (6.35)$$

$$I_{\text{уд,Д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{К.П}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 14,1 \cdot 1,12 = 22,33 \text{ кА} \quad (6.36)$$

Выводы по разделу шесть: Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор внутривозовского электрооборудования. Также для технико-экономического сравнения был посчитан ток КЗ в точках А, Б, В при разных номинальных трансформаторах на ГПП.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 56 |

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор выключателя для трансформаторов ТДН 110 и 35 кВ

По каталогам предприятий-изготовителей выбираем современное коммутационное, измерительное и защитное оборудование, относящееся к схеме внешнего электроснабжения. Но необходимо отметить, что нам для расчёта приведённых затрат нужна стоимость оборудования, которую возьмём из Приказа Министерства Энергетики РФ от 17 января 2020 г. №10 [8]. В данном источнике в укрупнённый норматив цены ячейки выключателя без учета здания ЗРУ включено: стоимость оборудования разъединители, ТТ, ТН, ОПН, шкафы РЗА, автоматика управления выключателем, блоки управления приводами разъединителей, система диагностики и мониторинга оборудования. Поэтому для технико-экономического сравнения достаточно выбрать выключатель на стороне ВН.

Для уровня напряжения 110 кВ:

На стороне ВН выберем элегазовый выключатель ВГТ-110. Согласно каталожным данным [9], полное время отключения данного выключателя равно 0,055 с., а собственное время отключения равно 0,035 с., ток динамической стойкости равен 102 кА.

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания берём из таблицы 2.2 [52]. Для стороны ВН: $T_{авн} = 0,03$ с

Процентное содержание апериодической составляющей равно 40% ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,1 с., А минимальное время действия релейной защиты 0,01 с. Таким образом:

$$t = t_{зmin} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,035 = 0,045$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по.вн} \cdot e^{-\frac{t}{T_{авн}}} \quad (7.1)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} \quad (7.2)$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{п.в.} \quad (7.3)$$

$$B_k = I_{по.вн}^2 \cdot (t_{отк} + T_{авн}) \quad (7.4)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (7.5)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по.вн} \cdot K_y \quad (7.6)$$

Необходимо, чтобы полученные значения удовлетворяли следующим усло-

$$\text{виям: } I_{отк.ном} > I_{по.вн}; I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k; i_{аном} > i_{ат}; i_{пр.скв} > i_y; I_{пр.скв} > I_{по.вн}$$

Для уровня напряжения 35 кВ:

На стороне ВН выберем элегазовый выключатель ВГТ-35. Согласно каталожным данным [9], полное время отключения данного выключателя равно 0,055 с., а собственное время отключения равно 0,035 с. ток динамической стойкости равен 127,5 кА.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 57 |

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания берём из таблицы 10. Для стороны ВН: $T_{авн} = 0,02$ с .

Процентное содержание апериодической составляющей равно 40% ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,1 с., А минимальное время действия релейной защиты 0,01 с. Аналогичным образом по формулам (7.1.-7.6) рассчитаем показатели для 35 кВ и сведем в таблицу 7.1

Таблица 7.1 - Данные о выключателе, разъединителе, расчётных данных

| Расчётные данные | Расчётные данные | Каталожные данные | |
|----------------------------------|----------------------------------|---|---|
| | | Выключатель ВГТ-110 | Выключатель ВГТ-35 |
| $U_{уст} = 110$ кВ | $U_{уст} = 35$ кВ | $U_{ном} = 110$ кВ | $U_{ном} = 35$ кВ |
| $I_{max} = 83,99$ А | $I_{max} = 254,36$ А | $I_{ном} = 3150$ А | $I_{ном} = 3150$ А |
| $I_{п.т} = 8,9$ кА | $I_{п.т} = 6,19$ кА | $I_{откл} = 40$ кА | $I_{откл} = 50$ кА |
| $i_{ат} = 3,01$ кА | $i_{ат} = 1,0533$ кА | $i_{аном} = 22,63$ кА | $i_{аном} = 28,824$ кА |
| $I_{п.о} = 8,9$ кА | $I_{п.о} = 6,19$ кА | $I_{пр.скв} = 40$ кА | $I_{пр.скв} = 50$ кА |
| $i_y = 22,93$ кА | $i_y = 20,216$ кА | $i_{пр.скв} = 102$ кА | $i_{пр.скв} = 127,5$ кА |
| $B_k = 16,83$ кА ² ·с | $B_k = 13,83$ кА ² ·с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с |

7.1.1 Выбор разъединителей

При выборе разъединителей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, а также важно, ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ был больше ударного тока, а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Выберем разъединитель РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1. Данные о разъединителе сведены в таблицу 7.2. Параметры разъединителя взяты из каталога [15].

Необходимые расчёты и полученные соотношения представлены ниже:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (7.7)$$

$$I_{пр.скв} > i_y \quad (7.8)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k \quad (7.9)$$

Данные о выбранном разъединителе, а также о выключателе 110 кВ, выбранном в разделе технико-экономического сравнения, сведены в таблицу 7.2:

Таблица 7.2 – Данные о выключателе, разъединителе, расчётных данных

| Расчётные данные | Каталожные данные | |
|---|--|---|
| | Выключатель ВГТ-110 | Разъединитель РГП СЭЩ-110/1250 УХЛ1 |
| $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 83,99 \text{ А}$ | $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ |
| $I_{п.т} = 8,9 \text{ кА}$ | $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ | – |
| $i_{ат} = 3,01 \text{ кА}$ | $i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$ | – |
| $I_{п.о} = 8,9 \text{ кА}$ | $I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$ | – |
| $i_y = 22,93 \text{ кА}$ | $i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$ | $i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$ |
| $B_k = 16,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

7.2 Выбор разъединителей для НН

При выборе выключателей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, более того, важно, чтобы ток отключения был больше, чем периодическая составляющая трёхфазного короткого замыкания, апериодическая составляющая в отключаемом токе для времени τ была больше, чем апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы, ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{пр.скв}$ был больше ударного тока, ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение) $I_{пр.скв}$ был больше значения тока короткого замыкания в начальный момент времени $I_{по}$, а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания берём из таблицы 2.2 [52]. Для стороны НН: $T_{анн} = 0,04 \text{ с}$.

На стороне НН выберем для отходящих линий вакуумный выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-40/2500 УЗ. Согласно каталожным данным, полное время отключения данного выключателя равно 0,05 с., а собственное время отключения равно 0,03 с. Процентное содержание апериодической составляющей равно 40 % ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,1 с. Время действия максимальной токовой защиты 0,6 с.

Также на стороне НН выберем в качестве вводных выключателей вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-П-10-40/2500 УЗ. Согласно каталожным данным, полное время отключения данного выключателя равно 0,05 с., а собственное время отключения равно 0,03 с. Процентное содержание апериодической составляющей равно 40 % ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,1 с. Время действия максимальной токовой защиты 1,2 с. Таким образом:

$$t = t_{\text{зmin}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.вн}} \cdot e^{-\frac{t}{T_{\text{авн}}}} = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,04}} = 4,57 \text{ кА}$$

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{отк}} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,81 \text{ кА}$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п.в.}} = 1,2 + 0,05 = 1,25 \text{ с}$$

$$B_k = I_{\text{по.нн}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{авн}}) = 8,9^2 \cdot (1,25 + 0,05) = 102,181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА} > I_{\text{по.вн}} = 8,9 \text{ кА}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 102,181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{\text{аном}} = 17,819 \text{ кА} > i_{\text{ат}} = 4,57 \text{ кА}$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА} > I_{\text{по.вн}} = 8,9 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент определяем по таблице 2.2[52] и находим ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.вн}} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 8,9 \cdot 1,82 = 22,6 \text{ кА}$$

Следовательно:

$$i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА} > i_y = 22,6 \text{ кА}$$

Данные о выключателе и расчётных данных сведены в таблицу 7.3

Таблица 7.3 – Данные о выключателях

| Расчётные данные | Каталожные данные | | |
|---|--|--|--|
| | Вводной Выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2500 УЗ | Секционный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2000 УЗ | Выключатель отходящей линии ВВУ-СЭЦ-П-10-31,5/2000 УЗ |
| $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{махвв}} = 1293 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ |
| $I_{\text{п.т}} = 8,9 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{ат}} = 4,57 \text{ кА}$ | $i_{\text{аном}} = 17,819 \text{ кА}$ | $i_{\text{аном}} = 17,819 \text{ кА}$ | $i_{\text{аном}} = 17,819 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{п.о}} = 8,9 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_y = 22,6 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.скв}} = 79 \text{ кА}$ |
| $B_k = 102,181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

7.3 Выбор распределительного устройства на 10кВ

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ. Разъединители в КРУ встроены

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 60 |

ные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с данным выключателем. Проверка разъединителей КРУ не производится. Выберем КРУ СЭЩ – 63-10 С номинальным током на 1600 А. [15]

7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

В цепи отходящей линии 10 кВ установим трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10-У2 (Исполнение 05) на номинальный ток 200 А. Односекундный ток термической стойкости 10 кА. На линии 10 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии. Схема включения приборов показана на рис.7.1 .

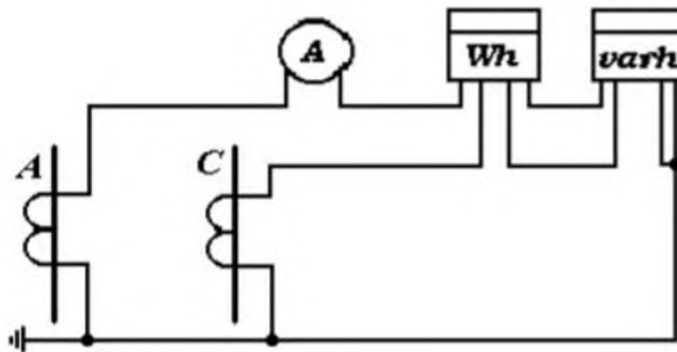


Рисунок 7.1 – Схема включения измерительных приборов

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 7.4.

Таблица 7.4– Сравнение расчетных и каталожных данных

| Расчётные данные | Каталожные данные |
|---|--|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 181 \text{ А}$ | $I_{ном} = 200 \text{ А}$ |
| $i_y = 22,6 \text{ кА}$ | $i_{дин} = 78,8 \text{ кА}$ |
| $B_k = 102,181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $(K_T \cdot I_{тер})^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (табл. 7.5).

Таблица 7.5 – Нагрузка по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока

| Прибор | Тип | Класс точности | Нагрузка фазы, ВА | | |
|---------------------------------------|-------|----------------|-------------------|---|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Э-335 | 1,0 | 0,5 | - | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | СЭТ | 1,0 | 0,2 | - | 0,2 |
| Итого | | | 0,7 | - | 0,2 |

Из табл. 7.5 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{0,7}{25} = 0,028 \text{ Ом} \quad (7.10)$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 равна 0,4 Ом

В цепи вводного выключателя выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-У2 на номинальный ток 1600 А. [15]

В цепи линии 110 кВ установим трансформатор тока наружной установки типа ТОЛ-110-УХЛ1 с номинальным током в 200 А [19]

Выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 10 кВ.

Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

Выберем трансформаторы напряжения НАМИ-10-У3. $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$ в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции. Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин.

К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ. [7] Подсчёт вторичной нагрузки приведён в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Подсчёт вторичной нагрузки

| 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 |
| Вольтметр | Секция СШ | Э-335 | 2,0 | 1 | 1,00 | 0,00 | 1 | 2 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ввод 10 кВ от трансформатора | СЭТ | 1,5 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 0,57 | 1,3875 |
| Ваттметр | | Д-335 | 1,5 | 2 | 1,00 | 0,00 | 1 | 3 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Линии 10 кВ | СЭТ | 1,5 | 2 | 0,38 | 0,925 | 14 | 7,98 | 19,425 |
| Итого | | | | | | | | 8,55 | 20,81 |

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{20,81^2 + 8,55^2} = 22,49 \text{ ВА} \quad (7.11)$$

Данный трансформатор напряжения имеет мощность 75 В·А, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель и втычной разъединитель.

Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН. Выберем НАМИ-110-УХЛ1 [21].

7.5 Выбор ограничителя перенапряжений, трансформатора собственных нужд и КТП

Также выберем ОПН-РК-110/88-10-760 УХЛ1 на 110 кВ. [22].

Трансформатор собственных нужд возьмём мощностью, составляющей 0,125% от мощности трансформатора ГПП. Таким образом выбираем трансформатор ТЛС(3)-25/10 [15].

Также выберем комплектные трансформаторные подстанции КТП-СЭЩ [15].

На стороне 0,4кВ примем к установке низковольтное комплектное устройство НКУ-СЭЩ-М.

Выводы по разделу семь: В данном разделе был произведен выбор необходимого оборудования для снабжения электроэнергией внутризаводского оборудования, на основе которого была составлена и дополнена принципиальная электрическая схема предприятия.

8 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Проблемы электромагнитной совместимости оборудования с питающей электрической сетью возникли в связи с внедрением мощных вентильных преобразователей, дуговых сталеплавильных печей, сварочных установок и других устройств, которые оказывают отрицательное влияние на качество электроэнергии в системе электроснабжения. Под электромагнитной совместимостью понимают способность оборудования нормально функционировать в его электромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой же среде. Под средой понимается как электрическая сеть, так и электромагнитные поля.

Из всех вышеперечисленных агрегатов в качестве высоковольтной нагрузки, которая на может повлиять на качество электроэнергии, выступают преобразователи частоты и синхронные двигатели.

8.1 Влияние СД на показатели качества электроэнергии

Рассмотрим проверку остаточного напряжения при пуске или самозапуске СД.

При коротких замыканиях в СЭС ПП или в электрических сетях энергосистемы резко понижается напряжение, при этом отключают поврежденные элементы СЭС и вновь восстанавливают её питание благодаря действию устройств послеаварийной автоматики (АПВ, АВР). При этом в питании электроприемников получается перерыв или снижение напряжения на время 0,2–5 с. При значительном снижении напряжения на зажимах электродвигателя (ЭД) и тем более при полном его отключении происходит выбег ЭД, т. е. снижение частоты вращения ротора. При восстановлении напряжения в сети, если ЭД не отключен выключателем, происходит его самозапуск, т. е. восстановление частоты вращения. Во время выбега сопротивление ЭД $Z_{ДВ}$ уменьшается. Чем дольше длится бестоковая пауза, тем ближе сопротивление двигателя $Z_{ДВ}$ к пусковому значению $Z_{ДВ.ПУСК.}$, а ток самозапуска – к пусковому току, превышающему номинальный ток ЭД в 5–7 раз. Групповой самозапуск, в котором участвуют несколько ЭД, приводит к возрастанию тока самозапуска в той же кратности по отношению к сумме номинальных токов двигателей всей группы. Такой большой ток создает повышенные потери напряжения в цепи «источник питания – двигатели» и вызывает понижение напряжения в СЭС. При определенной величине снижения напряжения наступает предел, при котором самозапуск не происходит, т. к. момент вращения ЭД, пропорциональный квадрату напряжения на зажимах, становится меньше момента нагрузки на его валу, и электродвигатели затормаживаются. Это значит, что при кратковременном перерыве питания нужно оставлять включенными только выключатели наиболее ответственных ЭД. Остальные ЭД отключают и в процессе самозапуска они не участвуют. Самозапуск ЭД можно считать успешным, если напряжение на шинах и частота вращения ЭД восстановились за время, в течение которого технологический процесс еще не нарушен и нагрев ЭД не вышел за до-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 64 |

пустимые пределы. Успешность самозапуска оценивается по минимальному допустимому напряжению в момент восстановления питания, при котором вращающий момент ЭД достаточен для самозапуска.

Расчёт произведём по методике, изложенной в курсе лекций [47].

Данные для расчёта данного суммарного сопротивления питающей сети возьмем из пункта 6

Кратность пускового тока СД $K_{\text{ПУСК.СД}}$ согласно каталогу [46] равна 6 для двигателей мощностью 800 Вт и 6 для двигателей мощностью 400 Вт. Значение КПД СД берём из справочника и каталога [48]. Сопротивление воздушной линии,, а также трансформатора равны:

$$X_{C^*} = \frac{U^2}{S_k} = \frac{10^2 \cdot 10^6}{1900 \cdot 10^6};$$

$$X_{C^*} = 0,053;$$

$$X_{Л^*} = 0,044;$$

$$X_{Т} = 0,656;$$

Суммарное сопротивление питающей сети до СД:

$$X_{C\Sigma} = 0,053 + 0,044 + 0,656 = 0,753$$

Расчетная пусковая мощность СД:

$$S_{\text{П}} = \frac{P_{\text{н.СД}} \cdot K_{\text{П}}}{\cos\varphi \cdot \eta_{\text{НОМ}}}, \quad (8.1)$$

где $P_{\text{н.СД}}$, $\cos\varphi$, $\eta_{\text{НОМ}}$ – номинальные параметры СД;

$K_{\text{П}}$ – кратность пускового тока в момент подачи (восстановления) питания.

Если в пуске участвует группа СД, подключённых к одной и той же секции шин, то сначала по (8.1) определяется пусковая мощность каждого их них, а затем, путём суммирования пусковых мощностей отдельных СД, получим пусковую мощность эквивалентного СД.

По (8.1) для двигателя мощностью 800 кВт получим:

$$S_{\text{П.800}} = \frac{800 \cdot 6}{0,85 \cdot 0,9558} = 5908 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Для двигателя мощностью 400 кВт получим:

$$S_{\text{П.400}} = \frac{400 \cdot 6}{0,8 \cdot 0,9553} = 3140 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Пусковая мощность эквивалентного СД:

$$S_{\text{П.Э}} = 2 \cdot 5908 + 2 \cdot 3140 = 13200 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Сопротивление запускаемого двигателя:

$$X_{\text{СД}} \approx Z_{\text{СД}} = \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{П.Э}}} \quad (8.2)$$

Получим:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 65 |

$$X_{сд} = \frac{1000}{13200} = 0,076.$$

Кроме ЭД, участвующих в пуске, к шинам подключены и трансформаторные подстанции. Эту нагрузку нужно учитывать условным понятием «пусковой нагрузки».

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{п.э} = \sqrt{\left(\sum_i P_{нагр}\right)^2 + \left(\sum_j S_{пн} + \sum_i Q_{нагр}\right)^2} \quad (8.3)$$

где $P_{нагр}$; $Q_{нагр}$ – активная и реактивная нагрузки других электроприемников.

Получим:

$$S_{п.э} = \sqrt{(5712,53)^2 + (13200 + 4286,03)^2} = 18400 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Эквивалентное сопротивление узла определяется:

$$X_{п.э}^{10} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{п.э}} \quad (8.4)$$

Получим:

$$X_{п.э}^{10} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{18400 \cdot 10^3} = 5,435 \text{ Ом}$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены СД:

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{п.э}}{X_{с} + X_{п.э}} \quad (8.5)$$

Получим:

$$U_{д} = 10 \cdot 10^3 \cdot \frac{5,435}{0,753 + 5,435} = 8,78 \cdot 10^3,$$

$$U_{д} = 0,878 \cdot U_{н}.$$

Остаточное напряжение при пуске или самозапуске СД находится в допустимых пределах.

Используем тиристорные устройства частотного безударного пуска. Благодаря этому, кратность пускового момента станет 1,5-2,5. Проведем расчет при кратности пускового момента равного 1,5. Результаты расчетов занесем в таблицу 8.1

Таблица 8.1- Результаты расчетов остаточного напряжения

| Вид пуска | $4 \cdot S_{п.800}$ | $4 \cdot S_{п.400}$ | $X_{сд}$ | $S_{п.э}$ | $X_{п.э}^{10}$ | $U_{д}$ |
|-------------|---------------------|---------------------|----------|-----------|----------------|---------|
| Прямой | 11820 | 6280 | 0,076 | 18400 | 5,4 | 8,7 |
| Тиристорный | 2954 | 1570 | 0,221 | 9881 | 10,12 | 9,3 |

Остаточное напряжение соответствует нормам, поэтому одновременный пуск всех двигателей допустим.

Выводы по разделу восемь: в данном разделе было рассчитано остаточное напряжение. Результаты расчетов показали, что нет необходимости установки дополнительного оборудования. Также было выявлено, что одновременный пуск всех СД допустим.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 67 |

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В общем случае определение мощности компенсирующих устройств промышленного предприятия является оптимизационной задачей, целью которой является нахождение оптимальных реактивных мощностей этих устройств, соответствующей минимуму суммарных затрат:

$$Z = Z_{Г} + Z_{П} \quad (9.1)$$

где $Z_{Г}$ – затраты на генерацию реактивной мощности; $Z_{П}$ – затраты на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленные потерями активной мощности.

Расчётные затраты, руб., на генерацию и передачу реактивной мощности от всех источников в узел А

$$Z = \sum_{i=0}^L (Z_{0,i} + Z_{1,i} \cdot Q + Z_{2,i} \cdot Q^2) \quad (9.2)$$

где $Z_{0,i}$, $Z_{1,i}$ и $Z_{2,i}$ – соответственно постоянная составляющая и удельные затраты, которые складываются из затрат на генерацию реактивной мощности (Z с индексом «г») и затрат на ее передачу (Z с индексом «п») в узел А:

$$Z_{0,i} = Z_{0,Гi} + Z_{0,Пi}, \text{руб.}$$

$$Z_{1,i} = Z_{1,Гi} + Z_{1,Пi}, \text{руб.}$$

$$Z_{2,i} = \gamma^2 \cdot Z_{2,Гi} + Z_{2,Пi}, \text{руб./Мвар}^2$$

Для распределительных сетей напряжением 6–10 кВ в практических расчетах можно принять $\gamma = 1$.

Синхронные электродвигатели.

Номинальная реактивная мощность, Мвар, синхронного электродвигателя:

$$Q_{Н} = \frac{P_{Н} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Н}}{\eta_{Н}} \quad (9.3)$$

Максимальная реактивная мощность (располагаемая мощность), которую синхронный двигатель может генерировать в сеть:

$$Q_{М} = \alpha_{М} \cdot Q$$

где $-\alpha_{М}$ наибольшая допустимая перегрузка синхронного двигателя по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, коэффициента загрузки по активной мощности и относительного напряжения.

Синхронные двигатели нормальных серий изготавливаются с опережающим $\cos \varphi = 0,8$ и $0,85$ независимо от реактивной мощности, которую предприятие может использовать. Поэтому в расчётных затратах должна учитываться только стоимость активных потерь электроэнергии на генерацию реактивной мощности. Потери активной мощности в синхронном двигателе, связанные с генерацией реактивной мощности, кВт:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{Н}} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{Н}^2} \cdot Q^2, \quad (9.4)$$

где D_1 и D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт;

Расчётные затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями объекта определяются следующим образом:

$$Z_{0.Г.СД} = E_p + N \cdot K_p, \quad (9.5)$$

$$Z_{1.Г.СД} = C_0 \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{ГП}}{Q_H^2 \cdot N} \right), \quad (9.6)$$

$$Z_{2.Г.СД} = C_0 \cdot \left(\frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} \right), \quad (9.7)$$

где E_p – нормативные отчисления от стоимости регулятора; K_p – стоимость регулятора возбуждения синхронного двигателя, руб.; C_0 – стоимость потерь активной мощности от передачи реактивной мощности, руб./кВт. Величины D_1 , D_2 и Q_H в формулах (8.6, 8.7) относятся к одному двигателю. Для практических расчетов можно принимать $Z_{0.Г.СД} = 0$.

Статические конденсаторы поперечного включения. Эти конденсаторы комплектуются и устанавливаются в виде батарей. Генерируемая батареями конденсаторов реактивная мощность:

$$Q = \left(\frac{U_*}{U_{БК*}} \right)^2 \cdot Q_H, \quad (9.8)$$

Расчетные затраты на генерацию реактивной мощности батареями конденсаторов определяются следующим образом:

$$Z_{0.Г.К} = E \cdot K_0 + E_p \cdot K_p, \quad (9.9)$$

$$Z_{1.Г.К} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}, \quad (9.10)$$

$$Z_{2.Г.К} = 0, \quad (9.11)$$

Где K_0 – стоимость вводного устройства, руб.; K_p – стоимость регулирующего устройства, руб.; K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб./Мвар; E и E_p – нормативные отчисления от стоимости соответствующего устройства. При расчётах удельные стоимости батарей конденсаторов K_y напряжением до 1000 В и 6–10 кВ можно принимать равными соответственно 12000 и 6000 руб./Мвар (в ценах 1990 г.).

Что же касается затрат на передачу реактивной мощности по сети, то в общем случае дополнительные потери активной мощности при передаче реактивной мощности по линии с ответвлениями определяются по следующим выражениям:

$$\Delta P = 2 \cdot a \cdot M \cdot Q + a \cdot R \cdot Q^2, \text{ кВт}, \quad (9.12)$$

$$a = \frac{1000}{U_H^2}, \text{ кВт}^{-2}, \quad (9.13)$$

$$R = \sum_{i=1}^n R_i, \text{ Ом}, \quad (9.14)$$

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

69

$$M = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ПРi}} \cdot \left(\sum_{i=1}^n R_i \right), \text{Мвар} \cdot \text{Ом}, \quad (9.15)$$

В итоге, затраты на передачу реактивной мощности по сети определяются следующим образом:

$$Z_{0.П} = Z_E, \quad (9.16)$$

$$Z_{1.П} = 2 \cdot C_0 \cdot a \cdot M, \quad (9.17)$$

$$Z_{2.П} = C_0 \cdot a \cdot R, \quad (9.18)$$

где Z_E – сумма затрат на реконструкцию сети, обусловленных передачей реактивной мощности (увеличение числа или мощности трансформаторов, числа или сечения линий и т. д.).

При определении оптимальной мощности компенсирующих устройств должны выполняться следующие технические ограничения:

– Напряжение U_i во всех точках сети не должно выходить за допустимые пределы

$$U_{\text{МИН}} \leq U_i \leq U_{\text{МАКС}} \quad (9.19)$$

– Токовая нагрузка для всех элементов сети не должна превышать допустимую величину:

$$I_i \leq I_{\text{МАКС}} \quad (9.20)$$

– Реактивная мощность источников не должна выходить за допустимые пределы:

$$Q_{\text{МИН}} \leq Q_i \leq Q_{\text{МАКС}} \quad (9.21)$$

Для БК:

$$Q_{3.Н} \leq Q_{C.i} \quad (9.22)$$

Для СД:

$$0 \leq Q_{\text{СДi}} \leq Q_{\text{СДМ}} \quad (9.23)$$

Математический минимум функции затрат с учетом баланса реактивных мощностей найдем с помощью метода Лагранжа из условия:

$$\frac{dZ}{dQ_i} = 0 \quad (9.24)$$

Следовательно, математический минимум функции затрат:

$$Q_i = \frac{\lambda \cdot Z_{1i}}{2 \cdot Z_{2i}}, i = 0, 1, \dots, L, \quad (9.25)$$

где λ – множитель Лагранжа, руб./Мвар.

В ходе расчётов оптимальных мощностей источников РМ необходимо рассчитать эквивалентные сопротивления радиусов.

В случае подключения потребителей по радиальной схеме данные сопротивления определяются по выражениям:

– для линий и трансформаторов:

$$R_{\text{Эi}} = R_{\text{Л}} + R_{\text{Тi}}, \quad (9.26)$$

– для синхронных двигателей

$$R_{\Sigma \text{СД}} = \frac{R_{\text{Л}i}}{N_i} + R_{\Sigma \text{СД}i} = \frac{R_{\text{Л}i}}{N_i} + \frac{3_{2\text{Г.СД}}}{a \cdot C_0}, \quad (9.27)$$

где $R_{\text{Л}i}$ – активные сопротивления линий, питающих соответственно i -й трансформатор и i -й синхронный двигатель; $R_{\text{Т}i}$ – активное сопротивление i -го трансформатора, приведённое к стороне высшего напряжения; $R_{\Sigma \text{СД}i}$ – приведённое сопротивление i -го синхронного двигателя; N_i – число синхронных двигателей, подключенных к i -й линии.

Для случая подключения потребителей по магистральной схеме рассмотрим подключение двух ТП в магистраль.

Для расчёта эквивалентных сопротивлений присоединений в случае магистральной линии с двумя ТП необходимы также вспомогательные сопротивления:

$$R_{01} = R_{\text{Л}1}$$

$$R_1 = R_{\text{Т}1}$$

$$R_{12} = R_{\text{Л}2}$$

$$R_2 = R_{\text{Т}2}$$

Эквивалентная проводимость относительно точки 12 для схемы рис.(9.1)

$$\frac{1}{R_{\Sigma \text{Т}1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (9.28)$$

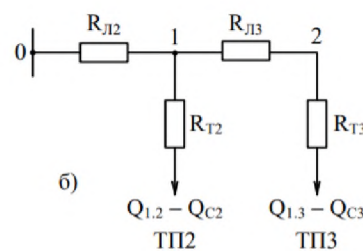


Рисунок 9.1 – Схема замещения для магистральной линии с двумя ТП

С учётом полученных выше выражений эквивалентные сопротивления находятся следующим образом:

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\Sigma \text{Т}1}} \right) \cdot R_1, \quad (9.29)$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\Sigma \text{Т}1}} \right) \cdot (R_{12} + R_2), \quad (9.30)$$

Расчёт источников РМ будем вести для половины схемы электроснабжения завода по ремонту горного оборудования, которая питается от одной секции 1СШ 10 кВ ГПП. Потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП $\Delta Q_{\text{Т.ГПП}} = 0,41$ Мвар. К первым секциям 1СШ РУ 10 кВ ГПП подключены кабельные линии, питающие синхронные двигатели мощностью 400 кВА и 800 кВА, трансформаторы цеховых ТП. Расчётная активная нагрузка завода составляет $P_p = 2 \cdot P_{\text{р.1сш}}$, где $P_{\text{р.1сш}}$ – нагрузка, приходящаяся на одну секцию сборных шин. В

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

71

табл. Приведены исходные данные для схемы электроснабжения, показанной на рис.. Здесь обозначено: $S_{Т.Н}$ – номинальная мощность трансформатора i -й ТП; Q_{li} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на один трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нём; R_{Ti} – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведённое к напряжению 10 кВ; $R_{ли}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Таблица 9.1 – Исходные данные для схемы электроснабжения

| Трансформаторная подстанция | $S_{Т.Н}$, кВА | Q_{li} , квар | ΔQ_{Ti} , квар | R_{Ti} , Ом | $R_{ли}$, Ом |
|-----------------------------|-----------------|-----------------|------------------------|---------------|---------------|
| ТП1 | 250 | 67,89 | 11,26 | 4,96 | 0,058 |
| ТП2 | 400 | 43,51 | 17,99 | 3,43 | 0,107 |
| ТП3 | 400 | 222,24 | 26,4 | 3,43 | 0,081 |
| ТП4 | 250 | 163,26 | 17 | 4,96 | 0,077 |
| ТП5 | 1600 | 611 | 79,04 | 0,48 | 0,0156 |
| ТП6 | 1600 | 611 | 79,04 | 0,48 | 0,0189 |
| ТП7 | 1600 | 529,3 | 79,04 | 0,48 | 0,046 |
| ТП8 | 1600 | 664,51 | 79,04 | 0,48 | 0,03 |
| ТП9 | 630 | 254,76 | 25,59 | 1,91 | 0,072 |
| ТП10 | 250 | 94,62 | 10,94 | 4,96 | 0,075 |
| ТП11 | 630 | 190,195 | 23,61 | 1,91 | 0,073 |
| ТП12 | 1000 | 353,72 | 19,25 | 1,02 | 0,083 |
| Итого | – | 3806 | 468,2 | – | – |

Информацию о реактивных мощностях Q_{li} и ΔQ_{Ti} берём из раздела «Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия».

Ниже приведены соотношения для определения параметров элементов схемы электроснабжения:

– активного сопротивления трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_H^2}{S_{Т.Н}^2}, \quad (9.31)$$

где $\Delta P_{кз}$ – активные потери короткого замыкания; U_H – номинальное напряжение, к которому приводится сопротивление трансформатора; $S_{Т.Н}$ – номинальная мощность трансформатора;

– потери реактивной мощности трансформатора рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \left(\frac{I_{XX\%}}{100} + K_3^2 \cdot \frac{U_{кз\%}}{100} \right) \cdot S_{Т.Н}, \quad (9.32)$$

где $I_{XX\%}$ – ток холостого хода, %; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме (берётся из таблицы расчёта трансформаторов цеховых ТП); $U_{кз\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

– активное сопротивление линии:

$$R_{л} = r_{уд} \cdot L, \quad (9.33)$$

где $r_{уд}$ – удельное сопротивление жил кабеля, Ом/км; L – длина линии, км;

Данные о синхронных и асинхронных двигателях представлены в табл. , где обозначено: U_H – номинальное напряжение двигателя; $P_{сд.нi}$ и $Q_{сд.нi}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; N_i – количество СД; n_i – число оборотов СД; D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД. Технические данные по синхронным двигателям взяты из справочника Фёдорова [13]

Синхронный двигатель в зависимости от загрузки $\beta_{сд}$ по активной мощности может дополнительно генерировать определенную реактивную мощность сверх номинальной при номинальном напряжении питания и номинальном токе возбуждения. Эту мощность называют располагаемой реактивной мощностью СД и определяют ее по формуле:

$$Q_{сд.мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot S_{сд.нi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{Q_{сд.нi}^2 + P_{сд.нi}^2}, \quad (9.34)$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сд}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos \varphi_{нi}$. Эта зависимость приведена на рис.9.2 .

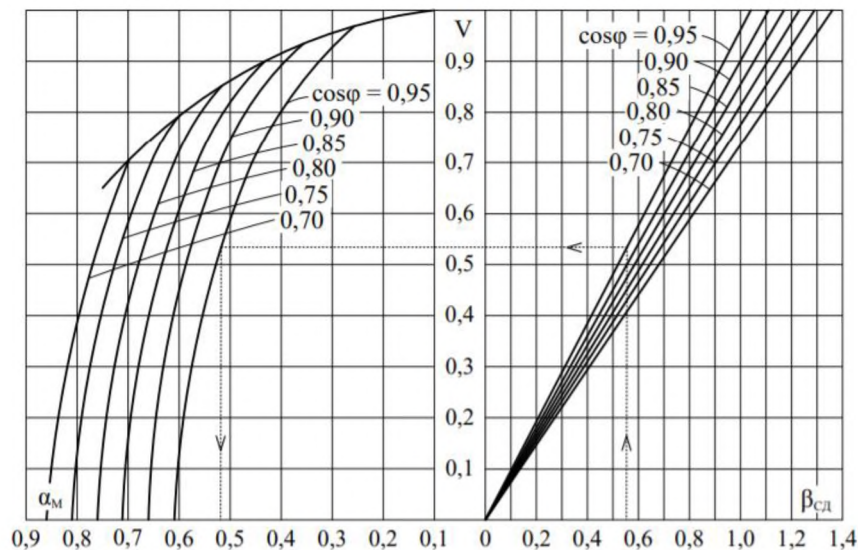


Рисунок 9.2 – Номограмма для определения располагаемой реактивной мощности СД при номинальных значениях напряжения и тока возбуждения

Таблица 9.2 – Исходные данные синхронных электродвигателей

| Обозначение на схеме | Тип двигателя | U_H , кВ | $P_{сд.нi}$, кВт | $Q_{сд.нi}$, квар | N_i , шт | n_i , об/мин | D_{1i} , кВт | D_{2i} , кВт |
|----------------------|---------------|------------|-------------------|--------------------|------------|----------------|----------------|----------------|
| СД1 | СТД | 10 | 800 | 518,9 | 4 | 1000 | 2,47 | 4,46 |
| СД2 | СТД | 10 | 400 | 295,6 | 4 | 1000 | 2,07 | 3,44 |

Примем, что все данные синхронные двигатели имеют $\beta_{сд} = 0,85$, тогда $\alpha_{Mi} = 0,$.

Следовательно:

$$Q_{сдMi} = \alpha_{Mi} \cdot N_i \cdot S_{сдHi} = \alpha_{Mi} \cdot N_i \cdot \sqrt{Q_{сдHi}^2 + P_{сдHi}^2}, \quad (9.35)$$

При расчётах компенсации реактивной мощности ранее использовалась удельная стоимость конденсаторных батарей в ценах 1990 г.:

$K_{БКВ} = 6000$ руб./Мвар – для высоковольтных батарей 6–10 кВ;

$K_{БКН} = 12000$ руб./Мвар – для низковольтных батарей 380 В.

Для проведения технико-экономических расчётов в настоящее время необходимо воспользоваться индексом изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2019 г. по отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» по отношению к сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 г.

$$I_{ИСС_{1991}^{2020}} = 86 = \frac{\text{Стоимость}_{2019г.}}{\text{Стоимость}_{1991г.}} \quad (9.36)$$

Значения индекса ИИСС приводятся в приложении 3 «Прогнозные индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2019 года» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 22.01.2020г. №1408-лс/09[24].

С учётом этого, в расчётах будем использовать следующие удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{БКН} = 86 \cdot 12000 \cdot 1,9 = 1960800 \text{руб./Мвар},$$

$$K_{БКВ} = 86 \cdot 6000 \cdot 1,9 = 980400 \text{руб./Мвар},$$

Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками воспользуемся формулами:

– для низковольтных БК напряжением 380 В :

$$Z_{1г.КН} = E \cdot K_{БКН} \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}, \quad (9.37)$$

$$Z_{1г.КН} = 0,223 \cdot 1960800 + 14482,14 \cdot 4 = 495186,98 \text{руб./Мвар},$$

– для высоковольтных БК напряжением 10 кВ :

$$Z_{1г.КВ} = E \cdot K_{БКВ} \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ}, \quad (9.38)$$

$$Z_{1г.КВ} = Z_{1,0} = 0,223 \cdot 980400 \cdot (1,05)^2 + 14482,14 \cdot 2 = 270002,98 \text{руб./Мвар},$$

– для синхронных двигателей

$$Z_{1г.сд} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{сдHi}}, \quad (9.39)$$

$$Z_{2г.сд} = C_0 \cdot \left(\frac{D_{2i}}{Q_{сдHi}^2 \cdot N_i} \right), \quad (9.40)$$

$$Z_{1г.сд} = 14482,14 \cdot \frac{2,47}{0,5189} = 68936 \text{руб./Мвар},$$

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

74

$$Z_{2,г.сд} = 14482,14 \cdot \left(\frac{4,46}{0,5189^2} \right) = 239883,51 \text{ руб./Мвар}^2,$$

Полученные данные о синхронных двигателях занесём в табл. 9.3.

Отметим все возможные места установки (подключения) дополнительных компенсирующих устройств к секции 1СШ ГПП – батарей конденсаторов: низковольтные секции СШ цеховых ТП (Q_{Ci}), секции СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена от высоковольтных СД предприятия ($Q_{сдi}$) и из энергосистемы ($Q_{эс}$). Применяемый метод расчета, позволяет определить, где установка дополнительных БК экономически выгодна, а где нет, какие оптимальные мощности можно получить от СД и из энергосистемы. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП :

Значения эквивалентных сопротивлений записываем в табл 9.3

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП секции 1СШ 10 кВ ГПП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК Q0 (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = Z_{1,0} = Z_{1,г.кв}$)

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{1,0} - Z_{1,г.кв}}{2 \cdot \alpha \cdot C_0 \cdot R_{эi}}, \quad (9.41)$$

Результаты расчётов мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в табл 9.3.

Таблица 9.3 – Расчет оптимальной мощности БК-0,38 кВ

| Место установки БК | $R_{эi}$, Ом | Q_{Ci} , Мвар | | Q_{Ki} , квар | $Q_{Ki} + Q_{Ci}$, квар | Тип принятой стандартной БК | $Q_{сTi}$, квар |
|--------------------|---------------|-----------------|----------|-----------------|--------------------------|-----------------------------|------------------|
| | | Расчетное | Принятое | | | | |
| ТП1 | 5,04 | -0,06 | 0 | 77,67 | 77,67 | УКРМ-0,4-80 | 80 |
| ТП2 | 3,61 | -0,14 | 0 | 138,17 | 138,17 | УКРМ-0,4-140 | 140 |
| ТП3 | 3,51 | 0,03 | 0,03 | 64,07 | 64,1 | УКРМ-0,4-70 | 70 |
| ТП4 | 5,25 | 0,03 | 0,03 | 12,57 | 12,6 | УКРМ-0,4-12,6 | 12,6 |
| ТП5 | 0,62 | -0,5 | 0 | 86,91 | 86,91 | УКРМ-0,4-90 | 90 |
| ТП6 | 0,65 | -0,4 | 0 | 86,91 | 86,91 | УКРМ-0,4-90 | 90 |
| ТП7 | 0,54 | -0,77 | 0 | 209,18 | 209,18 | УКРМ-0,4-225 | 225 |
| ТП8 | 0,53 | -0,64 | 0 | 35,4 | 35,4 | УКРМ-0,4-40 | 40 |
| ТП9 | 2,17 | -0,06 | 0 | | - | - | - |
| ТП10 | 5,5 | -0,02 | 0 | | - | - | - |
| ТП11 | 2,12 | -0,14 | 0 | | - | - | - |
| ТП12 | 1,15 | -0,27 | 0 | | - | - | - |
| | | Итого | 0,06 | | | Итого | 747,6 |

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями СД1, подключенными к секции 1СШ 10 кВ ГПП при условии $Q_0 > 0$

$$Q_{\text{СД1}} = \frac{3_{1.0} - 3_{1\text{Г.СД1}}}{2 \cdot 3_{2\text{СД1}}} = \frac{3_{1.0} - 3_{1\text{Г.СД1}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э.СД1}}}, \quad (9.42)$$

$$R_{\text{Э.СД1}} = \frac{R_{\text{Л.СД1}}}{N_i} + \frac{3_{2\text{Г.СД1}}}{a \cdot C_0}, \quad (9.43)$$

Полученное значение генерируемой реактивной мощности удовлетворяет техническим ограничениям для синхронного двигателя. Результаты расчетов для СД1 записываем в табл.9.4 .

Таблица 9.4 – Расчётные данных синхронных двигателей

| Обозначение на схеме | $Q_{\text{СД.Мi}}$, Мвар | $3_{1\text{Г.СДi}}$, руб./Мвар | $3_{2\text{Г.СДi}}$, руб./Мвар ² | $R_{\text{Э.СДi}}$, Ом | $Q_{\text{СДi}}$, Мвар |
|----------------------|---------------------------|---------------------------------|--|-------------------------|-------------------------|
| СД1(800кВт) | 0,953 | 68936 | 239883,51 | 1,94 | 0,35 |
| СД2(400кВт) | 0,497 | 101620,47 | 572462,8 | 4,16 | 0,14 |
| Итого | 1,45 | – | – | – | 0,49 |

Определим мощность БК, подключенной к секции 1СШ ГПП.

Мощность высоковольтной БК Q_{C_0} , подключаемой к секции 1СШ ГПП, определяется из условия баланса потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы:

$$Q_0 = \frac{Q_P}{2} - \sum_{i=1}^{12} Q_{Ci} - \sum_{i=1}^2 Q_{\text{СДi}} - \sum_{i=1}^2 Q_{\text{СД2i}} - Q_{\text{Э1}}, \quad (9.44)$$

В последнем выражении неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности ($Q_{\text{Э}} = 2 \cdot Q_{\text{Э1}}$), передаваемой энергосистемой заводу. $Q_{\text{Э}}$ определяется как минимальная величина из двух расчётных значений:

$$Q_{\text{Э}}^{\cdot} = \alpha \cdot P_P, \quad (9.45)$$

$$Q_{\text{Э}}^{\cdot\cdot} = Q_P - \frac{0,7}{K_{\text{НР}}} \cdot \left(\sum_1^4 Q_{\text{СД.Мi}} + \sum_1^4 Q_{\text{СД.М2i}} \right), \quad (9.46)$$

Для рассматриваемого примера $\alpha = 0,5$, данные для синхронного двигателя: $K_{\text{НР}} = 0,85$

$$\sum_1^2 Q_{\text{СД.Мi}} = 1,906 \text{ Мвар.}$$

$$\sum_1^2 Q_{\text{СД.М2i}} = 1 \text{ Мвар.}$$

Расчётная активная нагрузка завода:

$$P_P = 14,262 \text{ Мвар,}$$

Потребляемая реактивная мощность завода:

$$Q_P = 2 \cdot Q_{P1} = 2 \cdot Q_{\text{П.ГПП}}, \quad (9.47)$$

$$Q_{\text{П.ГПП}} = \sum_{i=1}^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}}, \quad (9.48)$$

$$Q_{\text{ГПП}} = 3,8 + 0,446 + 0,41 = 4,656 \text{ Мвар},$$

Таким образом:

$$Q_{\text{э}}' = 0,5 \cdot 14,262 = 7,131 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{э}}'' = 2 \cdot 4,656 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1,45 = 8,118 \text{ Мвар},$$

Минимальным является первое расчётное значение $Q_{\text{э}}'$, которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок (задается на границе раздела сетей энергоснабжающей организации и потребителя – на стороне высшего напряжения трансформаторов ГПП):

$$Q_{\text{э}}' = Q_{\text{э}} = 7,131 \text{ Мвар},$$

а реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП,

$$Q_{\text{э1}} = \frac{Q_{\text{э}}}{2} = 3,566 \text{ Мвар},$$

После определения всех исходных данных получим мощность БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП:

$$Q_0 = \frac{Q_p}{2} - \sum_{i=1}^{12} Q_{\text{Ci}} - \sum_{i=1}^2 Q_{\text{CDi}} - \sum_{i=1}^2 Q_{\text{CDzi}} - Q_{\text{э1}} \quad (9.49)$$

$$Q_0 = 4,656 - 0,06 - 0,49 - 3,566 = 0,54 \text{ Мвар}$$

Это говорит о целесообразности установки высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП. Стандартное значение ближайшее равно 600 квар. Проверим баланс генерируемой и потребляемой на заводе реактивной мощности:

$$Q_{\text{Г.ГПП}} = \sum_{i=1}^{12} Q_{\text{Ci}} + \sum_{i=1}^2 Q_{\text{CDi}} + Q_{\text{э1}} + Q_0$$

$$Q_{\text{Г.ГПП}} = 0,06 + 0,49 + 3,566 + 0,54 = 4,656 \text{ Мвар},$$

По известным величинам реактивной мощности $Q_{\text{э}}$, передаваемой из энергосистемы предприятию, и его расчетной активной мощности P_p определяется задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э,з}} = \frac{Q_{\text{э}}}{P_p} = \frac{7,131}{14,262} = 0,5,$$

Можно переходить к завершению расчетов компенсации реактивной мощности: определению расчетного значения $\text{tg}\varphi_{\text{э}}$ и резерва реактивной мощности предприятия.

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Q_{\text{li}} + Q_{\text{ki}} + \Delta Q_{\text{Ti}}) + \sum_{j=1}^2 Q_{\text{Bj}} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} - \left(\sum_{i=1}^{12} Q_{\text{СТ.Н}} + Q_0 + \sum_{i=1}^2 Q_{\text{CDi}} \right)}{P_{\text{P1}}}, \quad (9.50)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{3,8 + 0,71 + 0,446 + 0,41 - (0,814 + 0,54 + 0,49)}{7,131} = 0,494$$

Рассчитаем также резерв реактивной мощности, который должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности, он может

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

77

быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого:

$$Q_{\text{РЕЗ\%}} = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_{\text{СДМ}i} - Q_{\text{СДн}i} - Q_{\text{СДз}i})}{Q_{\text{Р1}}} \cdot 100 = \frac{1,45 - 0,35 - 0,14}{9,312} = 10,2\%,$$

Процентное значение резерва удовлетворяет установленным требованиям. Необходимо отметить то, что все высоковольтные и низковольтные конденсаторные батареи выбраны согласно каталогу [25].

Выводы по разделу девять: был произведён расчёт компенсации реактивной мощности для данной системы электроснабжения. Согласно расчёту, были выбраны низковольтные и высоковольтные компенсирующие устройства с учетом резерва по компенсации реактивной мощности.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 78 |

10 РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ КОНДЕНСАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

10.1 Организация защиты

Конденсаторные батареи используются для компенсации реактивной мощности, потребляемой нагрузками сети и, в некоторых случаях, для создания фильтров, обеспечивающих понижение несинусоидальных напряжений. Таким образом, конденсаторы способствуют улучшению качества работы электрической сети.

10.2 Расчет защиты БК-1350 квар.

Конденсаторные установки напряжением 10 кВ должны иметь защиту от перегрузок, от 2-х и 3-х фазных коротких замыканий, от перенапряжений, от однофазных замыканий на землю. Данные о конденсаторной установке возьмём из исходных данных. На рисунке 10.1 изображена электрическая схема для защиты линии.

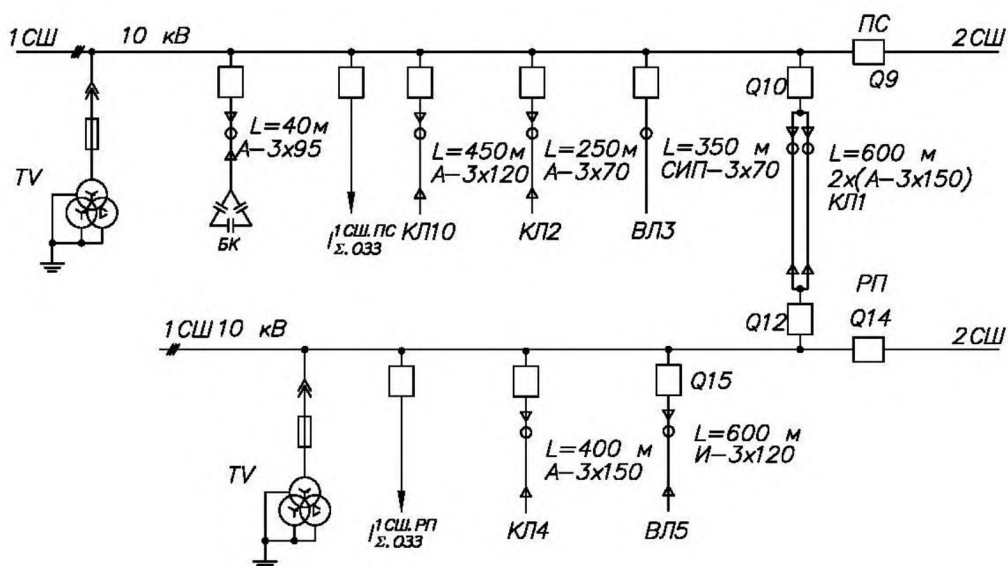


Рисунок 10.1 – Принципиальная электрическая схема для защиты линии

Защита от перегрузок предусматривается в тех случаях, когда возможна перегрузка конденсаторов токами высших гармоник из-за непосредственной близости мощных выпрямительных установок. Конденсаторная установка допускает перегрузку по току 130 % от её номинального тока $I_{кв.н}$ [16, п.5.6.18]. Защита выполняется общей для всей конденсаторной установки и действует на ее отключение с выдержкой времени порядка $t_{с.п} = 9$ с.

Уставка по току срабатывания защиты определяется условием:

$$I_{с.зп} = 1,3 \cdot I_{кв.н} \quad (10.1)$$

Номинальный ток конденсаторной установки:

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

$$I_{\text{кв.н}} = \frac{S_{\text{кв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1350 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 77,924, \text{ А}$$

Тогда уставка по току срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.зп}} = 1,3 \cdot 77,924 = 101,3, \text{ А}$$

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой защиты от перегрузки. При уставке тока $I_{\text{с.зп}} = 101,3$ А кривая должна пройти через точку А с координатами – уставка времени $t_{\text{с.зп}} = 9$ с при токе $I_*^A = 10 \cdot I_{\text{с.зп}} = 1013$ А. Выбираем тип характеристики СИТ, которая описывается следующими выражениями для коэффициента T_{MS} и времени срабатывания защиты $t_{\text{с.зп}}$:

$$T_{\text{MS}}^N = \frac{t^N (I_*^N) \times [(I_*^N)^\alpha - 1]}{K} = \frac{t^N (I_*^N) \times [(I_*^N)^{0,02} - 1]}{0,14}, \quad (10.2)$$

$$t_{\text{с.зп}}^N (I_*^N) = \frac{K \times T_{\text{MS}}^N}{(I_*^N)^\alpha - 1} = \frac{0,14 \times T_{\text{MS}}^N}{(I_*^N)^{0,02} - 1} \quad (10.3)$$

В рассматриваемом случае точке N соответствует точка А. Рассчитаем коэффициент T_{MS} :

$$T_{\text{MS}}^A = \frac{9 \times [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,03$$

Определим время срабатывания защиты $t_{\text{с.зп}}$ при кратности тока $I_*^A = 1,1$

$$t_{\text{с.зп}}^A (1,1) = \frac{0,14 \times 3,03}{(1,1)^{0,02} - 1} = 222,3 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в табл.10.1.

Таблица 10.1 – Расчётные данные защитной характеристики

| Тип кривой | K | α | $I_{\text{с.зп}}, \text{ А}$ | $t^A, \text{ с}$ | $I_*^A, \text{ А}$ | $T_{\text{MS}}^A, \text{ с}$ | $t_{\text{с.зп}}^A, \text{ с, при разных } I_*^A, \text{ о.е./А}$ | | | | | | |
|------------|------|----------|------------------------------|------------------|--------------------|------------------------------|---|------------|------------|----------|----------|----------|-----------|
| | | | | | | | <u>1,1</u> | <u>1,2</u> | <u>1,5</u> | <u>2</u> | <u>3</u> | <u>5</u> | <u>10</u> |
| SIT | 0,14 | 0,02 | 101,3 | 9 | 10 | 3,03 | 222,3 | 116,1 | 52,1 | 30,4 | 19,1 | 13 | 9 |

Полученную характеристику защиты от перегрузки нанесём на карту селективности, которая представлена на рисунке 10.3.

Защита от многофазных КЗ предусматривается для всей конденсаторной установки в целом. В сетях напряжением выше 1 кВ она выполняется плавкими предохранителями или в виде двухфазной мгновенной токовой отсечки. Кроме того, предусматривается групповая защита батарей, из которых состоит установка. Групповая защита не требуется, если конденсаторы снабжены индивидуальной защитой.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя или уставка по току срабатывания мгновенной токовой отсечки выбирают с учетом отстройки от токов переходного процесса при включении конденсаторной установки (зарядного тока) и толчков тока при перенапряжениях по условию:

$$I_{C.MO} = I_{BC.H} = K_{OTC} \cdot I_{KY.H} \quad (10.4)$$

где $I_{KY.H}$ – номинальный ток конденсаторной установки или отдельных ее элементов (для групповой защиты и защиты секций); $K_{OTC} = 2,0-2,5$ – коэффициент отстройки. Большее значение коэффициента отстройки K_{OTC} принимают для плавких вставок, меньшее – для релейной защиты.

Таким образом, уставка по току срабатывания мгновенной токовой отсечки:

$$I_{C.MO} = I_{BC.H} = 2 \cdot 101,3 = 202,6, \text{ A}$$

Мгновенная токовая отсечка должна чувствовать минимальный ток двухфазного КЗ на выводах конденсаторной установки:

$$K_{\checkmark}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{I_{C.MTO}} \geq 2$$

Важно отметить, что чувствительность определяется по минимальному току КЗ на выводах конденсаторной установки, а не по минимальному току КЗ в месте установки защиты.

Для того, чтобы рассчитать необходимый ток КЗ выберем сечение и марку кабеля КЛ, питающей рассматриваемую конденсаторную установку.

Длительно допустимый ток выбранного сечения кабеля должен быть больше или равен максимальному току КЛ, тогда:

$$I_{дл. доп. КЛ} \geq 1,3 \cdot I_{КЛ. КУ}$$

Таким образом:

$$I_{дл. доп. КЛ} \geq 101,3, \text{ A}$$

Исходя из вышепредставленного критерия выберем кабель с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией сечением 35 мм^2 с длительно-допустимым током 115 A . [16, табл. 1.3.16]

Проверим выбранный кабель на термическую стойкость:

$$F_{T.C} \geq \frac{I_{K.MAKC}^{(3)B} \cdot \sqrt{t_{p.з} + t_{o.B} + \Delta t_{уст} + T_A}}{C} \quad (10.5)$$

$t_{p.з}$ – время отключения короткого замыкания релейной защитой (селективной токовой защитой), с; $t_{o.B}$ – полное время отключения выключателя, с; $\Delta t_{уст}$ – время уставки релейной защиты; T_a – время протекания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с; C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$. Время отключения короткого замыкания релейной защитой примем $0,01 \text{ с}$., время уставки релейной защиты – 0 с ., время протекания аperiodической составляющей тока короткого замыкания возьмём из таблицы 2.44 справочника [51], $T_a = 0,16 \text{ с}$. Полное время отключения выключателя примем равным $0,05 \text{ с}$.

Коэффициент C принимаем равным $76 \frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$. [49], табл.9]

Тогда значение термически стойкого сечения кабеля равно:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 81 |

$$F_{T.C} \geq \frac{14420 \cdot \sqrt{0,01 + 0,05 + 0,16}}{76} = 88,99, \text{мм}^2$$

Тогда принимаем для установки кабель с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массой изоляцией сечением 95 мм^2 с длительно-допустимым током 205 А. [16, табл. 1.3.16]

Найдём сопротивление кабельной линии, питающей рассматриваемую конденсаторную установку, в относительных единицах. Погонное сопротивление линии возьмём в справочнике [50].

$$X_{\text{КЛ.КУ}} = \frac{X_{0,\text{КЛ.КУ}} \cdot L_{\text{КЛ.КУ}} \cdot S_6}{n \cdot U_{\text{CP2}}^2} = \frac{0,083 \cdot 0,04 \cdot 1000 \cdot 10^6}{1 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,03$$

Рассчитаем минимальный ток КЗ на выводах конденсаторной установки:

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{КУ}} = \frac{S_6}{2 \cdot U_{\text{CP2}} \cdot (X_{\text{С.МИН}} + X_{\text{ВЛП}} + X_{\text{Т1.МАКС}} + X_{\text{КЛ.КУ}})} \quad (10.6)$$

$$I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{КУ}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{2 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot (0,235 + 0,219 + 6,95 + 0,03)} = 6,406 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки:

$$K_{\text{Ч}}^{(2)} = \frac{6406}{202,6} = 31,6 \geq 2$$

Следовательно, защита чувствительна к минимальному току КЗ на выводах конденсаторной установки.

Полученную характеристику мгновенной токовой отсечки нанесём на карту селективности, которая представлена на рисунке 10.3.

Защита от повышения напряжения.

Вследствие ослабленной изоляции между пластинами единичного конденсатора конденсаторная установка в целом должна иметь защиту от повышения напряжения (к единичному конденсатору не должно длительно прикладываться напряжение более $1,1U_{\text{Н}}$), отключающую батарею при повышении действующего значения напряжения сверх допустимого. Защита выполняется с использованием одного максимального реле напряжения и одного реле времени.

Уставка по напряжению срабатывания определяется условием:

$$U_{\text{С.З}} = 1,1 \cdot U_{\text{Н}} \quad (10.7)$$

$$U_{\text{С.З}} = 1,1 \cdot 10 \cdot 10^3 = 11 \cdot 10^3 = 11, \text{кВ}$$

А выдержка времени принимается равной $t_{\text{С.З}} = 3-5$ мин. Предусматривается автоматическое повторное включение конденсаторной установки после восстановления первоначального уровня напряжения, но не ранее чем через 5 мин после ее отключения.

Защита от однофазных замыканий на землю.

Данный вид защиты предусматривается, если конденсаторная установка подключена к сборным шинам подстанции или распределительного пункта с помощью кабельной линии и выполняется также, как и для линий напряжением 6–10–35 кВ с односторонним питанием.

Для радиальных линий собственный ток защищаемого присоединения $I_{C.зПi}$ равен ёмкостному току этой радиальной линии $I_{C.зПi} = I_{Ci}$. Удельный ёмкостный ток для кабельной линии возьмём из табл. 10.1. [16]

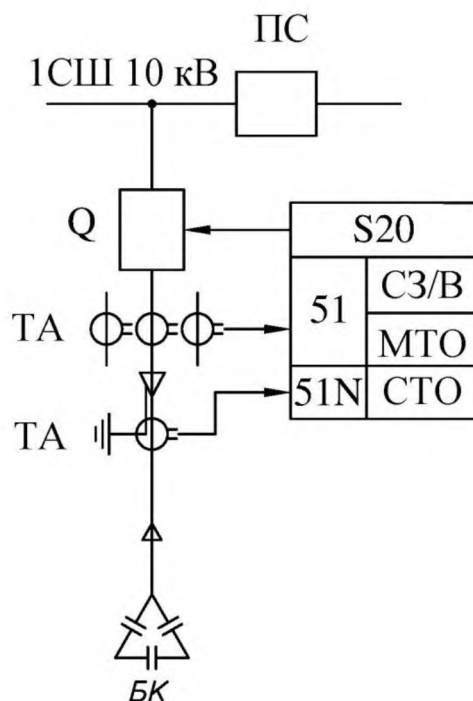


Рисунок 10.2 – Схема защиты кабельной линии, питающей конденсаторную установку

Таблица 10.2 – Данные кабельной линии, питающей конденсаторную установку, необходимые для расчёта тока ОЗЗ

| Обозначение линии | Удельный ёмкостный ток линии $I_{УДi}$, А/км | Длина линии L_i , км | Ёмкостный ток линии I_{Ci} , А |
|-------------------|---|------------------------|----------------------------------|
| КЛ.КУ | 1 | 0,04 | 0,04 |

Остальные необходимые для расчёта данные возьмём из таблицы 10.2.

Тогда для кабельной линии КЛ, питающей рассматриваемую конденсаторную установку:

$$I_{C.з} \geq K_{н.с} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.КЛЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,04 = 0,048 \text{ А}$$

Проверим чувствительность выбранной защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{ОЗЗ} - I_{C.зП}}{I_{C.з}} = \frac{24,38 - 0,04}{0,048} = 507 \geq K_{ч,доп} = 1,5$$

Следовательно, защита рассматриваемой кабельной линии от ОЗЗ имеет Следовательно, защита рассматриваемой кабельной линии от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.[39]

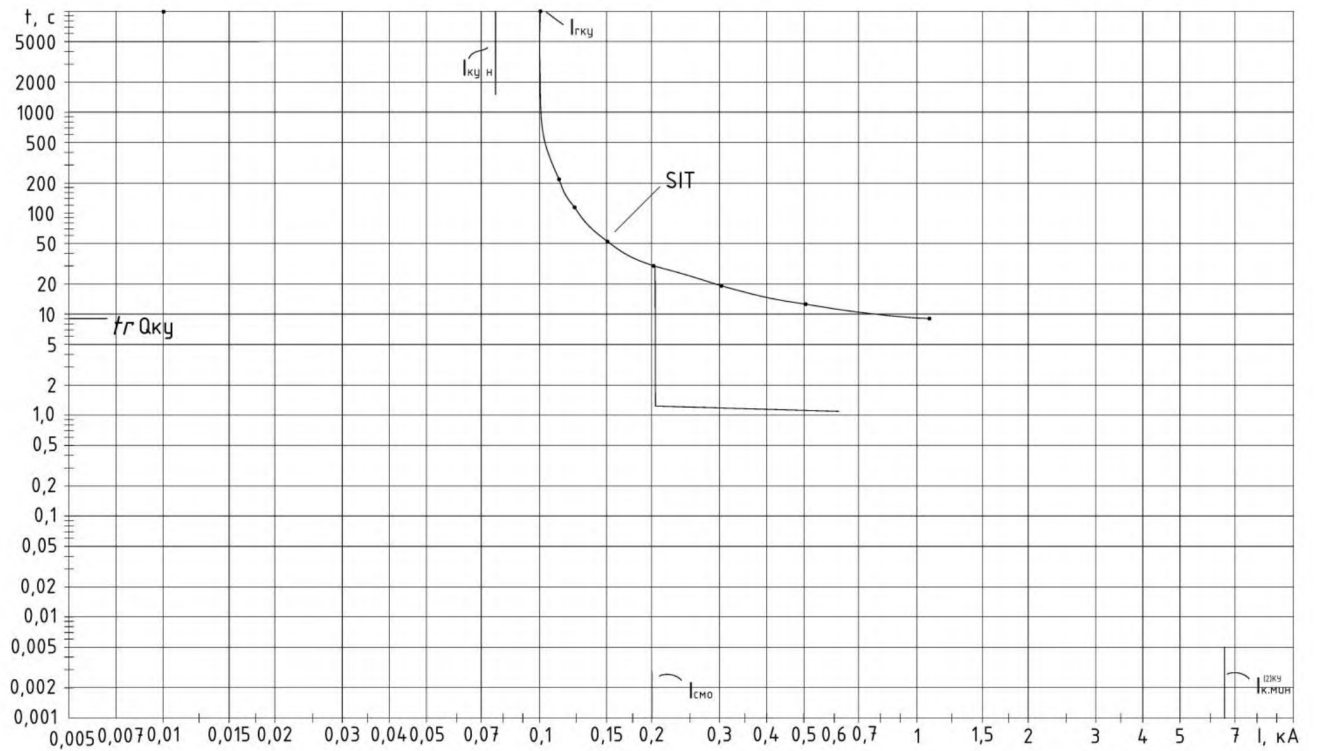


Рисунок 10.3- Карта селективности защиты конденсаторной установки напряжением 10 кВ

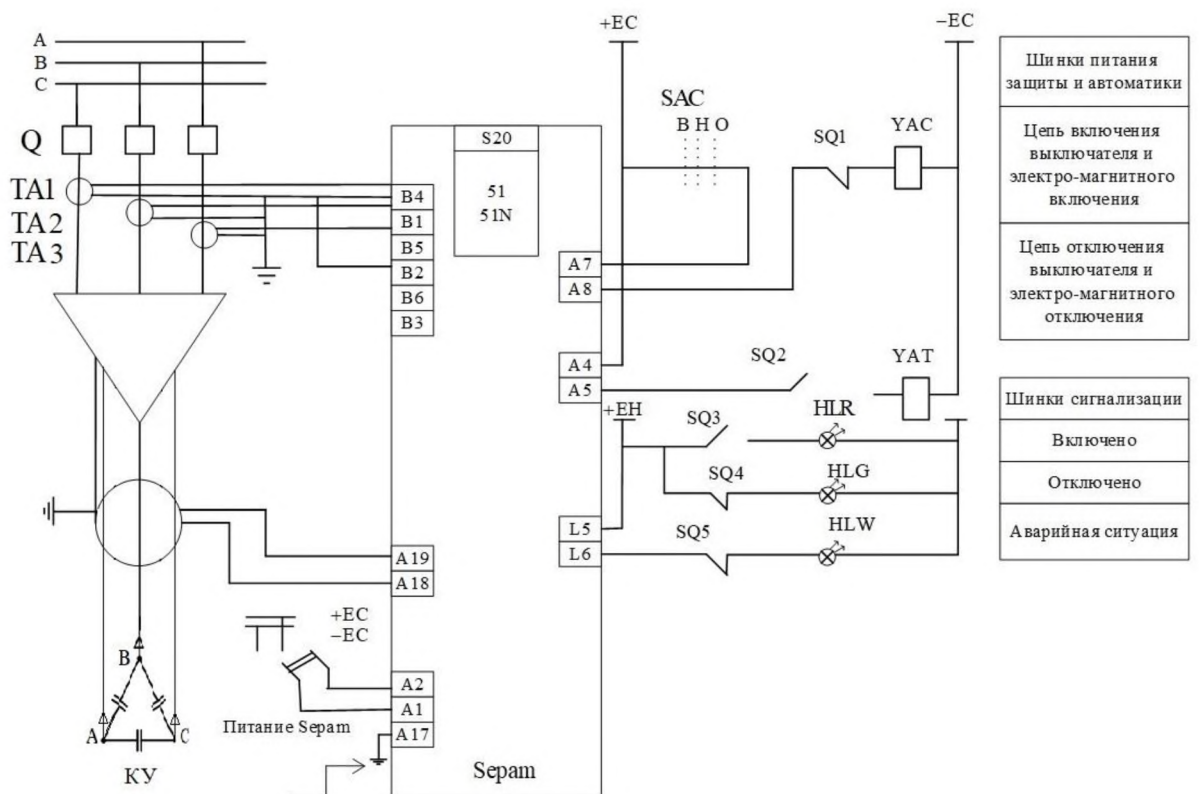


Рисунок 10.4 – Принципиальная схема релейной защиты конденсаторной установки

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

84

| Обозначение | Наименование | Количество | Примечание |
|-------------|--------------------------|------------|------------|
| TA1 | трансформатор тока | 3 | ТТ |
| HLR | лампа сигнальная красная | 1 | |
| HLG | лампа сигнальная зеленая | 1 | |
| HLW | лампа сигнальная белая | 1 | |
| Q | выключатель трехфазный | 1 | |
| SQ1 | контакт размыкающий | 1 | |
| SQ2 | контакт замыкающий | 1 | |
| SQ3 | контакт замыкающий | 1 | |
| SQ4 | контакт размыкающий | 1 | |
| SQ5 | контакт размыкающий | 1 | |
| YAC | электромагнит включения | 1 | |
| YAT | электромагнит отключения | 1 | |
| SAC | переключатель | 1 | |

Рисунок 10.5 – Спецификация на оборудование, используемое в схеме защиты

Вывод по разделу десять: В данном разделе была рассмотрена организация защиты батареи конденсатора, их режимы работы и основные повреждения. Был произведен расчет защиты БК-10кВ мощностью 1350 квар. Также построена карта селективности защиты конденсаторной установки.

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

85

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

11.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Российский завод по ремонту горного оборудования находится в Свердловской области, входит в состав Уральского федерального округа. 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 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований технического задания, [36] ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая +2,6;
- наибольшая +38;
- наименьшая -41;
- при гололеде -5,4;
- расчетная наиболее холодной пятидневки -32;
- 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 $W_{г} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 160 см, песчаных грунтов – 180 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов; [7, рис. 2.5.3];
- 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.

11.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбирается наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно ПУЭ [7, таблица 4.2.5], представлены в таблице 11.1.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 86 |

Таблица 11.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

| Наименование расстояния | Обозначение | Изоляционное расстояние, мм, | |
|---|-------------|------------------------------|-------|
| | | 10 кВ | 110кВ |
| 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 |
| Отнеогражденных 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 |

11.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Основные требования при установке трансформаторов согласно ПУЭ [7].

В зависимости от режима работы трансформаторов производится выбор их параметров с учетом как длительных нагрузочных режимов, так и кратковременных и толчковых нагрузок, а также возможных в эксплуатации длительных перегрузок. 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. [7, п. 4.2.205].

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. [7, п. 4.2.206].

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки. [7 п. 4.2.207].

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. [7, п. 4.2.226].

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

11.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечивается с проектируемых технологических проездов, шириной 4 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебе-

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 88 |

ночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон. [7, пункт 4.2.45].

11.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим, согласно ПУЭ [7, п.1.1.10]] при переменном трехфазном токе:

шины фазы А–желтым, фазы В–зеленым, фазы С– красным цветами.

11.1.6 Электрозащитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) [25, приложение 8] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 11.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 11.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

| № | Наименование средства защиты | Количество |
|-----|---|-------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 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 | 2шт. |
| 4 | Диэлектрические боты (для ОРУ) | 1 пара |
| 5 | Переносные заземления | |
| 5.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 5.2 | 10 кВ | 2 шт. |
| 6 | Защитные ограждения (щиты) | 2 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. [25, гл.1.3 п.1.3.1].

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защи-

ты. 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 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

11.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно ПУЭ [7].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования. [7, п. 4.2.96].

11.2 Электробезопасность

Электробезопасность на заводе по ремонту горного оборудования обеспечивается: [26, п.4.1.5]

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами предусматривает: защиту от случайного прикосновения к токоведущим частям и защиту от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляция токоведущих частей (рабочая, дополнительная усиленная, двойная); изоляция рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности. [26, п.4.2.1-4.2.2]

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 90 |

напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; система защитных проводов; защитное отключение; изоляция нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; малое напряжение; контроль изоляции; компенсация токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на тракторном заводе:

1) оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2) допуск к работе;

3) надзор во время работы;

4) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы. [27, п.5.1].

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

11.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ[7]:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть 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 должна обеспечивать 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.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 91 |

11.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

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

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

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 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 [28] 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

11.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 11.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с ПУЭ (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. [17, п. 1.7.90]. Схема исполнения заземлителя изображена на рисунке 11.1

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 92 |

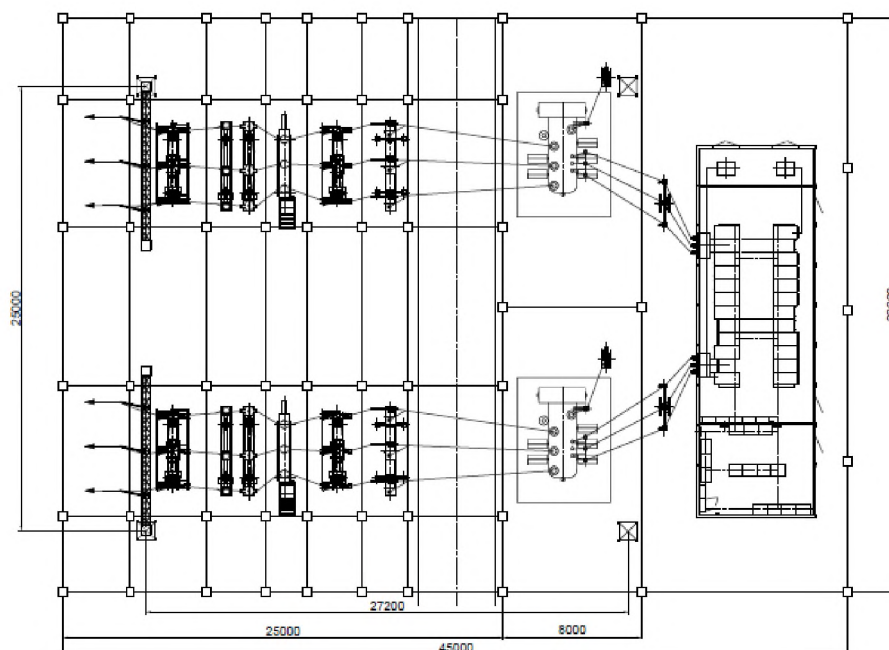


Рисунок 11.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Рассчитаем заземляющее устройство ГПП подстанции площадь $S_{ОРУ} = 45 \cdot 32 = 1440 \text{ (м}^2\text{)}$. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 200 \text{ (Ом/м)}$ (с учетом промерзания), при $h_1 = 2\text{м}$; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 50 \text{ (Ом/м)}$. Расстояние от поверхности земли до заземлителя $t = 0,7\text{м}$; длина вертикального заземлителя $l_3 = 5\text{м}$; глубина заложения $t' = 3,2 \text{ м}$. Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 11.1) суммарную длину горизонтальных электродов $L_{г} = 45 \cdot 2 + 32 \cdot 10 + 25 \cdot 4 + 8 = 514 \text{ м}$; количество вертикальных электродов $n = 57$, длина вертикальных электродов (заземлителей) $L_{в} = 5\text{м}$.

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3} \quad (11.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 120 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12 \text{ Ом}$.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}} \quad (11.2)$$

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

93

где n_T – количество тросов на опоре.

По (11.2):

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 120}{50}} = 1,04 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1440} = 37,95 \text{ м.}$$

Суммарную длину вертикальных электродов

$$L_{B\Sigma} = l_B \cdot n; \quad (11.3)$$

Расстояние между электродами в модели:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n_B} = \frac{4 \cdot 37,95}{57} = 2,66$$

По (11.3):

$$L_{B\Sigma} = 5 \cdot 57 = 285 \text{ м.}$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}}, \quad (11.4)$$

По (11.4):

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 3,2}{37,95} = 0,216 \text{ м.}$$

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h - t_B}{l_B}; \quad (11.5)$$

По (10.5):

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26 \text{ м.}$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k; \quad (11.6)$$

Поскольку $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \leq 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a\sqrt{2}}{l_B})); \quad (11.7)$$

По (11.7):

$$k = 0,43(0,26 + 0,272 \cdot \ln(\frac{2,66\sqrt{2}}{5})) = 0,079.$$

Тогда по выражению (11.6)

$$\rho_3 = 50 \cdot 4^{0,12} = 59,05 \text{ Ом/м.}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$r_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{B\Sigma}}, \quad (11.8)$$

где A – коэффициент при $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,5$, определяемый по выражению:

Коэффициент A определяется по выражению:

$$A = 0,385 - 0,25t_{\text{отн}},$$

$$A = 0,331.$$

По (11.8):

$$r_3 = \frac{0,331 \cdot 59,05}{37,95} + \frac{59,05}{514 + 285} = 0,589 \text{ Ом.}$$

Найдем сопротивление искусственного заземлителя по выражению (11.1):

$$R_{\text{и}} = \frac{1,04 \cdot 0,589}{1,04 + 0,589} = 0,376 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ п. 1.7.90 [7, п. 1.7.90], заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

11.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение. Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное.

На понижающей подстанции 110/10кВ завода по ремонту горного оборудования рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП 52.13330.2011) [29]

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 95 |

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

На подстанции завода по ремонту горного оборудования предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является важнейшим и его необходимо предусмотреть во всех помещениях и на территории. Аварийное освещение необходимо в помещениях ЗРУ.. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ на возвышениях.

Освещение ОРУ осуществляется светильниками типа ДО08-50-101 -FLG 750 750W, изображенным на рисунке 11.2, со светодиодной лампой мощностью 51 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 230 В. Световой поток лампы равен 6495 лм. [30].

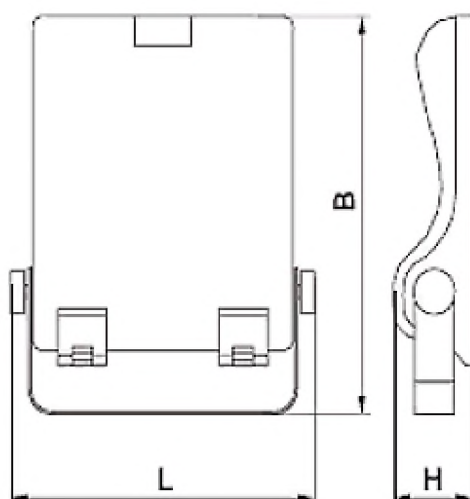


Рисунок 11.2 – Общий вид прожектора серии ДО08-150-101 -FLG 750

Таблица 11.3 – Параметры прожектора ДО08-50-101 -FLG 750

| Тип прожектора | Максимальная сила света, кд, не менее | Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее | | КПД %, не менее | Габаритные размеры, мм, не более | | |
|----------------------|---------------------------------------|---|--------------------------|-----------------|----------------------------------|-----|----|
| | | в горизонтальной плоскости | в вертикальной плоскости | | Н | В | L |
| ДО08-50-101 -FLG 750 | 35467 | – | 90 | 95 | 314 | 240 | 63 |

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции снабжен светильниками с независимым питанием.

Из-за больших размеров оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов размещаются с учетом установки основного оборудования и отходящих линий электропередачи ВН.

Рассчитаем освещенность ОРУ завода по ремонту горного оборудования, площадь которого составляет 1056 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_{\Pi}, \quad (11.9)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_{Π} – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_{\Pi} = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 10$ лк, согласно СП 52.13330.2011 (табл.29), XII разряд зрительной работы.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1056 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 21860 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta}, \quad (11.11)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{21860}{6495 \cdot 0,95} = 3,54.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле: [11.12]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}, \quad (11.12)$$

где I_{max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{35467}{700}} = 7,11 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 4 прожектора типа ДО08-50-101 - FLG 750, установленными на высоте 7,1 м.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 97 |

11.4 Пожарная безопасность

11.4.1 Категория пожарной опасности

По РД 34.03.350-98[32] определим категории пожарной безопасности имеющегося помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности.

Таблица 11.4 – Категории пожарной опасности

| Помещение (наружная установка) | Категория |
|--------------------------------|----------------|
| ЗРУ 10 кВ | В ₄ |
| ОРУ 110 кВ | В _н |

Необходимое количество пожарных щитов и их тип определяются в зависимости от категории помещений, зданий и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности, согласно приложению № 5 Правил противопожарного режима в Российской Федерации [49]. Так для категории В : - один пожарный щит, ЩП-Е на 400 м² площади;

ГПП комплектуется щитом ПО на класс пожара «Е» в соответствии с правилами противопожарного режима Российской Федерации, приложение 6. Наименования сведены в таблицу 11.4.2

Согласно своду правил СП 5.13130.2009 [48] в здании ЗРУ и на территории ОРУ защиту АУПТ и АУПС не предусматриваем, так как ЗРУ относится к категории В4 и площадь помещения более 300 м², на ОРУ установлены трансформаторы мощностью менее 63 МВА.

Таблица 11.5 – Комплектация пожарных щитов немеханизированным инструментом и инвентарем

| Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря | Единицы измерения | Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара |
|---|-------------------|---|
| | | ЩП-Е класс Е |
| Крюк с деревянной рукояткой | шт. | 1 |
| Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик | шт. | 1 |
| Покрывало для изоляции очага возгорания | шт. | 1 |
| Лопата совковая | шт. | 1 |
| Ящик с песком 0,5 м ³ | шт. | 1 |
| Огнетушитель порошковый ОП-10 | шт. | 1 |

11.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время грозы) или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 11.3), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН-16000/110/10 объем масла составляет 15 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м³.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслоборнике выше 0,5 м от дна должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

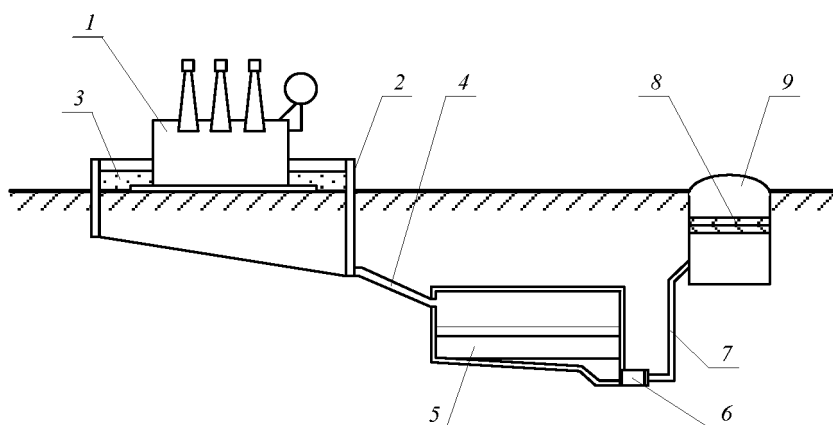


Рисунок 11.3 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

На рисунке: 11.3

- 1 – трансформатор;
- 2 – маслоприемник;
- 3 – дренажно-гравийная засыпка;
- 4 – маслоотвод;
- 5 – маслоборник;
- 6 – насос;
- 7 – трубопровод;
- 8 – фильтр;
- 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются. [7, п. 4.2.70].

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДН – 16000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

11.4.4 Расчет молниезащиты подстанции

Молния – это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 11.4).

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

100

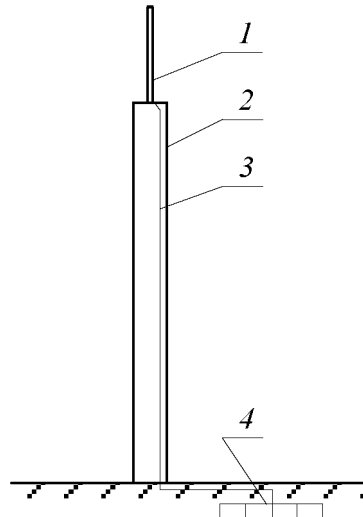


Рисунок 11.4 – Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно принимает удар молнии, поэтому он должен надежно противодействовать механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования. [36].

Для Екатеринбурга, где планируется расположение завода по ремонту горного оборудования, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 11.5). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (11.13)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

101

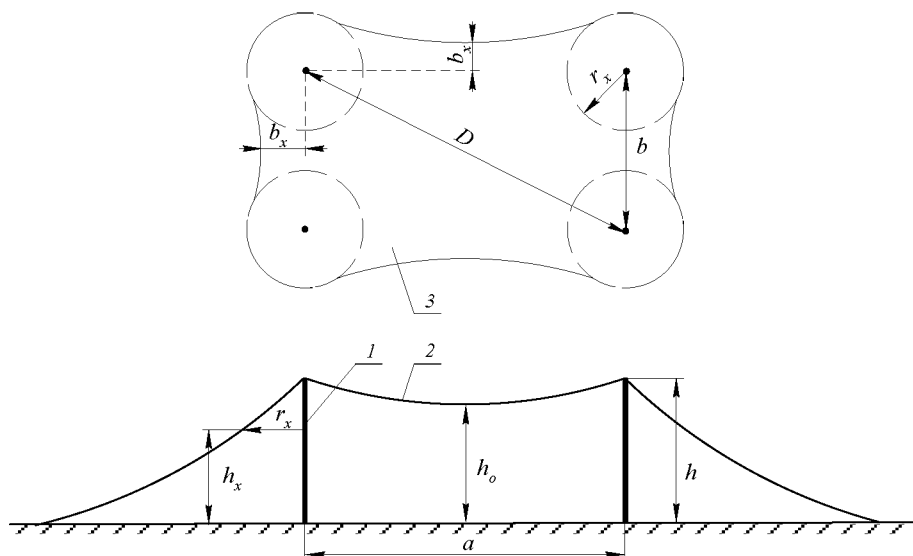


Рисунок – 11.5 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}$$

$$D = \sqrt{27,2^2 + 26^2} = 36,94 \text{ м,}$$

где $a = 27,2\text{м}$, $b = 25\text{ м}$ – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 11,6\text{ м}$.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30\text{м}$ ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8}$$

$$h = \frac{36,94 + 8 \cdot 11,6}{8} = 16,21 \text{ м.}$$

Примем высоту молниеотвода 17 м .

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

$$36,94 \leq 8 \cdot 1 \cdot (17 - 11,6),$$

$$36,94 \leq 43,2.$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

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 разделу одиннадцать: В данном разделе был произведен расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробез-

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

102

опасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 103 |

12. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

В данном разделе рассмотрим влияние предельного и оптимального значения коэффициента реактивной мощности энергосистемы. Необходимая степень компенсации реактивной мощности определяется параметрами линии, соединяющую эту точку с источниками питания. Эти параметры имеют различные значения для каждой точки, а значит и для каждого потребителя. Стоит отметить, что тарифы на электроэнергию не устанавливаются индивидуально для каждого потребителя, а делятся только по четырем уровням напряжения питания, значения которых представлены в таблице 12.1 [44]

Таблица 12.1 – Значение коэффициента реактивной мощности в зависимости от напряжения сети

| | | | | |
|---------------------|-----|-----|------|------|
| Напряжение сети, кВ | 110 | 35 | 6-20 | 0,4 |
| tg φ | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,35 |

По соглашению потребителя с сетевой организацией в регулировании реактивной мощности в период больших и малых нагрузок электрической сети, в договоре определяются диапазоны значения коэффициента реактивной мощности.

Для потребителей, присоединенным к сетям 100кВ предельное значение коэффициента реактивной мощности определяется путем расчетов режима работы сети как для нормальной, так и для ремонтной схем сети.

Предельное значение коэффициента реактивной мощности, находят при условии, что уровень снижения напряжения ни в одном из узлов электрической сети ниже номинального значения и повышения нагрузки ни одной из линий электропередачи сверх значения, допустимого по условиям устойчивости работы электрической сети.

В дальнейших расчетах примем: предельное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg } \varphi_{\text{пр}}=0,5$, оптимальное значение $\text{tg } \varphi_{\text{опт}}=0,31$.

Предельное значение реактивной мощности, которую может передать энергосистема определяется расчётной активной нагрузкой предприятия на сборных шинах 10 кВ ГПП и уровнем напряжения, определим значение реактивной мощности по выражению:

$$Q_3 = P_p^V \text{tg } \varphi_3, \text{ квар} \quad (12.1)$$

Значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП, можно оценить по выражению:

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_3)^2}, \text{ квар} \quad (12.2)$$

Определим номинальную мощность каждого трансформатора:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(K_{\text{т.п}} \cdot P_p^V)^2 + (Q_3 - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (12.3)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 12.2

Таблица 12.2 – Выбор трансформатора ГПП при разных значениях значения коэффициента реактивной мощности.

| tg | Q_3 | $\Delta Q_{Т.ГПП}$ | $Q_3 - \Delta Q_{Т.ГПП}$ | $S_{Т.НОМ}$ | $S_{Т.НОМ.СТАНД.}$ |
|------|---------|--------------------|--------------------------|-------------|--------------------|
| 0,5 | 7131,33 | 1116,23 | 6015,1 | 10489,05 | 16 |
| 0,31 | 4421,43 | 1045,26 | 3376,17 | 9867,92 | 10 |

Паспортные данные трансформаторов ГПП приведем в таблицу 12.3

Таблица 12.3 – Паспортные характеристики трансформаторов 110 кВ

| Тип трансформатора | ΔP_{XX} , кВт | ΔP_{K3} , кВт | I_{XX} , % | U_{K3} , % |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| ТДН-16000/110/10 | 13 | 85 | 0,4 | 10,5 |
| ТДН-10000/35/10 | 10 | 58 | 0,4 | 10,5 |

Данные для расчета взяты из каталога [43]

Из расчетов видим, что при оптимальном значении коэффициента реактивной мощности экономически целесообразно принять трансформатор на одну ступень мощности меньше, чем при предельном значении.

Рассчитаем потери в трансформаторе ГПП с учётом выбранных параметров, так же найдём численное значение нагрузки предприятия, передаваемой по линии электропередачи

$$S_p^{VI} = \sqrt{(P_p^V + \Delta P_T)^2 + (Q_{3C})^2}, \quad (12.4)$$

Расчетный ток одной цепи линии вычислим по формуле:

$$I_{p.l.110} = \frac{S_p^{VI}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad (12.5)$$

Сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле:

$$F_3 = \frac{I_{p.l.}}{j_3}, \text{ мм}^2 \quad (12.6)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 12.4

Таблица 12.4 – Выбор сечения ВЛ

| tg | S_p^{VI} | $I_{p.l.110}$ | F_3 | $F_{3СТ}$ |
|------|------------|---------------|-------|-----------|
| 0,5 | 16001,45 | 41,99 | 38,18 | 70 |
| 0,31 | 15004,26 | 39,38 | 35,8 | 70 |

В связи с тем, что минимальное сечение для уровня напряжения 110 кВ равно 70 мм² (проверка по короне), сечение ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия в случае рассмотрения варианта с напряжением 110 кВ выберем равным 70 мм².

Чтобы определить потери активной энергии в проводах линии за год, кВт·ч/год, сначала нужно найти наибольшее время потерь. Длина линии согласно исходным данным проекта равна 12 км.

$$\Delta W_{\text{Л}} = N \cdot \left(3 \cdot (I_{\text{р.л}})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \right) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \quad (12.7)$$

Определим годовое число часов максимальных потерь активной мощности по эмпирической формуле, основываясь на известном значении годового числа часов использования получасового максимума активной нагрузки.

$$\tau = T_{\text{в}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \quad (12.8)$$

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП.

Потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{Т}} = n_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{г}} + (K_{\text{з.н}})^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \right), \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \quad (12.9)$$

Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Годовые приведённые затраты, руб./год, находят по выражению:

$$З = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + \text{Ппээ} + У \quad (12.10)$$

Сведем расчеты в таблицу 12.5

Таблица 12.5 – Расчет затрат при разных значениях значения коэффициента реактивной мощности.

| tg | $\Delta W_{\text{Л-110кВ}},$ кВт·ч/год | $\Delta W_{\text{Л-10кВ}},$ кВт·ч/год | $\Delta W_{\text{Т}},$ кВт·ч/год | З, млн.руб |
|------|---|--|-------------------------------------|------------|
| 0,5 | 143014,81 | 35943,3 | 323316,47 | 400,83 |
| 0,31 | 125744,8 | 41402,2 | 322936,53 | 397,06 |

Таким образом, мы видим, что потери энергии в линии 10кВ увеличиваются примерно на 14%.

Рассчитаем токи КЗ в характерных точках, представленных на рисунке 12.1 и 12.2

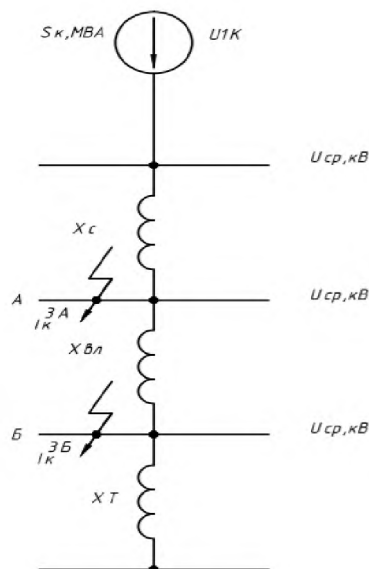


Рисунок 12. 1 Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчётов токов короткого замыкания в точках А,Б

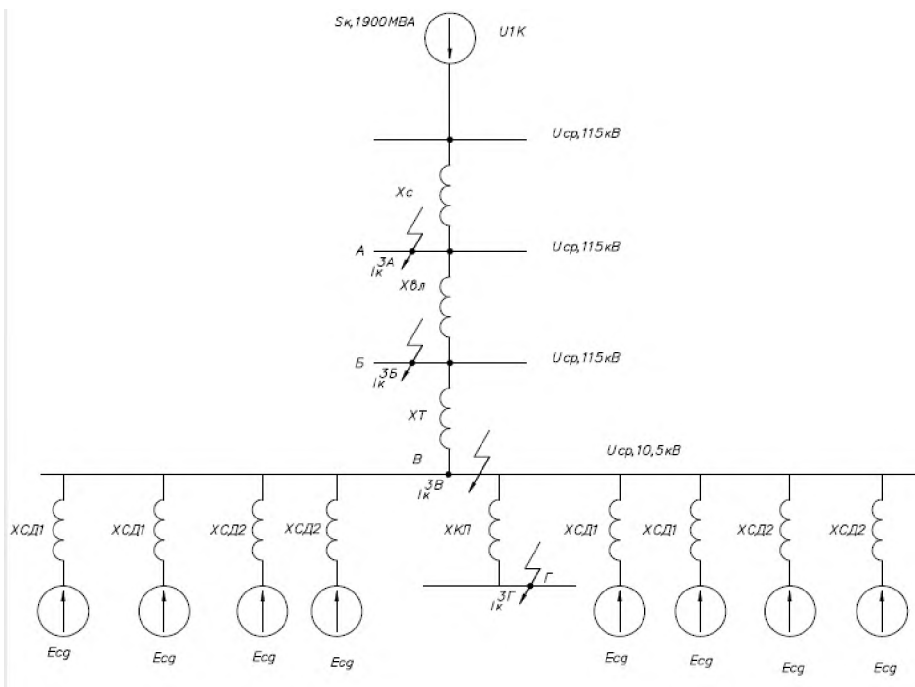


Рисунок 12. 2 Схема замещения системы электроснабжения предприятия для расчётов токов короткого замыкания в точках В, Г.

Ток трехфазного короткого замыкания в какой либо точке можно рассчитать по следующей формуле:

$$I_{\text{К.МАКС}}^3 = \frac{I_{\text{Г}}}{X_{\Sigma}} = \frac{S_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot X_{\Sigma}} \quad (12.11)$$

Для точки В расчет идентичен, но необходимо учесть токи КЗ на СД
Результаты расчетов сведем в таблицу 12.6

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

13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ

Лист

107

Таблица 12.6 – Расчет токов КЗ в точках А,Б,В,Г при разных значениях значения коэффициента реактивной мощности.

| tg | $I_{К.МАКС}^{3(A)}$ | $I_{К.МАКС}^{3(B)}$ | $I_{К.МАКС}^{3(B)}$ | $I_{К.МАКС}^{3(Г)}$ |
|------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 0,5 | 9,54 | 5,4 | 8,9 | 8,6 |
| 0,31 | 9,54 | 5,4 | 6,37 | 6,21 |

При расчете питающих линий при использовании метода экономической плотности и дальнейшей проверки по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом его прокладки, тока перегрузки, были определены потери напряжения в линии. Расчетные данные при различных коэффициентах реактивной мощности отличаются на 1 ступень, при оптимальном значении коэффициента реактивной мощности сечение КЛ-10 кВ получилось равным 70 мм². Результаты расчетов сведены в таблицу 12.7. Стоит отметить, что потери в линии увеличились

Таблица 12.7 Расчет питающих линий

| Значение tgφ | Fст, мм ² | КЛ | ΔU % | Икз 1 сек кА | Вк.пасп, кА ² *с | Вк.расч, кА ² *с |
|--------------|----------------------|---------|-------|--------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 0,5 | 95 | ГПП-ТП1 | 0,105 | 8,04 | 88,48 | 56,239 |
| 0,31 | 70 | ГПП-ТП1 | 0,194 | 5,79 | 45,891 | 28,81 |

Перейдем к расчету компенсации реактивной мощности. Большая часть расчетов аналогична при tgφ = 0,5. И приведена в разделе 9.

Определим мощность БК, подключенной к секции 1СШ ГПП

$$Q_0 = \frac{Q_p}{2} - \sum_{i=1}^{12} Q_{Ci} - \sum_{i=1}^2 Q_{CДi} - \sum_{i=1}^2 Q_{CД2i} - Q_{Э1} \quad (12.12)$$

$$Q_p = 2 \cdot Q_{P1} = 2 \cdot Q_{П.ГПП} \quad (12.13)$$

$$Q_{П.ГПП} = \sum_{i=1}^{12} (Q_{ii} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} \quad (12.14)$$

$$Q_{П.ГПП} = 3,8 + 0,446 + 0,54 = 4,786 \text{ Мвар,}$$

Таким образом:

$$Q_0^{\cdot} = 0,5 \cdot 14,262 = 7,131 \text{ Мвар,}$$

$$Q_0^{\cdot\cdot} = 2 \cdot 4,786 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1,45 = 8,118 \text{ Мвар,}$$

Минимальным является первое расчётное значение Q_0^{\cdot} , которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок.

$$Q_0 = 0,54$$

Таким образом, установка высоковольтной БК, подключаемой к 1 СШ ГПП целесообразна, номинальная мощность аналогична при $\text{tg}\varphi = 0,5$, и равна 600 квар.

Выводы по разделу двенадцать: В данном разделе был произведен полный экономический расчет при предельном и оптимальном значении коэффициента реактивной мощности. Необходимо подчеркнуть, что при оптимальном значении $\text{tg}\varphi$ трансформатор на ГПП рационально использовать на одну ступень ниже, что существенно снижает затраты.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 109 |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчёту электрических нагрузок. М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992. - 25 с.
2. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
3. Электротехника: Учебное пособие для вузов. - В 3-х книгах. Книга III. Электроприводы. Электроснабжение/ Под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. - 639 с.
4. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. М.: Изд-во НИИСФ РААСН, ООО «ЦЕРЕРА-ЭКСПЕРТ», 2017. - 108 с.
5. Номенклатурный каталог «Тольяттинский трансформатор» <http://www.transformator.com.ru> (Дата обращения 16.12.2019)
6. Торговый дом «Электрощит. Силовые трансформаторы» <http://chelyabinsk.transformator.me/catalog/> (Дата обращения 16.04.2020)
7. Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. - 7-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. - 750 с.
8. Приказ Минэнерго РФ от 17.01.2019 №10 об утверждении укрупнённых нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства.
9. Каталог «Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35,110 и 220 кВ» http://www.energoregion.su/files/userFiles/file/katalog_VGT-35,110,22.pdf (Дата обращения 21.04.2020)
10. Свердловский филиал энергосбыт <https://ekb.esplus.ru/> (Дата обращения 24.04.2020)
11. Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 27 декабря 2018 г. №89/11 об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области
12. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий (взамен СН 174-75) М.: Изд-во ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ имени Ф.Б. Якубовского, 1994. - 25 с.
13. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. - Т.1 Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Фёдорова. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 561 с.
14. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения: учебное пособие / Г.С. Валеев, В.В. Пястолов, Ю.А. Столбов, А.В. Хлопова. - Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. - 41 с.
15. Каталог электрического оборудования «Электрощит. Самара» <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnii-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (Дата обращения 1.05.2020)

| | | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|--|----------------------------|------|
| | | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | | 110 |

16. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.

17. 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.

18. «Камкабель. Инструкция по прокладке силовых кабелей на напряжение 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена ИМ СК – 21 – 05» https://www.kamkabel.ru/netcat_files/userfiles/pechatniv%20catalog/instrukziya/kamkabel-instr-i-rekomend-1.pdf (Дата обращения 2.05.2020)

19. Каталог электрического оборудования «Воргаз» <https://vorgaz.com/pribor/6304> (Дата обращения 4.05.2020)

20. Каталог «ООО ТК Энергооборудование. Трансформаторы тока, напряжения, силовые» <https://тк-электро.рф/trans/TN/ntmi-6-10/> (Дата обращения 4.05.2020)

21. Каталог «ТД «Автоматика»» <https://td-avtomatika.ru> (Дата обращения 4.05.2020)

22. Каталог «Ограничители перенапряжений нелинейные» <http://tavrida.uplab.info/upload/iblock/2cc/2cc2fd77d7d4abb786a38096cb93c90f.pdf> (Дата обращения 4.05.2020)

23. Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

24. Приложение 3 «Прогнозные индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2019 года» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 22.01.2019г. №1408-лс/09.

25. Каталог «Торговая электротехническая компания. Энергозапад» <http://energozapad.ru> (Дата обращения 5.05.2020)

26. Стандарт предприятия. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к оформлению. СТП ЮУрГУ 04-2001. – Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 2001.

25. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках СО153-34.03.603-2003 – М.: Министерство энергетики РФ, 2003. – 57 с.

26. ГОСТ Р 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты – М.: Федеральное государственное учреждение «ВНИИ охраны и экономики труда» Росздрава, 2017. – 20 с.

27. Приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

| | | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|--|----------------------------|------|
| | | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | | 111 |

28. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кв – СТО 56947007-29.130.15.114-2012 – М.: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 63 с.

29. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – М: Учреждение ("НИИСФ РААСН"), 2011. – 75 с.

30. Светодиодный каталог ОАО «Ардатовский светотехнический завод» [file:///C:/Users/DNS/Downloads/Catalog_ASTZ_A4_2020%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/DNS/Downloads/Catalog_ASTZ_A4_2020%20(1).pdf) (Дата обращения 25.05.2020).

31. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг, И.М. Фадин, В.Н. Сидоров – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1992. – 448 с.

32. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности – М.: ОАО «Институт Теплоэлектропроект», 2012. – 9 с.

33. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с.

34. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1) – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 100 с.

35. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 20.09.2019) "О противопожарном режиме" (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации").

36. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций – М.: Министерство энергетики РФ, 2003. – 29 с.

37. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2) – М.: Минрегион РФ, 2012. – 136 с.

38. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.

39. Гельфанд, Я.С. Релейная защита распределительных сетей / Я.С. Гельфанд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

40. Ершов А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 1991. – 88 с.

41. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.

42. Системы электроснабжения. Выпускная квалификационная работа по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника»: учебное пособие / А.М. Ершов, Н.Ю. Аверина, Р.Г. Валеев и др.; под ред. А.М. Ершова. – Че-

| | | | | | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 112 |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | | | | | |

лябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 69 с.

43. <http://www.etk-oniks.ru/Maslyanye-transformatory/TDN-10000-16000.html>-
ЭТК Оникс (Дата обращения 01.06.20)

44. <http://kvar.su/znacheniiia-koeffitcientov-reaktivnoi-m/>-Серпуховский конденсаторный завод КВАР (Дата обращения 01.06.20)

45. <http://промсистема.рф/VA08-0405> - каталог автоматических выключателей ВА08. (Дата обращения 15.05.20)

46. <https://safemz.nt-rt.ru/images/showcase/catalog.pdf> - каталог оборудования «Русэлпром-СЭЗ». (Дата обращения 01.06.20)

47. Ершов А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.

48. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т.–Т.1 Электроснабжение / Под общ. ред. А.А.Фёдорова.–М.: Энергоатомиздат, 1986.- 561 с.

49. Беркович, М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.

50. Автоматическое управление электротермическими установками: Учебник для вузов / А.М. Кручинин, К.М. Махмудов, Ю.М. Миронов, В.П. Рубцов; Под ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 416 с.

51. Беляев, А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой мощности: учебное пособие. 3 части / А.В. Беляев. – СПб: ПЭИПК, 2010.

52. 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.

53. <https://chelyabinsk.220-volt.ru/catalog/kabeli-nyv/> - каталог продукции компании «220 Вольт» (Дата обращения 10.06)

| | | | | | | |
|------|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
| | | | | | 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата | | 113 |

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)

« ___ » _____ 2020 г.

Электроснабжение завода по ремонту горного оборудования

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.093.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев
« ___ » _____ 2020 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Р.Г. Валеев
« ___ » _____ 2020 г.

Автор проекта
Студент группы П-475

_____ А.В. Сажин
« 12 » июн 2020 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2020 г.