

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»**

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Голошапов С.С.

20__ г.

Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2020.084.00.00 ПЗ ВКР

Автор ВКР

студент группы МиЭт-444

/ Белаш А.Н.

подпись

ФИО

20__ г.

Руководитель работы

к.т.н., доцент кафедры автоматки

должность

/ Пястолов В.В.

подпись

ФИО

20__ г.

Нормоконтроль

д.т.н., профессор кафедры автоматки

должность

/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

20__ г.

АННОТАЦИЯ

Белаш А.Н.
 Электроснабжение группы
 цехов Ижевского
 трубопрокатного завода.
 Миасс: ЮУрГУ, МиЭт-444.
 2020 г., 106 листов, 37 таблиц,
 18 рисунков. Библиография
 литературы – 14
 наименований. 6 листов
 чертежей формата А1.

В данном дипломном проекте спроектирована система электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе проекта произведен расчет электрических нагрузок как одного цеха, так и всего предприятия. Выбраны трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций. Выбраны трансформаторы ГПП. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Осуществлено технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности. Рассмотрен вопрос релейной защиты синхронного двигателя. Произведен расчет показателей качества электроэнергии. В разделе специальная часть рассмотрены системы плавного пуска высоковольтных двигателей.

| | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|------------------------|----------------|---------------|
| <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |
| <i>Разраб.</i> | | <i>Белаш А.Н.</i> | | |
| <i>Проб.</i> | | <i>Пястолов В.В.</i> | | |
| <i>Н.контр.</i> | | <i>Четашниова Л.М.</i> | | |
| <i>Утв.</i> | | | | |
| <i>Электроснабжение группы цехов Ижевского трубопрокатного завода</i> | | | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | <i>Листов</i> |
| | | | | 4 |
| | | | | 106 |
| <i>ЮУрГУ Кафедра Автоматики</i> | | | | |

Оглавление

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Технический паспорт проекта..... | 6 |
| Введение..... | 7 |
| 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ..... | 8 |
| 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ..... | 11 |
| 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ..... | 23 |
| 4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 31 |
| 5 ПОСТРОЕНИЕ СХЕМЫ И РАСЧЕТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10кВ, 0,4кВ..... | 41 |
| 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... | 45 |
| 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 51 |
| 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... | 60 |
| 9 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ..... | 70 |
| 10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..... | 75 |
| 11 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ..... | 84 |
| 12 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 2000кВт..... | 88 |
| 13 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ..... | 97 |
| Заключение..... | 105 |
| Библиографический список..... | 106 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 5 |

Технический паспорт проекта

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 36489 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 37300 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 и 3 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 40366 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: $tg\varphi_p = 0,31$;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 5000 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-95/16;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 10,7 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-40000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 800, 2500 кВА;
12. Кабельные линии выполнены кабелем марки ААБЛУ.
13. Тип ячеек 10кВ ГПП КРУ – СЭЩ – 70 – 10.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 6 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Введение

В энергетической программе России сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Развивается и усложняется структура систем электроснабжения, возрастают требования к экономичности и надежности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии. Широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной также характерно для современного развития систем электроснабжения.

Т.о. важнейшие задачи, решаемые энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном увеличении объёмов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т.д.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 7 |

1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Кабельная сеть среднего напряжения 6-10 кВ, это приблизительно 99,5% - кабели с бумажной пропитанной изоляцией.

Мировые тенденции развития кабельных энергораспределительных сетей среднего напряжения в течение последних десятилетий направлены на внедрение кабелей с теплостойкой экструдированной изоляцией (сшитый полиэтилен и этилен-пропиленовая резина) и замену ими кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. В настоящее время в промышленно развитых странах Европы и Америки практически 100% рынка силовых кабелей занимают кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабели среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена обладают рядом преимуществ перед кабелями с бумажной пропитанной изоляцией:

- повышенная рабочая температура, что позволяет увеличить пропускную способность;
- повышенная стойкость при работе в условиях перегрузок и коротких замыканий;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- не содержат масла, битума, свинца, что упрощает монтаж, эксплуатацию и устраняет экологически неблагоприятные факторы;
- более надежны в эксплуатации и требуют меньших расходов на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- меньший вес и допустимый радиус изгиба;
- возможность изготовления кабелей большой строительной длины;
- одножильные и трехжильные кабели с оболочкой из полиэтилена.

Повышенная термическая и механическая стойкость сшитого полиэтилена обусловлена созданием новых молекулярных связей в процессе вулканизации ("сшивки") изоляции.

Кабели среднего напряжения в основном используются в электрических сетях для передачи электроэнергии между подстанциями в крупных городах, где существует плотная застройка и использование воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) не представляется возможным. Кабели высокого напряжения применяются главным образом на участках от генерирующих электростанций до распределительной подстанции большой мощности, и, как правило, такие линии имеют очень маленькую протяжённость - от нескольких сотен метров до нескольких километров.

Рост потребности в кабелях на среднее напряжение непосредственно связан с развитием промышленных предприятий в регионах и с увеличением строительства жилых микрорайонов и целых городов, в то время как

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 8 |

потребности в кабелях на высокое напряжение напрямую связано с количеством строящихся электростанций и мощных подстанций.

Например, распределительные кабельные сети таких крупных российских городов как Москва и Санкт-Петербург в настоящее время составляют ориентировочно около 60 тыс. км и 45 тыс. км соответственно, и их рост продолжается.

Не вызывает сомнения тот факт, что применение конкретного силового кабеля для вышеуказанных объектов от которых зависит электроснабжение целых микрорайонов, крупных промышленных зон и даже целых областей и регионов требует серьезного подхода к выбору компаний [1].

Рассмотрим в качестве примера кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена следующих марок: АПвП (ОАО “Севкабель – Холдинг”, г. Санкт – Петербург) и АНХСМК – WTC/PE (REKA Cables, Финляндия).

1.1 Кабель АПвП

АПвП - Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ ТУ 16.К71533552004

Область применения.

Предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 10, 20, 35 кВ частотой 50 Гц в сетях с изолированной и заземленной нейтралью. Кабели соответствуют международному стандарту МЭК 60502-2 и гармонизированным документам HD 620 S1 и HD 605-S2.

Климатическое исполнение – УХЛ, категория размещения 1, 2 по ГОСТ 15150Q69, включая прокладку в земле и в воде.

Конструкция.

Токопроводящая жила – алюминиевая круглая многопроволочная уплотненная.

Изоляция – экструдированный сшитый полиэтилен.

Оболочка – полиэтилен.

Условия эксплуатации и технические характеристики.

Кабели предназначены для эксплуатации в стационарном состоянии при температуре окружающей среды от -60 до +50°С, относительной влажности воздуха до 98% при температуре до 35°С, в том числе для прокладки в земле и на воздухе.

Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре не ниже: -20°С. Минимальный радиус изгиба при прокладке кабелей - 15 наружных диаметров для одножильных и 10 для трехжильных.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 9 |

Номинальная частота: 50 Гц.

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации: +90°C.

Предельно допустимая температура нагрева жил кабелей в аварийном режиме: +130°C.

Продолжительность работы кабеля в режиме перегрузки, не более 8 часов в сутки или 1000 часов за срок службы.

Гарантийный срок эксплуатации кабеля – 5 лет.

Срок службы - 30 лет [2].

1.2 Кабель АНХСМК – WTC/PE

АНХСМК – WTC/PE – кабель силовой среднего напряжения с алюминиевой жилой.

Область применения.

Предназначены для передачи и распределения электрической энергии в установках на номинальное переменное напряжение 10, 20, 35 кВ частотой 50 Гц в сетях с изолированной и заземленной нейтралью. Кабели соответствуют международному стандарту и гармонизированным документам HD 620-5F и HD 620-6F/6M.

Конструкция.

Токопроводящая жила – алюминиевая круглая многопроволочная уплотненная с водоблокирующим наполнителем.

Изоляция – экструдированный пероксидносшитый полиэтилен.

Оболочка – устойчивый к ультрафиолетовому излучению полиэтилен черного цвета. Условия эксплуатации и технические характеристики.

Кабели предназначены для эксплуатации в стационарном состоянии при температуре окружающей среды от -40 до +50°C, относительной влажности воздуха до 98% при температуре до 35°C, в том числе для прокладки в земле и на воздухе.

Прокладка и монтаж кабелей без предварительного подогрева производится при температуре не ниже: -20°C.

Минимальный радиус изгиба при прокладке кабелей - 15 наружных диаметров для одножильных и 10 для трехжильных.

Номинальная частота: 50 Гц.

Длительно допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации: +90°C.

Предельно допустимая температура нагрева жил кабелей в аварийном режиме: +130°C.

Срок службы - 30 лет [3].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 10 |

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

2.1. Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм.

В начале расчета приводим мощность электроприёмников, работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

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

Определяем средние активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{ном}}; \quad (2.2)$$

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

где $k_{\text{и а}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, $k_{\text{и а}}$ приводятся в электротехническом справочнике [1]; $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей по отделениям:

$$P_{\text{ср } \Sigma} = \sum_1^n P_{\text{ср } i}; \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{ср } \Sigma} = \sum_1^n Q_{\text{ср } i}. \quad (2.5)$$

После этого находим эффективное число электроприёмников по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{ном } i})^2}{\sum P_{\text{ном } i}^2}. \quad (2.6)$$

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

$$K_{и а} = \frac{P_{ср \Sigma}}{P_{ном \Sigma}} . \quad (2.7)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{р а} = f(n_э; K_{и а})$ [1].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{р р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} . \quad (2.8)$$

Расчётные мощности отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{р а} \cdot P_{ср \Sigma} ; \quad (2.9)$$

$$Q_p = K_{р р} \cdot Q_{ср \Sigma} . \quad (2.10)$$

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (2.11)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (2.12)$$

где $U_{ном} = 0,4$ кВ – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 2.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 3 приведён расчёт наиболее загруженной фазы отделения пропитки для однофазных электроприёмников.

Загрузку фаз определяем по полной мощности:

$$S_{фазы} = \sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2} \quad (2.13)$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 12 |

$$P_{\text{ср}} = P_{\text{ном}} \cdot k_{\text{и а}} \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.15)$$

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{\text{р а}} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{и а}}; T_0)$, T_0 – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для 2-го уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то $K_{\text{р а}}$ берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху сводим в таблицу 2.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 13 |

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по РМЦ

| Исходные данные | | Расчетные величины | | | | | Расчетная мощность | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------|----------|---------------|--------------------|-------|-------|-----|----|--|
| | | Справочные данные | | $P_{cp} = k_{на} \cdot P_{ном}$ | $Q_{cp} = k_{на} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$ | $P \cdot P_{ном}^2$ | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{квар}$ | $S_p, \text{кВА}$ | $I_p, \text{А}$ | | | | | | | | |
| | | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | | | | | | | $k_{на}$ | $\cos\varphi$ | $\text{tg}\varphi$ | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | |
| По заданию технологов | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Наименование узлов СЭС и приемников | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | |
| | Механическое отделение 1 ПП-1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 6 | 1 | 6,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,7 | 1,6 | 6,0 | | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 5 | 5,5 | 27,5 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 3,3 | 7,6 | 151,3 | | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 3 | 14 | 42,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 5,0 | 11,5 | 588,0 | | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 4 | 40 | 160,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 19,2 | 44,0 | 6400,0 | | | | | | | | |
| | Станок точно-шлифовальный | 3 | 3,9 | 11,7 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 2,0 | 2,3 | 45,6 | | | | | | | | |
| | Станок шлифовальный | 4 | 20 | 80,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 13,6 | 15,9 | 1600,0 | | | | | | | | |
| | Станок для испытания абраз-х кругов | 2 | 11 | 22,0 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 7,7 | 7,9 | 242,0 | | | | | | | | |
| | Бак для приготовления эмульсии | 2 | 1,3 | 2,6 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 0,9 | 0,9 | 3,4 | | | | | | | | |
| | Агрегат рециркуляционный | 2 | 1,5 | 3,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,6 | 0,8 | 4,5 | | | | | | | | |
| | Вентилятор | 1 | 1,6 | 1,6 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 1,1 | 0,8 | 2,6 | | | | | | | | |
| | Кран | 2 | 10 | 20,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 4,0 | 6,9 | 200,0 | | | | | | | | |
| Таль электрическая | 3 | 4 | 12,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 2,4 | 4,2 | 48,0 | | | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ПП-1: | 37 | | 388,4 | 0,16 | 0,50 | 1,72 | 60,6 | 104,5 | 9291,3 | 16 | 1,39 | 1,04 | 84,2 | 108,8 | 137,6 | 209 | | |

Продолжение таблицы 1

| Исходные данные | | Расчетные величины | | | | | Расчетная мощность | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------|----------|-------------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------|------------|---------------|--------------------|--------------------|-------------------|------------|-----|
| | | Справочные данные | | | $P_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном}$ | $Q_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$ | $P_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном}$ | $Q_p, \text{квар}$ | $P_p, \text{кВт}$ | $S_p, \text{кВА}$ | $I_{р, А}$ | | | | | | |
| | | Количество приемников | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | | | | | | | | $\cos\varphi$ | $\text{tg}\varphi$ | | | | |
| 2 | 3 | | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | | | 13 | 14 | 15 | 16 |
| По заданию технологов | | Класс приемника | Всех эл. приемников | $K_{на}$ | $\cos\varphi$ | $\text{tg}\varphi$ | $P_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном}$ | $Q_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$ | $P_{cp=K_{на}} \cdot P_{ном}$ | n_3 | $K_{ра}$ | $K_{др}$ | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{квар}$ | $S_p, \text{кВА}$ | $I_{р, А}$ | |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Механическое отделение 2 ПР-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 4 | 1,6 | 6,4 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,8 | 1,8 | 10,2 | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 5 | 7 | 35,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 4,2 | 9,6 | 245,0 | | | | | | | |
| | Станок металлорежущий | 3 | 10 | 30,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 3,6 | 8,2 | 300,0 | | | | | | | |
| | Станок универсальный | 3 | 12 | 36,0 | 0,24 | 0,65 | 1,17 | 8,6 | 10,1 | 432,0 | | | | | | | |
| | Ножицы | 2 | 15 | 30,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 3,6 | 8,2 | 450,0 | | | | | | | |
| | Станок шлифовальный | 3 | 7 | 21,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 3,6 | 4,2 | 147,0 | | | | | | | |
| | Станок точильно-шлифовальный | 2 | 1,6 | 3,2 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 0,5 | 0,6 | 5,1 | | | | | | | |
| | Машина листогибочная 3х валковая | 3 | 15,5 | 46,5 | 0,35 | 0,7 | 1,02 | 16,3 | 16,6 | 720,8 | | | | | | | |
| | Мешалка двухвальная | 1 | 2,8 | 2,8 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 0,6 | 0,7 | 7,8 | | | | | | | |
| | Кран подвесной | 1 | 2,5 | 2,5 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 0,5 | 0,9 | 6,3 | | | | | | | |
| | Агрегат рециркуляционный | 2 | 1,5 | 3,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,6 | 0,8 | 4,5 | | | | | | | |
| | Вентилятор | 4 | 1,5 | 6,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 4,2 | 3,2 | 9,0 | | | | | | | |
| | Насос | 1 | 1,5 | 1,5 | 0,8 | 0,85 | 0,62 | 1,2 | 0,7 | 2,3 | | | | | | | |
| | Калорифер | 2 | 6 | 12,0 | 0,6 | 0,9 | 0,48 | 7,2 | 3,5 | 72,0 | | | | | | | |
| | Итого силовой нагрузки по ПР-2: | 36 | | 235,9 | 0,24 | 0,63 | 1,25 | 55,5 | 69,1 | 2412,0 | 23 | 1,07 | 1,03 | 59,3 | 71,5 | 92,9 | 141 |

| Исходные данные | | Справочные данные | | | | | Расчетные величины | | | Расчетная мощность | | | | | | | |
|----------------------------------------|--|---------------------------------------------|---------------------|-----------------|-------|------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----|
| | | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | K _{ча} | cos φ | tg φ | P _{рп} =K _{ча} ·P _{ном} | Q _{ср} =K _{ча} ·P _{ном} ·tg φ | n·P ² _{ном} | u ₃ | K _{да} | K _{др} | P _р , кВт | Q _р , квар | S _р , кВА | I _р , А | |
| | | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | | | | | | | | | | | |
| Продолжение таблицы 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| По заданию технологов | | Количество приемников | | | | | | | | | | | | | | | |
| Наименование узлов СЭС и приемников | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Сварочное отделение ПП-3 | | 12 | | 182,0 | | | | 115,2 | 127,2 | 5241,0 | | | | | | | |
| Однофазная нагрузка | | 1 | 0,9 | 0,9 | 0,4 | 0,5 | 1,73 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | | | | | | | |
| Автомат для сварки | | 4 | 0,5 | 2,0 | 0,15 | 0,35 | 2,68 | 0,3 | 0,8 | 1,0 | | | | | | | |
| Полуавтомат шланговый | | 2 | 0,8 | 1,6 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,2 | 0,4 | 1,3 | | | | | | | |
| Стол для сварочных работ | | 4 | 7 | 28,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 3,4 | 7,7 | 196,0 | | | | | | | |
| Пила отрезная | | 4 | 25 | 100,0 | 0,35 | 0,5 | 1,73 | 35,0 | 60,6 | 2500,0 | | | | | | | |
| Машина электросварочная | | 3 | 4,5 | 13,5 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 9,5 | 7,1 | 60,8 | | | | | | | |
| Вентилятор | | 2 | 3,2 | 6,4 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 1,3 | 2,2 | 20,5 | | | | | | | |
| Кран - балка | | 32 | | 334,4 | 0,49 | 0,62 | 1,25 | 165,1 | 206,7 | 8021,3 | 14 | 1 | 1,04 | 165,1 | 215,9 | 271,8 | 413 |
| Итого силовой нагрузки по ПП-3: | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Кузнечное отделение ПП-4 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Электропечь | | 1 | 110 | 110,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 88,0 | 28,9 | 12100,0 | | | | | | | |
| Молот ковочный | | 3 | 30 | 90,0 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 15,3 | 17,9 | 2700,0 | | | | | | | |
| Станок точильно-шлифовальный | | 3 | 0,5 | 1,5 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 0,3 | 0,3 | 0,8 | | | | | | | |
| Аппарат режущий лационный | | 2 | 1,5 | 3,0 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,6 | 0,8 | 4,5 | | | | | | | |
| Кран подвесной | | 1 | 2,2 | 2,2 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 0,4 | 0,8 | 4,8 | | | | | | | |
| Вентилятор | | 2 | 0,8 | 1,6 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 1,1 | 0,8 | 1,3 | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ПП-4: | | 12 | | 208,3 | 0,51 | 0,91 | 0,47 | 105,7 | 49,5 | 14811,4 | 3 | 1,32 | 1,10 | 139,5 | 54,3 | 149,7 | 228 |

Продолжение таблицы 1

| Исходные данные | | Расчетные величины | | | | | | | | | | Расчетная мощность | | | | | | | | |
|----------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------|---------------------|-----------------|------|------|-------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|----------------------|---------------------|-------------------|----|----|----|----|
| | | Справочные данные | | | | | tgφ | P _{cp=к_{на}} P _{ном} | Q _{cp=к_{на}} P _{ном} tgφ | n _э | K _{ра} | K _{дпр} | P _{p, кВт} | Q _{p, квар} | S _{p, кВА} | I _{р, А} | | | | |
| | | Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100% | | k _{на} | cosφ | tgφ | | | | | | | | | | | | | | |
| Наименование узлов СЭС и приемников | Количество приемников | Одного эл. приемника | Всех эл. приемников | | | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| | | По заданию технологов | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Термическое отделение ЦР-5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Камерная печь | 2 | 81 | 162,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 129,6 | 42,6 | 13122,0 | | | | | | | | | | | |
| Ванна масляная | 1 | 4 | 4,0 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 2,0 | 1,5 | 16,0 | | | | | | | | | | | |
| Станок балансировочный | 4 | 2 | 8,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 1,0 | 2,2 | 16,0 | | | | | | | | | | | |
| Эл.печь камерная | 2 | 45 | 90,0 | 0,8 | 0,95 | 0,33 | 72,0 | 23,7 | 4050,0 | | | | | | | | | | | |
| Станок закалочный | 3 | 10 | 30,0 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 6,0 | 7,0 | 300,0 | | | | | | | | | | | |
| Вентилятор | 2 | 5 | 10,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 7,0 | 5,3 | 50,0 | | | | | | | | | | | |
| Кран-балка | 2 | 7,5 | 15,0 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 3,0 | 5,2 | 112,5 | | | | | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ЦР-5: | 16 | | 319,0 | 0,69 | 0,93 | 0,40 | 220,6 | 87,4 | 17666,5 | 6 | 1,01 | 1,07 | 222,8 | 93,5 | 241,6 | 367 | | | | |
| Монтажный участок ЦР-6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Станок для намотки | 2 | 1 | 2,0 | 0,2 | 0,65 | 1,17 | 0,4 | 0,5 | 2,0 | | | | | | | | | | | |
| Станок бандажировочный | 4 | 1,5 | 6,0 | 0,12 | 0,4 | 2,29 | 0,7 | 1,6 | 9,0 | | | | | | | | | | | |
| Ванна для лужения | 2 | 1,6 | 3,2 | 0,6 | 0,85 | 0,62 | 1,9 | 1,2 | 5,1 | | | | | | | | | | | |
| Агрегат рециркуляционный | 3 | 1,5 | 4,5 | 0,2 | 0,6 | 1,33 | 0,9 | 1,2 | 6,8 | | | | | | | | | | | |
| Кран подвесной | 2 | 4,7 | 9,4 | 0,2 | 0,5 | 1,73 | 1,9 | 3,3 | 44,2 | | | | | | | | | | | |
| Вентилятор | 2 | 1 | 2,0 | 0,7 | 0,8 | 0,75 | 1,4 | 1,1 | 2,0 | | | | | | | | | | | |
| Итого силовой нагрузки по ЦР-6: | 15 | | 27,1 | 0,27 | 0,63 | 1,22 | 7,2 | 8,8 | 69,1 | 11 | 1,18 | 1,05 | 8,5 | 9,3 | 12,6 | 19 | | | | |
| Итого по РМЦ | 148 | | 1513,1 | 0,41 | 0,76 | 0,86 | 615 | 526,0 | 52271,5 | 44 | 0,76 | 0,76 | 467,2 | 399,8 | 614,8 | 934 | | | | |

2.2. Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов так же, как и для ремонтно-механического цеха [2].

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p\text{ осв}}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд\text{ осв}} = 0,01 \dots 0,025 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с\text{ осв}}$ [1].

$$P_{p\text{ осв}} = F_{ц} \cdot P_{уд\text{ осв}} \cdot K_{с\text{ осв}} \quad (2.16)$$

$$Q_{p\text{ осв}} = P_{p\text{ осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}} \quad (2.17)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p\text{ осв}})^2 + (Q_p + Q_{p\text{ осв}})^2} \quad (2.18)$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности P_n , средние активные $P_{ср}$ и реактивные $Q_{ср}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{p\text{ осв}}$.

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 3.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в цехах 1, 4 и 8, в этих цехах установлены: синхронные двигатели, асинхронные двигатели, преобразователи КВПП и рудотермическая печь типа РКЗ. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников так же сведены в таблицу 3.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 19 |

Таблица 3. Расчет нагрузок по предприятию.

| Наименование цехов | P _{ном} , кВт | | n | K _{на} | cos φ | tg φ | P _{рп} , кВт | Q _{ср} , кВт | K _{ра} | P _р , кВт | Q _р , кВт | F _{из} , M ² | P _{уд.осв.} , кВт/M ² | cos φ _{осв} | tg φ _{осв} | K _{осв} | P _{р.осв.} , кВт | Q _{р.осв.} , кВт | P _{р+P.осв.} , кВт | Q _{р+Q.осв.} , кВт | S _p , кВА | | |
|----------------------------------------|------------------------|-------|-----|-----------------|-------|-------|-----------------------|-----------------------|-----------------|----------------------|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------------|----------------------|---------------------|------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|---|---|
| | 2 | 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 4 | 5 |
| 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Нагрузка 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | | 1284 | 18 | 0,62 | 0,75 | 0,88 | 796,08 | 702 | 0,9 | 716,5 | 631,9 | 1158 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 16,8 | 16,8 | 733,0 | 648,7 | 979 | | |
| 2. Газоочистка | | 56 | 5 | 0,80 | 0,80 | 0,75 | 44,8 | 34 | 1 | 44,8 | 36,1 | 248 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 3,5 | 3,6 | 48,3 | 39,7 | 63 | | |
| 3. Блок очистки стоков | | 879 | 21 | 0,65 | 0,80 | 0,75 | 571,35 | 429 | 0,9 | 514 | 385,7 | 496 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 7,1 | 7,2 | 521,3 | 392,9 | 653 | | |
| 4. Цех №5 | | 24700 | 480 | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 13585 | 11981 | 0,78 | 10596,3 | 9345,1 | 25495 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 363,3 | 370,6 | 10960 | 9716 | 14646 | | |
| 5. Кислородная | | 637 | 8 | 0,80 | 0,82 | 0,70 | 509,6 | 356 | 0,91 | 463,7 | 323,7 | 537 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 7,7 | 7,8 | 471,4 | 331,5 | 576 | | |
| 6. Вальеинструментальный цех | | 2633 | 60 | 0,40 | 0,70 | 1,02 | 1053,2 | 1074 | 0,7 | 737 | 752,1 | 4134 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 58,9 | 60,1 | 796,2 | 812,2 | 1137 | | |
| 7. РМЦ | | 1513 | 44 | 0,41 | 0,76 | 0,86 | 614,67 | 526 | 0,76 | 467,2 | 399,8 | 4079 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 58,1 | 59,3 | 525,3 | 459,1 | 698 | | |
| 8. Компрессорная | | 317 | 8 | 0,80 | 0,80 | 0,75 | 253,6 | 190 | 0,91 | 230,8 | 173,1 | 413 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 5,9 | 6,0 | 236,7 | 179,1 | 297 | | |
| 9. Электроцех | | 1334 | 52 | 0,35 | 0,70 | 1,02 | 466,9 | 476 | 0,7 | 326,8 | 333,4 | 1550 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 22,1 | 22,5 | 348,9 | 356,0 | 498 | | |
| 10. Блок склада | | 419 | 14 | 0,20 | 0,65 | 1,17 | 83,8 | 98 | 1,27 | 106,4 | 102,3 | 2894 | 0,01 | 0,7 | 1,02 | 0,6 | 17,4 | 17,7 | 123,8 | 120,1 | 172 | | |
| 11. Насосная | | 1914 | 36 | 0,60 | 0,85 | 0,62 | 1148,4 | 712 | 0,85 | 976 | 605,0 | 496 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 7,1 | 7,2 | 983,2 | 612,2 | 1158 | | |
| 12. Пилорама | | 186 | 17 | 0,40 | 0,70 | 1,02 | 74,4 | 76 | 1 | 74,4 | 79,0 | 2205 | 0,015 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 31,4 | 32,1 | 105,8 | 111,0 | 153 | | |
| 13. Административно бытовая корпус ШПЦ | | 396 | 100 | 0,60 | 0,87 | 0,57 | 237,6 | 135 | 0,8 | 190,1 | 107,7 | 496 | 0,025 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 11,8 | 12,0 | 201,9 | 119,7 | 235 | | |
| 14. Административно бытовая корпус РМЦ | | 221 | 47 | 0,60 | 0,85 | 0,62 | 132,6 | 82 | 0,85 | 112,7 | 69,9 | 689 | 0,025 | 0,7 | 1,02 | 0,95 | 16,4 | 16,7 | 129,1 | 86,5 | 155 | | |
| 15. Освещение территории | | | | | | | | | | | | 171887 | 0,002 | 0,7 | 1,02 | 1 | 343,8 | 351 | | | | | |
| Итого (0,4 кВ): | | 36489 | 910 | 0,54 | 0,76 | 0,86 | 19572 | 16870 | | 15557 | 13345 | | | | | | 971 | 990 | 16528 | 14335 | 21879 | | |
| Нагрузка 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4. Цех №5 (СД) | 2000 | 8000 | 4 | 0,8 | 0,9 | -0,48 | 6400 | -3100 | 1 | 6400 | -3100 | | | | | | | | 6400 | -3100 | 7111 | | |
| | 800 | 800 | 1 | 0,8 | 0,9 | -0,48 | 640 | -310 | 1 | 640 | -310 | | | | | | | | 640 | -310 | 711 | | |
| | 630 | 6300 | 10 | 0,8 | 0,9 | -0,48 | 5040 | -2441 | 1 | 5040 | -2441 | | | | | | | | 5040 | -2441 | 5600 | | |
| 4. Цех №5 (Преобразователь КВПП) | 1400 | 4200 | 3 | 0,6 | 0,9 | 0,48 | 2520 | 1220 | 1 | 2520 | 1220 | | | | | | | | 2520 | 1220 | 2800 | | |
| | 460 | 1380 | 3 | 0,6 | 0,93 | 0,40 | 828 | 327 | 1 | 828 | 327 | | | | | | | | 828 | 327 | 890 | | |
| 8. Компрессорная (СД) | 1600 | 3200 | 2 | 0,8 | 0,9 | -0,48 | 2560 | -1240 | 1 | 2560 | -1240 | | | | | | | | 2560 | -1240 | 2844 | | |
| 8. Компрессорная (АД) | 1600 | 6400 | 4 | 0,8 | 0,9 | 0,48 | 5120 | 2480 | 1 | 5120 | 2480 | | | | | | | | 5120 | 2480 | 5689 | | |
| 1. Шлакоплавильный цех (Печи типа РКЗ) | 4500 | 4500 | 1 | 0,75 | 0,9 | 0,48 | 3375 | 1635 | 1 | 3375 | 1635 | | | | | | | | 3375 | 1635 | 3750 | | |
| 1. Шлакоплавильный цех (СД) | 630 | 2520 | 4 | 0,8 | 0,75 | -0,88 | 2016 | -1778 | 1 | 2016 | -1778 | | | | | | | | 2016 | -1778 | 2688 | | |
| Итого (10 кВ): | | 37300 | 32 | 0,76 | 0,99 | -0,11 | 28499 | -3206 | | 28499 | 5662 | | | | | | | | 28499 | 5662 | 29056 | | |
| | | | | | | | | | | | -8868 | | | | | | | | | | -8868 | | |
| Предприятие | | 73789 | | 0,65 | 0,96 | 0,28 | 48071 | 13664 | | 44056 | 19007 | | | | | | | | 45027 | 19997 | 49268 | | |
| | | | | | | | | | | | -8868 | | | | | | | | | | -8868 | | |

2.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчёт картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{p \min}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \quad (2.19)$$

где $P_{p \min}$ – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

$R_{\min} = 5$ мм – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

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

где P_{pi} – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{p\Sigma i}} \quad (2.21)$$

где P_{pni} – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

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

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.22)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.23)$$

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

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 21 |

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 4.

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 22 |

Таблица 4 - Построение картограммы нагрузок

| Наименование цеха, отделения, участка | Р _р , кВт | Р _{р.нв} , кВт | Р _{р.вв} , кВт | Р _{р.осв} , кВт | X, м | Y, м | m | R, мм | α _{нв} | α _{вв} | α _{осв} | |
|----------------------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------------|-------------------|-------|------|-------|-----------------|-----------------|------------------|--|
| 1. Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | 6124,0 | 716,5 | 5391 | 16,5 | 509,3 | 309,8 | 0,62 | 56,3 | 42,1 | 317 | 1,0 | |
| 2. Газоочистка | 48,3 | 44,8 | 0 | 3,5 | 525,0 | 252,0 | 0,62 | 5,0 | 333,7 | 0 | 26,3 | |
| 3. Блок очистки стоков | 521,3 | 514,2 | 0 | 7,1 | 509,3 | 228,4 | 0,62 | 16,4 | 355,1 | 0 | 4,9 | |
| 4. Цех №5 | 26387,6 | 10596,3 | 15428 | 363,3 | 186,4 | 91,6 | 0,62 | 116,8 | 144,6 | 210 | 5,0 | |
| 5. Кислородная | 471,4 | 463,7 | 0 | 7,7 | 24,9 | 118,1 | 0,62 | 15,6 | 354,2 | 0 | 5,8 | |
| 6. Вальцеинструментальный цех | 796,2 | 737,2 | 0 | 58,9 | 217,9 | 178,5 | 0,62 | 20,3 | 333,4 | 0 | 26,6 | |
| 7. РМЦ | 525,3 | 467,2 | 0 | 58,1 | 234,9 | 269,1 | 0,62 | 16,5 | 320,2 | 0 | 39,8 | |
| 8. Компрессорная | 7916,7 | 230,8 | 7680 | 5,9 | 367,5 | 123,4 | 0,62 | 64,0 | 10,5 | 349 | 0,3 | |
| 9. Электроцех | 348,9 | 326,8 | 0 | 22,1 | 429,2 | 127,3 | 0,62 | 13,4 | 337,2 | 0 | 22,8 | |
| 10. Блок склада | 123,8 | 106,4 | 0 | 17,4 | 480,4 | 174,6 | 0,62 | 8,0 | 309,5 | 0 | 50,5 | |
| 11. Насосная | 983,2 | 976,1 | 0 | 7,1 | 451,5 | 253,3 | 0,62 | 22,6 | 357,4 | 0 | 2,6 | |
| 12. Пилорама | 105,8 | 74,4 | 0 | 31,4 | 391,1 | 330,8 | 0,62 | 7,4 | 253,1 | 0 | 106,9 | |
| 13. Административно бытовой корпус ШПЦ | 201,9 | 190,1 | 0 | 11,8 | 511,9 | 294,0 | 0,62 | 10,2 | 339,0 | 0 | 21,0 | |
| 14. Административно бытовой корпус РМЦ | 129,1 | 112,7 | 0 | 16,4 | 257,3 | 322,9 | 0,62 | 8,2 | 314,4 | 0 | 45,6 | |
| | | | | | Координаты центра | | | | | | | |
| | | | | | 277,0 | 139,0 | | | | | | |

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{T_{min}}^H$) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора [1].

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Связь между $S_{ЭТ}$ и σ

| Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ² | Категория надёжности электроснабжения | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 0,03...0,05 | 0,05...0,06 | 0,06...0,08 | 0,08...0,11 | 0,11...0,14 | 0,14...0,18 | 0,18...0,25 | 0,25...0,34 | 0,34...0,5 | 0,5... выше |
| Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{ЭТ}$, кВА | 2 5 0 | 4 0 0 | 5 0 0 | 6 3 0 | 8 0 0 | 1 0 0 0 | 1 2 5 0 | 1 6 0 0 | 2 0 0 0 | 2 5 0 0 |

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.
Находим плотность цеховой нагрузки:

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

где: S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА; $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $S_{эт}$ из таблицы 4.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{P_p}{K_{з\text{т доп}} \cdot S_{эт}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (3.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха; $K_{з\text{т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{з\text{т доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{з\text{т доп}} = 0,7 \dots 0,8$ – для второй категории, $K_{з\text{т доп}} = 0,9 \dots 0,95$ – для третьей категории, $\Delta N_{\text{т}}$ – добавка до ближайшего целого числа [2].

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

$$N_{\text{т min}} = \max(N_{\min}^{\text{эк}}; N_{\text{т min}}^{\text{н}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{т}}^{\text{опт}} = N_{\text{т min}} + m, \quad (3.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{\text{т min}}; K_{з\text{т доп}}; \Delta N_{\text{т}})$, берется из справочной литературы [2]. При условии $N_{\min}^{\text{эк}} < N_{\text{т min}}^{\text{н}}$ принимается $N_{\text{т}}^{\text{опт}} = N_{\text{т min}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{т ном}} \geq \frac{P_p}{K_{з\text{т доп}} \cdot N_{\text{т}}^{\text{опт}}}. \quad (3.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 25 |

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

где Q_{1p} – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{опт}} \cdot K_{з\text{т доп}} \cdot S_{\text{т ном}})^2 - P_p^2}, \quad (3.6)$$

где $N_T^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой ТП; $K_{з\text{т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $S_{\text{т ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП; P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

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

где Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_1. \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з\text{т норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{\text{т ном}}}; \quad (3.9)$$

$$K_{з\text{т п/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{\text{т в з рез}}}{N_T^{\text{опт}} \cdot (N_{\text{т в з рез}} - 1) \cdot S_{\text{т ном}}}; \quad (3.10)$$

где $N_{\text{т в з рез}}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 26 |

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.11)$$

где n - число ТП в цехе; ΔP_{xx} - потери холостого хода в трансформаторе; $K_{3T \text{ норм}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}), \quad (3.12)$$

где I_{xx} - ток холостого хода; $S_{T \text{ ном}}$ - номинальная мощность трансформатора; $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

В нашем случае в цехе №2 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №3. Аналогично цех №8 и №10 запитаем от цеха №9, цех №12 и №13 запитаем от цеха №1, цех №14 запитаем от цеха №7. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (3.13)$$

где S_p - полная расчетная нагрузка цеха, l - расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

Таблица 6

| Номер цеховой ТП | Номер низковольтного НРП | Произведение $S_p \cdot l$, кВА·м |
|------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 1 | 1 | $153 \cdot 90 = 13770$ |
| 1 | 2 | $235 \cdot 10 = 2350$ |
| 2 | 3 | $63 \cdot 30 = 1890$ |
| 3 | 4 | $297 \cdot 50 = 14850$ |
| 3 | 5 | $172 \cdot 40 = 6880$ |
| 4 | 6 | $155 \cdot 50 = 7750$ |

Из таблицы видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 4, 5, 6, 7, 8 в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не

участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$1,4 \cdot S_{\text{Т ном}} = \sqrt{(P_p - P_{\text{р откл}})^2 + (Q_1 - Q_{\text{р откл}})^2}; \quad (3.14)$$

$$Q_{\text{р откл}} = P_{\text{р откл}} \cdot \text{tg}\varphi_p; \quad (3.15)$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}. \quad (3.16)$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

| № ТП | $S_{\text{ном т}}$, кВА | P_p , кВт | Q_1 , кВар | $\text{tg}\varphi_p$ | $P_{\text{р.откл}}$, кВт | $Q_{\text{р.откл}}$, кВар |
|--------|--------------------------|-------------|--------------|----------------------|---------------------------|----------------------------|
| ТП №1 | 800 | 1041 | 598 | 0,57 | 69,4 | 39,8 |
| ТП №2 | 400 | 570 | 189 | 0,33 | 38,0 | 12,6 |
| ТП №3 | 630 | 709 | 624 | 0,88 | 47,3 | 41,6 |
| ТП №8 | 400 | 471 | 332 | 0,70 | 13,3 | 9,4 |
| ТП №9 | 630 | 796 | 509 | 0,64 | 53,1 | 33,9 |
| ТП №10 | 800 | 983 | 612 | 0,62 | 32,4 | 20,2 |

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена.

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов сведём в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

| Номера цехов и подразделений | Катег. по надскжн. | N ^н min | P _p , кВт | Q _p , квар | S _p , кВА | F | q | S _{ст} | тип тр-ра | Кз доп норм | N ^т min | ΔN ^т | N ^т min | m | N ^т opt | S _{т ном} | № п/ст | Q _п | Q _л | Q _к | Кз т норм | Кз т п/ав |
|----------------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-------|------|-----------------|-----------|-------------|--------------------|-----------------|--------------------|----|--------------------|--------------------|--------|----------------|----------------|----------------|-----------|-----------|
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| 1. Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | II | | 733 | 649 | 979 | 1158 | 0,85 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12. Пилорама | II | | 106 | 111 | 153 | 2205 | | | | | | | | | | | НРП1 | | | | | |
| 13. Административно бытовая корпус ШПЦ | II | | 202 | 120 | 235 | 496 | | | | | | | | | | | НРП2 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 1041 | 879 | 1363 | 3859 | 0,85 | 2500 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,44 | 2 | 0 | 2 | 800 | 1 | 598 | 598 | 282 | 0,75 | 1,4* |
| 2. Газоочистка | II | | 48 | 40 | 63 | 248 | | | | | | | | | | | НРП3 | | | | | |
| 3. Блок очистки стоков | II | | 521 | 393 | 653 | 496 | 1,32 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 570 | 433 | 715 | 744 | 1,32 | 2500 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,39 | 2 | 0 | 2 | 400 | 2 | 189 | 189 | 244 | 0,75 | 1,4* |
| 8. Компрессорная | II | | 237 | 179 | 297 | 413 | | | | | | | | | | | НРП4 | | | | | |
| 9. Электроцех | II | | 349 | 356 | 498 | 1550 | 0,32 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10. Блок склада | III | | 124 | 120 | 172 | 2894 | | | | | | | | | | | НРП5 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 709 | 655 | 966 | 4858 | 0,32 | 1600 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,41 | 2 | 0 | 2 | 630 | 3 | 624 | 624 | 31 | 0,75 | 1,4* |
| 7. РМЦ | II | | 525 | 459 | 698 | 4079 | 0,17 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 14. Административно бытовая корпус РМЦ | II | | 129 | 87 | 155 | 689 | | | | | | | | | | | НРП6 | | | | | |
| Итого: | II | 2 | 654 | 546 | 852 | 4768 | 0,17 | 1000 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,17 | 2 | 0 | 2 | 630 | 4 | 682 | 546 | 0 | 0,68 | 1,4 |
| 4. Цех.№5 | II | 2 | 10960 | 9716 | 14646 | 25495 | 0,57 | 2500 | ТМГ | 0,75 | 6 | 0,15 | 6 | 0 | 6 | 2500 | 5,6,7 | 2499 | 2499 | 7217 | 0,75 | 0,9 |
| 5. Кислородная | II | 2 | 471 | 332 | 576 | 537 | 1,07 | 2500 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,75 | 2 | 0 | 2 | 400 | 8 | 371 | 332 | 0 | 0,72 | 1,4* |
| 6. Вальцеинструментальный цех | II | 2 | 796 | 812 | 1137 | 4134 | 0,28 | 1600 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,34 | 2 | 0 | 2 | 630 | 9 | 509 | 509 | 303 | 0,75 | 1,4* |
| 11. Насосная | II | 2 | 983 | 612 | 1158 | 496 | 2,33 | 2500 | ТМГ | 0,75 | 1 | 0,48 | 2 | 0 | 2 | 800 | 10 | 688 | 612 | 0 | 0,72 | 1,4* |

* в послеварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

Продолжение таблицы 8

| Номера цехов и подразделений | U _{кз} , % | P _{кх} , кВт | P _{кз} , кВт | I _{кх} , % | ΔP _{тп} , кВт | ΔQ _{тп} , квар | P _{т+ΔP_{тп}} , кВт | Q _{1+ΔQ_{тп}} , квар | S _п , кВА |
|----------------------------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|
| 1 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
| 1. Шлакоплавильный цех (ШПЦ) | | | | | | | | | |
| 12. Пилорама | | | | | | | | | |
| 13. Административно бытовой корпус ШПЦ | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 1,10 | 10,5 | 1,2 | 14 | 69 | 1055 | 666 | 1247 |
| 2. Газочистка | | | | | | | | | |
| 3. Блок очистки стоков | | | | | | | | | |
| Итого: | 4,5 | 0,61 | 4,6 | 1,8 | 6 | 35 | 576 | 223 | 618 |
| 8. Компрессорная | | | | | | | | | |
| 9. Электроцех | | | | | | | | | |
| 10. Блок склада | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 0,80 | 6,75 | 1,6 | 9 | 59 | 719 | 683 | 992 |
| 7. РМЦ | | | | | | | | | |
| 14. Административно бытовой корпус РМЦ | | | | | | | | | |
| Итого: | 5,5 | 0,80 | 6,75 | 1,6 | 8 | 52 | 662 | 597 | 892 |
| 4. Цех №5 | 6,5 | 2,40 | 24 | 0,8 | 95 | 668 | 11055 | 3167 | 11500 |
| 5. Кислородная | 4,5 | 0,61 | 4,6 | 1,8 | 6 | 33 | 477 | 365 | 601 |
| 6. Вальцеинструментальный цех | 5,5 | 0,80 | 6,75 | 1,6 | 9 | 59 | 805 | 568 | 986 |
| 11. Насосная | 5,5 | 1,10 | 10,5 | 1,2 | 13 | 65 | 996 | 677 | 1205 |

4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

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

где L – длина питающей ГПП линии, км; $P_{\text{рп}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}} \quad (4.2)$$

где $P_{\text{рн/в}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{\text{рв/в}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.; $P_{\text{ро}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП; $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{\text{ом}} = f(m; K_{\text{иа}}) = 0,85$$

где m -число графиков из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{\text{рп}} = (15557 + 28499 + 161) \cdot 0,85 + 971 = 38556 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{10,7 + 0,016 \cdot 38556} = 109 \text{ кВ}$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 31 |

Величина рационального напряжения близка к стандартному существующему уровню напряжения 110кВ на подстанции энергосистемы. Следовательно расчет ведем для одного уровня напряжения 110кВ.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП находится приближенно по формуле:

$$S_{p\text{п}} = \sqrt{P_{p\text{п}}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп})^2} \quad (4.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{эс} = P_{p\text{п}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (4.4)$$

где $\text{tg}\varphi = 0,31$ для сети 110кВ.

Тогда:

$$Q_{эс} = 38556 \cdot 0,31 = 11952 \text{ квар}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

$$S_{p\text{п}} = \sqrt{38556^2 + 11952^2} = 40366 \text{ кВА}$$

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$\Delta Q_{т.гпп} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_p^2 + Q_{эс}^2} \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0,07 \cdot \sqrt{38556^2 + 11952^2} = 2826 \text{ кВар}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{P_{p\text{п}}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп})^2}}{(N_T - 1) \cdot K_{\text{пер. доп. (п/ав)}}} \quad (4.6)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов ГПП; $K_{\text{пер. доп. (п/ав)}} = 1,4$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Тогда:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{38556^2 + (11952 - 2826)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 30478$$

Сведем полученные результаты в таблицу 9 и выберем трансформатор.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 32 |

Таблица 9

| | |
|-------------------------------------------------------|----------------|
| Напряжение, кВ | 110 |
| Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар | 11952 |
| Полная расчетная нагрузка, кВА | 40366 |
| Мощность трансформаторов ГПП, кВА | 30478 |
| Тип трансформаторов на ГПП | ТРДН-40000/110 |
| Номинальная мощность трансформатора, кВА | 40000 |
| Напряжение на высокой стороне, кВ | 115 |
| Напряжение на низкой стороне, кВ | 11 |
| Потери холостого хода, кВт | 22 |
| Потери короткого замыкания, кВт | 170 |
| Напряжение короткого замыкания, % | 10,5 |
| Ток холостого хода, % | 0,28 |
| Коэффициент загрузки в нормальном режиме | 0,5 |
| Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме | 1,0 |

Вариант схемы электроснабжения на 110 кВ представлен на рисунке 1.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 33 |

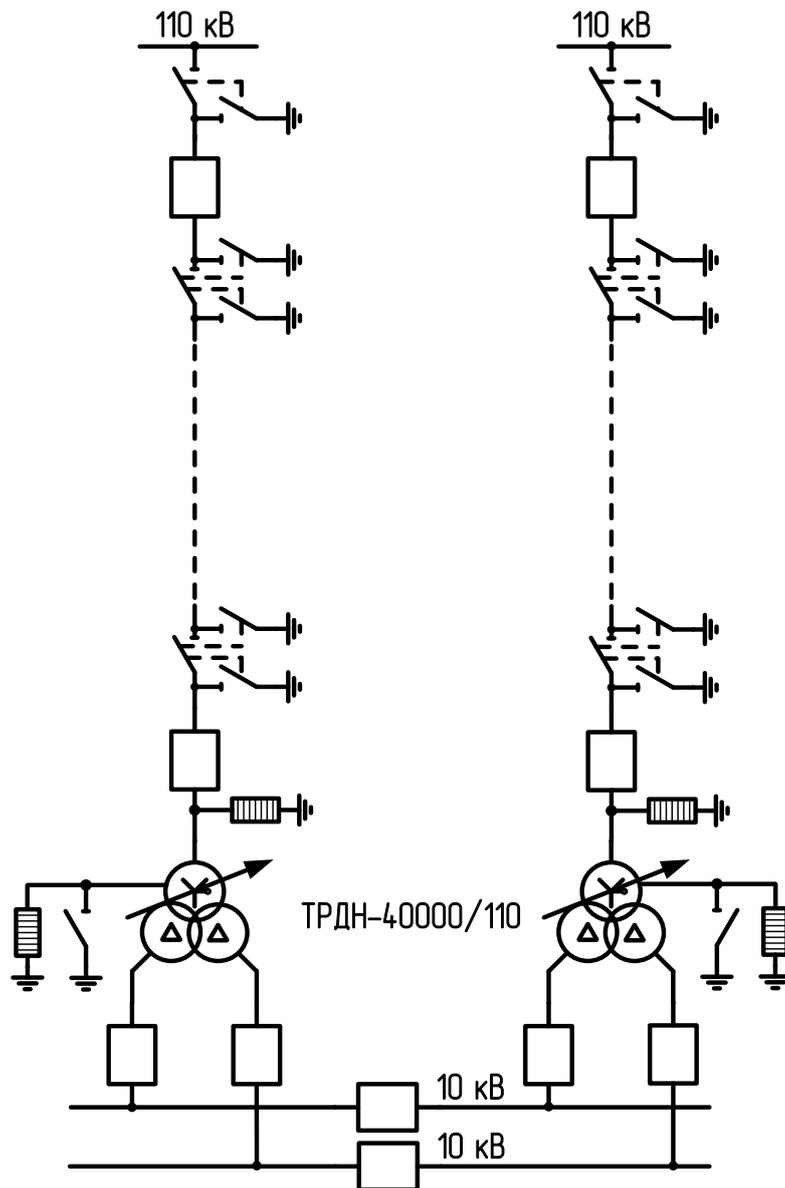


Рисунок 1 - Схема внешнего электроснабжения предприятия

4.2. Выбор аппаратов схемы внешнего электроснабжения

1. Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.
Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (22 + 0,5^2 \cdot 170) = 131 \text{ кВт} \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{2 \cdot 40000}{100} \cdot (0,28 + 0,5^2 \cdot 10,5) \\ &= 2363 \text{ квар} \quad (4.8) \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 34 |

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) \quad (4.9)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (4.10)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки; T_T – годовое число часов работы предприятия.

Тогда:

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

$$\Delta W_T = 2 \cdot (22 \cdot 8760 + 0,5^2 \cdot 170 \cdot 2742) = 622,8 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

2. Рассчитать линию электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{3c}^2} = \sqrt{(38556 + 131)^2 + 11952^2} \\ = 40,5 \text{ МВА.} \quad (4.11)$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{40490}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 106 \text{ А.} \quad (4.12)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l} = 2 \cdot 106 = 212 \text{ А.} \quad (4.13)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{p.l}}{j_э} = \frac{106}{1,1} = 96 \text{ мм}^2 \quad (4.14)$$

где $j_э = 1,1$ – экономическая плотность тока, А/мм² для неизолированных проводов при числе часов использования максимума нагрузки 4355 в год.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 35 |

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Выбираем провод АС 95/16. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{д\ доп} = 330\text{ А}$ и удельные сопротивления

$$r_0 = 0,299 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,433 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д\ доп} = 330\text{ А} > I_{п/ав} = 212\text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{Л} &= n \cdot (3 \cdot I_{р\ л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 106^2 \cdot 0,299 \cdot 10,7 \cdot 2742) \\ &= 594 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (4.15)$$

3. Рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

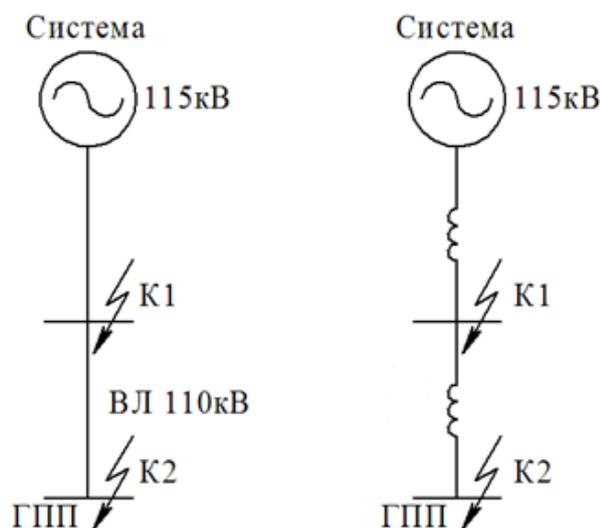


Рисунок 2 - Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 5000\text{ МВА}$ и базисной мощности $S_b = 1000\text{ МВА}$ за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_b = 115\text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K3 K1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{5000 \text{ МВА}} = 0,2 \quad (4.16)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = \frac{0,433 \cdot 10,7 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,35 \quad (4.17)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п|0| K1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot x_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,2} = 25,1 \text{ кА} \quad (4.18)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y K1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0| K1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 25,1 \text{ кА} = 60,4 \text{ кА} \quad (4.19)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{п|0| K2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,2 + 0,35)} = 9,1 \text{ кА} \quad (4.20)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0| K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,1 \text{ кА} = 23,2 \text{ кА} \quad (4.21)$$

4. Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) по номинальному току: $I_{раб \max} \leq I_{ном}$

где $I_{раб \max}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{раб \max} = \frac{1,4 \cdot S_{Т \text{ ном}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{п|0|} \leq I_{дин}$

- асимметричному: $i_{y \max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|} \leq I_{дин \max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{пт} \leq I_{откл}$

- асимметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right)$

где $\beta_{\text{норм}}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{\text{пт}}^2 \cdot (t_3 + t_b + T_a) \leq B_{\text{к доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

где $t_3 = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; t_b – собственное время отключения выключателя по каталогу; T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

4.1. Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВЭБ-110П-40/2500 УХЛ1. Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т ном}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А} \quad (4.22)$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с} \quad (4.23)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время срабатывания защиты; $t_{\text{св}}$ – собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{\text{а } \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|о|к1}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 25,1 \text{ кА} \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 9,4 \text{ кА} \quad (4.24)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{\text{а норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \text{ кА} = 22,6 \text{ кА} \quad (4.25)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 38 |

$$B_k = I_{п|0|K1}^2 \cdot (t_3 + t_{св} + T_a) = 25,1^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,03) = 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.26)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.27)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя; $t_{тер}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 10.

Таблица 10

| Параметры аппарата | Данные установки | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------|------------------|-------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Номинальный ток, А | 106 | 2500 |
| Номинальный ток отключения, кА | 25,1 | 40 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 60,4 | 102 |
| Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 44 | 4800 |

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

4.2. Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

а) номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) номинальному длительному току: $I_{раб утяж} \leq I_{ном}$

в) электродинамической стойкости: $i_{у max} \leq I_{дин}$

г) термической стойкости: $B_k \leq B_{к доп}$

К установке намечаем разъединители типа РГ-110/1000 УХЛ1.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11

| Параметры аппарата | Данные Установки | Каталожные данные |
|---------------------------------------------------|------------------|-------------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 110 | 110 |
| Номинальный длительный ток, А | 106 | 1000 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости, кА | 60,4 | 80 |
| Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 44 | 2976 |

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

4.3. Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПНп-110/73/10/2-III УХЛ1 с $U_{ном} = 110$ кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 40 |

5 ПОСТРОЕНИЕ СХЕМЫ И РАСЧЕТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10кВ, 0,4кВ

5.1 Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 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.

В задании на курсовую работу сказано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, значит, внутреннее электроснабжение предприятия будем осуществлять напряжением 10 кВ.

5.2 Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В курсовой работе электроснабжение цеховых ТП будем осуществлять по радиально-магистральной схеме.

Схема представлена на рисунке 3.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т. д.

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. Выбираем марку кабеля ААБЛУ, согласно условий задания. Это кабель с алюминиевой жилой, алюминиевой оболочкой, броней из плоских проволок, с подушкой в составе подушки дополнительная одна лавсановая лента и усовершенствованной бумажной изоляцией.

5.4 Расчет питающих линий

Методика расчета сечений КЛ [2]:

Сечение кабелей напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 41 |

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p\text{ кл}} = \frac{S_{p\text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (5.1)$$

где $S_{p\text{ кл}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{p\text{ кл}}}{j_э} \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока[5], зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{p\text{ кл}}}{n_{\text{кл}}} \quad (5.3)$$

где $k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей[5]; $k_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды[5], в которой прокладывается кабель; $n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot I_{p\text{ кл}}}{n_{\text{к}}} \quad (5.4)$$

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% \quad (5.5)$$

где P_p, Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки; x_0, r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 12.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 42 |

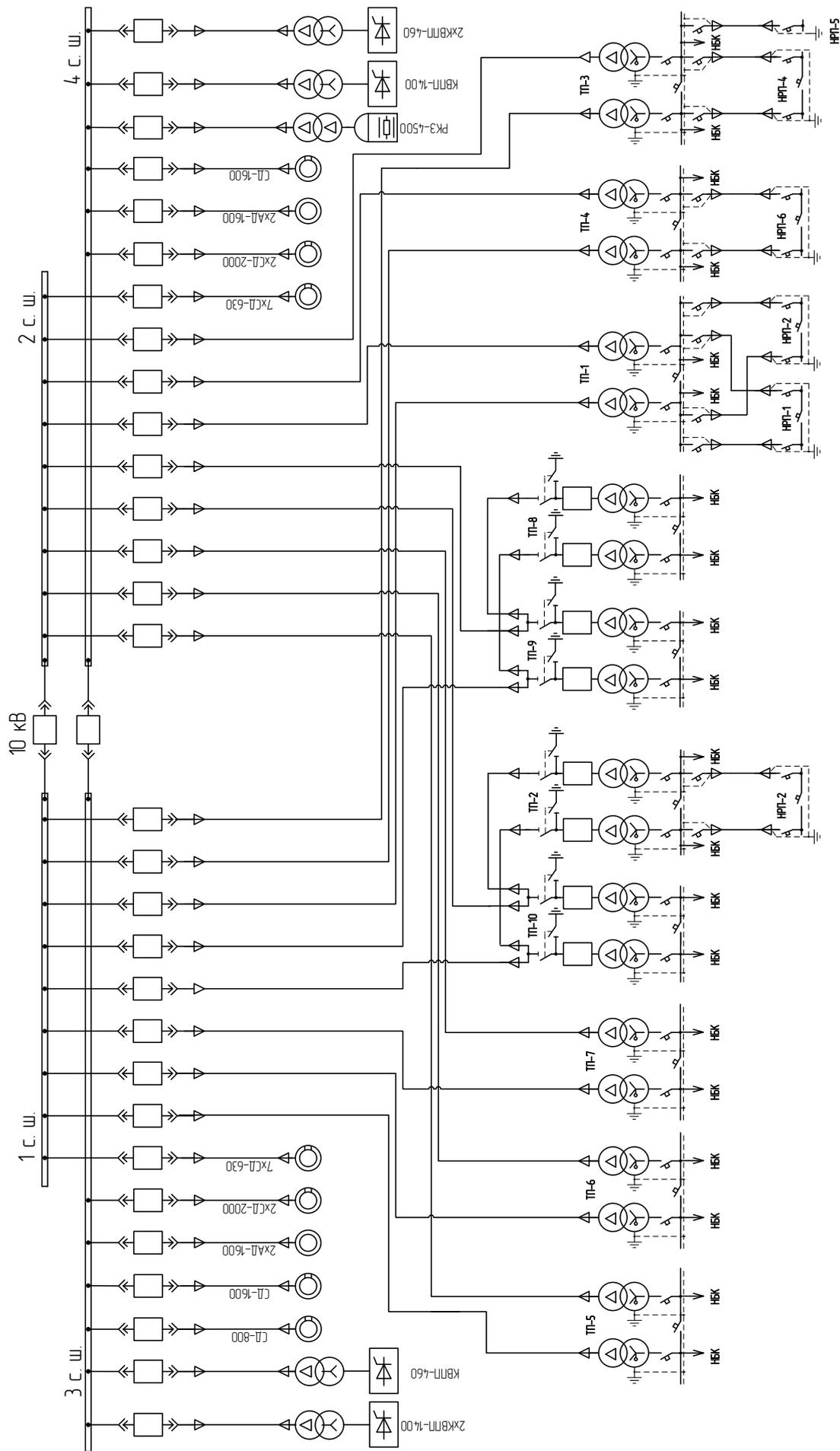


Рисунок-3 Схема внутренней электрической сети.

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП

Таблица 12 - Расчет кабельных линий

| Цех | Конечные пункты КЛ | P _р , кВт | Q _р , квар | S _р , кВА | I _{рк} , А | F ₃ , мм ² | F _{ст} , мм ² | Тип кабеля | Ж | Способ прокладки | Нагрузка, А | | I _{доп} , А | К _п , о.е. | K _т , о.е. | I _{доп} , А | Кав, о.е. | I _{ав} , А | L, км | I ₀ , Ом/км | x ₀ , Ом/км | ΔU, % |
|------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------------------|-----------------------------------|---------------|----|---------------------|--------------|-------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|-----------|---------------------|-------|------------------------|------------------------|-------|
| | | | | | | | | | | | норм реж. | п/а реж. | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 9 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| Кабельные линии 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ГПП-ТП1 | 520 | 440 | 681 | 37 | 27 | 25 | ААБЛУ | 1 | транш | 37 | 75 | 90 | 0,81 | 1,11 | 81 | 1,25 | 101 | 0,18 | 1,240 | 0,099 | 0,12 |
| 9 | ГПП-ТП3 | 355 | 328 | 483 | 27 | 19 | 16 | ААЧЛУ | 1 | транш | 27 | 53 | 75 | 0,92 | 1,11 | 77 | 1,25 | 96 | 0,21 | 1,940 | 0,113 | 0,15 |
| 7 | ГПП-ТП4 | 327 | 273 | 426 | 23 | 17 | 16 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 23 | 47 | 46 | 1 | 1,05 | 48 | 1,25 | 60 | 0,11 | 1,940 | 0,113 | 0,07 |
| 4 | ГПП-ТП5 | 1827 | 1619 | 2441 | 134 | 96 | 150 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 134 | 268 | 210 | 1 | 1,05 | 221 | 1,25 | 276 | 0,20 | 0,206 | 0,079 | 0,10 |
| | ГПП-ТП6 | 1827 | 1619 | 2441 | 134 | 96 | 150 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 134 | 268 | 210 | 1 | 1,05 | 221 | 1,25 | 276 | 0,29 | 0,206 | 0,079 | 0,14 |
| | ГПП-ТП7 | 1827 | 1619 | 2441 | 134 | 96 | 150 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 134 | 268 | 210 | 1 | 1,05 | 221 | 1,25 | 276 | 0,37 | 0,206 | 0,079 | 0,19 |
| 11 | ГПП-ТП10 | 776 | 522 | 936 | 51 | 37 | 35 | ААБЛУ | 1 | транш | 51 | 103 | 115 | 0,92 | 1,11 | 117 | 1,25 | 147 | 0,11 | 0,890 | 0,095 | 0,08 |
| 3 | ТП10-ТП2 | 285 | 216 | 358 | 20 | 14 | 16 | ААБЛУ | 1 | транш | 20 | 39 | 75 | 0,92 | 1,11 | 77 | 1,25 | 96 | 0,19 | 1,940 | 0,113 | 0,11 |
| 6 | ГПП-ТП9 | 634 | 572 | 854 | 47 | 34 | 25 | ААБЛУ | 1 | транш | 47 | 94 | 90 | 0,81 | 1,11 | 81 | 1,25 | 101 | 0,14 | 1,240 | 0,099 | 0,12 |
| 5 | ТП9-ТП8 | 236 | 166 | 288 | 16 | 11 | 16 | ААБЛУ | 1 | транш | 16 | 32 | 75 | 0,81 | 1,11 | 67 | 1,25 | 84 | 0,39 | 1,940 | 0,113 | 0,19 |
| | ГПП-СД 2000 | 1600 | -775 | 1778 | 98 | 70 | 70 | ААБЛУ | 1 | транш | 98 | - | 165 | 0,81 | 1,11 | 148 | - | - | 0,32 | 0,443 | 0,086 | 0,20 |
| | ГПП-СД 800 | 640 | -310 | 711 | 39 | 28 | 25 | ААБЛУ | 1 | транш | 39 | - | 90 | 0,82 | 1,11 | 82 | - | - | 0,22 | 1,240 | 0,099 | 0,17 |
| 4 | ГПП-СД 630 | 504 | -244 | 560 | 31 | 22 | 25 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 31 | - | 65 | 1 | 1,05 | 68 | - | - | 0,34 | 1,240 | 0,099 | 0,21 |
| | ГПП-КВП1 1400 | 840 | 407 | 933 | 51 | 37 | 35 | ААБЛУ | 1 | транш | 51 | - | 115 | 0,81 | 1,11 | 103 | - | - | 0,22 | 0,890 | 0,095 | 0,17 |
| | ГПП-КВП1 460 | 276 | 109 | 297 | 16 | 12 | 16 | ААБЛУ | 1 | транш | 16 | - | 75 | 0,81 | 1,11 | 67 | - | - | 0,24 | 1,940 | 0,113 | 0,13 |
| 8 | ГПП-СД 1600 | 1280 | -620 | 1422 | 78 | 56 | 50 | ААЧЛУ | 1 | транш | 78 | - | 140 | 0,81 | 1,11 | 126 | - | - | 0,13 | 0,620 | 0,090 | 0,09 |
| | ГПП-АД 1600 | 1280 | 620 | 1422 | 78 | 56 | 50 | ААБЛУ | 1 | транш | 78 | - | 140 | 0,81 | 1,11 | 126 | - | - | 0,16 | 0,620 | 0,090 | 0,14 |
| 1 | ГПП-РК3 4500 | 3375 | 1635 | 3750 | 206 | 147 | 150 | ААБЛУ | 1 | транш | 206 | - | 275 | 1 | 1,11 | 305 | - | - | 0,15 | 0,206 | 0,079 | 0,12 |
| | ГПП-СД 630 | 504 | -444 | 672 | 37 | 26 | 25 | ААЧЛУ | 1 | транш | 37 | - | 90 | 0,81 | 1,11 | 81 | - | - | 0,18 | 1,240 | 0,099 | 0,11 |
| Кабельные линии 0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | ТП1-НРП1 | 53 | 56 | 77 | 111 | - | 95 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 111 | 221 | 170 | 1 | 1,05 | 179 | 1,25 | 223 | 0,09 | 0,326 | 0,060 | 1,18 |
| 13 | ТП1-НРП2 | 101 | 60 | 117 | 169 | - | 185 | ААБЛУ | 1 | лотот | 169 | 339 | 270 | 1 | 1,05 | 284 | 1,25 | 354 | 0,01 | 0,167 | 0,060 | 0,17 |
| 2 | ТП2-НРП3 | 24 | 20 | 31 | 45 | - | 25 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 45 | 90 | 75 | 1 | 1,05 | 79 | 1,25 | 98 | 0,03 | 1,240 | 0,060 | 0,56 |
| 14 | ТП4-НРП6 | 65 | 43 | 78 | 112 | - | 120 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 112 | 224 | 200 | 1 | 1,05 | 210 | 1,25 | 263 | 0,05 | 0,258 | 0,060 | 0,60 |
| 8 | ТП3-НРП4 | 118 | 90 | 148 | 107 | - | 95 | ААБЛУ | 2 | т/логот | 107 | 214 | 170 | 1 | 1,05 | 179 | 1,25 | 223 | 0,05 | 0,326 | 0,060 | 0,72 |
| 10 | ТП3-НРП5 | 124 | 120 | 172 | 249 | - | 185 | ААБЛУ | 1 | т/логот | 249 | - | 270 | 1 | 1,05 | 284 | - | - | 0,04 | 0,167 | 0,060 | 0,73 |

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода.

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

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

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема СЭС трубопрокатного завода изображена на рисунке 4. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 5. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 45 |

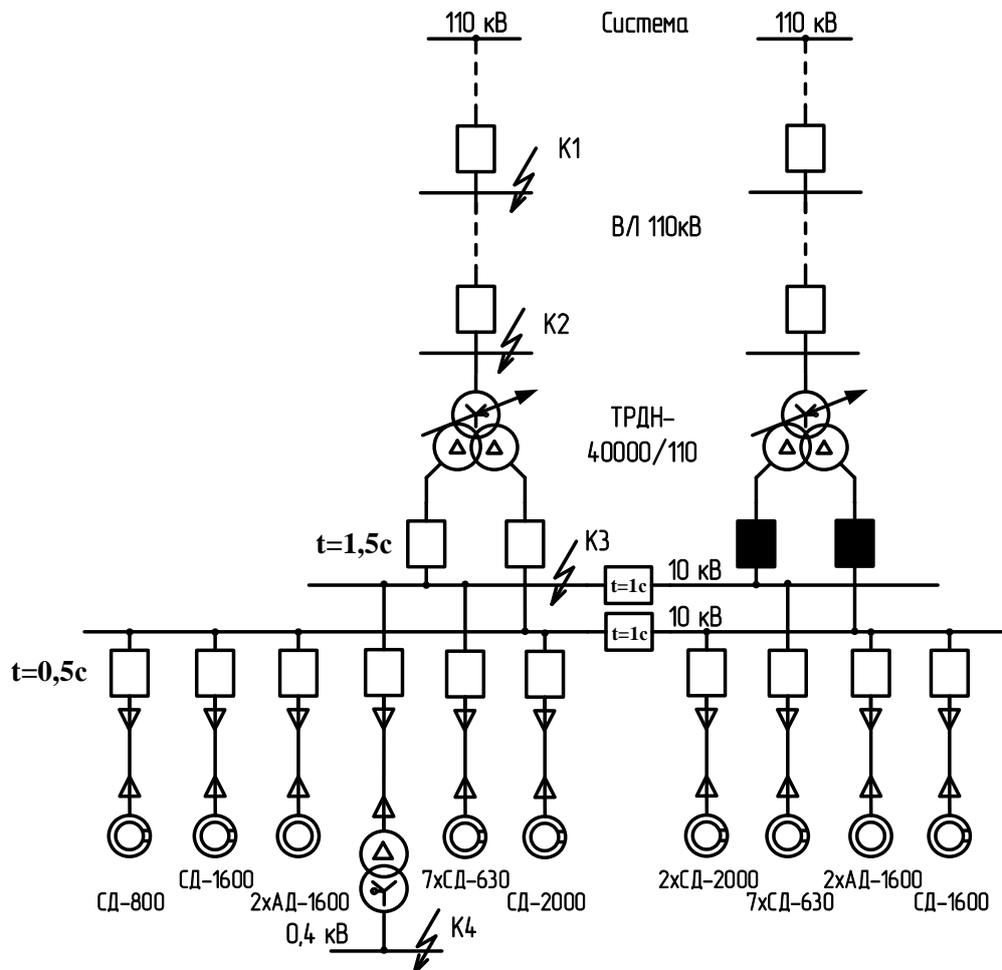


Рисунок 4 - Принципиальная электрическая схема СЭС

В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные и асинхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов K_3 в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока K_3 в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току K_3 производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Мощность короткого замыкания системы: $S_{кз} = 5000$ МВА

Базисная мощность: $S_{б} = 1000$ МВА.

Базисные напряжения: $U_{б1} = 115$ кВ, $U_{б2} = 10,5$ кВ, $U_{б3} = 0,4$ кВ.

Номинальные напряжения: $U_{ном 1} = 110$ кВ, $U_{ном 2} = 10$ кВ, $U_{ном 3} = 0,38$ кВ.

Сопротивление системы и сопротивление воздушной линии, берем из пункта 3, они были рассчитаны нами ранее.

Сопротивление системы: $X_{с*} = 0,2$ о. е.

Сопротивление линии: $X_{вл*} = 0,35$ о. е.

Рассчитаем сопротивление трансформатора на ГПП:

Сопротивление высоковольтной обмотки:

$$X_{ТВН*} = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ ГПП}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 0,33 \text{ о. е.} \quad (6.1)$$

где: $U_{КЗ}$ – напряжение короткого замыкания, $S_{НОМ ГПП}$ – номинальная мощность трансформатора ГПП, K_p – коэффициент расщепления для трехфазных трансформаторов равен 3,5.

Сопротивление низковольтных обмоток

$$X_{ТНН1,2*} = \frac{U_{К}}{100} \cdot \frac{S_{\delta} \cdot K_p}{S_{НОМ ГПП} \cdot 2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 3,5}{40 \cdot 2} = 4,59 \quad (6.2)$$

Рассчитаем сопротивление цехового трансформатора ТП 4 (ТМГ-630) по подробно рассматриваемому цеху №7 «РМЦ»:

$$Z_{Т*} = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ ТП}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 87 \quad (6.3)$$

$$R_{Т*} = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{НОМ ТП}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ ТП}} = \frac{0,00675}{0,63} \cdot \frac{1000}{0,63} = 17 \quad (6.4)$$

$$X_{Т*} = \sqrt{Z_{Т*}^2 - R_{Т*}^2} = \sqrt{87^2 - 17^2} = 85,3 \quad (6.5)$$

Рассчитаем сопротивление кабельной линии ГПП-ТП4:

$$X_{КЛ*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{0,113 \cdot 0,11 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,11 \quad (6.6)$$

Сопротивление кабельных линий ГПП-Д найдем по формуле 5.6.

Сверхпереходные сопротивления двигателей рассчитываем по формуле:

$$X_{Д*} = X''_d \cdot \frac{S_{\delta}}{P_{НОМ Д}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi \quad (6.7)$$

где: X''_d – сверхпереходное сопротивление двигателя, $P_{НОМ Д}$ – номинальная мощность двигателя, η – КПД двигателя, $\cos\varphi$ – коэффициент мощности двигателя.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 47 |

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1, ЭДС асинхронных двигателей 0,9.

Результаты расчетов сопротивлений и исходные данные синхронных двигателей сведем в таблицу 13.

Таблица 13

| Рном Д, кВт | СД 800 | СД 1600 | СД 2000 | СД 630 | СД 630 | АД 1600 |
|-------------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| n, шт | 1 | 2 | 4 | 10 | 4 | 4 |
| cos φ | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,75 | 0,9 |
| η, % | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| x`сд, о.е. | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,2 |
| x сд | 222,75 | 111,38 | 89,10 | 282,86 | 235,71 | 101,25 |
| x0, Ом/км | 0,099 | 0,09 | 0,086 | 0,099 | 0,099 | 0,09 |
| L, км | 0,22 | 0,13 | 0,32 | 0,25 | 0,18 | 0,16 |
| x кл | 0,20 | 0,11 | 0,25 | 0,22 | 0,16 | 0,13 |
| x э | 222,95 | 111,48 | 89,35 | 283,08 | 235,88 | 101,38 |
| ЭДС | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 0,9 |

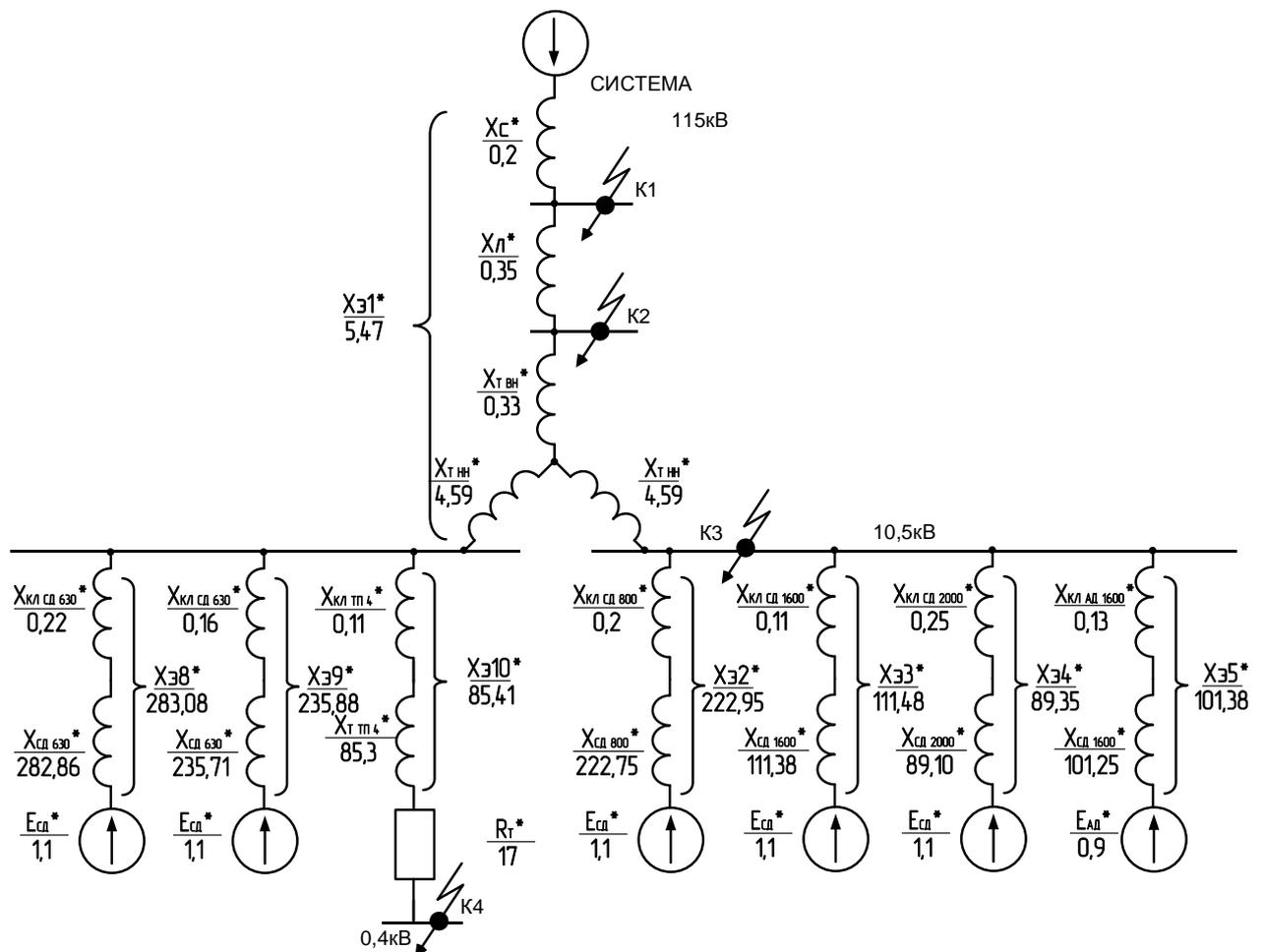


Рисунок 5 - Схема для расчёта токов К3

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП

Лист

48

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС при КЗ в точке 3: $X_{\Sigma 1} = 5,47$, $X_{\Sigma 2} = 222,95$, $X_{\Sigma 3} = 111,48$, $X_{\Sigma 4} = 89,35$, $X_{\Sigma 5} = 101,38$ с целью упрощения расчетов подпитку от двигателей СД 630 питающихся от соседней обмотки 10кВ учитывать не будем; а при КЗ в точке 4: $X_{\Sigma 8} = 85,41$.

Упрощенные схемы замещения для нахождения токов кз представлены на рисунке 6.

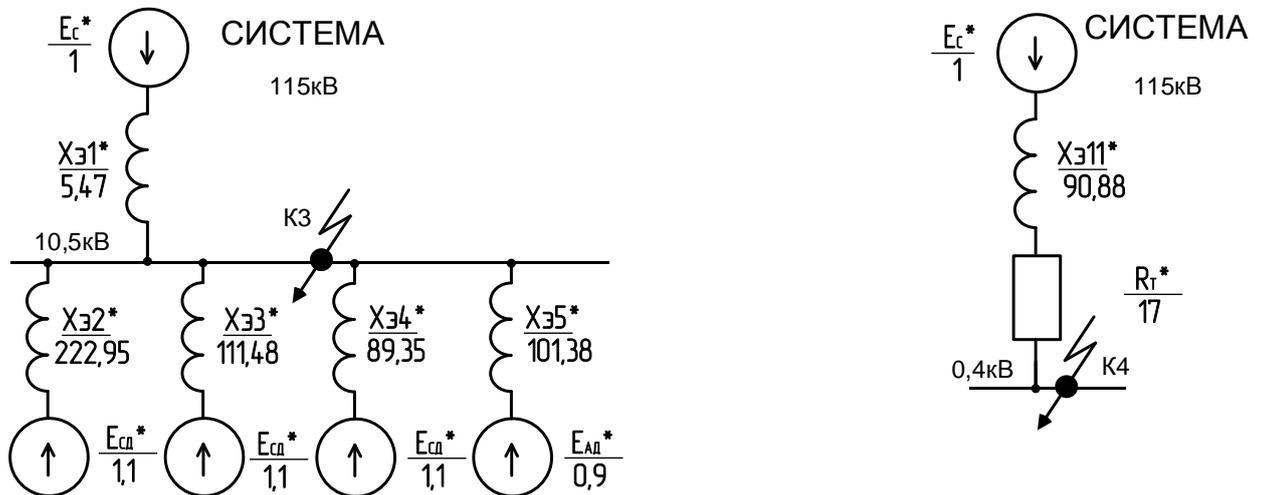


Рисунок 6 - Упрощенные схемы замещения

Найдем токи КЗ в точке К3:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = \frac{E_{с*}}{X_{\Sigma 1}} + \frac{E_{сд*}}{X_{\Sigma 2}} + 2 \cdot \frac{E_{сд*}}{X_{\Sigma 3}} + 4 \cdot \frac{E_{сд*}}{X_{\Sigma 4}} + 4 \cdot \frac{E_{ад*}}{X_{\Sigma 5}} \quad (6.8)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = \frac{1}{5,47} + \frac{1,1}{222,95} + 2 \cdot \frac{1,1}{111,48} + 4 \cdot \frac{1,1}{89,35} + 4 \cdot \frac{0,9}{101,38} = 0,29$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \quad (6.9)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = 0,29 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 15,9 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К3:

$$i_{a\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п}|0|}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,9 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 20,7 \text{ кА} \quad (6.10)$$

где $T_a = 0,12$ с для данной ступени СЭС, $\tau = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п}|0|}^{(3)} + i_{a\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 15,9 + 20,7 = 43,2 \text{ кА} \quad (6.11)$$

Найдем токи КЗ в точке К4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п}|0|*}^{(3)} = \frac{E_{c*}}{X_{Э8*}} = \frac{1}{90,88} = 0,011 \quad (6.12)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п}|0|}^{(3)} = I_{\text{К4 п}|0|*}^{(3)} \cdot I_6 = 0,011 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 15,9 \text{ кА} \quad (6.13)$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 14.

Таблица 14

| Расчетная точка | Среднее напряжение расчетной точки, кВ | Токи, кА | | Мощность КЗ ступени $S_{\text{КЗ ст}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{п} 0 }$, МВА |
|-----------------|----------------------------------------|-------------------|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | $I_{\text{п} 0 }$ | i_y | |
| К1 | 115 | 25,1 | 60,4 | 4999 |
| К2 | 115 | 9,1 | 23,2 | 1813 |
| К3 | 10,5 | 15,9 | 43,2 | 289 |
| К4 | 0,4 | 15,9 | - | 11 |

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределение электроэнергии от ГПП до потребителя осуществляется по распределительным сетям 10 кВ. Выбор схемы зависит от требуемых степеней надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно ГПП и относительно друг друга.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по электрической сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство и принимать меры к уменьшению ежегодных эксплуатационных расходов. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Выбор наиболее приемлемого, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям варианта - это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

В данной проекте в цехе №4 «Цех №5» имеется большое количество высоковольтных электроприемников с номинальным напряжением 10кВ:

- 4хСД 2000кВт,
- СД 800кВт,
- 10хСД 630кВт,
- 3хКВПП 1400кВт,
- 3хКВПП 460кВт.

Следовательно есть возможность сооружения высоковольтного распределительного пункта (РП 10кВ) в цехе №4 с числом отходящих линий 21 штука с обеих секций. Целесообразность установки такого РП нужно обосновать расчетом.

Произведем технико-экономические расчеты для двух вариантов электроснабжения высоковольтных электроприемников цеха №4:

1. С установкой РП 10 кВ,
2. Без установки РП 10кВ.

В обоих вариантах ГПП и РП будем формировать из ячеек КРУ 10 одинакового типа.

Собственные нужды в 1 варианте учитывать не будем их можно запитать от соседней ТП.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 51 |

В 1 варианте РП 10кВ будет состоять из двух секций работающих в нормальном режиме отдельно, РП запитаем по 2 кабельным линиям с ГПП 110/10, электроприемники 10 кВ цеха №4 запитаем по радиальной схеме от РП.

Перечень оборудования:

- 2 ячейки с вакуумными выключателями на ГПП для питания РП 10кВ;
- 21 ячейка для отходящих линий;
- 2 ячейки вводных;
- 1 ячейка секционного выключателя;
- 1 ячейка секционного разъединителя;
- 2 ячейки с измерительными трансформаторами напряжения;
- Сечение и длина кабельных линий согласно таблицы 15.

Во 2 варианте электроприемники 10 кВ цеха №4 запитаем по радиальной схеме от ГПП.

Перечень оборудования:

- 21 ячейка с вакуумными выключателями;
- Сечение и длина кабельных линий согласно таблицы 15.

Потери электроэнергии в КЛ определяются:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р КЛ}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (7.1)$$

Рассчитаем питающие КЛ для 1, 2 варианта. Расчеты сведем в таблицу 15.

Схема 1 варианта представлена на рисунке 6.

Схема 2 варианта представлена на рисунке 7.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 52 |

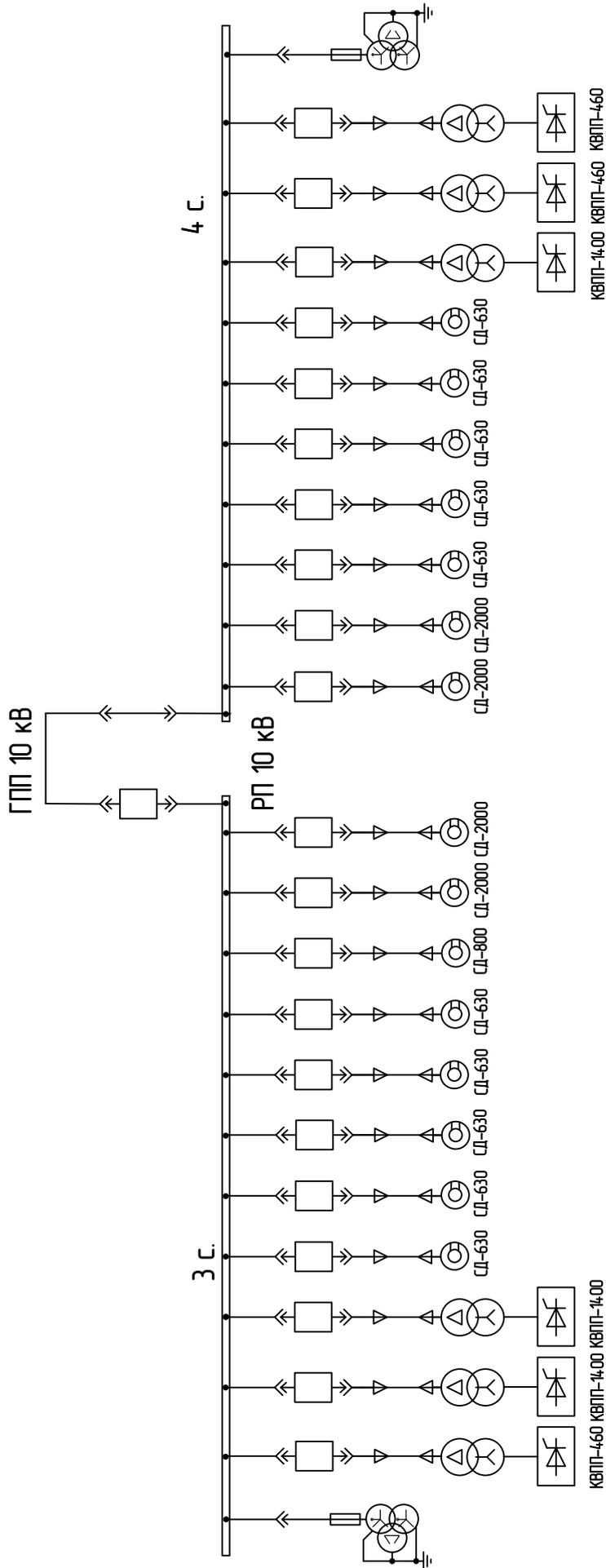


Рисунок 7 – Схема 2 варианта электроснабжения электроприемников 10кВ цеха №4

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП

Таблица 15 - Расчет кабельных линий для вариантов 1,2.

| Вариант | Конечные пункты КЛ | P, кВт | Qp, квар | Sp, кВА | Iк, А | Fэ, мм ² | Fст, мм ² | Fтеп. Уст., мм ² | Тип кабеля | пк | Способ прокладки | Нагрузка, А | | Iдоп, А | Кп, о.е. | Кт, о.е. | Iдоп, А | Кав, о.е. | Iав, А | L, км | r0, Ом/км | x0, Ом/км | ΔU, % | ΔW, кВт*час/год | ΔW*Нлиний, кВт*час/год | |
|-----------------------|--------------------|--------|----------|---------|-------|---------------------|----------------------|-----------------------------|------------|-------|------------------|-------------|----------|---------|----------|----------|---------|-----------|--------|-------|-----------|-----------|-------|-----------------|------------------------|-------|
| | | | | | | | | | | | | норм реж. | п/а реж. | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
| Кабельные линии 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | ГПП-РП | 7752 | -2455 | 8132 | 149 | 106 | 150 | 150 | ААБЛУ | 3 | транш | 149 | 298 | 275 | 0,81 | 1,11 | 247 | 1,25 | 309 | 0,270 | 0,206 | 0,079 | 0,13 | 3393 | 2 | 6785 |
| | РП-СД x2000кВ | 1600 | -775 | 1778 | 98 | 70 | 70 | 70 | ААБЛУ | 1 | лоток | 98 | - | 130 | 1 | 1,05 | 137 | - | - | 0,113 | 0,443 | 0,086 | 0,07 | 3931 | 4 | 15723 |
| | РП-СД x800кВ | 640 | -310 | 711 | 39 | 28 | 25 | 70 | ААБЛУ | 1 | лоток | 39 | - | 65 | 1 | 1,05 | 68 | - | - | 0,158 | 0,443 | 0,086 | 0,04 | 878 | 1 | 878 |
| | РП-СД x630кВ | 504 | -244 | 560 | 31 | 22 | 25 | 70 | ААБЛУ | 1 | лоток | 31 | - | 65 | 1 | 1,05 | 68 | - | - | 0,131 | 0,443 | 0,086 | 0,03 | 454 | 10 | 4535 |
| | РП-КВПП x1400кВ | 840 | 407 | 933 | 51 | 37 | 35 | 150 | ААБЛУ | 1 | лоток | 51 | - | 80 | 1 | 1,05 | 84 | - | - | 0,053 | 0,206 | 0,079 | 0,01 | 234 | 3 | 703 |
| РП-КВПП x460кВ | 276 | 109 | 297 | 16 | 12 | 16 | 150 | ААБЛУ | 1 | лоток | 16 | - | 46 | 1 | 1,05 | 48 | - | - | 0,053 | 0,206 | 0,079 | 0,00 | 24 | 3 | 71 | |
| 2 | ГПП-СД x2000кВ | 1600 | -775 | 1778 | 98 | 70 | 70 | 70 | ААБЛУ | 1 | транш | 98 | - | 165 | 0,81 | 1,11 | 148 | - | - | 0,32 | 0,443 | 0,086 | 0,20 | 10970 | 4 | 43879 |
| | ГПП-СД x800кВ | 640 | -310 | 711 | 39 | 28 | 25 | 70 | ААБЛУ | 1 | транш | 39 | - | 90 | 0,82 | 1,11 | 82 | - | - | 0,22 | 0,443 | 0,086 | 0,06 | 1214 | 1 | 1214 |
| | ГПП-СД x630кВ | 504 | -244 | 560 | 31 | 22 | 25 | 70 | ААБЛУ | 1 | т/лоток | 31 | - | 65 | 1 | 1,05 | 68 | - | - | 0,25 | 0,443 | 0,086 | 0,05 | 862 | 10 | 8617 |
| | ГПП-КВПП x1400кВ | 840 | 407 | 933 | 51 | 37 | 35 | 150 | ААБЛУ | 1 | транш | 51 | - | 115 | 0,81 | 1,11 | 103 | - | - | 0,22 | 0,206 | 0,079 | 0,04 | 961 | 3 | 2882 |
| | ГПП-КВПП x460кВ | 276 | 109 | 297 | 16 | 12 | 16 | 150 | ААБЛУ | 1 | транш | 16 | - | 75 | 0,81 | 1,11 | 67 | - | - | 0,24 | 0,206 | 0,079 | 0,02 | 109 | 3 | 327 |

Выбор варианта схемы электроснабжения производится на основе сравнения двух вариантов. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью сокращения расчетов. Оценим: потери в кабельных линиях их стоимость, учтем стоимость электрооборудования количество которого разное в схемах.

Определим технико-экономические показатели вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\Sigma} = E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma} + C_{э} + Y \quad (7.2)$$

где: $E_{н\Sigma}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_{н}=0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,165; K_{Σ} – сумма капитальных затрат i – й группы одинаковых элементов, определяется по прейскурантам; $C_{э}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{э} = (\Delta W_{кл}) \cdot C_0, \quad (7.3)$$

где: C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (7.4)$$

где: $\alpha = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;
 $\beta = 1,448$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K_M = \frac{\Delta P_{э}}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{э}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 10 кВ.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,11 \cdot \left(\frac{17024,28 \cdot 1}{2742,23} + 1,448 \right) = 7,89 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 56 |

Для 1 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = 28695 \cdot 7,89 = 226 \text{ тыс. руб./год.}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{г\Sigma} = 226 + 3214 = 3441 \text{ тыс. руб.}$$

Цены на кабельную продукцию, ячейки берем из [8].

Сведем расчеты в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет затрат по 1 варианту

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс. руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчисления, о.е. | | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб. |
|---------------------------|------------------|-------------------|--------|------------------------------|--------------------------|------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|
| | | | | | | Итого | Затраты, тыс.руб. | | |
| КЛ 10 кВ в траншее | ААБЛУ 3x150 | км | 1,622 | 1382 | 2242 | 0,165 | 370 | 6785 | 54 |
| КЛ 10 кВ в лотке | ААБЛУ 3x70 | км | 0,452 | 734 | 331 | 0,165 | 55 | 15723 | 124 |
| КЛ 10 кВ в лотке | ААБЛУ 3x70 | км | 0,158 | 734 | 116 | 0,165 | 19 | 878 | 7 |
| КЛ 10 кВ в лотке | ААБЛУ 3x70 | км | 1,313 | 734 | 963 | 0,165 | 159 | 4535 | 36 |
| КЛ 10 кВ в лотке | ААБЛУ 3x150 | км | 0,158 | 1382 | 218 | 0,165 | 36 | 703 | 6 |
| КЛ 10 кВ в лотке | ААБЛУ 3x150 | км | 0,158 | 325 | 51 | 0,165 | 8 | 71 | 1 |
| Ячейка КРУ с ТН | КРУ-10 | шт | 2 | 350 | 700 | 0,165 | 116 | - | - |
| Ячейка КРУ с СР | КРУ-10 | шт | 1 | 300 | 300 | 0,165 | 50 | - | - |
| Ячейка КРУ с ВВ | КРУ-10 | шт | 26 | 560 | 14560 | 0,165 | 2402 | - | - |
| ИТОГО | | | | | 19481 | | 3214 | 28695 | 226 |

Для 2 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = 56919 \cdot 7,89 = 449 \text{ тыс. руб./год}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{г\Sigma} = 449 + 2734 = 3183 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет затрат по 2 варианту

| Наименование оборудования | Тип оборудования | Единицы измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс. руб. | Кап. вложения, тыс. руб. | Отчисления, о.е. | | Загрaты, тыс.руб. | Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год | Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб. |
|---------------------------|------------------|-------------------|--------|------------------------------|--------------------------|------------------|-------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|
| | | | | | | Итого | | | | |
| КЛ 10 кВ в траншее | ААБЛУ 3x70 | км | 1,260 | 734 | 925 | 0,165 | 153 | 43879 | 346 | |
| КЛ 10 кВ в траншее | ААБЛУ 3x70 | км | 0,218 | 734 | 160 | 0,165 | 26 | 1214 | 10 | |
| КЛ 10 кВ в т/лоток | ААБЛУ 3x70 | км | 2,494 | 734 | 1830 | 0,165 | 302 | 8617 | 68 | |
| КЛ 10 кВ в траншее | ААБЛУ 3x150 | км | 0,646 | 1382 | 892 | 0,165 | 147 | 2882 | 23 | |
| КЛ 10 кВ в траншее | ААБЛУ 3x150 | км | 0,725 | 1382 | 1001 | 0,165 | 165 | 327 | 3 | |
| Ячейка КРУ с ВВ | КРУ-10 | шт | 21 | 560 | 11760 | 0,165 | 1940 | - | - | |
| ИТОГО | | | | | 16569 | | 2734 | 56919 | 449 | |

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет приведённых затрат для вариантов

| Вариант | K_{Σ} , тыс. руб. | $E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, тыс. руб. | ΔW_{Σ} , кВт·ч. | C_3 , тыс. руб. | $Z_{г\Sigma}$, тыс. руб. |
|---------|--------------------------|--------------------------------------------|------------------------------|-------------------|---------------------------|
| 1 | 19 481 | 3 214 | 28 695 | 226 | 3 441 |
| 2 | 16 569 | 2 734 | 56 919 | 449 | 3 183 |

По критерию минимизации приведенных затрат предпочтительней является вариант 2, а значит, для внутреннего электроснабжения применим схему без РП. Следовательно высоковольтные электроприемники в цехе №4 запитаем от ГПП по радиальной схеме.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮЧрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 59 |

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- удовлетворять требованиям экономичности.

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{Т СН} = 0,5\% \cdot S_{НОМ Т} \quad (8.1)$$

$$S_{Т СН} = 0,005 \cdot 40000 = 200 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМГ –160/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН} = \frac{1,4 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,3 \text{ А} \quad (8.2)$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-16-31,5 У3 с номинальным током $I_{НОМ} = 16 \text{ А}$.

8.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения.

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{НОМ} = \frac{K_{З Т НОРМ} \cdot S_{Т ГПП НОРМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 770 \text{ А} \quad (8.3)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 60 |

В послеаварийном режиме:

$$I_{п/ав} = \frac{K_{з\text{тп/ав}} \cdot S_{т\text{гпп ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1540 \text{ А} \quad (8.4)$$

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным из шкафов серии КРУ-СЭЩ-70-10 ($I_{ном} = 1600 \text{ А}$). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВУ-СЭЩ-10 (вакуумные выключатели);
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ – 10;
- измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10;
- трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ

Произведем проверку выключателей КРУ.

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{з\text{ мин}} + t_{св} + \Delta t_{\text{МТЗ}} = 0,01 + 0,03 + 1,5 = 1,54 \text{ с} \quad (8.5)$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п|0|кз} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15,9 \cdot e^{-\frac{1,54}{0,12}} = 0,06 \text{ А} \quad (8.6)$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a\text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11 \text{ кА} \quad (8.7)$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{п|0|кз}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 15,9^2 \cdot (1,54 + 0,12) = 420 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (8.8)$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (8.9)$$

Сведем данные в таблицу 19.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 61 |

Таблица 19

| Расчётные данные | ВВУ-СЭЩ-10 |
|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1540 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ |
| $I_{п 0 } = 15,9 \text{ кА}$ | $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ |
| $i_{a\tau} = 0,06 \text{ А}$ | $i_{a\text{норм}} = 11 \text{ кА}$ |
| $i_y = 43,2 \text{ кА}$ | $i_{дин} = 50 \text{ кА}$ |
| $B_k = 420 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель подходит. В качестве секционного и на стороне НН трансформатора ГПП также выбираем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-1600А.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВУ-СЭЩ-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции. Сведем данные в таблицу 20.

Таблица 20

| Расчетные данные | Каталожные данные ТОЛ – СЭЩ – 10 |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{max} = 1540 \text{ А}$ | $I_{1\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ |
| $i_y = 43,2 \text{ кА}$ | $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ |
| $B_k = 420 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

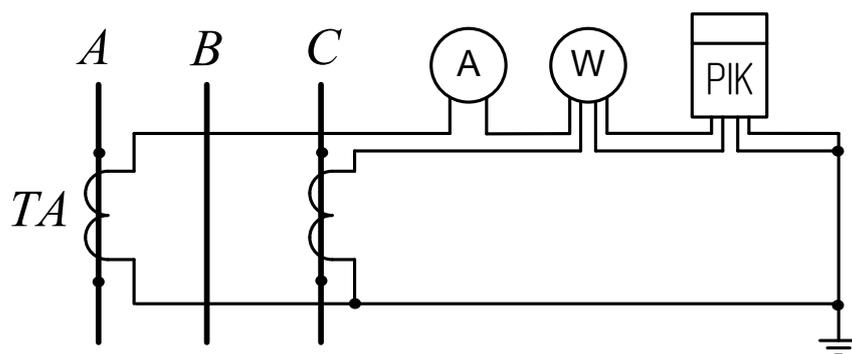


Рисунок 9 - Схема подключения приборов учета

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Сведем данные в таблицу 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Кол-во | Потребляемая мощность, ВА | | |
|---------------------------------------|------------------|--------|---------------------------|--------|--------|
| | | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э – 335 | 1 | 0,5 | 0 | 0 |
| Ваттметр | Д – 335 | 1 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Ртутный 230 ART2 | 1 | 0,1 | 0 | 0,1 |

Из таблицы 21 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом} \quad (8.10)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом} \quad (8.11)$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ, $l = 6 \text{ м}$. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I$.

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 0,7 \text{ мм}^2 \quad (8.12)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 10.

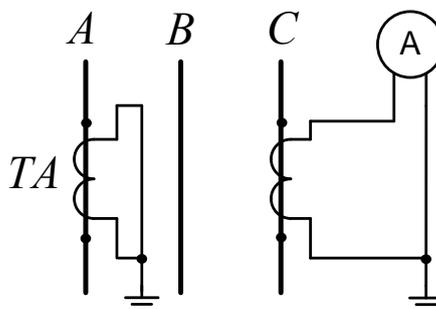


Рисунок 10 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ.

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА, фазы | | |
|-----------|-------|--------------------|---|-----|
| | | A | B | C |
| Амперметр | Э-335 | 0 | 0 | 0,5 |
| Итого | | 0 | 0 | 0,5 |

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом}$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,28} = 0,4 \text{ мм}^2$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Трансформаторы напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3хЗНОЛ-СЭЦ-10 УХЛ2, с паспортными данными: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{2\text{ ном}} = 75$ ВА, работающих в классе точности 0,5. К ним подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Нагрузка трансформаторов напряжения

| Прибор | Тип | S одной обмотки, ВА | Число обмоток | cos φ | sin φ | Число приборов | Общая потребляемая мощности | |
|---------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------|-------|-------|----------------|-----------------------------|---------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, варр |
| Вольтметр | Э – 335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 2 | - |
| Ваттметр | Д – 335 | 0,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 1 | - |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 230 ART2 | 2,5 | 3 | 0,07 | 0,98 | 1 7 | 8,9 | 125 |
| Итого | | | | | | | 125,6 | |

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{11,9^2 + 125^2} = 125,6 \text{ ВА} \quad (8.13)$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10 УХЛ2, соединенных в звезду имеют

мощность 225 ВА, что $225 \text{ ВА} > S_{2\Sigma}$, следовательно, трансформатор выбран верно.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

8.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Выключатели 10 кВ в ЗРУ

| Конечные пункты кабельной линии | $U_{\text{ном}}$, кВ | I_p , А | $I_{\text{утяж}}$, А | $I_{п10}$, кА | i_y , кА | Тип выключателя | Тип трансформатора тока |
|---------------------------------|-----------------------|-----------|-----------------------|----------------|------------|----------------------|-------------------------|
| ГПП-ТП1 | 10 | 37 | 75 | 15,9 | 43,2 | ВВУ-СЭЩ-10-20/630 У2 | ТОЛ-СЭЩ-10-75-У2 |
| ГПП-ТП3 | 10 | 27 | 53 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-75-У2 |
| ГПП-ТП4 | 10 | 23 | 47 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-50-У2 |
| ГПП-ТП5 | 10 | 134 | 268 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-300-У2 |
| ГПП-ТП6 | 10 | 134 | 268 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-300-У2 |
| ГПП-ТП7 | 10 | 134 | 268 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-75-У2 |
| ГПП-ТП10 | 10 | 51 | 103 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-150-У2 |
| ТП10-ТП2 | 10 | 20 | 39 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-40-У2 |
| ГПП-ТП9 | 10 | 47 | 94 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-100-У2 |
| ТП9-ТП8 | 10 | 16 | 32 | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-40-У2 |
| ГПП-СД 2000 | 10 | 98 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-100-У2 |
| ГПП-СД 800 | 10 | 39 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-40-У2 |
| ГПП-СД 630 | 10 | 31 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-40-У2 |
| ГПП-КВПП 1400 | 10 | 51 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-75-У2 |
| ГПП-КВПП 460 | 10 | 16 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-20-У2 |
| ГПП-СД 1600 | 10 | 78 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-80-У2 |
| ГПП-АД 1600 | 10 | 78 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-80-У2 |
| ГПП-РКЗ 4500 | 10 | 206 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-250-У2 |
| ГПП-СД 630 | 10 | 37 | - | | | | ТОЛ-СЭЩ-10-40-У2 |

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Таблица 25 - Проверка кабелей на термическую стойкость

| Кабельная линия | I_k , кА | t_{pz} , с | $t_{св}$, с | T_a , с | B_k , $кА^2 \cdot с$ | $C, \frac{А \cdot \sqrt{с}}{мм^2}$ | $F_{тс}, мм^2$ |
|-----------------|------------|--------------|--------------|-----------|------------------------|------------------------------------|----------------|
| ГПП-ТП | 15,9 | 0,5 | 0,03 | 0,12 | 164,33 | 100 | 128,2 |
| ГПП-Д | 15,9 | 0 | 0,03 | 0,12 | 37,92 | 100 | 61,6 |
| ГПП-КВПП | 15,9 | 0,5 | 0,03 | 0,12 | 164,33 | 100 | 128,2 |
| ГПП-РКЗ | 15,9 | 0,5 | 0,03 | 0,12 | 164,33 | 100 | 128,2 |
| ТП-ТП | 15,9 | 0,5 | 0,03 | 0,12 | 164,33 | 100 | 128,2 |

Время срабатывания защиты электроприемников 10кВ КВПП и РКЗ принимаем 0,5с с целью селективной работы релейной защиты.

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{mc} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C} \quad (8.14)$$

где $C=100$ – коэффициент, зависящий от марки кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к F_{mc} .

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 26.

Таблица 26 - Поправка сечений кабелей

| Начало и конец кабельной линии | Прежняя площадь сечения кабеля, мм ² | Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ² | Тип и площадь сечения нового кабеля |
|--------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| ГПП-ТП1 | 25 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-ТП3 | 16 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-ТП4 | 16 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-ТП10 | 35 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ТП10-ТП2 | 16 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-ТП9 | 25 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ТП9-ТП8 | 16 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-СД 800 | 25 | 70 | ААБЛУ(3х70) |
| ГПП-СД 630 | 25 | 70 | ААБЛУ(3х70) |
| ГПП-КВПП 1400 | 35 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-КВПП 460 | 16 | 150 | ААБЛУ(3х150) |
| ГПП-СД 1600 | 50 | 70 | ААБЛУ(3х70) |
| ГПП-АД 1600 | 50 | 70 | ААБЛУ(3х70) |
| ГПП-СД 630 | 25 | 70 | ААБЛУ(3х70) |

8.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций

Цеховые ТП выбираем комплектными: 2хКТП – 400, 2хКТП – 630, 2хКТП – 800 и 2хКТП – 2500. ТП-2, ТП-8, ТП-9, ТП-10 имеют на вводе в ТП вакуумный выключатель т.к. подключены по магистральной схеме. Остальные ТП имеют глухое присоединение т.к. подключены по радиальной схеме.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей (АВ 0,4кВ) для РУНН КТП, выбор типа низковольтных распределительных пунктов (НРП) и вводных автоматических выключателей для них приведен в таблице 27.

АВ для НРП выбираются по токам нагрузки в тяжёлом режиме (когда одна из двух линий повреждена или выведена в ремонт). АВ для РУНН КТП выбираются по токам нагрузки трансформатора с учетом его перегрузочной способности.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 68 |

Таблица 27 - Выбор автоматических выключателей и типов НРП

| № ТП, НРП | Место установки выключателя | I_p , А КЗТ=0,75 | $I_{утяж}$, А КЗТ=1,4 | I_k , кА | Тип выключателя | Тип НРП |
|---------------------|-----------------------------|-----------------------|---------------------------|------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|
| ТП1, ТП10 | Вводной | 866 | 1617 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС20 $I_{ном}=2000А, I_{откл}=65кА$ | - |
| | Секционный | 866 | 1617 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС20 $I_{ном}=2000А, I_{откл}=65кА$ | - |
| НРП1 | Вводной | 111 | 221 | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС250 $I_{ном}=250А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВС-01-У3 $I_{ном}=250А$ |
| НРП2 | Вводной | 169 | 339 | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС400 $I_{ном}=400А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВС-01-У3 $I_{ном}=400А$ |
| ТП2, ТП8 | Вводной | 433 | 808 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС10 $I_{ном}=1000А, I_{откл}=65кА$ | - |
| | Секционный | 433 | 808 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС10 $I_{ном}=1000А, I_{откл}=65кА$ | - |
| НРП3 | Вводной | 45 | 90 | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС100 $I_{ном}=100А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВС-01-У3 $I_{ном}=100А$ |
| ТП3, ТП4, ТП9 | Вводной | 682 | 1273 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС16 $I_{ном}=1600А, I_{откл}=65кА$ | - |
| | Секционный | 682 | 1273 | 15,9 | ВА-СЭЩ-АС16 $I_{ном}=1600А, I_{откл}=65кА$ | - |
| НРП4 | Вводной | 107 | 214 | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС250 $I_{ном}=250А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВС-01-У3 $I_{ном}=250А$ |
| НРП5 | Вводной | 249 | - | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС250 $I_{ном}=250А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВ-01-У3 $I_{ном}=250А$ |
| НРП6 | Вводной | 112 | 224 | 15,9 | ВА-СЭЩ-МС250 $I_{ном}=250А, I_{откл}=40кА$ | ГРЩ-ПВС-01-У3 $I_{ном}=250А$ |
| ТП5, ТП6, ТП7 | Вводной | 2706 | 5052 | 15,9 | Masterpact NW 63 $I_{ном}=6300А, I_{откл}=100кА$ | - |
| | Секционный | 2706 | 5052 | 15,9 | Masterpact NW 63 $I_{ном}=6300А, I_{откл}=100кА$ | - |

9 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Режимы работы нейтралей трансформаторов системы электроснабжения [9],[5]

Трансформаторы имеют нейтралю, режим работы или способ рабочего заземления, которых обусловлен:

- требованиями техники безопасности и охраны труда персонала,
- допустимыми токами замыкания на землю,
- перенапряжениями, возникающими при замыканиях на землю, а также рабочим напряжением неповрежденных фаз электроустановки по отношению к земле, определяющих уровень изоляции электротехнических устройств,
- необходимостью обеспечения надежной работы релейной защиты от замыкания на землю.

При однофазном замыкании на землю: изменяются напряжения фаз относительно земли, появляются токи замыкания на землю, возникают перенапряжения в сетях. Степень изменения симметрии зависит от режима нейтрали.

Режим нейтрали оказывает существенное влияние на режимы работы электроприемников, схемные решения системы электроснабжения, параметры выбираемого оборудования.

Нейтраль сети — это совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников, которая может быть изолирована от сети либо соединена с землей через малые или большие сопротивления.

Используются следующие режимы нейтрали:

- глухозаземленная нейтраль,
- изолированная нейтраль,
- эффективно заземленная нейтраль.

Выбор режима нейтрали в электрических сетях определяется бесперебойностью электроснабжения потребителей, надёжностью работы, безопасностью обслуживающего персонала и экономичностью электроустановок.

Нейтралю трансформаторов трёхфазных электрических установок, к обмоткам которых подключены электрические сети, могут быть заземлены

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 70 |

непосредственно, либо через индуктивные или активные сопротивления, либо изолированы от земли.

Если нейтраль обмотки трансформатора присоединена к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление, то такая нейтраль называется глухозаземлённой, а сети, подсоединённые к ней, соответственно, - сетями с глухозаземлённой нейтралью.

Нейтраль, не соединённая с заземляющим устройством называется изолированной нейтралью.

Сети, нейтраль которых соединена с заземляющим устройством через реактор (индуктивное сопротивление), компенсирующий ёмкостной ток сети, называются сетями с компенсированной нейтралью.

Сети, нейтраль которых заземлена через резистор (активное сопротивление) называется сеть с резистивнозаземлённой нейтралью.

Электрическая сеть, напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4 (коэффициент замыкания на землю – отношение разности потенциалов между неповреждённой фазой и землёй в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землёй в этой точке до замыкания) называется сеть с эффективнозаземлённой нейтралью.

Электроустановки в зависимости от мер электробезопасности разделяются на 4 группы:

- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективнозаземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю),
- электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю),
- электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью,
- электроустановки напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 71 |

Таблица 28 – Режимы нейтрали трехфазных систем

| Напряжение, кВ | Режим нейтрали | Примечание |
|----------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0,23 | Глухозаземленная нейтраль | Требования техники безопасности. Заземляются все корпуса электрооборудования |
| 0,4 | | |
| 0,69 | Изолированная нейтраль | Для повышения надежности электроснабжения |
| 3,3 | | |
| 6 | | |
| 10 | | |
| 20 | | |
| 35 | | |
| 110 | Эффективно заземленная нейтраль | Для снижения напряжения незамкнутых фаз относительно земли при замыкании одной фазы на землю и снижения расчетного напряжения изоляции |
| 220 | | |
| 330 | | |
| 500 | | |
| 750 | | |
| 1150 | | |

Системы с глухозаземленной нейтралью - это системы с большим током короткого замыкания на землю. При коротком замыкании место замыкания отключается автоматически. В системах 0,23 кВ и 0,4 кВ это отключение диктуется требованиями техники безопасности. Одновременно заземляются все корпуса оборудования.

Системы 110 и 220 кВ и выше выполняются с эффективно заземленной нейтралью. При коротком замыкании место замыкания также отключается автоматически. Здесь заземление нейтрали приводит к снижению расчетного напряжения изоляции. Оно равно фазному напряжению неповрежденных фаз относительно земли. Для ограничения величины токов короткого замыкания на землю заземляются не все нейтрали трансформаторов (эффективное заземление).

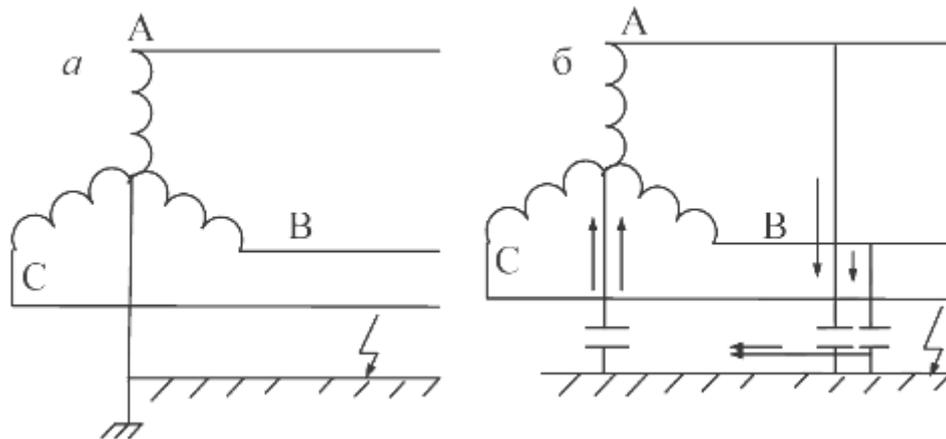


Рисунок 11 – Режимы нейтрали трехфазных систем: а - заземленная нейтраль, б - изолированная нейтраль

Изолированной нейтралью называется нейтраль, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная через аппараты, компенсирующие емкостный ток в сети, трансформаторы напряжения и другие аппараты, имеющие большое сопротивление.

Система с изолированной нейтралью применяется для повышения надежности электроснабжения. Характеризуется тем, что при замыкании одной фазы на землю возрастает напряжение фазных проводов относительно земли до линейного напряжения, и симметрия напряжений нарушается. Между линией и нейтралью протекает емкостной ток. Если он меньше 5А, то допускается продолжение работы до 2 ч для турбогенераторов мощностью до 150 МВт и для гидрогенераторов - до 50 МВт. Если установлено, что замыкание произошло не в обмотке генератора, а в сети, то допускается работа в течение 6 ч.

Сети от 1 до 10 кВ — это сети генераторного напряжения электрических станций и местные распределительные сети. При замыкании на землю одной фазы в такой системе напряжение неповрежденных фаз относительно земли возрастает до величины линейного напряжения. Поэтому изоляция должна быть рассчитана на это напряжение.

Основное преимущество режима изолированной нейтрали — способность подавать энергию электроприемникам и потребителям при однофазном замыкании на землю.

Недостатком этого режима являются трудности о обнаружении места замыкания на землю.

Повышенная надежность режима (т.е. возможность нормальной работы при однофазных замыканиях на землю, которые составляют значительную часть повреждений электрооборудования) изолированной нейтрали обуславливает обязательное его применение при напряжении выше 1 кВ до 35 кВ

включительно, поскольку эти сети питают большие группы электроприемников и потребителей.

С напряжения 110 кВ и выше применение режима изолированной нейтрали становится экономически невыгодным, так как повышение напряжения относительно земли с фазного до линейного требует существенного усиления фазной изоляции. Применение режима изолированной нейтрали до 1 кВ допускается и оправданно при повышенных требованиях к электробезопасности.

Согласно ПУЭ в проекте применим сети напряжением:

110кВ – с эффективнозаземленной нейтралью;

10кВ – с изолированной нейтралью;

0,4кВ – с глухозаземленной нейтралью.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 74 |

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

10.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТРДН – 40000/110 мощностью по 40 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин. К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены кабельные линии питающие трансформаторы цеховых ТП, преобразователи КВПП, печь тип РКЗ, АД и СД. Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности приведена на рисунке 12. В таблице 29 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{Тном i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{Тр i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{л i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

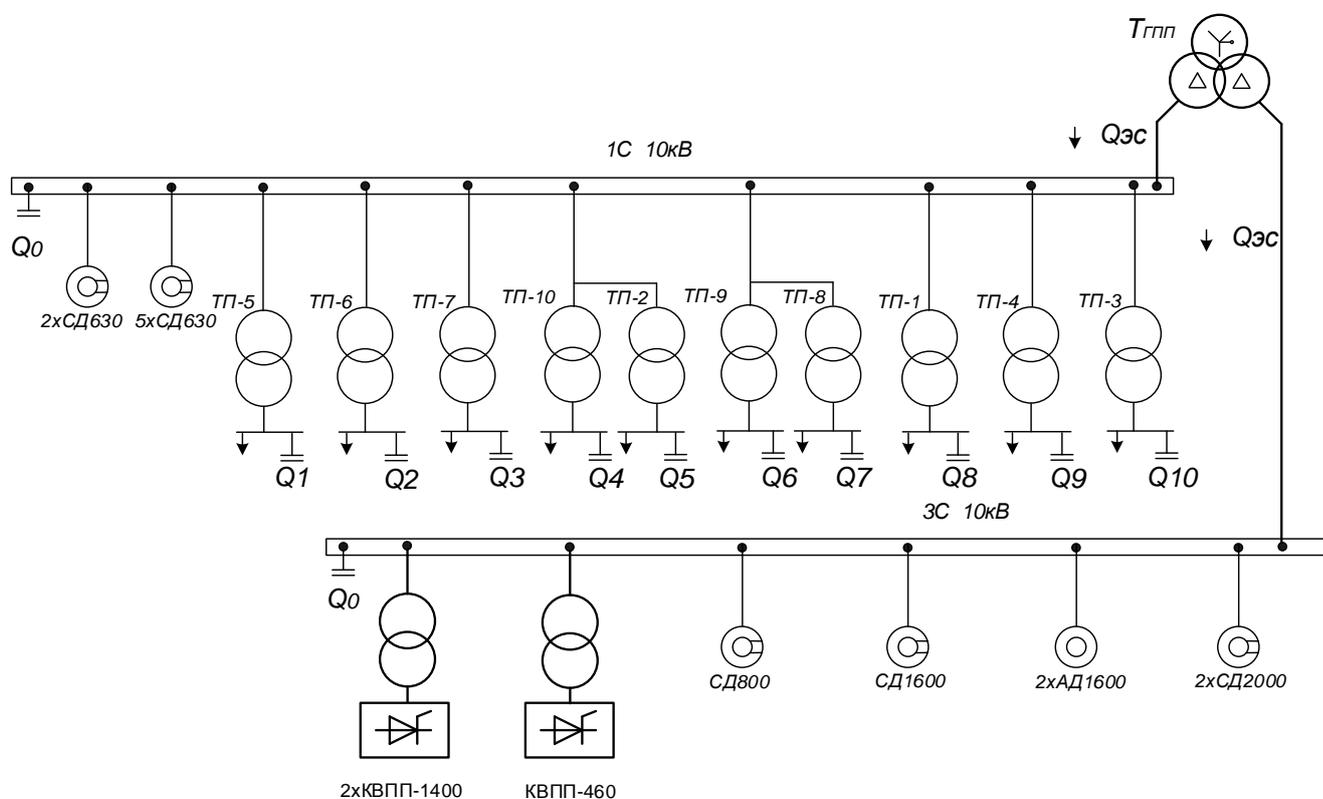


Рисунок - 12 Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 75 |

Таблица 29

| ТП | S _{тн} , кВА | Q _{1i} , квар | ΔQ _{тi} , квар | R _{тi} , Ом | R _{лi} , Ом |
|-------|-----------------------|------------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|
| ТП1 | 800 | 299 | 35 | 1,809 | 0,037 |
| ТП2 | 400 | 95 | 18 | 3,170 | 0,043 |
| ТП3 | 630 | 312 | 30 | 1,875 | 0,022 |
| ТП4 | 630 | 273 | 26 | 1,875 | 0,041 |
| ТП5 | 2500 | 417 | 111 | 0,423 | 0,059 |
| ТП6 | 2500 | 417 | 111 | 0,423 | 0,076 |
| ТП7 | 2500 | 417 | 111 | 0,423 | 0,022 |
| ТП8 | 400 | 166 | 17 | 3,170 | 0,038 |
| ТП9 | 630 | 255 | 30 | 1,875 | 0,030 |
| ТП10 | 800 | 306 | 33 | 1,809 | 0,081 |
| ИТОГО | | 2 955 | 520 | | |

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном Т}^2} \quad (10.1)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, $S_{ном Т}$ – номинальная мощность трансформатора, $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{л} = \frac{R_0 \cdot L}{n_{л}} \quad (10.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км, L – длина линии, км, $n_{л}$ – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 30, где обозначено:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя; $P_{ном сд i}$ и $Q_{ном сд i}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; n_i – число оборотов СД; D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 30

| Обозначение в схеме | $U_{ном}$, кВ | $P_{ном сд i}$, кВт | $Q_{ном сд i}$, квар | N_i , шт | n_i , об/мин | D_{1i} , кВт | D_{2i} , кВт |
|---------------------|-------------------|-------------------------|--------------------------|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| СДх2000 (цех №5) | 10 | 2000 | 1000 | 4 | 3000 | 4,8 | 7,56 |
| СДх800 (цех №5) | 10 | 800 | 408 | 1 | 3000 | 2,47 | 4,46 |
| СДх630 (цех №5) | 10 | 630 | 320 | 10 | 3000 | 2,07 | 3,44 |
| СДх1600 (цех №8) | 10 | 1600 | 705 | 2 | 3000 | 4,25 | 6,27 |
| СДх630 (цех №1) | 10 | 630 | 320 | 4 | 3000 | 2,07 | 3,44 |

Примем, что все синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд} = 0,9$ и $\cos \varphi_{ном} = 0,9$, с целью упрощения расчетов.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд м i} = \alpha_{м i} \cdot N_i \cdot S_{сд i} = \alpha_{м i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{ном сд i}^2 + Q_{ном сд i}^2} \quad (10.3)$$

где $\alpha_{м i}$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\cos \varphi_{ном}$; СД - $\alpha_{м i} = 0,56$.

Результаты расчет располагаемой мощности СД запишем в таблицу 32.

10.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \tau \cdot \beta) \quad (10.4)$$

$$C_0 = 1,11 \cdot (17024,28 \cdot 1 + 2742,2 \cdot 1,448) = 23304,4 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

где: $\alpha = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;
 $\beta = 1,448$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K_m = \frac{\Delta P_э}{\Delta P_m} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_m активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

10.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{г кн} = E \cdot K_{нбк} + C_0 \cdot \Delta P_{нбк} \quad (10.5)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 77 |

$$Z_{Г_{КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 86 \cdot 1,2 + 23304,4 \cdot 4 = 617928 \text{ руб/ Мвар}$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;
 $K_{НБК}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК, $\Delta P_{НБК}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{Г_{КВ}} = E \cdot K_{КВ} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ} \quad (10.6)$$

$$Z_{Г_{КВ}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 86 \cdot 1,2 + 23304,4 \cdot 2 = 308964 \text{ руб/ Мвар}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1 Г_{сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{НОМ сд i}} \quad (10.7)$$

$$Z_{2 Г_{сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{НОМ сд i}^2} \quad (10.8)$$

Результаты расчетов $Z_{1 Г_{сд}}$ и $Z_{2 Г_{сд}}$ запишем в таблицу 32.

10.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:



Рисунок 13 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$R_{э1} = R_1 = R_{л1} + R_{тр1}$$

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

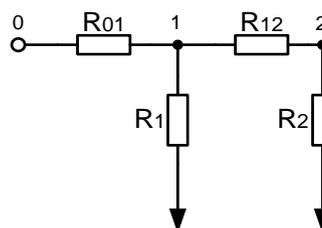


Рисунок 14 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тp1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тp2}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тp1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (10.9)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тp1}} \right) \cdot R_1 \quad (10.10)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тp1}} \right) \cdot (R_{12} + R_2) \quad (10.11)$$

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

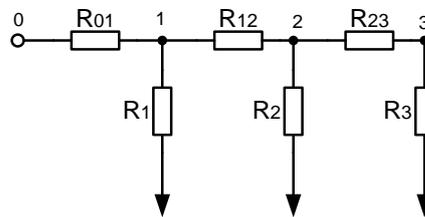


Рисунок 15 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тp1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тp2}; \quad R_{23} = R_{л3}; \quad R_3 = R_{тp3}$$

Эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тp2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} \quad (10.12)$$

$$\frac{1}{R_{тp1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{тp2}} \quad (10.13)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot R_1 \quad (10.14)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot R_2 \quad (10.15)$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) \quad (10.16)$$

10.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{Z}{R_{\text{э}i}} \quad (10.17)$$

где

$$Z = \frac{3_{\text{ГКВ}} - 3_{\text{ГКН}}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{308964 - 617928}{2 \cdot 10 \cdot 23304,4} = -0,663 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} \quad (10.18)$$

$$a = \frac{1000}{U_{\text{НОМ}}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2} \quad (10.19)$$

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 31.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 80 |

Таблица 31 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

| Место установки БК | R _{эi} , Ом | Q _{си} , Мвар | | Q _{ки} , квар | Q _{ки} + Q _{си} , квар | Тип принятой стандартной БК | Q _{сти} , квар |
|--------------------|----------------------|------------------------|----------|------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|
| | | Расчетное | Принятое | | | | |
| ТП1 | 1,846 | -0,026 | 0,000 | 141 | 141 | КРМ-0,4-150-15 У3 | 150 |
| ТП2 | 3,249 | -0,092 | 0,000 | 122 | 122 | КРМ-0,4-125-7,5 У3 | 125 |
| ТП3 | 1,918 | -0,004 | 0,000 | 16 | 16 | КРМ-0,4-19,8-1,8 У2 | 19,8 |
| ТП4 | 1,898 | -0,050 | 0,000 | 0 | 0 | - | - |
| ТП5 | 0,465 | -0,899 | 0,000 | 1203 | 1203 | КРМ-0,4-900-90 У3 КРМ-0,4-300-30 У3 | 1200 |
| ТП6 | 0,483 | -0,844 | 0,000 | 1203 | 1203 | КРМ-0,4-900-90 У3 КРМ-0,4-300-30 У3 | 1200 |
| ТП7 | 0,500 | -0,799 | 0,000 | 1203 | 1203 | КРМ-0,4-900-90 У3 КРМ-0,4-300-30 У3 | 1200 |
| ТП8 | 3,302 | -0,018 | 0,000 | 0 | 0 | - | - |
| ТП9 | 1,905 | -0,064 | 0,000 | 152 | 152 | КРМ-0,4-150-15 У3 | 150 |
| ТП10 | 1,831 | -0,023 | 0,000 | 0 | 0 | - | - |
| ИТОГО | - | - | 0,000 | 4039 | 4039 | - | 4045 |

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{3_{2 кв} - 3_{1 г сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э сд}} < Q_{сд м}, \quad (10.20)$$

где R_{э сд} – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{э сд} = \frac{R_{л сд(1600)}}{n} + \frac{3_{2 г сд(1600)}}{a \cdot C_0}. \quad (10.21)$$

Результаты расчетов R_{э сд} и Q_{сд} запишем в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет реактивной мощности генерируемую СД

| Обозначение в схеме | Q _{сд м} , Мвар | 3 _{1 г сд} , руб/ Мвар | 3 _{2 г сд} , руб/ Мвар ² | R _{э сд} , Ом | Q _{сд} , Мвар |
|---------------------|--------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------|------------------------|------------------------|
| СДх2000 (цех №5) | 5,01 | 111862 | 44045 | 0,22 | 1,884 |
| СДх800 (цех №5) | 0,50 | 141084 | 624387 | 2,78 | 0,130 |
| СДх630 (цех №5) | 3,96 | 150751 | 78288 | 0,35 | 0,978 |
| СДх1600 (цех №8) | 1,96 | 140488 | 146994 | 0,66 | 0,548 |
| СДх630 (цех №1) | 1,58 | 150751 | 195721 | 0,86 | 0,395 |
| ИТОГО | 13,010 | | | | 3,935 |

10.6 Определение мощности высоковольтной БК

Определение мощности высоковольтной БК производится из условия баланса реактивных мощностей на секциях 10 кВ ГПП, с целью упрощения расчетов примем что реактивная мощность 3С и 4С 10 кВ одинаковая, тогда:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_0 = \sum_1^{10} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{T \text{ ГПП}}}{4} + \sum_1^{10} Q_{ки} - \sum_1^{10} Q_{ci} - \frac{\sum_1^{10} Q_{сд630}}{2} - \frac{\sum_1^4 Q_{сд630}}{2} - \frac{Q_{эс 1}}{4}, \quad (10.22)$$

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_0 = \frac{\Delta Q_{T \text{ ГПП}}}{4} + 2 \cdot \frac{\sum_1^3 Q_{квпп1400}}{3} + \frac{\sum_1^3 Q_{квпп460}}{3} + \frac{\sum_1^4 Q_{ад1400}}{2} - Q_{сд800} - \frac{\sum_1^2 Q_{сд1600}}{2} - \frac{\sum_1^4 Q_{сд2000}}{2} - \frac{Q_{эс 1}}{4}. \quad (10.23)$$

где $Q_{эс 1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд} \quad (10.24)$$

где α_1 – расчетный коэффициент равный 0,31; P_p и Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; $K_{нр}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85; $Q_{сд}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q_p = 2 \cdot \sum_1^{10} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} + Q_{в/в} \quad (10.25)$$

$$Q_{в/в} = Q_{квпп1400} + Q_{квпп460} + Q_{ркз} + Q_{ад} = 1220 + 327 + 1635 + 2480 = 5662 \text{ квар}$$

$$Q_p = 2 \cdot (2955 + 520) + 2826 + 5662 = 15438 \text{ квар}$$

$$Q'_{эс} = 0,31 \cdot 38556 = 11952 \text{ квар}$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 82 |

$$Q''_{эс} = 15438 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 13010 = 4724 \text{ квар}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q''_{эс} = 4724 \text{ квар}$.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_э$, заданного предприятию энергосистемой:

$$tg\varphi_э = \frac{Q''_{эс}}{P_p} = \frac{4724}{38556} = 0,12 \quad (10.26)$$

Найдем реактивные мощности на секциях:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_0 = 2955 + 520 + \frac{2826}{4} + 4039 - 4045 - \frac{978}{2} - \frac{395}{2} - \frac{4724}{4} = 2308 \text{ квар.}$$

Установим на 1,2С10кВ по УКРМ-10-2475-450 У3

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_0 = \frac{2826}{4} + 2 \cdot \frac{1220}{3} + \frac{327}{3} + \frac{2480}{2} - 130 - \frac{548}{2} - \frac{1884}{2} - \frac{4724}{4} = 342 \text{ квар.}$$

Установим на 3,4С6кВ по ФКУЗ(5,7,11,13...) – 10 – 450 У3

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{эс1}$, поступающей из энергосистемы):

$$tg\varphi_p = \frac{Q_p + 2 \cdot \sum_1^{10} Q_{кi} - (2 \cdot \sum_1^{10} Q_{стнi} + 2 \cdot \sum_1^2 Q_{ствi} + \sum_1^{21} Q_{сdi})}{P_p}; \quad (10.27)$$

$$tg\varphi_p = \frac{15438 + 2 \cdot 4039 - (2 \cdot 4045 + 2 \cdot 2475 + 2 \cdot 450 + 3935)}{38556} = 0,14$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_1^{21} (Q_{сдmi} - Q_{сди})}{Q_p} \cdot 100\% \quad (10.28)$$

$$Q_{рез\%} = \frac{13010 - 3935}{15438} \cdot 100\% = 59\%.$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 83 |

11 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На рассматриваемом предприятии большое число высоковольтных электроприемников это: синхронные двигатели, асинхронные двигатели, печи РКЗ, преобразователи частоты все они в той или иной степени влияют на показатели качества электроэнергии.

В данном разделе рассчитаем коэффициенты гармонических составляющих и коэффициент несинусоидальности.

В цехе №4 установлены преобразователи частоты 6 и 12 фазные, которые оказывают влияние на качество электроэнергии на шинах 10кВ ГПП.

Расчет проведем для 4 секции т.к. к ней подключены самые мощные преобразователи частоты.

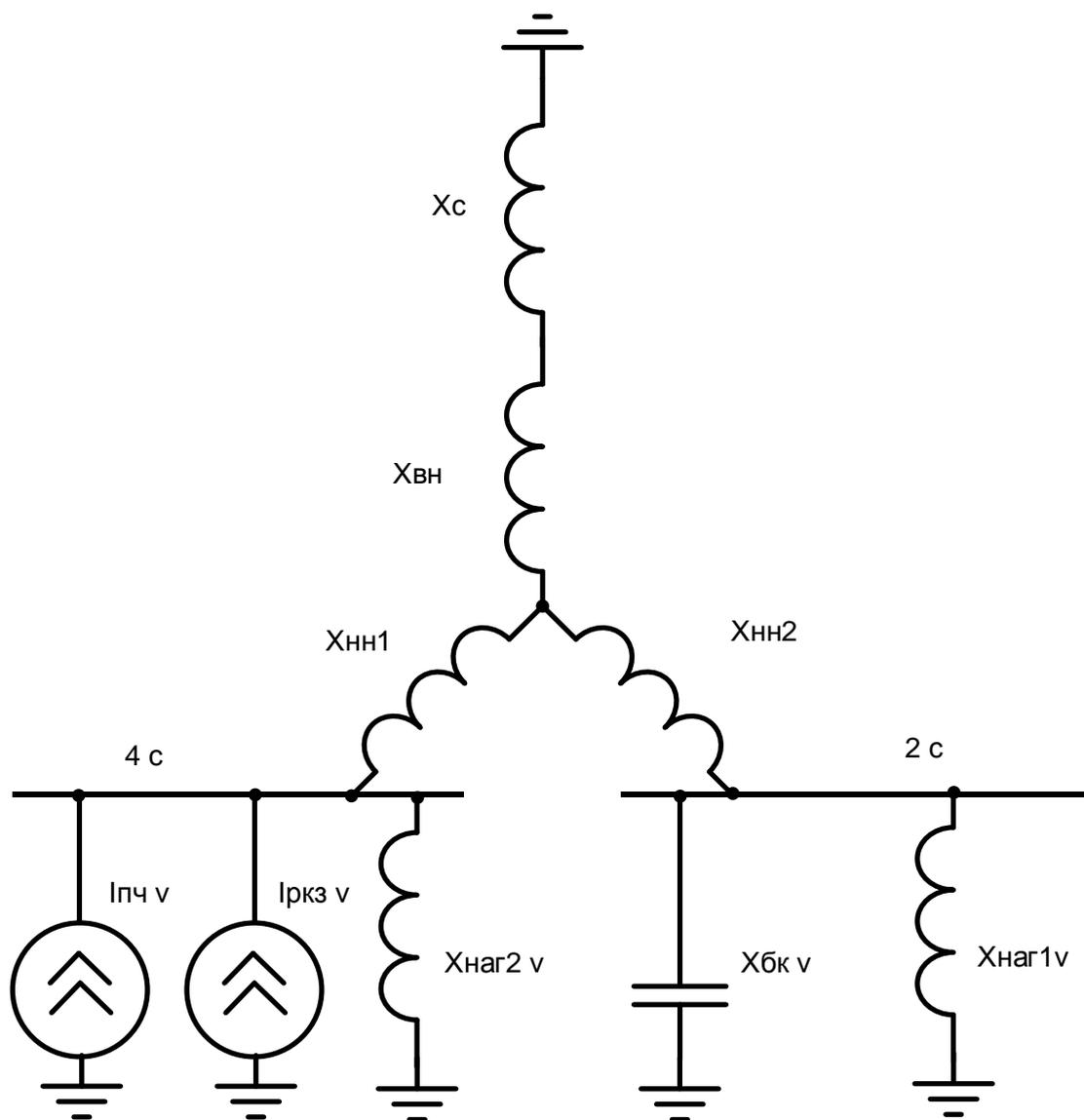


Рисунок 16 – Схема замещения

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП

Лист

84

Сопротивление системы на сборных шинах 10кВ:

$$X_{Cv} = 0,65 \frac{U_{номС}^2}{S_{КЗ}} \cdot v = 0,65 \frac{10,5^2}{1813} \cdot v = 0,0395 \cdot v \quad (11.1)$$

Токи гармоник преобразователей:

$$I_{vПЧ} = \frac{\sqrt{S_{пч\ 6\phi}^2 + S_{пч\ 12\phi}^2 + S_{пч\ 12\phi}^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v} = \frac{\sqrt{495^2 + 1556^2 + 1556^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v} = 124 / v \quad (11.2)$$

Токи гармоник печи РКЗ:

$$I_{vРКЗ} = \frac{1,25 \cdot S_{пч\ ном}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v^2} = \frac{1,25 \cdot 4500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v^2} = 309,3 / v^2 \quad (11.3)$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_{НАГ1v} = \frac{34 \cdot v}{S_{ТП\Sigma} / 2 + S_{ДВ\Sigma}} = \frac{34 \cdot v}{(10,94 + 5,488)} = 2,07 \cdot v \quad (11.4)$$

$$X_{НАГ2v} = \frac{34 \cdot v}{S_{ДВ\Sigma}} = \frac{34 \cdot v}{7,822} = 4,35 \cdot v \quad (11.5)$$

Сопротивление батареи конденсаторов:

$$X_{БКv} = \frac{U_{номБК}^2}{Q_{номБК}} \cdot \frac{1}{v} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{2475 \cdot 10^3} \cdot \frac{1}{v} = 44,545 / v \quad (11.6)$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{Тнv} = \frac{U_{к} \cdot U_{номС}^2}{100\% \cdot S_{ном.Т}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot v = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 40} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot v = 0,036 \cdot v \quad (11.7-11.8)$$

$$X_{Тнv} = \frac{U_{к} \cdot U_{номС}^2 \cdot K_p}{100\% \cdot S_{ном.Т} \cdot 2} \cdot v = \frac{10,5 \cdot 10,5^2 \cdot 3,5}{100 \cdot 40 \cdot 2} \cdot v = 0,578 \cdot v$$

Найдем эквивалентное сопротивление схемы:

$$X_{Э1v} = X_{Тнv} + X_{Cv} = 0,0395 + 0,036 = 0,0755 \cdot v \quad (11.9)$$

$$X_{Э2v} = \frac{X_{НАГ1v} \cdot (-X_{БКv})}{X_{НАГ1v} - X_{БКv}} \quad (11.10)$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 85 |

$$X_{\text{Э3v}} = X_{\text{Тннv}} + X_{\text{Э2v}} \quad (11.11)$$

$$X_{\text{Э4v}} = \left(\frac{1}{X_{\text{Э1v}}} + \frac{1}{X_{\text{Э3v}}} \right)^{-1} \quad (11.12)$$

$$X_{\text{Э5v}} = X_{\text{Тннv}} + X_{\text{Э4v}} \quad (11.13)$$

$$X_{\text{Э6v}} = \left(\frac{1}{X_{\text{Э5v}}} + \frac{1}{X_{\text{НАГ2v}}} \right)^{-1} \quad (11.14)$$

После преобразований получили схему вида:

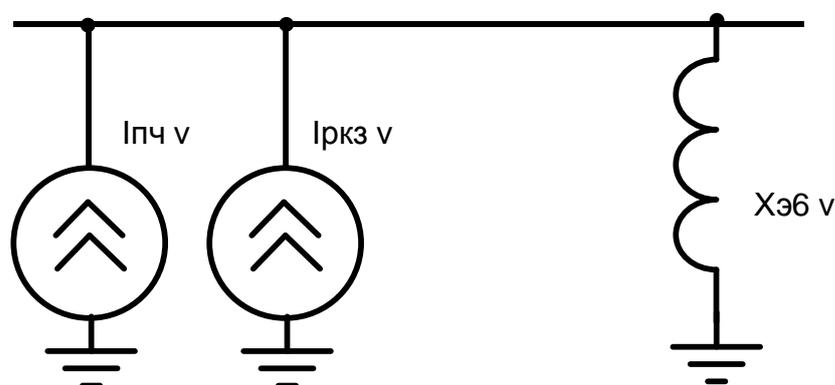


Рисунок 17 – Упрощенная схема замещения

Сведём результаты расчётов в таблицу 33.

Таблица 33

| v | Хбкv | Хэ1v | Хнаг1v | Хэ2v | Хэ3v | Хэ4v | Хэ5v |
|----|------|------|--------|-------|-------|------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 11 | 4,05 | 0,83 | 22,77 | -4,93 | 1,43 | 0,53 | 6,88 |
| 13 | 3,43 | 0,68 | 26,91 | -3,93 | 3,59 | 0,57 | 8,09 |
| 23 | 1,94 | 1,21 | 47,61 | -2,02 | 11,28 | 1,09 | 14,38 |
| 25 | 1,78 | 1,31 | 51,75 | -1,85 | 12,60 | 1,19 | 15,64 |

Продолжение таблицы 33

| Хэ6v | Хнаг2v | Iркзv | Iпчv | Iэквv | Uv | Ku |
|-------|--------|-------|---------|--------|------|-----|
| 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| 6,02 | 47,85 | 2,56 | 11,2727 | 11,559 | 69,6 | 2,4 |
| 7,07 | 56,55 | 1,83 | 9,5385 | 9,712 | 68,7 | |
| 12,58 | 100,05 | 0,58 | 5,3913 | 5,423 | 68,2 | |
| 13,67 | 108,75 | 0,49 | 4,9600 | 4,985 | 68,1 | |

Напряжения высших гармоник на сборных шинах 4 секции:

$$U_v = I_{\text{экв}v} \cdot X_{\text{экв}v} \quad (11.15)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_n} \cdot \sqrt{3} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{((69,6)^2 + (68,7)^2 + (68,2)^2 + (68,1)^2)}}{10000} \cdot \sqrt{3} \cdot 100\%$$

$$K_U = 2,4\% \geq K_{\text{удоп}}$$

$$K_{\text{удоп}} = 5-8\% \quad (11.16)$$

K_U на 4 секции 10кВ не превышает нормированное значение. Для снижения K_U в разделе компенсация реактивной мощности мы приняли на 3 и 4 секции 10кВ по ФКУЗ(5,7,11,13...) – 10 – 450 УЗ, задачей которых является фильтрация гармоник совместно с компенсацией реактивной мощности.

Следовательно, на шинах ГПП будет качественная электроэнергия.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 87 |

12 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ 2000кВт

СТД-2000-2УХЛ4- синхронный неявнополюсный двигатель.

Параметры двигателя:

$$S = 2300 \text{кВА}, P = 2000 \text{кВт}, U_{НОМ} = 10 \text{кВ}, \cos \phi = 0,9, K_{ПВСК} = 6,9, t_{ПВСК} = 5 \text{с}.$$

В общем случае электродвигатели промышленных предприятий защищают при следующих повреждениях и ненормальных режимах [13]:

- при междуфазных КЗ в обмотке статора и на ее выводах;
- при однофазных замыканиях обмотки статора на землю;
- при перегрузке;
- при понижении или исчезновении напряжения;
- при асинхронном режиме.

Согласно ПУЭ для электродвигателей мощностью более 5 МВт в качестве защиты от междуфазных коротких замыканий применяется продольная дифференциальная защита без выдержки времени в двухфазном исполнении. Для двигателей мощностью менее 2 МВт применяется токовая отсечка с реле, включенном на разность токов двух фаз. Для двигателей 2 МВт и выше – токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени.

12.1 Защита от междуфазных замыканий

Для защиты от междуфазных коротких замыканий двигателя мощностью 2 МВт используем токовую двухрелейную отсечку без выдержки времени.

Выбор первичного тока и коэффициента трансформации трансформаторов тока производится по номинальному току двигателя.

Номинальный ток двигателя находится по формуле:

$$I_{ДВ.НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cdot \cos \phi} \quad (12.1)$$

$$I_{ДВ.НОМ} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,9} = 128,3 \text{А}.$$

Выбираем трансформатор тока: ТОЛ-СЭЩ-10-УЗ
($U_{НОМ} = 10 \text{кВ}, I_1 = 150 \text{А}, I_2 = 5 \text{А}$).

Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_1}{I_2} \quad (12.2)$$
$$n_T = \frac{150}{5} = 30.$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 88 |

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается

А) от пускового тока двигателя:

$$I_{CP.3} = K_H \cdot K_{ПУСК} \cdot I_{ДВ.НОМ} \quad (12.3)$$

где: K_H - коэффициент надежности $K_H = 1,4$; $K_{ПУСК}$ - коэффициент запуска двигателя $K_{ПУСК} = 6,9$.

$$I_{CP.3} = 1,4 \cdot 6,9 \cdot 128,3 = 1239 A,$$

Б) от тока небаланса:

Ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{НБ} = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗ}^{(3)ГПП10} \quad (12.4)$$

где: K_A - коэффициент, учитывающий воздействие апериодической составляющей на ток небаланса $K_A = 2$, $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности $K_{ОДН} = 0,5$, ε - допустимая погрешность ТТ $\varepsilon = 0,1$.

$$I_{НБ} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 15900 = 1590 A,$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP.3} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ} \quad (12.5)$$

где: $K_{ОТС}$ коэффициент отстройки $K_{ОТС} = 1,2$.

$$I_{CP.3} = 1,2 \cdot 1590 = 1908 A,$$

Принимается наибольший ток срабатывания защиты $I_{CP.3} = 1908 A$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{I_{CP.3} \cdot K_{СХ}}{n_T} \quad (12.6)$$

где: $K_{СХ}$ - коэффициент схемы, для неполной звезды $K_{СХ} = 1$.

$$I_{CP.P} = \frac{1908 \cdot 1}{30} = 63,6 A,$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 89 |

Выбираем реле РСТ 13-32-Х (U – пост, $I_{уст} = 30-120A$).

Находим сумму уставок (выбираем уставки кратные 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 \quad (12.7)$$

$$I_{уст} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) \quad (12.8)$$

$$\Sigma Q = \frac{63,6}{30} - 1 \approx 1,2$$

$$I_{уст} = 30(1,2 + 1) = 66A.$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{CP.3} = 30 \cdot 66 = 1980A,$$

Определяем коэффициент чувствительность защиты при двухфазном КЗ на шинах 10кВ ГПП, $K_{\chi} > 2$:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K3}^{(2)ГПП10}}{I_{CP.3}} > 2 \quad (12.9)$$

Найдем ток двухфазного КЗ на шинах 10кВ ГПП:

$$I_{K3}^{(2)ГПП10} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)ГПП10} \quad (12.10)$$

$$I_{K3}^{(2)ГПП10} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15900 = 13769,9A$$

$$K_{\chi} = \frac{13769,9}{1980} = 6,9.$$

Защита чувствительна.

11.2 Защита от однофазных замыканий на землю
Емкостный ток определяется по формуле:

$$I_C = I_{CD} + I_{CK} \quad (12.11)$$

где: I_{CD} - емкостный ток двигателя, I_{CK} - емкостный ток кабеля.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 90 |

$$I_{CD} = \frac{U_{НОМ} \cdot C_D \cdot \omega}{\sqrt{3}} \quad (12.12)$$

где: C_D - емкость одной фазы двигателя, ω - частота сети.

Найдем емкость одной фазы двигателя:

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot S_{Д.НОМ} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{НОМ} (1 + 0,08U_{НОМ})}}, \quad (12.13)$$

где: $S_{Д.НОМ}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВА;

$U_{НОМ}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot 2,3 \cdot 10^{-6}}{1,2 \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 0,008 \text{ мкФ},$$

Найдем частоту по формуле:

$$\omega = 2\pi f \quad (12.14)$$

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$$

Емкостный ток двигателя:

$$I_{CD} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,008 \cdot 10^{-6} \cdot 314}{\sqrt{3}} = 0,015 \text{ А}.$$

Емкостный ток кабельной линии:

$$I_{СК} = I_{СО} \cdot l_{КЛ СД 2000} \quad (12.15)$$

где: $I_{СО}$ - удельный емкостный ток, $I_{СО} = 0,92 \text{ А/км}$ для КЛ-10кВ, сечением 70 мм^2 ; $l_{КЛ СД 2000}$ – длина кабельной линии от ГПП до СД 2000кВт.

$$I_{СК} = 0,92 \cdot 0,32 = 0,29 \text{ А}$$

Суммарный емкостный ток:

$$I_C = 0,015 + 0,29 = 0,305 \text{ А} < 5 \text{ А}$$

защита не ставится.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 91 |

11.3 Защита от перегрузки

Номинальный ток двигателя: $I_{дв.ном} = 128,3 А$.

Трансформаторы тока выбраны в пункте 11.1.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.з} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{дв.ном} \quad (12.16)$$

где: $K_{отс}$ - коэффициент надежности, $K_{отс} = 1,1$; K_B - коэффициент возврата, $K_B = 0,9$.

$$I_{ср.з} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 128,3 = 156,8 А,$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{I_{ср.з} \cdot K_{сх}}{n_T} \quad (12.17)$$

$$I_{ср.р} = \frac{156,8 \cdot 1}{30} = 5,2 А$$

Выбираем реле РСТ 13-19-Х (U – пост, $I_{уст} = 1,5 – 6,0 А$).

Находим сумму уставок (выбираем уставки кратные 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{5,2}{1,5} - 1 \approx 2,4$$

$$I_{уст} = 1,5(2,4 + 1) = 5,1 А.$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{ср.з} = 30 \cdot 5,1 = 153 А,$$

Время срабатывания защиты отстраивается от времени пуска

$$t_{сз} = K_{отс} \cdot t_{пуск} \quad (12.20)$$

где: $t_{пуск}$ – время самозапуска двигателя.

$$t_{сз} = 1,1 \cdot 5 = 5,5 с.$$

Защита от асинхронного режима совмещается с защитой от перегрузки

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 92 |

Ток и время срабатывания защиты:

$$I_{CP.3} = (1,3 - 1,4) I_{ДВ.НОМ} \quad (12.21)$$

$$I_{CP.3} = 1,3 \cdot 128,3 = 166,8 \text{ А,}$$

$$t_{CP.3} = 5,5 \text{ с.}$$

11.4 Защита минимального напряжения

Трансформатор напряжения: ЗНОЛ-СЭЩ-10 УХЛ2
 ($U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$, $U_1 = 10 \text{ кВ}$, $U_2 = 100 \text{ В}$).

Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} \quad (12.22)$$

$$n_T = \frac{10000}{100} = 100.$$

Ставится двухступенчатая защита $K_{ОТСТ} = 1,1$; $K_{ВОЗВР} = 1,1$.

Напряжение срабатывания защит первой и второй ступени:

$$U_{MIN.РАБ} = 0,7 U_{НОМ} \quad (12.23)$$

$$U_{MIN.РАБ} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ,}$$

$$U_{C3}^I = \frac{U_{MIN.РАБ}}{K_{ОТСТ} \cdot K_{ВОЗВР}} \quad (12.24)$$

$$U_{C3}^{II} = \frac{0,5 U_{НОМ}}{K_{ОТСТ} \cdot K_{ВОЗВР}}, \quad (12.25)$$

$$U_{C3}^I = \frac{7}{1,1 \cdot 1,1} = 5,785 \text{ кВ,}$$

$$U_{C3}^{II} = \frac{0,5 \cdot 10}{1,1 \cdot 1,1} = 4,132 \text{ кВ.}$$

Напряжение срабатывания реле первой и второй ступени:

$$U_{CP.P}^I = \frac{U_{C3}^I}{n_T}, \quad (12.26)$$

$$U_{CP.P}^{II} = \frac{U_{C3}^{II}}{n_T} \quad (12.27)$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 93 |

$$U_{CP.P}^I = \frac{5785}{100} = 57,85B,$$

$$U_{CP.P}^{II} = \frac{4132}{100} = 41,32B.$$

Реле: 2×РСН-16-23 ($U_{VCT} = 12 - 60B$).

Находим сумму уставок (выбираем уставки кратные 0,2) и напряжение уставки реле первой и второй ступени:

$$\Sigma Q = \frac{U_{CP.P}^I}{U_{MIN}} - 1 \quad (12.29)$$

$$U_{VCT}^I = U_{MIN} (\Sigma Q + 1) \quad (12.30)$$

$$\Sigma Q = \frac{57,85}{12} - 1 \approx 3,8$$

$$U_{VCT}^I = 12(3,8 + 1) = 57,6B,$$

$$\Sigma Q = \frac{U_{CP.P}^{II}}{U_{MIN}} - 1 \quad (12.31)$$

$$U_{VCT}^{II} = U_{MIN} (\Sigma Q + 1) \quad (12.32)$$

$$\Sigma Q = \frac{U_{CP.P}^{II}}{U_{MIN}} - 1 = \frac{41,32}{12} - 1 \approx 2,4$$

$$U_{VCT}^{II} = U_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 12(2,4 + 1) = 40,8B.$$

Напряжение срабатывания защиты с учетом уставки:

$$U_{C3}^I = 100 \cdot 57,6 = 5,76кВ,$$

$$U_{C3}^{II} = 100 \cdot 40,8 = 4,08кВ.$$

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 94 |

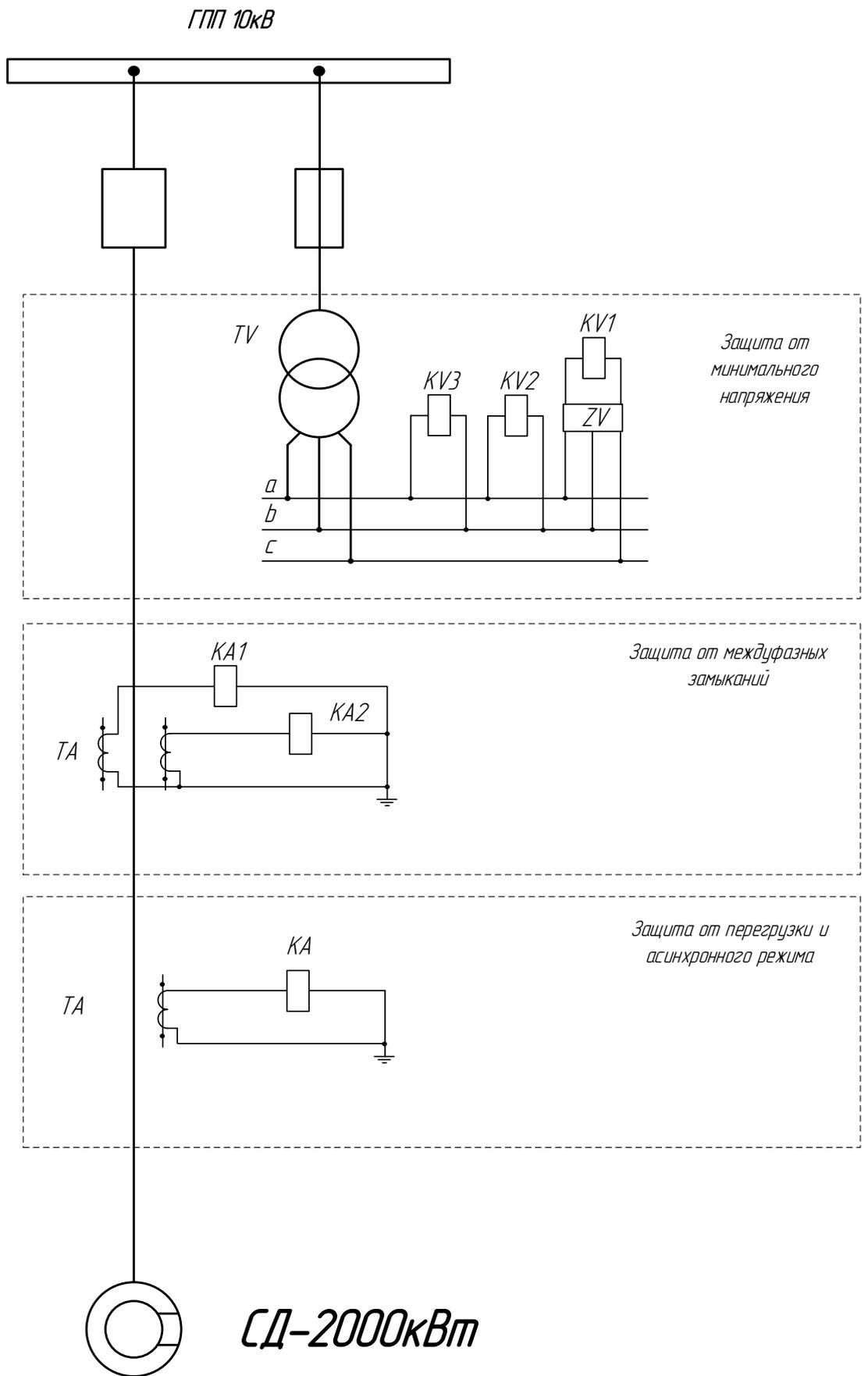


Рисунок 16 – Токовые цепи и цепи напряжения

| | | | | | |
|--------------------------------|------|-------------|---------|------|------|
| | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | 95 |
| ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП | | | | | |

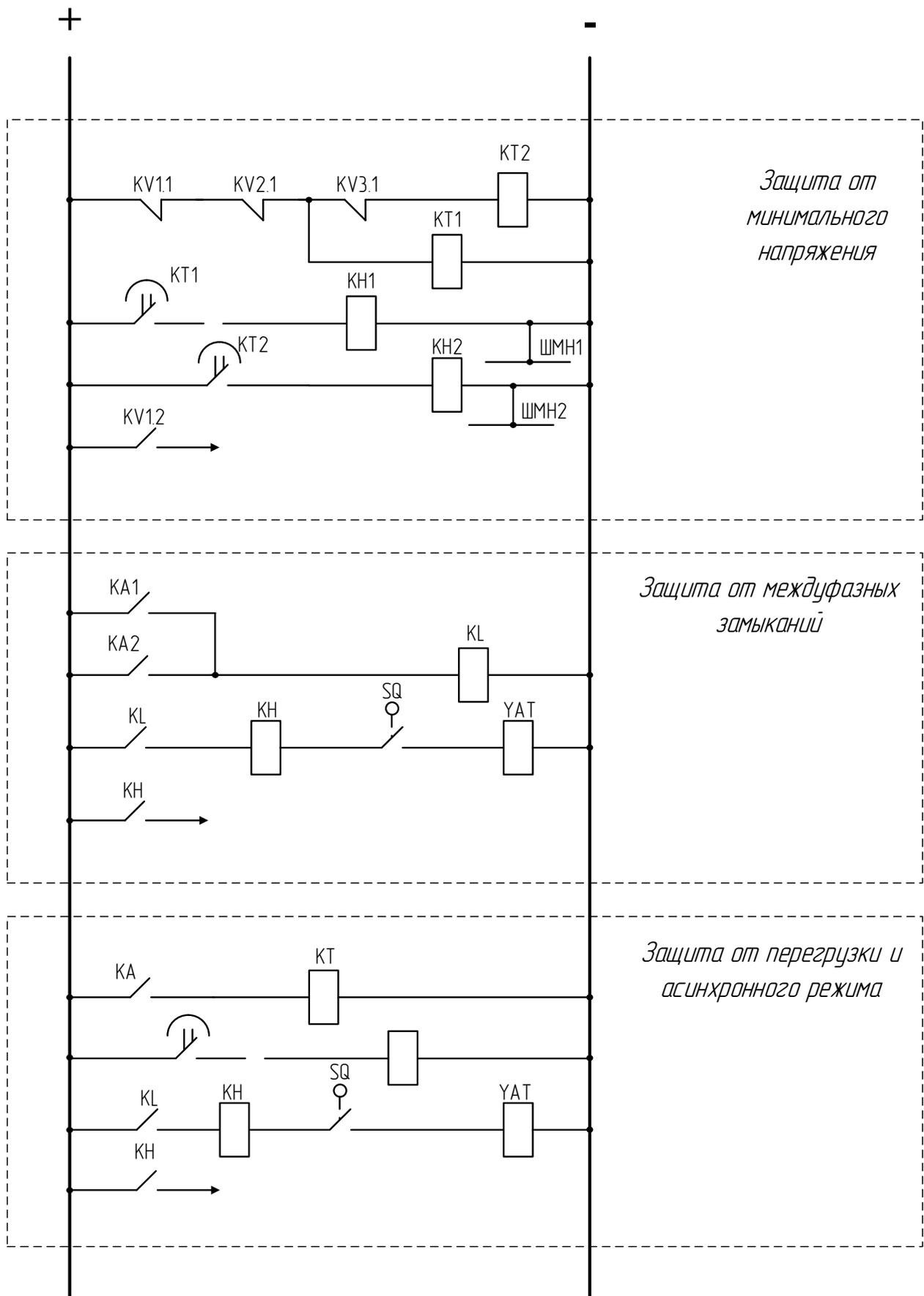


Рисунок 17 – Цепи оперативного тока

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП

Лист

96

13 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

13.1 Существующие способы пуска синхронных двигателей

Существует несколько различных способов пуска синхронных двигателей:

1. Запуск с помощью вспомогательного двигателя. Синхронный двигатель и синхронный компенсатор, который является по существу синхронным двигателем, работающим вхолостую в перевозбужденном режиме, могут включаться в сеть с помощью синхронизирующих устройств такими же способами, как и синхронный генератор. Для пуска двигатель должен иметь на одном валу дополнительный электродвигатель, с помощью которого можно было бы разогнать его до синхронной скорости, при которой производится синхронизация машины с сетью. В качестве такого вспомогательного двигателя в последнее время используются асинхронный двигатель общепромышленного назначения сравнительно меньшей мощностью с тем же числом полюсов, что и синхронный двигатель. С помощью такого [электродвигателя](#) синхронный двигатель приводится во вращение почти с синхронной скоростью, после этого производится включение в параллельную работу методом самосинхронизации. Раньше для данной цели использовался также асинхронный электродвигатель, с числом полюсов на одну пару меньше, чем синхронный двигатель. Поэтому асинхронный двигатель разгонял его даже несколько выше синхронной скорости. После разгона двигатель «стартер» отключали от сети и агрегат начинал замедляться, проходя через синхронную скорость, что позволяло произвести в нужный момент включение синхронной машины в сеть.

В недостатки этого способа можно отнести отсутствие возможности пуска двигателя под нагрузкой, так как нерационально иметь пусковой двигатель большой мощности, удорожающий и усложняющий установку.

2. Асинхронный пуск. Синхронный двигатель, имеющий пусковую клетку на роторе, может пускаться в ход в качестве короткозамкнутого асинхронного двигателя. Асинхронный пуск является в настоящее время основным методом пуска синхронных двигателей. Обмотка возбуждения синхронного двигателя при асинхронном пуске должна быть замкнута накоротко или через активное сопротивление, величина которого выбирается порядка десятикратной величины активного сопротивления самой обмотки возбуждения. Если бы обмотка возбуждения при пуске двигателя была разомкнута, то на ее зажимах из-за большого числа витков обмотки возбуждения, при пуске наводилось бы столь большое напряжение, что оно могло бы повести к пробое изоляции. При асинхронном пуске обмотка статора синхронного двигателя включается в сеть переменного тока, в двигателе возникает вращающийся момент, развивающий скорость, близкую к синхронной; двигатель вращается подобно асинхронному двигателю с некоторым скольжением или отставанием скорости по отношению к скорости вращающегося магнитного поля. Если теперь включить постоянный

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 97 |

ток в обмотку возбуждения, то наличие полюсов неизменной полярности вызовет сильные периодические качания скорости ротора относительно его средней скорости, в результате чего возможно не только достижение в некоторые моменты синхронной скорости, но и кратковременные ее превышения.

3. Автотрансформаторный пуск применяется, когда требуется снизить пусковой ток, но пусковой момент при этом не должен сильно снижаться. Автотрансформаторный пуск является трехступенчатым пуском. На первой ступени к двигателю подводится напряжение U_2 , равное 40 - 60 % номинального напряжения U ; на второй ступени, когда автотрансформатор используется как реактор к двигателю подводится напряжение, составляющее 70 - 80 % номинального. Пусковые токи, получаемые из сети в начале пуска, здесь уменьшаются, как показано ниже, пропорционально квадрату напряжения. Поскольку автотрансформаторный пуск обходится дорого, его можно применять очень редко и только если снижение пускового тока, обеспечиваемого реакторами, недостаточно для сети. Это бывает в тех случаях, когда требуются большие пусковые моменты, а питающая сеть не допускает больших пусковых токов.

4. Частотный пуск. Синхронный двигатель может быть запущен в ход с помощью частотного преобразователя, когда частота подводимого к нему при пуске напряжения плавно изменяется от нуля до номинального значения. При этом способе пуска двигатель вращается синхронно в течение всего периода пуска. При пуске по этому методу двигатель запитывается от отдельного синхронного генератора, скорость которого изменяется с помощью первичного двигателя от нуля до номинальной. Для того чтобы электродвигатель смог начать вращаться синхронно, начиная с нулевой скорости, токи генератора и электродвигателя должны быть отрегулированы особо точным образом и скорость увеличения частоты не должна быть слишком высокой. Изучение вопроса показывает, что генератор должен иметь в начальный период пуска по возможности большой ток возбуждения, а двигатель - такой ток возбуждения, чтобы при синхронных скоростях электродвижущая сила двигателя от тока возбуждения была примерно вдвое меньше электродвижущей силы генератора. С увеличением скорости вращения ток возбуждения двигателя необходимо увеличивать.

5. Системы плавного пуска (СПП) предназначены для плавного пуска как одного, так и группы высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей насосов, компрессоров, вентиляторов, воздуходувок и др. производственных механизмов.

Плавный пуск электродвигателя достигается за счет формирования заданного темпа нарастания напряжения на двигателе от нуля до номинального значения методом фазового управления тиристорами устройства плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УППВЭ.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 98 |

В разделе специальная часть рассмотрим устройство плавного пуска для группы высоковольтных электродвигателей запитанных от 3,4 секции 10кВ.

13.2 Устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УППВЭ [14]

Специалистам, эксплуатирующим высоковольтные двигатели, хорошо известны проблемы прямых пусков, а именно: 6-8 кратные броски пускового тока, создающие ударные электромагнитный моменты, передающиеся через вал двигателя на приводимый в движение механизм. В течение 15 ... 20% времени разгона электродвигателя этот момент содержит постоянную составляющую и вынужденную составляющую в виде знакопеременного момента с амплитудой до 4 номинальных моментов электродвигателя. Возникающие большие знакопеременные электродинамические усилия в обмотке статора приводят к ухудшению изоляции секций и изгибу лобовых частей обмотки вследствие смещения проводников друг относительно друга.

В результате, ударные нагрузки приводят к разрушению и пробоем изоляции обмоток статора электродвигателей, перегоранию межкатушечных соединений, обгоранию выводных концов, поломкам валов, соединительных муфт, редукторов и другим неполадкам.

Большие пусковые токи, потребляемые электродвигателями в момент их пуска, и связанные с этим глубокие посадки напряжения очень усложняют, а в ряде случаев делают невозможным пуск в работу двигателей в случае их электроснабжения от газотурбинных, дизельных или иных электростанций ограниченной мощности.

Проблема исключения ударных пусковых нагрузок, и, следовательно, повышения надёжности работы и снятия ограничения на число пусков и остановов агрегатов с высоковольтными электродвигателями, а так же снижения просадок напряжения может быть решена посредством применения устройства УППВЭ для безударного запуска асинхронных и синхронных электродвигателей механизмов с «вентиляторной» характеристикой нагрузочного момента (насосы, компрессора, вентиляторы, дымососы).

Устройство УППВЭ обеспечивает плавный пуск высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей насосов, компрессоров, вентиляторов, воздуходувок и др. производственных механизмов. Плавный пуск высоковольтного электродвигателя достигается за счет формирования заданного темпа нарастания напряжения на двигателе от нуля до номинального значения. Система управления плавным пуском на базе устройства УППВЭ позволяет осуществлять плавный пуск до 12-ти двигателей под управлением контроллера. При этом исключаются аварийные ситуации, связанные с ошибочными действиями персонала при пуске и остановке высоковольтного устройства УППВЭ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 99 |

Применение шкафа УППВЭ дает следующие преимущества:

- значительно уменьшается пусковой ток двигателя (в 3-4 раза);
- существенно снижаются динамические нагрузки на подшипниках двигателя и в кинематике механизмов, работающих с данным двигателем;
- улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (двигателей, трансформаторов, коммутационных аппаратов и др.);
- существенно снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске двигателей;
- уменьшаются просадки напряжения в сети при пуске двигателей;
- экономия электроэнергии за счет рационального использования энергоемкого оборудования;
- увеличением количества допустимых пусков достигается экономия электроэнергии;
- повышается надежность и срок службы оборудования.

Реализованы следующие основные виды защит:

- максимально-токовая ;
- время-токовая защита двигателя;
- от затянувшегося пуска двигателя;
- от обрыва фазы управляющей сети;
- от понижения напряжения сети;
- от исчезновения вентиляции в УППВЭ;
- при недопустимом отклонении частоты питающей сети;
- от самопроизвольного изменения параметров настройки;
- от перенапряжений на тиристорах;
- от перегрева устройства;
- неверное чередование фаз;
- внешняя авария;
- ограничение количества пусков;
- ошибка внешней автоматики.

Срабатывание защит и другие неполадки в системе отображаются на встроенном ЖКИ экране.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 100 |

Типы устройств УППВЭ:

Таблица 32 - Типы устройств УППВЭ

| Тип устройства УППВЭ | Номинальные данные устройства | | Наибольшая мощность устройства, МВт. |
|-------------------------|----------------------------------|----------------|-----------------------------------------------|
| | ток, А | напряжение, кВ | |
| УППВЭ1-XXXX –ОУХЛ4 | 400 | 6 (10) | 1,6 (2,5) |
| УППВЭ1-XXXX –ОУХЛ4 | 630 | 6 (10) | 2,0 (3,2) |
| УППВЭ1-XXXX –ОУХЛ4 | 800 | 6(10) | 3,2 (5,1) |
| УППВЭ1-XXXX –ОУХЛ4 | 1250 | 6 (10) | 5,1 (8,0) |
| УППВЭ1-XXXX –ОУХЛ4 | 1600 | 6 (10) | 8,0 (12,5) |

В скобках указаны данные для двигателей напряжением 10кВ. Наибольшая мощность устройства соответствует наибольшей мощности двигателя, запускаемого с кратностью пускового тока к 2, что в свою очередь соответствует номинальному току устройства.

За номинальный ток устройства УППВЭ принимается максимально допустимый ток в течение нормируемого времени пуска.

На базе устройств серии УППВЭ выпускаются системы поочередного плавного пуска группы электродвигателей, состоящие из шкафа УППВЭ, камер с высоковольтными контакторами (количество камер равно числу плавно запускаемых электродвигателей), камер с высоковольтными рабочими выключателями и пульта управления (оператора). При питании электродвигателей от двух вводов система поочередного плавного пуска дополняется двумя камерами с высоковольтными головными выключателями, с помощью которых шкаф УППВЭ подключается к питающим вводам.

Наибольший экономический эффект достигается внедрением системы группового пуска, когда одно устройство УППВЭ используется для последовательного пуска нескольких электродвигателей. Пример такой системы для плавного пуска электродвигателей изображен на чертеже формата А1 лист 4.

QF1, QF2 –головные вакуумные выключатели;

QS1, QS2 –разъединители;

K1...K11– камеры с контактором;

QW1...QW11 – камеры с рабочим выключателем;

E1 – шкаф УППВЭ;

E2- пульт управления (исполнения 2);

E3- шкаф автоматики (исполнения 2);

БСМ – блок силовых модулей;

ЖКИ–экран для ввода параметров пусковой токовой диаграммы;

ТА1 – трансформатор тока;

M1...M11 – синхронные (асинхронные) электродвигатели.

| | | | | | | |
|------|------|-------------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП | Лист |
| Изм. | Лист | № документа | Подпись | Дата | | 101 |

Технические характеристики:

Таблица – 32 Технические характеристики

| | |
|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Род тока | переменный , трехфазный |
| Номинальное напряжение, кВ | 3; 6,3; 10,5 |
| Номинальный ток устройства, А | 400 - 1600 |
| Частота, Гц | 50 |
| Диапазон мощностей запускаемых двигателей, МВт | 0,2 - 12,5 |
| Пределы ограничения пускового тока | (1 - 4) Iном дв |
| Напряжение питания вспомогательных цепей, В | ~ 3 x 100; ~ 3 x 380 |
| Регулируемое время пуска, с | 5 - 120 |
| Количество пусков | до 3-х пусков подряд с последующим перерывом 15 мин . |
| Степень защиты | IP20 |
| Климатическое исполнение | УХЛ4 , О4 |
| Габаритные размеры шкафа Ш x В x Г, мм | 1500 x 2385 x 1340 |
| Масса, кг | 600 |

Силовые модули УППВЭ

В основу УППВЭ положен модульный принцип построения. Так тиристорный силовой модуль каждой фазы включает в себя два встречно-параллельно включенных тиристорных вентиля, а каждый вентиль состоит из последовательно соединенных тиристоров.

Конструктивно тиристорный модуль каждой фазы выполнен в виде выкатной тележки. Время, необходимое для замены одного тиристора не превышает 30 минут.

Система управления УППВЭ

Цифровая микропроцессорная система управления, на основе специализированного контроллера собственной разработки.

Система управления осуществляет плавный пуск двигателя с заданным значением токо-ограничения.

Система автоматики осуществляет программный плавный пуск двигателя и его переключение на сеть, а также аварийный останов при срабатывании внутренних защит УППВЭ.

Система управления имеет два встроенных интерфейса типа RS-232, RS-485. Один из них используется для подключения ПК, второй – для связи с АСУ ТП с протоколом обмена типа MODBUS или любым другим по требованию Заказчика.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 102 |

Шкафы автоматики (ША)

Камера с контакторами

Камера с высоковольтным вакуумным контактором или выключателем. Тип высоковольтных камер подбирается по желанию заказчика.

Условное обозначение:

УППВЭ $\frac{1}{2}$ $\frac{X}{3}$ $\frac{X}{4}$ $\frac{X}{5}$ $\frac{X}{6}$ $\frac{X}{7}$ $\frac{УХЛ4}{8}$.

- 1 – устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей
- 2 – порядковый номер разработки
- 3 – номинальный ток устройства, А400; 630; 800; 1250; 1600
- 4 - номинальное напряжение устройства, кВ3, 6,3; 10,5
- 5 – наличие/отсутствие пульта управления0 - без пульта; 1 – с пультом
- 6 - наличие/ отсутствие высоковольтного вакуумного выключателя ...0 – без выключателя 1 – с выключателем
- 7 - область примененияА – на объектах АЭ, О – на объектах общепромышленного назначения
- 8 – климатическое исполнение и категория размещения ..УХЛ4 ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89

Совокупная экономическая эффективность от использования УППВЭ определяется:

- экономией электроэнергии на выработку и/или передачу тепла, пара, сжатого воздуха за счет возможности оперативного включения и отключения двигателей в соответствии с графиком нагрузки;
- повышением срока службы двигателя и приводного агрегата и снижением эксплуатационных затрат на их ремонт и обслуживание за счет ликвидации ударных воздействий при прямых пусках;
- повышения надежности работы электрооборудования предприятия в целом за счет снижения посадок напряжения в питающей сети при пусках двигателей.

Выберем устройство плавного пуска для самых мощных двигателей предприятия, они подключены к 3 и 4 секциям 10кВ. Выбираем систему плавного пуска УППВЭ 1 – 400 – 10,5 – 1 – О –11 УХЛ4 это устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей с номинальным током главных цепей 400А, номинальным напряжением 10,5кВ, с вакуумным выключателем, общепромышленного назначения, предназначенного для поочередного пуска 11 двигателей.

На базе устройства плавного пуска серии УППВЭ была введена в эксплуатацию система плавного пуска 4-ех синхронных электродвигателей турбокомпрессоров К-250 и К-500 мощностью 2000 и 3500 кВт, 10 кВ на

компрессорной станции ОАО «Рязанский завод автоагрегатов». Внедренная система плавного пуска на базе шкафа УППВЭ позволяет заводу экономить электроэнергию за счет рационального использования энергоемкого оборудования. При остановке компрессора К-250 в ночное время на 8 часов, а также в выходные и праздничные дни годовая экономия электроэнергии достигает 3,5 миллиона киловатт часов (в зависимости от стоимости электроэнергии в регионе не менее 3-х миллионов рублей в год). Так же система плавного пуска позволила увеличить допустимое количество пусков и срок службы электродвигателей турбокомпрессоров за счет щадящих, безударных режимов пуска.

В ОАО «Водоканал», Туркменистан была запущена и ведена в эксплуатацию автоматическая станция управления пятью насосными агрегатами (АСУНА) мощностью 800 кВт, 6 кВ с помощью системы плавного пуска на базе устройства серии УППВЭ. Внедрение системы плавного пуска позволило уменьшить ударные нагрузки в двигателях и редукторах насосных агрегатов, а так же частично разгрузило вводной фидер за счет уменьшения просадок напряжения и ограничение пусковых токов двигателя до 1,5 номинального.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮЧрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 104 |

Заключение

В курсовом проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов Ижевского трубопрокатного завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Было рассмотрено два варианта внутривзаводского электроснабжения и принят наиболее подходящий из них. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГТП и внутреннего электроснабжения завода.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 105 |

Библиографический список

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электронный справочник V2.0.
8. Цены на электрооборудование <https://ekaterinburg.flagma.ru>
9. Режимы нейтралей ElectricalSchool.info
10. <http://energybk.ucoz.ru>
11. <http://www.tdsevcable.ru>
12. <http://www.ruscable.ru>
13. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошников – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.
14. Устройства плавного пуска <https://www.cheaz.ru/products/ese/soft-starters/uppv.html>

| | | | | | | |
|-------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.074 ПЗ ВКП</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 106 |