

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети

Кафедра Электрических сетей и электротехники(ЭСиЭ)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы

**Технико-экономический расчет реконструкции системы электроснабжения ООО
Шахта Бутовская**

УДК 621.31.031.001.5–048.35:622.333.012(571.17)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 3-9202 | Зенков Андрей Александрович | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры электрических сетей и электротехники | Даминов Ильдар Болатович | ассистент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры менеджмента | Коршунова Лидия Афанасьевна | доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|----------------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности | Амелькович Юлия Александровна | доцент | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| кафедра электрических сетей и электротехники | Прохоров Антон Викторович | к.т.н., доцент | | |

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки (специальность) 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники (ЭСиЭ)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Прохоров А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--------------------|
| дипломного проекта |
|--------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------------|
| 3-9202 | Зенкову Андрею Александровичу |

Тема работы:

| | |
|--|---------------------|
| Технико-экономический расчет реконструкции системы электроснабжения ООО Шахта Бутовская | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 12.05.2016 № 3504/с |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

| | |
|--|------------|
| | 07.06.2016 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|---|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p> | <p>Объектом проектирования является схема электроснабжения ООО шахта Бутовская. В качестве исходных данных представлены:</p> <ul style="list-style-type: none">• Принципиальная схема электрических соединений ;• Технические характеристики электрооборудования: ВЛ, КЛ, трансформаторов и шунтирующих реакторов;• Контрольные замеры активной и реактивной мощностей, напряжений. |
|--|---|

| | |
|--|--|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ литературных источников по теме проектирования; 2. Расчет главной понизительной подстанции и ВЛ ; 3. Расчет расчет мощностей потребителей; 4. Расчет КЛ наземных и внутришахтных; 5. Расчет электрооборудования; 6. Техно-экономический расчет кабельной продукции, принятие решений по более выгодному варианту. |
|--|--|

| | |
|--|---|
| <p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p>Принципиальные схемы первичных соединений:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Принципиальная схема электрических соединений общешахтная; 2. Принципиальная схема очистного участка. |
|--|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|---|-------------------------------|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Коршунова Лидия Афанасьевна |
| Социальная ответственность | Амелькович Юлия Александровна |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Не предусмотрено

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 12.02.2016 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент кафедры электрических сетей и электротехники | Даминов Ильдар Болатович | ассистент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 3-9202 | Зенков Андрей Александрович | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|------------------|------------------------------------|
| Группа 3-9202 | ФИО Зенков Андрей Александрович |
|------------------|------------------------------------|

| | | | |
|---------------------|----------------|-------------|--|
| Институт | Энергетический | Кафедра | <u>Электрических сетей и электротехники (ЭСИЭ)</u> |
| Уровень образования | инженер | Направление | <u>140205 – Электроэнергетические системы и сети</u> |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): | Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Норма амортизации Размер оплаты труда |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Отчисления в социальные фонды |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР | Определение состава работ и их трудоемкость Планирование выполнения проекта |
| 2. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Формирование бюджета |
| 3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР | Определение капитальных вложений |
| 4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта | Определение экономической эффективности проекта |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| 1. Календарный план-график выполнения проекта |
|---|

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент кафедры менеджмента | Коршунова Лидия Афанасьевна | доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 3-9202 | Зенков Андрей Александрович | | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|-----------|---|--|
| 1. | Характеристика объекта проектирования, окружающей среды и технологического оборудования..... | |
| 1.1 | Место размещения предприятия..... | |
| 1.2 | Электроснабжение предприятия..... | |
| 1.3 | Оборудование для очисных работ..... | |
| 1.4 | Подземный транспорт..... | |
| 2. | Расчёт электрических нагрузок и определение места расположения главной понизительной подстанции..... | |
| 2.1 | Расчёт электрических нагрузок..... | |
| 2.2 | Построение картограммы электрических нагрузок..... | |
| 2.3 | Определение центра электрических нагрузок..... | |
| 3. | Проектирование схемы внешнего электроснабжения с учётом компенсации реактивной мощности..... | |
| 3.1 | Определение расчётного питающего напряжения предприятия..... | |
| 3.2 | Выбор числа и мощности ГПП с учётом компенсации реактивной мощности..... | |
| 3.3 | Уточнённый расчёт питающих линий..... | |
| 4. | Проектирование распределительной сети предприятия..... | |
| 4.1 | Выбор сечения по допустимому нагреву..... | |
| 4.2 | Проверка кабелей по потере напряжения..... | |
| 4.3 | Проверка кабелей по экономической плотности тока..... | |
| 4.4 | Проектирование подземной распределительной сети..... | |
| 5. | Расчёт токов короткого замыкания системы внешнего электроснабжения и распределительной сети предприятия..... | |
| 6. | Проектирование схемы электроснабжения очистного участка..... | |
| 6.1 | Местоположение электропотребителей очистного участка на плане горных работ..... | |
| 6.2 | Расчёт мощности трансформаторной подстанции..... | |
| 6.3 | Расчёт кабельной сети участка..... | |
| 6.3.1 | Расчёт и выбор высоковольтного кабеля..... | |
| 6.3.2 | Расчёт низковольтной кабельной сети..... | |

| | | | | | | | | | | |
|----------|------|-------------|---------|------|----------------------------|--|--|------|------|--------|
| | | | | | ФЮРА.140205.001 ПЗ. | | | | | |
| Изм. | Лист | №докум. | Подпись | Дата | Содержание | | | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | А.А.Зенков | | | | | | | | |
| Руковод. | | И.Б.Даминов | | | | | | | | |
| Реценз. | | | | | | | | | | |
| Консульт | | | | | | | | | | |
| | | | | | ТПУ ИнЭО Гр.3-9202 | | | | | |

| | |
|---|--|
| 6.3.3 Проверка кабельной сети на потерю напряжения в нормальном режиме..... | |
| 6.3.4 Проверка принятой кабельной сети участка по допустимой потере напряжения в пусковом режиме..... | |
| 6.3.5 Проверка кабельной сети на устойчивость защиты от утечек тока на землю..... | |
| 6.3.6 Проверка активного сопротивления изоляции участковой сети относительно земли..... | |
| 6.4 Расчёт токов короткого замыкания системы электроснабжения очистного участка..... | |
| 6.5 Выбор пусковой аппаратуры..... | |
| 6.6 Расчёт освещения..... | |
| 7. Выбор электрооборудования главной понизительной подстанции..... | |
| 7.1 Выбор выключателей..... | |
| 7.1.1 Выбор выключателей РУВН ГПП..... | |
| 7.1.2 Выбор вводного выключателя РУНН ГПП..... | |
| 7.1.3 Выбор выключателей на отходящих присоединениях ГПП..... | |
| 7.2 Выбор разъединителей РУВН ГПП..... | |
| 7.3 Выбор измерительных трансформаторов ГПП..... | |
| 7.3.1 Выбор трансформаторов тока | |
| 7.3.2 Выбор трансформаторов напряжения..... | |
| 7.4 Выбор трансформаторов собственных нужд..... | |
| 7.5 Выбор аккумуляторных батарей..... | |
| 7.6 Выбор и проверка шин РУ ГПП..... | |
| 7.7 Выбор изоляторов..... | |
| 7.8 Расчёт заземляющего устройства..... | |
| 7.9 Расчёт и выбор защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений..... | |
| 8. Релейная защита и автоматика..... | |
| 8.1 Защита линий..... | |
| 8.2 Устройство АПВ ЛЭП 6 кВ..... | |
| 9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | |
| Заключение..... | |
| Список используемой литературы..... | |

1. Характеристика объекта проектирования и технологического оборудования.

Общие сведения о шахте.

Проект строительства шахты ООО «Бутовская» Разработан институтом «Кузбасгипрошахт» в соответствии с заданием на его выполнение, утверждённым директором по развитию сырьевой базы ОАО «КОКС».

1.1. Территориальное расположение.

Поле шахты «Бутовская» расположено в Кемеровском геолого-экономического района Кузбасса. Административно поле шахты расположено на территории Кемеровского района Кемеровской области, в 10 км от г. Кемерово на территории посёлка «Боровой».

В пределах шахтного поля залегает 6 Рабочих пластов «Артельный», «Выклинившийся», «Проводник», «Кумпановский», «Верхний», «Двойной-Промежуточный» с преобладающей мощностью от 0,7 до 2,5 м. , уголь марки КО.

1.2 Электроснабжение предприятия

Для электроснабжения электроприёмников в шахте, применяются следующие уровни номинального напряжения:

6000В - для подземных распределительных сетей, насосных установок, вентилятора главного проветривания;

660,1140В - для силовых питающих сетей и передвижных электроприемников очистных и подготовительных забоев;

220В – освещение капитальных выработок;

127В - для электроосвещения очистных и подготовительных забоев и питания ручного электроинструмента.

Электроснабжение подземных электроприёмников выполняется от обособленных источников электроэнергии напряжением 6000В с применением для этой цели трёхобмоточных трансформаторов. Распределение электроэнергии напряжением 660 и 1140 вольт осуществляется автоматическими взрывозащищенными выключателями ВВ-250Р и ВВ-400Р. Защиту сетей 660 и 1140В от недопустимого снижения уровня изоляции выполняют аппараты АЗУР, смонтированные в распределительных устройствах низшего напряжения шахтных передвижных трансформаторных подстанций КТПВ-6/0.69 и КТПВ-6/1.2 кВ. Защита сетей 127 В от токов короткого замыкания и утечек на землю обеспечивается аппаратами АОШ-4 со встроенными реле утечки. Вся пусковая и распределительная аппаратура принимается во взрывобезопасном рудничном исполнении. Силовые и осветительные сети выполняются кабелями марок ЦСБн, КГЭШ .

1.3 Оборудование для очистных работ

На шахте применяется система отработки пластов с полным обрушением кровли, с использованием механизированного комплекса. Оборудование комплекса представлено в таблице 1.

Таблица 1 Принятое оборудование для отработки лавы

| № | Наименование оборудования | Тип, марка оборудования | Количество |
|---|---------------------------|-------------------------|------------|
| 1 | Механизированная крепь | TAGOR | шт. |
| 2 | Комбайн очистной | МВ-450 Е | 1 шт. |
| 3 | Забойный конвейер | RUBNIK | 1 шт. |
| 4 | Перегрузатель скребковый | GROT | 1 шт. |
| 5 | Дробилка | SCORPION | 1 шт. |
| 8 | Насосная станция | СНД 200/32 | 3 шт. |
| 9 | Насосная станция орошения | УНШ-02 | 1 шт. |

1.5 Подземный транспорт

Транспортирование горной массы из подготовительных забоев выемочных штреков предусматривается осуществлять при помощи скребковых перегружателей GROT и скребковых конвейеров «RUBNIK» с последующей перегрузкой на ленточные конвейеры 2Л80У и 2ЛТ80У.

В качестве вспомогательного транспорта настоящим проектом предусматривается применение подвесных дизельгидравлических локомотивов ДПЛ-80 компании «Монотранс». Предназначен для перевозки людей и грузов по монорельсовой подвесной дороге ДП-155

2. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАЦИИ

Расчёт электрических нагрузок выполняется для выбора электрооборудования системы электроснабжения. Исходные данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Потребители предприятия

| Наименование электроприёмников | $P_{\text{ном}}$, кВт | K_c | $\cos \varphi$ | $\text{tg } \varphi$ |
|------------------------------------|------------------------|-------|----------------|----------------------|
| АБК | 600 | 0,6 | 0,7 | 1,02 |
| ППНС | 600 | 0,5 | 0,8 | 0,75 |
| Котельная | 600 | 0,75 | 0,75 | 0,88 |
| Техкомплекс | 500 | 0,6 | 0,7 | 1,02 |
| Очистные сооружения | 200 | 0,45 | 0,6 | 1,33 |
| Мех. цех | 400 | 0,3 | 0,65 | 1,17 |
| Вентилятор гл. проветривания (ВГП) | 1250 | 0,83 | 0,85 | 0,6 |
| Сторонние потребители | 1000 | 0,6 | 0,8 | 0,75 |
| Итого | 5150 | | | |
| Подземные электроприемники | | | | |
| Конвейерный ствол | 1100 | 0,65 | 0,7 | 1,02 |
| Очистные работы | 2000 | 0,7 | 0,75 | 0,88 |
| Подготовительные работы | 1500 | 0,35 | 0,6 | 1,33 |
| Главный водоотлив | 1000 | 0,8 | 0,9 | 0,48 |
| Итого | 5600 | | | |
| Итого по шахте | 10750 | | | |

Принятые сокращения:

Административно бытовой комбинат – АБК

Противопожарная повысительная насосная станция – ППНС

Вентилятор главного проветривания - ВГП

Механический цех – Мех. Цех

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок шахты будем производить по методу коэффициента спроса K_c , который учитывает отношение совмещенного максимума нагрузки приемников энергии к их суммарной установленной мощности.

Расчёт нагрузки группы однородных по режиму работы приёмников определяем по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{ном.};$$

$$Q_p = P_p \cdot tg \varphi;$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

где K_c – коэффициент спроса;

$P_{ном}$ – мощность номинальная, кВт;

P_p – активная расчётная мощность, кВт;

Q_p – реактивная расчётная мощность, кВАр ;

$tg \varphi$ - соответствует $\cos \varphi$ данной группы приёмников;

S – расчётная мощность, кВА.

Результаты расчётов электрических нагрузок сведены в таблицу 2.1.1. и 2.1.2.

Таблица 2.1.1.

Расчётные нагрузки поверхностных потребителей

| Наименование электроприёмников | $P_{\text{ном}}$, кВт | K_c | $\text{Cos } \varphi$ | $\text{tg } \varphi$ | P_p , кВт | Q_p , кВар | S_p , кВА |
|--------------------------------|------------------------|-------|-----------------------|----------------------|-------------|--------------|-------------|
| Поверхностные электроприёмники | | | | | | | |
| АБК | 60 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 36 | 36,7 | 51,4 |
| ППНС | 600 | 0,5 | 0,8 | 0,75 | 300 | 225 | 375 |
| Котельная | 600 | 0,75 | 0,75 | 0,88 | 450 | 396 | 600 |
| Техкомплекс | 500 | 0,6 | 0,7 | 1,02 | 300 | 306 | 428,5 |
| Очистные сооружения | 200 | 0,45 | 0,6 | 1,33 | 45 | 59,8 | 75 |
| Мех. цех | 400 | 0,3 | 0,65 | 1,17 | 120 | 140,4 | 184,6 |
| ВГП | 1260 | 0,83 | 0,85 | 0,6 | 1046 | 627,6 | 1230,6 |
| Сторонние потребители | 1000 | 0,6 | 0,8 | 0,75 | 600 | 450 | 750 |
| Итого | 5150 | | | | 2891 | 2241,5 | 2945,1 |

Таблица 2.1.2

Расчётные нагрузки подземных потребителей

| Наименование электроприёмников | $P_{\text{ном}}$, кВт | K_c | $\text{Cos } \varphi$ | $\text{tg } \varphi$ | P_p , кВт | Q_p , кВар | S_p , кВА |
|--------------------------------|------------------------|-------|-----------------------|----------------------|-------------|--------------|-------------|
| Подземные электроприёмники | | | | | | | |
| Конвейерный ствол | 1100 | 0,65 | 0,7 | 1,02 | 715 | 729,3 | 1021,4 |
| Очистные работы | 2000 | 0,7 | 0,75 | 0,88 | 1400 | 1050 | 1750 |
| Подготовительные работы | 1500 | 0,35 | 0,6 | 1,33 | 525 | 698,2 | 875 |
| Главный водоотлив | 1000 | 0,8 | 0,9 | 0,48 | 800 | 384 | 888,8 |
| Итого | 5600 | | | | 3440 | 2861 | 4535,2 |
| Итого по шахте | 10750 | | | | 6331 | 5102 | 7480,3 |

2.2 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма представляет собой размещение на генеральном плане предприятия цехов, площадь которых в выбранном масштабе соответствует расчётным нагрузкам. При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

Картограмма даёт представление о распределении нагрузок цехов по территории предприятия. Радиусы окружностей картограммы определяем по формулам:

$$r_{i,a} = \sqrt{\frac{P_{p,i}}{\pi \cdot m}};$$

$$r_{i,p} = \sqrt{\frac{Q_{p,i}}{\pi \cdot m}};$$

где $P_{p,i}$ – расчётная активная нагрузка цеха i -го или i -го узла электрических нагрузок, кВт.

$Q_{p,i}$ – расчётная реактивная нагрузка того же цеха или узла, кВар;

$m = 0,5$ – масштабный коэффициент, кВт/мм².

Радиусы окружностей для АБК равны:

$$r_{1,a} = \sqrt{\frac{36}{3,14 \cdot 0,5}} = 4,78 \text{ мм}$$

$$r_{1,p} = \sqrt{\frac{36,7}{3,14 \cdot 0,5}} = 4,83 \text{ мм}$$

Результаты остальных расчётов сведены в таблицу 2.2.

Параметры картограмм электрических нагрузок

| № | Наименование потребителей | P_p , кВт | Q_p , кВар | r_a , мм | r_p , мм |
|---|---------------------------|-------------|--------------|------------|------------|
| 1 | АБК | 36 | 36,7 | 4,78 | 4,83 |
| 2 | ППНС | 300 | 225 | 13,8 | 11,9 |
| 3 | Котельная | 450 | 396 | 16,9 | 15,88 |
| 4 | Техкомплекс | 300 | 306 | 13,8 | 13,96 |
| 5 | Очистные сооружения | 45 | 59,8 | 5,35 | 6,17 |
| 6 | Мех.цех | 120 | 140,4 | 8,74 | 9,45 |
| 7 | ВГП | 1040 | 627,6 | 25,8 | 19,99 |
| 8 | Подземные потребители | 3440 | 2861 | 46,1 | 42,7 |
| 9 | Сторонние потребители | 600 | 450 | 19,5 | 16,9 |

2.3 Определение центра электрических нагрузок

Определение центра электрических нагрузок (ЦЭН) производится для места расположения ГПП. На основании построенных картограмм находят координаты условного центра активных электрических нагрузок предприятия, где и находится место расположения источника питания (ГПП). ЦЭН рассчитывается по формулам:

$$x_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}; \quad y_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}};$$

$$x_p = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{p,i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n Q_{p,i}}; \quad y_p = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{p,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n Q_{p,i}};$$

где P_p – расчётная активная мощность, кВт;

Q_p – расчётная реактивная мощность, кВАр.

Результаты расчётов сведены в таблицы 2.3 и 2.4.

В соответствие с данными таблиц 2.3 и 2.4 построены генеральный план предприятия рис. 2.1 и картограмма электрических нагрузок рис. 2.2.

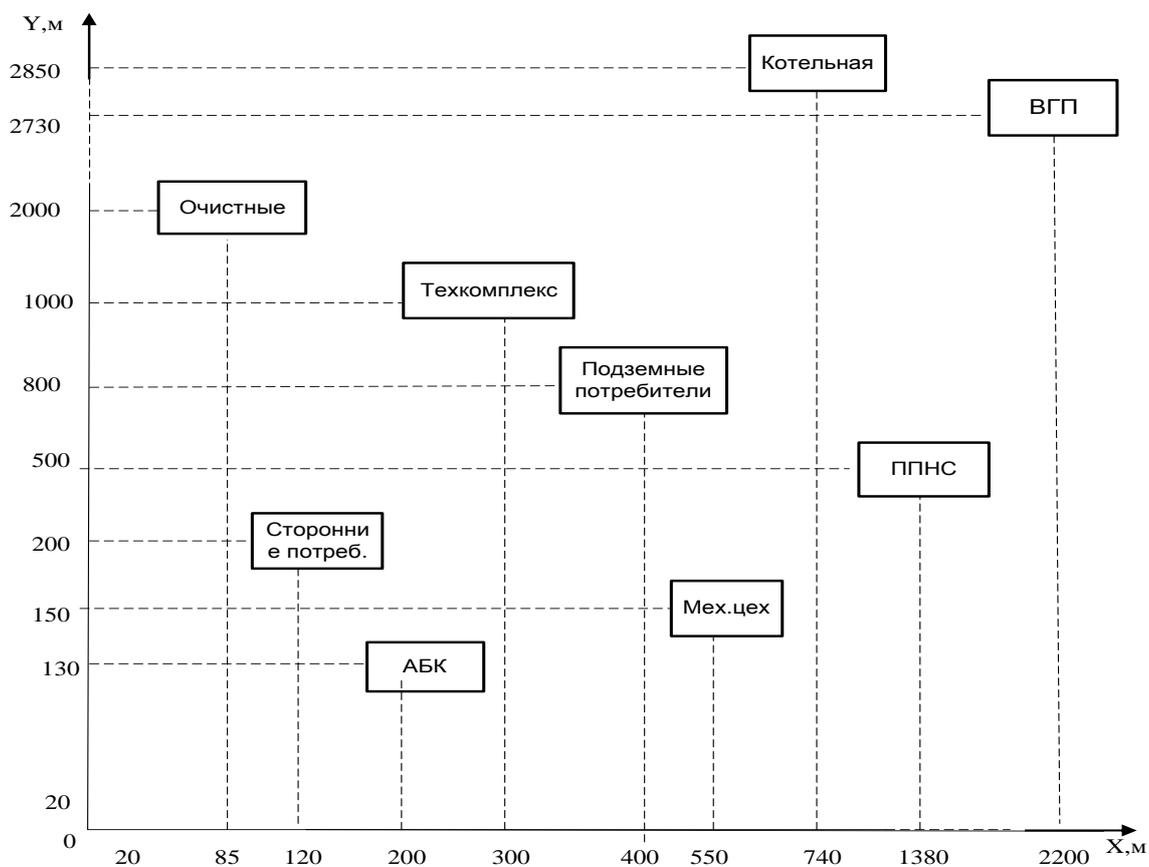


Рис.2.1. Генеральный план предприятия

Координаты активного ЦЭН

| № | Наименование потребителей | $P_p,$ <i>кВт</i> | $x,$ <i>м</i> | $y,$ <i>м</i> | $P_p \cdot x,$ <i>кВт·м</i> | $P_p \cdot y,$ <i>кВт·м</i> |
|-------|---------------------------|----------------------|------------------|------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1 | АБК | 36 | 200 | 130 | 7200 | 4680 |
| 2 | ППНС | 300 | 1380 | 500 | 414000 | 150000 |
| 3 | Котельная | 450 | 740 | 2850 | 333000 | 1282500 |
| 4 | Техкомплекс | 300 | 300 | 1000 | 90000 | 300000 |
| 5 | Очистные сооружения | 45 | 85 | 2000 | 3825 | 90000 |
| 6 | Мех.цех | 120 | 550 | 150 | 66000 | 18000 |
| 7 | ВГП | 1046 | 2200 | 2730 | 2301200 | 2855580 |
| 8 | Подземные потребители | 3440 | 400 | 800 | 1376000 | 2752000 |
| 9 | Сторонние потребители | 600 | 120 | 200 | 72000 | 120000 |
| Итого | | 5587 | 5975 | 10360 | 4663225 | 7572760 |

Координаты активного ЦЭН:

$$x_a = \frac{4663225}{5587} = 834.7 \text{ м};$$

$$y_a = \frac{7572760}{5587} = 1355.4 \text{ м};$$

Наиболее удачным местом для расположения ГПП является активный центр электрических нагрузок, так как уменьшается длина кабельной линии до наиболее мощных потребителей.

Координаты расположения реактивного ЦЭН

| № | Наименование потребителей | Q_p , кВт | x , м | y , м | $Q_p \cdot x$, кВт·м | $Q_p \cdot y$, кВт·м |
|-------|---------------------------|----------------|------------|------------|--------------------------|--------------------------|
| 1 | АБК | 36,7 | 200 | 130 | 7340 | 4771 |
| 2 | ППНС | 225 | 1380 | 500 | 310500 | 112500 |
| 3 | Котельная | 396 | 740 | 2850 | 293040 | 1128600 |
| 4 | Техкомплекс | 306 | 300 | 1000 | 91800 | 306000 |
| 5 | Очистные | 59,8 | 85 | 2000 | 5083 | 119600 |
| 6 | Мех.цех | 140,4 | 550 | 150 | 77220 | 21060 |
| 7 | ВГП | 627,6 | 2200 | 2730 | 1380720 | 1713348 |
| 8 | Подземные потребители | 2861.6 | 400 | 800 | 1144640 | 2289280 |
| 9 | Сторонние потребители | 450 | 120 | 200 | 54000 | 90000 |
| Итого | | 5103.1 | 550.9 | 1133.7 | 3364343 | 5785159 |

Координаты реактивного ЦЭН:

$$x_p = \frac{3364343}{5103.1} = 550.9 \text{ м};$$

$$y_p = \frac{5785159}{5103.1} = 1133.7 \text{ м};$$

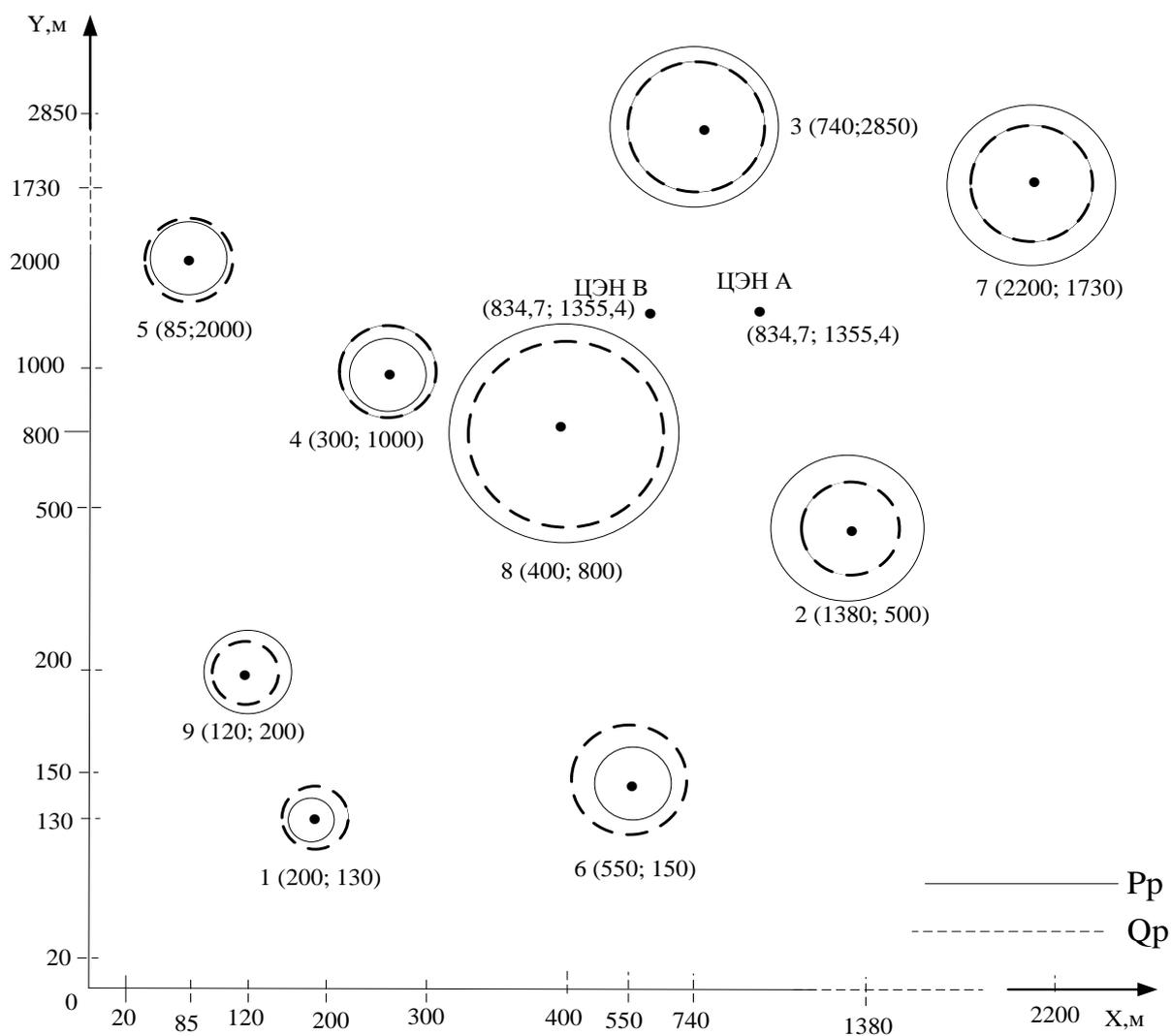


Рис. 2.2. Картограмма электрических нагрузок:

(.) А – центр активной мощности; (.) В – центр реактивной мощности

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1 Определение расчётного питающего напряжения предприятия

Напряжение питающей линии электропередач (ЛЭП) определяется по формуле Никагосова:

$$U_p = 16\sqrt[4]{P \cdot L};$$

где P - активная нагрузка, МВт; P= 5,587МВт

L - длина линии, км; L=6 км.

$$U_p = 16\sqrt[4]{5,587 \cdot 6} = 38.5 \text{ кВ}$$

Принимаем ближайшее стандартное напряжение U= 35кВ

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП с учётом компенсации реактивной мощности

Число трансформаторов определяется категорией надёжности потребителей. Учитывая наличие потребителей I категории, в соответствии с “Проектирование систем электроснабжения горных предприятий “[9] предусматриваем установку двух трансформаторов. Мощность трансформаторов определяем по расчётной нагрузке предприятия с учётом компенсации реактивной мощности. В настоящее время энергосистема не регламентирует значение передаваемой реактивной мощности. Оптимальное её значение определяется потребителем путём сравнения затрат на создание компенсирующего устройства ($Z_{ку}$) и на оплату потерь электрической энергии ($Z_э$).

Мощность компенсирующего устройства предприятия определяется выражением:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_{\text{э}};$$

где Q_p – расчётная реактивная нагрузка предприятия;

$Q_{\text{э}}$ - значение реактивной мощности, передаваемой из системы.

По значениям $Q_{\text{ку}}/Q_p$, определяем соответствующие значение $Q_{\text{э}}$ и затраты $Z_{\text{ку}}$ и $Z_{\text{э}}$.

Затраты на компенсирующее устройство (КУ) определяются по выражению:

$$Z_{\text{ку}} = P \cdot Q_{\text{ку}} \cdot C_{\text{ку}};$$

где P – нормативный коэффициент отчислений, $P=0,125$;

$Q_{\text{ку}}$ – мощность конденсаторной установки, кВАр;

$C_{\text{ку}}$ – стоимость 1 кВАр (для УКРМ $C_{\text{ку}} = 2400$), руб.

УКРМ – установка компенсации реактивной мощности регулируемая.

Стоимость потерь электрической энергии от перетока реактивной мощности определяется выражением:

$$Z_{\text{э}} = C_{\text{ээ}} (\Delta A_{\text{л}} + \Delta A_{\text{тр}});$$

где $C_{\text{ээ}}$ – стоимость электрической энергии, 1кВт/ч = 2.45 руб., (по данным ОАО “Кузбассэнергосбыт”);

$\Delta A_{\text{л}}, \Delta A_{\text{тр}}$ - потери электроэнергии в ЛЭП и трансформаторе за год, кВт·час.

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta A_{\text{л}} = \frac{(P^2 + Q_{\text{э}}^2)}{U^2} \cdot RT_n \cdot 10^{-3};$$

где $P, Q_{\text{э}}$ – перетекаемые активная и реактивная мощность, кВт, кВАр;

U – напряжение сети внешнего электроснабжения, кВ;

R – активное сопротивление ЛЭП, Ом

$$R = r_0 \cdot L;$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км;

Время максимальных потерь:

$$T_n = (0.124 + T_{\max} / 10000)^2 \cdot 8760;$$

где T_{\max} – время максимальной нагрузки (по данным ОГМ $T_{\max}=4300$ час).

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_{mp} = 2P_x T_z + 1 / 2P_k K_z^2 T_n;$$

где P_x, P_k – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, кВт;

K_z – коэффициент загрузки трансформатора;

T_n – время максимальных потерь, ч.

Нагрузка с учётом КРМ определяется выражением:

$$S_{pi} = \sqrt{P_p^2 + Q_{эi}^2};$$

где P_p – расчётная активная мощность, кВт;

$Q_{э}$ – реактивная мощность, кВАр.

Величина расчётного тока I_{pi} в послеаварийном режиме:

$$I_{pi} = \frac{S_{pi}}{\sqrt{3}U_{сети}};$$

где S_p – полная мощность, кВА;

$U_{сети}$ – напряжение сети, кВ.

Сечение ЛЭП (S) определяется по экономической плотности тока ($J_{\text{эк}}$) исходя из времени максимальной нагрузки (T_{max}) по формуле:

$$S = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}};$$

При $T_{\text{max}}=4300$ часов согласно “Правил устройства электроустановок” [16] принимаем $J_{\text{эк}}=1,1$ А/мм² для провода АС. Полученные значения сечения ЛЭП округляем до стандартного меньшего.

Все расчёты сведены в таблицу 3.2.

Подробный расчёт покажу на примере $K=0,2$:

$$Q_{\text{кy}i} = K_i \cdot Q_p,$$

где Q_p – расчётная реактивная мощность, $Q_p=5103.1$ кВАр

$$Q_{\text{кy}2} = 0,2 \cdot 5103.1 = 1020.6 \text{ кВАр.}$$

Определяем значение реактивной мощности передаваемой из системы:

$$Q_{\text{э}i} = Q_p - Q_{\text{кy}i} \text{ кВАр,}$$

$$Q_{\text{э}2} = 5103.1 - 1020.6 = 4082.5 \text{ кВАр.}$$

Определяем полную мощность предприятия с учётом компенсации:

$$S_{p2} = \sqrt{5587^2 + 4082.5^2} = 6919.6 \text{ кВА.}$$

Определяем расчётную мощность трансформатора в ГПП:

$$S_{\text{pm}i} = \frac{S_{pi}}{NK_3};$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

$K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$$S_{pm2} = \frac{6919.6}{2 \cdot 0,7} = 4942.6 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор мощностью $S_{нт} = 6300$ кВА (ТДТНШ-6300/35):

Расшифровка выбранной марки трансформатора:

Т – трёхфазный;

Д – с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

Т – трёхобмоточный;

Н – с наличием устройства регулирования напряжения под нагрузкой;

Ш – шахтовый;

6300 – номинальная мощность трансформатора, кВА;

35 – класс напряжения обмотки ВН, 35кВ.

Проверяем трансформатор по аварийной перегрузке по условию:

$$1,4 \cdot S_{нт} \geq S_p;$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820 > 6919.6 \text{ кВА,}$$

Определяем коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_{32} = \frac{S_{p2}}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{6919.6}{2 \cdot 6300} = 0.54$$

где S_p – полная мощность, кВА;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Техническая характеристика силового трансформатора (ТДТНШ-6300/35)

| $S_{\text{ном.т.}}$, кВА | ΔP_x , кВт | ΔP_k , кВт | U_k , % | I_x , % |
|---------------------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|
| 6300 | 8 | 46,5 | 7,5 | 0,8 |

Определяем расчётный ток в послеаварийном режиме:

$$I_{p2} = \frac{S_{p2}}{\sqrt{3}U_{\text{сети}}} = \frac{6919.6}{\sqrt{3} \cdot 35} = 114 \text{ А.}$$

По экономической

плотности тока $J_{\text{эк}}=1,1$
А/мм² [9] определяем

$$S_2 = \frac{I_{p2}}{J_{\text{эк}}} = \frac{114}{1,1} = 103.7 \text{ мм}^2.$$

сечение ЛЭП:

По полученному значению выбираем ближайшее стандартное сечение провода АС=95 мм², с $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А.}$

Определяем затраты на конденсаторную установку:

$$Z_{\text{кв2}} = P \cdot C_{\text{кв}} \cdot Q_{\text{кв2}} = 0,125 \cdot 2400 \cdot 1020.6 = 306180 \text{ руб.}$$

Определяем активное сопротивление ЛЭП:

$$R_2 = r_0 \cdot L = 0,27 \cdot 6 = 1.62 \text{ Ом,}$$

где $r_0 = 0,27 \text{ Ом/км}^2$ для провода АС 95.

Определяем время максимальных потерь:

$$T_n = \left(0,124 + \frac{4300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2688.6 \text{ ч.}$$

Определяем потери электроэнергии в ЛЭП и трансформаторе за 1год:

$$\Delta A_{л} = \frac{5587^2 + 4082.5^2}{35^2} \cdot 1.62 \cdot 2688 \cdot 10^{-3} = 170206 \text{ кВт} \cdot \text{час};$$

$$\Delta A_{тр} = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \cdot 0,54^2 \cdot 2688 = 158384 \text{ кВт} \cdot \text{час}.$$

Стоимость потерь электрической энергии от перетока реактивной мощности:

$$Z_{\rho} = 2.45 \cdot (170206 + 158384) = 805045.5 \text{ руб.}$$

Таблица 3.2

Технико-экономический расчёт

| | | | | | | |
|--------------------------------|----------|--------|----------|----------|----------|----------|
| $K=Q_{ку}/Q_{р}$ | 0 | 0,2 | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 1 |
| $Q_{ку}$, кВар | 0 | 1020.6 | 2041.2 | 3061.9 | 4082.5 | 5103.1 |
| $Q_{э}$, кВар | 5103.1 | 4082.5 | 3062 | 2041.2 | 1020.6 | 0 |
| $S_{р}$, кВА | 7566.8 | 6919.6 | 6371 | 5948.2 | 5679.5 | 5587 |
| $S_{рт}$, кВА | 5405 | 4942.6 | 4550 | 4249.4 | 4056.8 | 3990 |
| $S_{нт}$, кВА | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 | 6300 |
| $K_{з}$ | 0,6 | 0,54 | 0,5 | 0,47 | 0,45 | 0,44 |
| $I_{р}$, А | 124.8 | 114 | 105 | 70 | 93.7 | 92.2 |
| S , мм ² | 113.5 | 103.7 | 95.5 | 63.6 | 85.2 | 83.8 |
| $S_{прин}$, мм ² | 120 | 95 | 95 | 70 | 95 | 95 |
| $Z_{ку}$, руб | 0 | 306180 | 612360 | 918570 | 1224750 | 1530930 |
| R , Ом | 1.44 | 1.62 | 1.62 | 2.76 | 1.62 | 1.62 |
| $\Delta A_{л}$, кВт·ч | 180916.5 | 170206 | 144286.3 | 189054.9 | 114662.5 | 114662.5 |
| $\Delta A_{тр}$, кВт·ч | 162658.6 | 158384 | 155784 | 153965.4 | 152815.4 | 152259.2 |
| $\Delta A_{л} + \Delta A_{тр}$ | 343575 | 328590 | 300070.3 | 343020.3 | 267477.9 | 266921.7 |
| Z_{ρ} , руб | 841758.9 | 805045 | 735172.2 | 840399.7 | 655320.9 | 653958.2 |

По полученным данным строим графики $\int(Z_{кy})$ и $\int(Z_{э})$ (рис. 3.1.). По нему находим точку пересечения этих графиков ($K_{опт}$), которая будет соответствовать оптимальному значению передаваемой реактивной мощности для предприятия.

$Z_{кy}$ - затраты на компенсацию реактивной мощности;

$Z_{э}$ - эксплуатационные затраты.

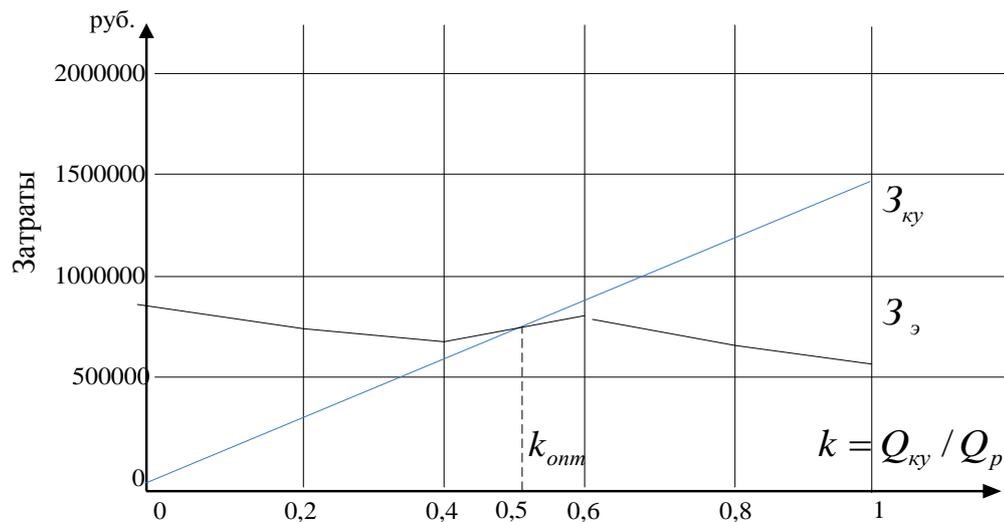


Рис.3.1 График затрат

Определяем мощность конденсаторной установки:

$$Q_{кy} = 0,5 \cdot 5103,1 = 2551,6 \text{ кВар},$$

$$Q_{э} = 5103,1 - 2551,6 = 2551,5 \text{ кВар}.$$

Определяем расчётную нагрузку трансформаторов ГПП с учётом компенсации:

$$S_p = \sqrt{5587^2 + 2551,5^2} = 6142 \text{ кВА}$$

$$S_{pm} = \frac{6142}{2 \cdot 0,7} = 4387 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора мощностью $S_{HT}=6300$ кВА и проверяем их по аварийной перегрузке:

$$1,4 = S_{нт} \geq S_p,$$

$$1,4 \cdot 6300 = 8820 > 6142 \text{ кВА, условие выполняется.}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{6142}{2 \cdot 6300} = 0,49.$$

Расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_{сети}} = \frac{6142}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 101,3 \text{ А.}$$

Сечение ЛЭП:

$$S = \frac{I_p}{J_{эк}} = \frac{101,3}{1,1} = 92 \text{ мм}^2,$$

выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение провода АС=70 мм².

$$R_2 = r_0 \cdot L = 0,65 \cdot 6 = 3,9 \text{ Ом,}$$

где $r_0 = 0,65 \text{ Ом/км}^2$ для провода АС70.

Затраты на конденсаторную установку:

$$3_{кв} = P \cdot C_{кв} \cdot Q_{кв} = 0,125 \cdot 2400 \cdot 2551,6 = 765480 \text{ руб.}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП и трансформаторе за 1год:

$$\Delta A_{\lambda} = \frac{5587^2 + 2551.5^2}{35^2} \cdot 3.9 \cdot 2688,6 \cdot 10^{-3} = 346617,8 \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta A_{\text{тр}} = 2 \cdot 8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46,5 \cdot 0,49^2 \cdot 2688,6 = 156270,6 \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость потерь электрической энергии от перетока реактивной мощности:

$$Z_{\rho} = 2.45 \cdot (346617,8 + 156270,6) = 1232076,6 \text{руб.}$$

3.3 Уточнённый расчёт питающих линий

Уточнённый расчёт производим по трём сечениям для окончательного выбора ЛЭП. Определение сечения питающих ЛЭП проводим по техническим и экономическим условиям:

Технические условия:

- 1) По нагреву токами нагрузки.
- 2) По допустимой потере напряжения.

По условию короны ЛЭП 35 кВ не проверяется, так как проверяется 110 кВ и выше.

Экономическое условие:

- 3) По экономической плотности тока.
- 4) По минимум приведённых затрат.

1) Для выбора проводов по нагреву рабочим током выбираю сечение с таким длительно допустимым током, чтобы соотношение $I_{\text{р.ав.}} < I_{\text{д}}$ выполнялось.

При выходе из строя одной линии, другая должна обеспечить электроснабжение всего производства.

Расчётный ток линии в послеаварийном режиме:

$$I_{p.ав} = 2I_p;$$

$$I_{p.ав} = 2 \cdot 101,3 = 202,6 \text{ A.}$$

По “Справочник по электроустановкам угольных предприятий” [6]

выбираем ближайшее стандартное сечение. Выбираю провод АС 50 с $I_d=210 \text{ A.}$

2) Проверка сечения по потери напряжения.

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R + Q_p \cdot X}{U_n \cdot 10^3};$$

где P_p - суммарная активная мощность, $P_p=5783 \text{ кВт};$

Q_p – суммарная реактивная мощность с учётом компенсации, кВар;

R, X – активное и индуктивное сопротивление линии в аварийном режиме, Ом.

$$R = r_0 \cdot L;$$

$$X = x_0 \cdot L;$$

где L – длина ЛЭП, км;

r_0, x_0 – активная и реактивное сопротивление линии для выбранного провода (таблица 3.3), Ом/км²

Таблица 3.3

| | | | |
|------------------------|------|------|------|
| $S, \text{ мм}^2$ | 50 | 70 | 95 |
| $r_0, \text{ Ом/км}^2$ | 0.65 | 0.46 | 0.27 |
| $x_0, \text{ Ом/км}$ | 0,35 | 0.34 | 0.33 |

Расчёт производим для разных сечений, покажу на примере $S = 50\text{мм}^2$:

$$R = 0,65 \cdot 6 = 3,9 \text{ Ом};$$

$$X = 0,35 \cdot 6 = 2,1 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{5587 \cdot 3,9 + 2551,5 \cdot 2,1}{35 \cdot 10^3} = 0,78 \text{ кВ}.$$

В процентном соотношении это составит:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% = \frac{0,78}{35} \cdot 100\% = 2,23\%$$

[16] не регламентирует потерю напряжения в ЛЭП. Её компенсируем переключающим устройством трансформатора ГПП. На выбранном трансформаторе ГПП установлено переключающее устройство типа РПН-9 с диапазоном регулировки $\pm 9\%$.

Результаты расчётов сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4

| $S, \text{мм}^2$ | $R, \text{Ом}$ | $X, \text{Ом}$ | $P_p, \text{кВт}$ | $Q_p, \text{кВт}$ | $\Delta U, \text{кВ}$ | $\Delta U\%$ |
|------------------|----------------|----------------|-------------------|-------------------|-----------------------|--------------|
| 50 | 3,9 | 2,1 | 5587 | 2551,5 | 0,78 | 2,23 |
| 70 | 2,76 | 2,04 | | | 0,59 | 1,69 |
| 95 | 1,62 | 1,98 | | | 0,4 | 1,14 |

3) По экономической плотности тока сечение определяется выражением:

$$S = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}};$$

где I_p – расчётный ток питающей линии, А;

$J_{\text{эк}} = 1,1$ – экономическая плотность тока (при $T_{\text{max}}=4300$ часов для провода АС), А/мм².

Расчётный ток в послеаварийном режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n};$$

где $S_p = 5939,6$ – расчётная мощность с учётом компенсации, кВА;

U – номинальное напряжение питающей сети, кВ;

$$I_p = \frac{6142}{\sqrt{3} \cdot 35} = 101,3 \text{ А};$$

$$S = \frac{101,3}{1,1} = 92 \text{ мм}^2;$$

Принимаем экономически целесообразное сечение линии $S_{\text{эк}} = 70 \text{ мм}^2$ с

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}.$$

4) Выбор по минимуму приведённых затрат также производим для трех стандартных сечений (50,70,95мм²), покажу на примере $S = 50 \text{ мм}^2$.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}},$$

$$K_3 = \frac{101,3}{210} = 0,48.$$

Для остальных сечений расчёты сведены в таблицу 3.5.

Потери мощности при действительной нагрузке:

$$\Delta P = 3I_{\text{доп}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot K_3^2 \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P = 3 \cdot 210^2 \cdot 0,65 \cdot 6 \cdot 0,48^2 \cdot 10^{-3} = 118,9 \text{ кВт.}$$

Потери энергии в ЛЭП составляют:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot T_n = 118,9 \cdot 2688,6 = 343086,2 (\text{кВт} \cdot \text{ч}) / \text{год.}$$

где $T_n = 2688,6$ – время максимальных потерь, час.

Стоимость потерь в линии составит:

$$C_n = 2,45 \cdot \Delta \mathcal{E} = 2,45 \cdot 343086,2 = 840561,2 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на сооружение одной линии:

$$K = K_{\text{уд}} \cdot L = 8700 \cdot 6 = 52200 \text{ руб.}$$

где K – стоимость 1 км кабельной линии.

Ежегодные амортизационные отчисления составляют:

$$C_a = K \cdot K_a = 52200 \cdot 0,027 = 1409,4 \text{ руб} / \text{год.}$$

где K_a – коэффициент амортизационных отчислений ($K_a = 0,027$ для ЛЭП на железобетонных опорах).

$$C_{\text{э}} = C_n + C_a = 840561,2 + 1409,4 = 841970,6 \text{ руб} / \text{год.}$$

Приведённые затраты на линию составят:

$$Z = 0,125 \cdot K + C_{\text{э}} = 0,125 \cdot 52200 + 841970,6 = 848495,6 \text{ руб} / \text{год.}$$

Для остальных сечений расчёты сведены в таблицу 3.5.

Как видно из расчётов $Z = f(S)$ не имеет минимума, а носит возрастающий характер. В целом выбор сечения по экономической плотности тока не определяет экономически целесообразное сечение, так как при этом не учитывается стоимость электроэнергии, капитальные затраты на сооружение линии и

приблизительно учитывается число часов работы линии в году. Поэтому окончательно принимаем сечение ЛЭП $S=95 \text{ мм}^2$, выбранное на основании сравнения приведённых затрат. Обеспечивает приемлемую потерю напряжения, стойкость к нагреву тока в послеаварийном режиме и с учётом дальнейшего развития предприятия.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Напряжение распределительной сети предприятия принимаем 6кВ, так как все приёмники электроэнергии имеют это номинальное напряжение.

Распределительная сеть предприятия представлена на рис. 4.1.

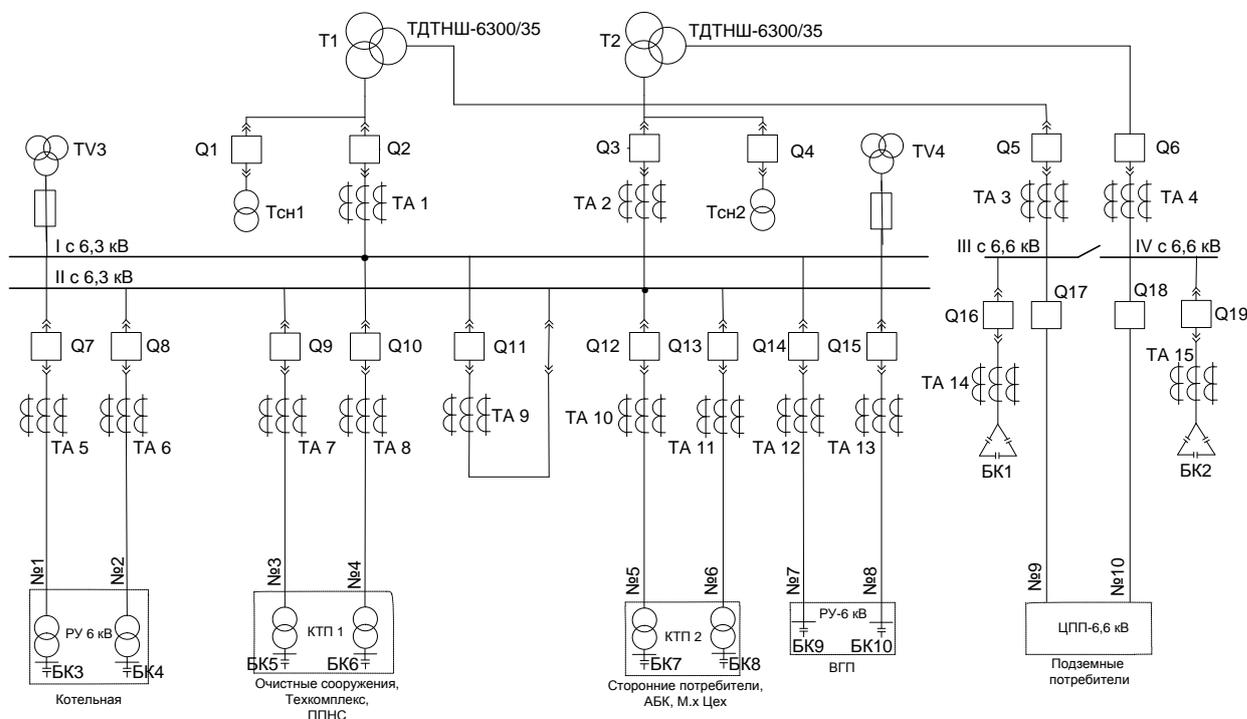


Рис. 4.1 Схема электроснабжения предприятия

Распределительные сети поверхностных потребителей выполняем по радиальной схеме кабелями марки ААШв-6 кВ (кабель с алюминиевой жилой, нормальной пропитанной бумажной изоляцией, с алюминиевой оболочкой и с поливинилхлоридным наружным покровом), проложенными в траншеях. Так как вентиляторы главного проветривания (ВГП) достаточно далеко расположены от ГПП, то их питание производим по воздушной линии проводами марки АС (провод, состоящий из стального сердечника и алюминиевых проволок марки АТ).

В целях экономии затрат на установку электрооборудования и прокладку линий, объединяем в группы рядом стоящие поверхностные электроприёмники и запитываем их от одной КТП.

Подземных потребителей запитываем по конвейерному стволу кабелями марки ЦСПн-6 кВ (кабель с медными жилами, бумажной изоляцией с пропиткой церезинового состава, в свинцовой оболочке, броневым покрытием в виде проволок и негорючим наружным покровом).

Значение мощности конденсаторных установок для каждой группы электроприёмников сведены в таблице 4.1.

Значения P_p и Q_p взяты из таблиц 2.1.1 и 2.1.2.

Расчет приведу на примере ВГП:

Номинальная мощность установки компенсации реактивной мощности:

$$Q_{ку} = K_{opt} \cdot Q_p ; \text{кВАр.}$$

где K_{opt} - коэффициент оптимального значения передаваемой реактивной мощности;

Q_p - реактивная расчетная мощность, кВАр.

$$Q_{\text{кy}} = 0,5 \cdot 627,6 = 313,8 \text{ кВАр.}$$

Значение реактивной мощности передаваемое из системы:

$$Q_{\text{з}} = Q_{\text{p}} - Q_{\text{кy}}, \text{кВАр}$$

где $Q_{\text{кy}}$ - номинальная мощность установки КРМ, кВАр.

$$Q_{\text{з}} = 627,6 - 313,8 = 313,8 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность:

$$S_{\text{p}} = \sqrt{P_{\text{p}} \cdot Q_{\text{з}}}$$

Где P_{p} - расчетная активная мощность, кВт;

$Q_{\text{з}}$ - расчетная реактивная мощность, кВАр.

$$S_{\text{p}} = \sqrt{1040^2 \cdot 627,6^2} = 1086,3 \text{ кВА}$$

Таблица 4.1

Нагрузки потребителей с учётом КРМ

| № | Наименование потребителей | P_{p} , кВт | Q_{p} , кВАр | $Q_{\text{кy}}$, кВАр | $Q_{\text{з}}=Q_{\text{p}}-Q_{\text{кy}}$ кВАр | S_{p} , кВА |
|---|--|----------------------|-----------------------|------------------------|--|----------------------|
| 1 | Котельная | 450 | 396 | 225 | 171 | 481.4 |
| 2 | ВГП | 1040 | 627.6 | 313.8 | 313.8 | 1086.3 |
| 3 | Очистные сооружения Тех. Комплекс ППНС | 615 | 590.8 | 295.4 | 295.4 | 684.6 |
| 4 | Подземные потребители | 3440 | 2861.6 | 1430.8 | 1430.8 | 3725.7 |

| | | | | | | |
|-------|-------------------------------------|------|--------|--------|--------|--------|
| 5 | Сторонние потребители, АБК, Мех.цех | 756 | 627.1 | 313.6 | 313.5 | 818.4 |
| Итого | | 6301 | 5102.5 | 2578.3 | 2524.2 | 6796.1 |

Для каждой группы электроприёмников выбираем конденсаторные установки типа УКРМ (установка компенсации реактивной мощности регулируемая, номинальным напряжением 6 кВ) рассчитанные на напряжение 6кВ и номинальной мощностью ($Q_{н.кУ}$) соответствующей каждой группе ($Q_{кУ}$), которые устанавливаются на шинах низшего напряжения КТП. Выбор конденсаторных установок сведён в таблицу 4.2

Таблица 4.2

Конденсаторные установки потребителей

| № | Наименование потребителей | $Q_{кУ}$, кВАр | $Q_{н.кУ}$, кВАр | Тип установки | Количество установок, шт |
|-------|-------------------------------------|-----------------|-------------------|---------------|--------------------------|
| 1 | Котельная | 225 | 150 50 | УКРМ | 2 |
| 2 | ВГП | 313.8 | 300 | | 1 |
| 3 | Очистные сооружения | 295.4 | 150 | | 3 |
| | Тех. Комплекс ППНС | | 100 40 | | |
| 4 | Подземные потребители | 1430.8 | 1350 | | 1 |
| 5 | Сторонние потребители, АБК, Мех.цех | 313.6 | 300 | | 1 |
| Итого | | 2578.3 | 2440 | 8 | |

Ступени компенсации: 10,15,20,25,30,40,50,60,75,100,125,150.

Схема распределительной сети предприятия показана на рис. 4.2.

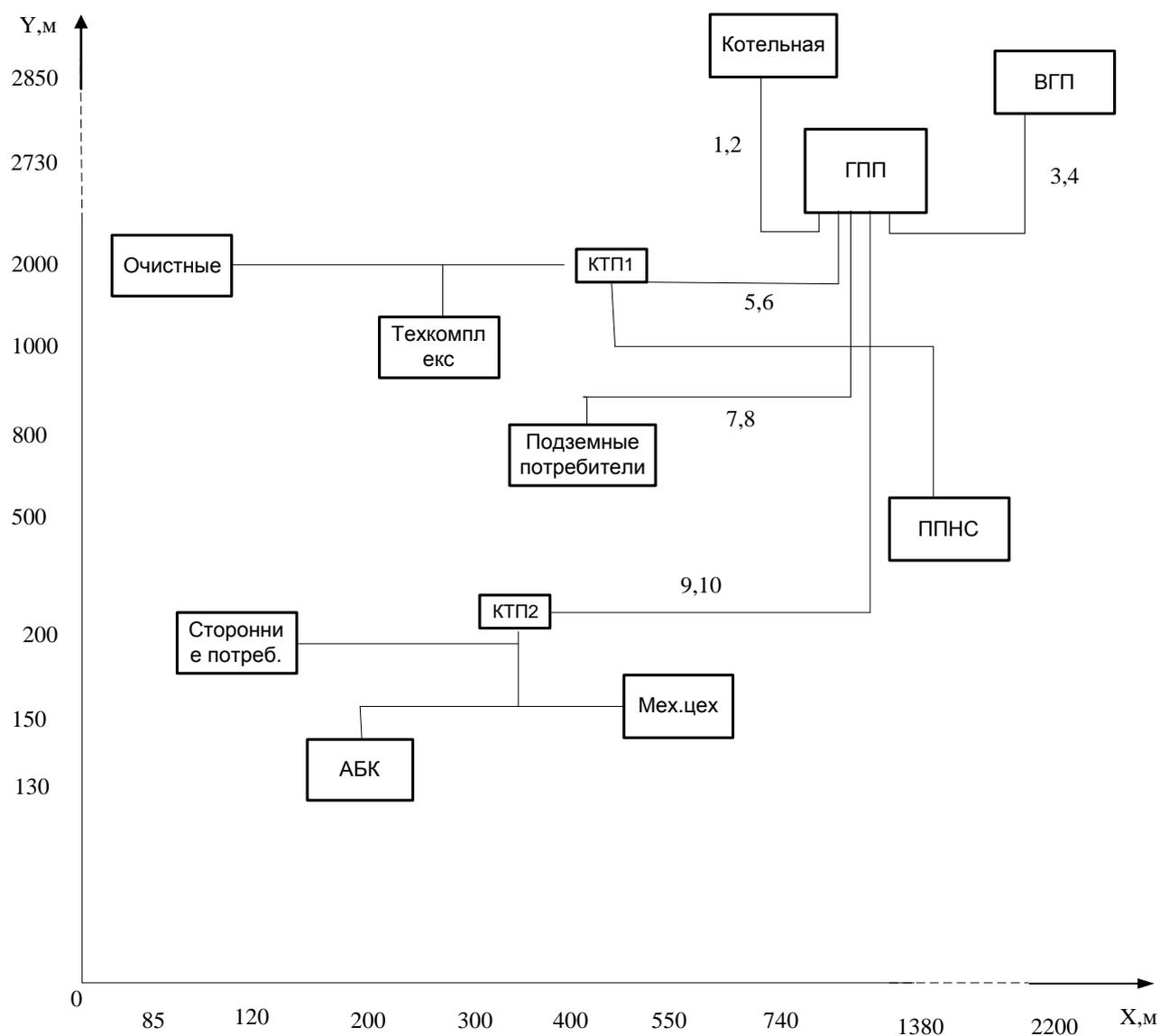


Рис. 4.2 – Схема распределительной сети

Привожу расчёт распределительной сети на примере линии к 1-ой группе электроприемников (котельная).

4.1 Выбор сечения по допустимому нагреву.

Расчётная мощность 1ой группы электроприёмников (котельная)
 $S_p = 481.4 \text{ кВА.}$

Определяем расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_{pn} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_n};$$

$$I_{pn} = \frac{481.4}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 23.1 \text{ A.}$$

Определяем расчётный ток в послеаварийном режиме:

$$I_{na} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n};$$

$$I_{na} = \frac{481.4}{\sqrt{3} \cdot 6} = 46.3 \text{ A.}$$

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в послеаварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке нескольких кабелей в одной траншее.

Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6ч.) коэффициент загрузки линии в нормальном режиме 0,6. Согласно [16] списка литературы, допустимая перегрузка в этом случае составляет 1,25. Коэффициент токовой нагрузки k_{cn} при расстоянии между кабелями 100 мм и при количестве кабелей в транше 3шт. (согласно плану кабельных прокладок), равен $k_{cn} = 0,85$ [16], тогда:

$$I_{дон} \geq \frac{I_{pa}}{1,25 \cdot k_{cn}};$$

$$I_{дон} \geq \frac{60}{1,25 \cdot 0,85} = 56.5 \text{ A.}$$

Выбираем сечение трёхжильного кабеля по допустимому току $3 \times 10 \text{ мм}^2$ с $I_{дон} = 60 \text{ A} > 56.5 \text{ A}$.

4.2 Проверка кабелей на потерю напряжения.

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R + Q_p \cdot X}{U_n \cdot 10^3};$$

где P_p - активная мощность, кВт;

Q_p - реактивная мощность, перетекаемая по линии, кВАр;

R, X - активная и реактивное сопротивление линии в аварийном режиме, Ом.

$$R = r_0 \cdot L;$$

$$X = x_0 \cdot L;$$

где L - длина линии, км;

$r_0 = 3,1$, $x_0 = 0,11$ - активное и реактивное удельное сопротивление (для трёхжильного алюминиевого кабеля сечением 10мм^2), Ом/км.

$$R = 3,1 \cdot 0,4 = 1,24 \text{ Ом},$$

$$X = 0,11 \cdot 0,4 = 0,044 \text{ Ом},$$

$$\Delta U = \frac{450 \cdot 1,24 + 171 \cdot 0,044}{6 \cdot 10^3} = 0,094 \text{ кВ};$$

В процентном соотношении это составит:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_i} \cdot 100\% = \frac{0,094}{6} \cdot 100\% = 1,56\%$$

Так как на каждом трансформаторе КТП стоит регулировочное устройство с диапазоном регулировки напряжения $\pm 5\%$, то выбранный кабель проверку на потерю напряжения проходит.

4.3 Проверка кабеля по экономической плотности тока.

Сечение кабеля по экономической плотности тока составляет:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{рн}}}{J_{\text{эк}}};$$

где $J_{\text{эк}} = 1,4$ – экономическая плотность тока [16], А/мм².

$$S_{\text{эк}} = \frac{23,1}{1,4} = 16,5 \text{ мм}^2;$$

Принимаем кабель марки ААШв-6 кВ сечением $3 \times 16 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$.

Выбранное сечение линий для остальных электроприёмников аналогично и полученные результаты сводим в таблицу 4.3.

4.4. Проектирование подземной распределительной сети

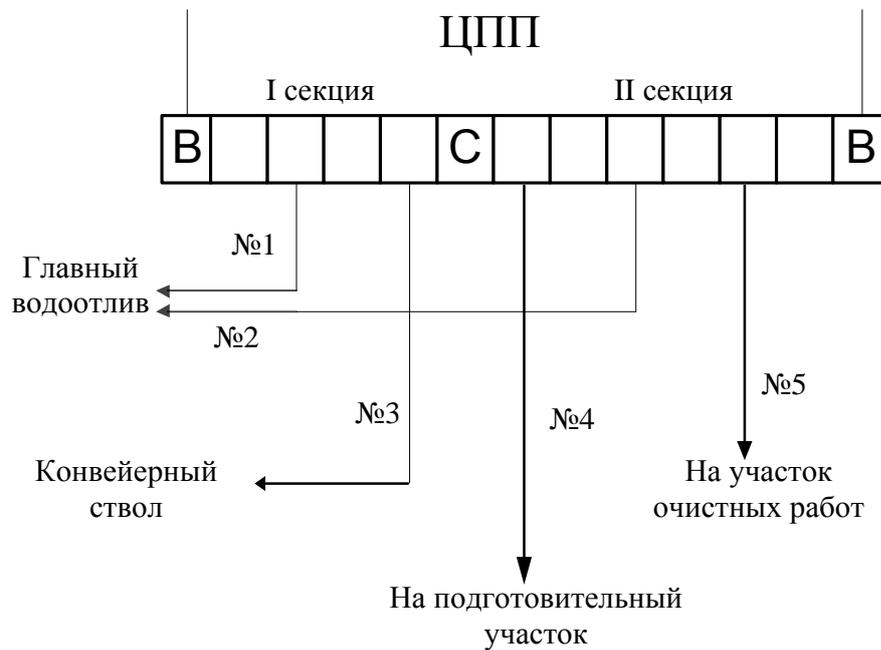


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема питания подземных потребителей

Выбор кабельной линии №1:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{1,73 \cdot 6} = 94,7 \text{ A};$$

где P_n – мощность номинальная, кВт;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Принимаем кабель марки ЦСПн – 6 кВ (с нормальной пропиткой в свинцовой оболочке, броневым покрытием в виде двух стальных лент) сечением $3 \times 16 + 1 \times 10$ с $I_{\text{доп}} = 105 \text{ A}$.

Выбор кабеля для остальных подземных потребителей аналогичен и сведён в таблицу 4.4.

Принятый кабель для подземных потребителей

| № Линии | I_p , А | Принятое сечение, мм ² | $I_{доп}$, А |
|---------|-----------|-----------------------------------|---------------|
| 1,2 | 94,7 | 16 | 105 |
| 3 | 106 | 25 | 135 |
| 4 | 144,5 | 35 | 160 |
| 5 | 192,7 | 50 | 200 |

5. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчёт токов короткого замыкания (ТКЗ) выполняем для проверки электрооборудования на отключающую способность, динамическую, термическую стойкость и проверки уставок максимальной токовой защиты.

Расчётная схема распределительной сети предприятия показана на рис. 5.1.

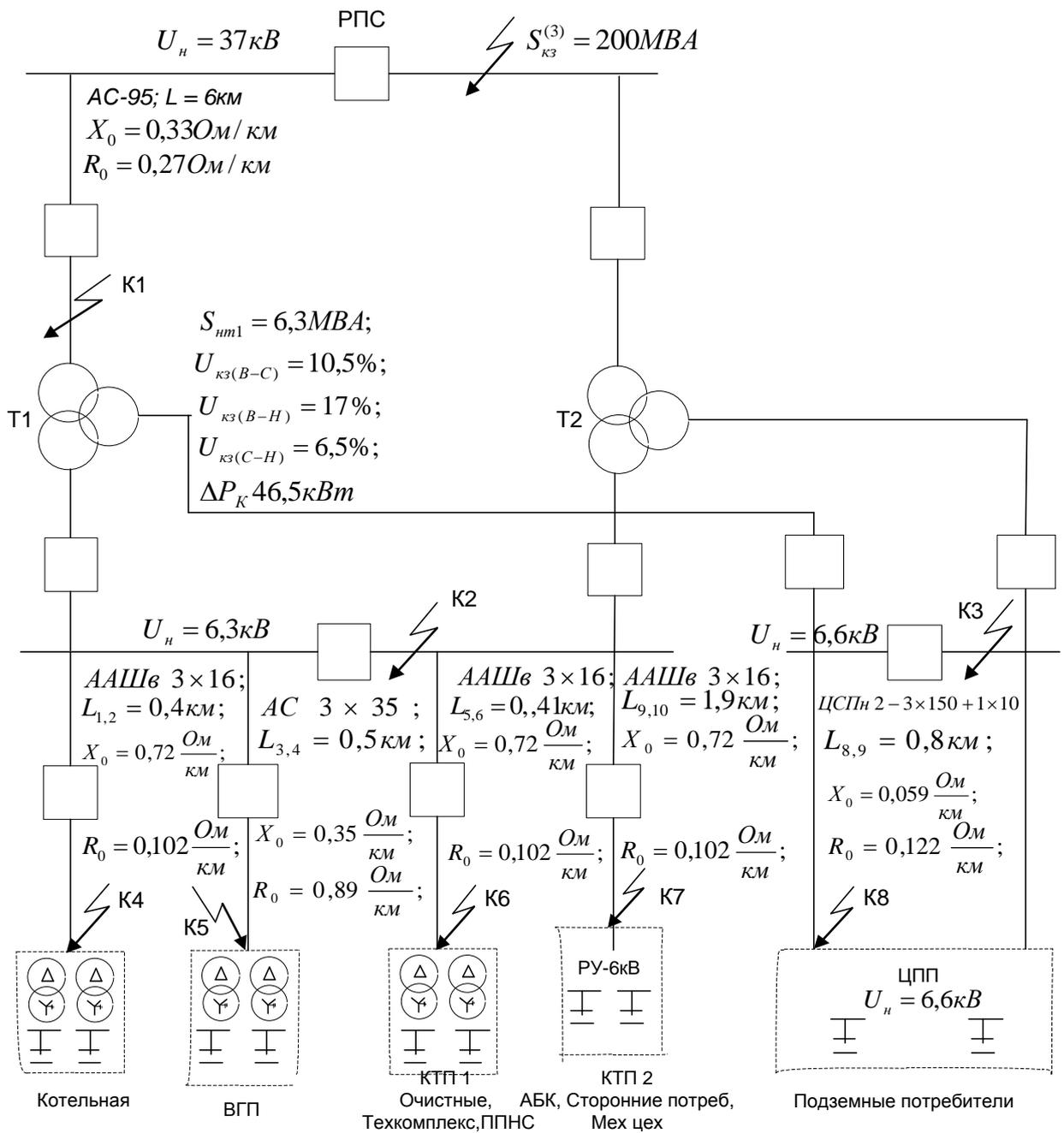


Рис. 5.1 – расчётная схема распределительной сети.

В точках К1, К2, К3 определяем следующие величины:

$I_{кз}^{(3)}$ – для проверки электрооборудования по термической стойкости, на отключающую способность и для определения трёхфазной мощности КЗ, ударного тока;

$I_{кз}^{(2)}$ – для проверки уставок МТЗ по чувствительности;

$S_{кз}^{(3)}$ – для проверки выключателей на отключающую способность;

I_y – для проверки оборудования на электродинамическую стойкость.

Расчёт производим в относительных базисных единицах.

Для расчёта ТКЗ составим схему замещения, изображённую на рис. 5.2.

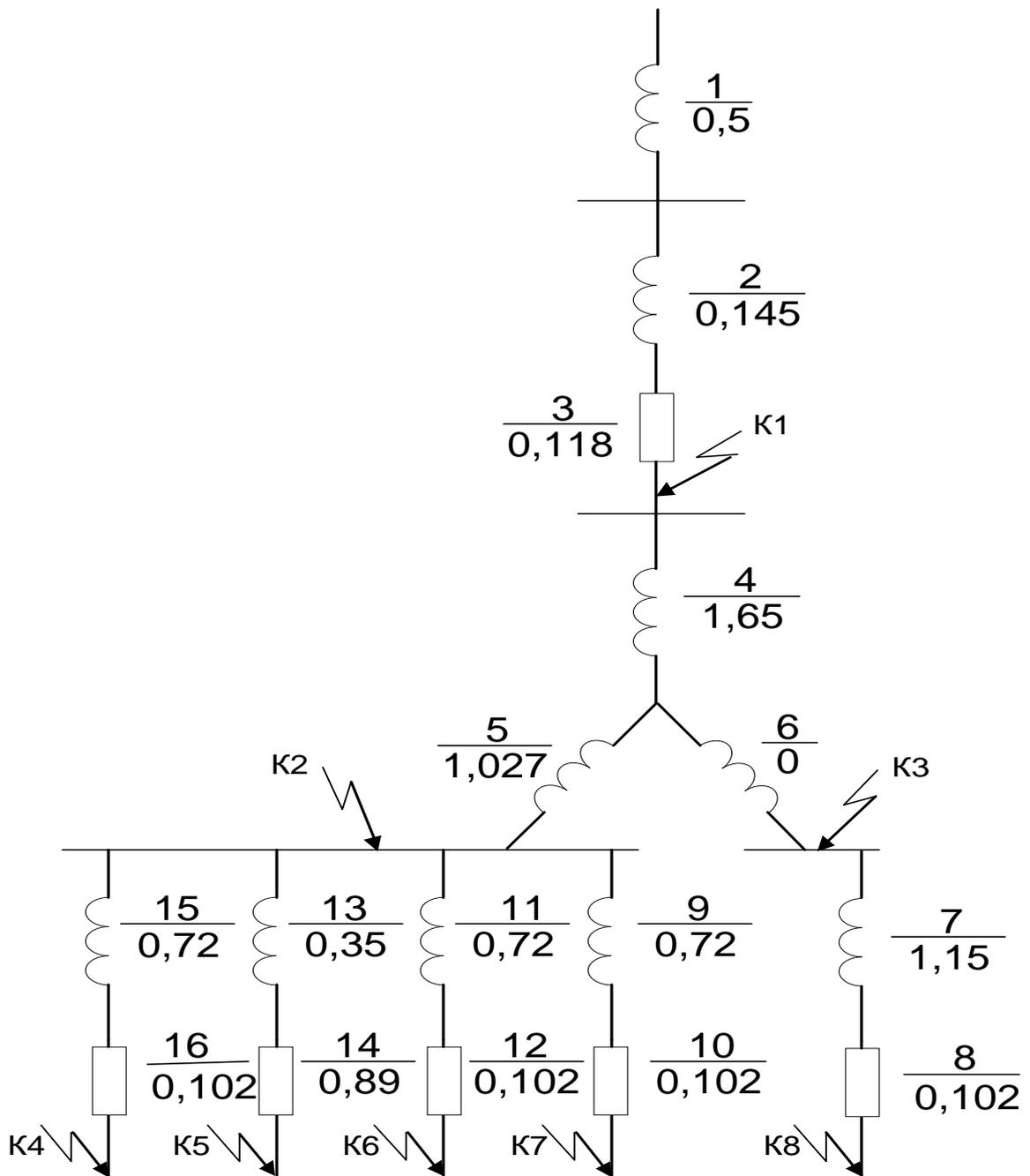


Рис. 5.2 – Схема замещения

Для точки К1 задаёмся базисными условиями:

$$U_{б(К1)} = 37 \text{ кВ};$$

$$S_{б(К1)} = 100 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{\sigma}(K1)} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,6 \text{ кА.}$$

Определяем приведённое к точке К1 сопротивление питающей системы:

$$X_{\bar{\sigma}c(K1)}^* = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{кз.с}}^{(3)}} = \frac{100}{200} = 0,5;$$

где $S_{\text{кз.с}}^{(3)} = 200 \text{ МВА.}$

Определяем приведение к точке К1 сопротивления питающей линии 37кВ:

$$X_{\bar{\sigma}л(K1)}^* = X_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,33 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,145;$$

$$R_{\bar{\sigma}л(K1)}^* = R_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,27 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 118;$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{\bar{\sigma}рез(K1)}^* = X_{\bar{\sigma}c}^* + X_{\bar{\sigma}л}^* = 0,5 + 0,145 = 0,645;$$

$$Z_{\bar{\sigma}рез(K1)}^* = \sqrt{X_{\bar{\sigma}рез}^{*2} + R_{\bar{\sigma}л}^{*2}} = \sqrt{0,645^2 + 0,118^2} = 0,656.$$

Определяем $I_{\text{кз}}^{(3)}, I_{\text{кз}}^{(2)}, S_{\text{кз}}^{(3)}, i_y$ в точке К1:

$$I_{\text{кз}(K1)}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\bar{\sigma}рез(K1)}^*} = \frac{1,6}{0,656} = 2,44 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{кз}(K1)}^{(2)} = 0,87 I_{\text{кз}(K1)}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,44 = 2,12 \text{ кА;} \quad (5.7)$$

$$S_{\text{кз}(K1)}^{(3)} = \sqrt{3} I_{\text{кз}(K1)}^{(3)} U_{\bar{\sigma}(K1)} = \sqrt{3} \cdot 2,44 \cdot 37 = 156,4 \text{ МВА;}$$

$$i_{y(K1)} = \sqrt{2} K_y I_{\text{кз}(K1)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,44 = 6,55 \text{ кА;}$$

где $K_y = 1,9.$

$$T_{a(K1)} = \frac{X_{\text{брез}(K1)}^*}{3,14 \cdot R_{\text{брез}(K1)}^*} = \frac{0,645}{3,14 \cdot 0,118} = 1,74 \text{ с};$$

Определяем приведённые сопротивления к точке К2.

Задаёмся базисными условиями:

$$U_{\bar{\sigma}(K2)} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$S_{\bar{\sigma}(K2)} = 100 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{\sigma}(K2)} = \frac{S_{\bar{\sigma}(K2)}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}(K2)}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивление питающей системы для точки К2:

$$X_{\bar{\sigma}(K2)}^* = \frac{S_{\bar{\sigma}(K2)}}{S_{\text{кз.с}}^{(3)}} = \frac{100}{200} = 0,5.$$

Определяем сопротивления питающих линий 37 кВ для точки К2:

$$X_{\bar{\sigma}л(K2)}^* = X_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}(K2)}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,33 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,145;$$

$$R_{\bar{\sigma}л(K2)}^* = R_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}(K2)}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,27 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,12.$$

Определяем приведённое к точке К2 сопротивление трансформатора на ГПП мощностью 6,3 МВА:

$$S_{\text{н.т.}} = 6,3 \text{ МВА}; U_{\text{кз}(B-C)} = 10,5\%; U_{\text{кз}(B-H)} = 17\%; U_{\text{кз}(C-H)} = 6,5\%;$$

$$X_{\bar{\sigma}.B}^* = \frac{1}{200} (U_{\text{кз}(B-C)} + U_{\text{кз}(B-H)} - U_{\text{кз}(C-H)}) \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{нт}}} = 0,005(10,5 + 17 - 6,5) \frac{100}{6,3} = 1,65;$$

$$\begin{aligned} X_{\delta.C}^* &= \frac{1}{200} (U_{\kappa\zeta(B-C)} + U_{\kappa\alpha(C-H)} - U_{\kappa\zeta(B-H)}) \frac{S_{\delta}}{S_{\text{шт}}} = 0,005(10,5 + 6,5 - 17) \frac{100}{6,3} = \\ &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{\delta.H}^* &= \frac{1}{200} (U_{\kappa\zeta(B-H)} + U_{\kappa\alpha(C-H)} - U_{\kappa\zeta(B-C)}) \frac{S_{\delta}}{S_{\text{шт}}} = 0,005(17 + 6,5 - 10,5) \frac{100}{6,3} = \\ &= 1,027; \end{aligned}$$

$$X_{m.\delta.(K2)}^* = X_{\delta.B}^* + X_{\delta.H}^* = 1,65 + 1,027 = 2,6.$$

Определяем приведённое результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{\text{брез}(K2)}^* = X_{\delta c}^* + X_{\delta л(K2)}^* + X_{m.\delta(K2)}^* = 0,5 + 0,145 + 2,6 = 3,245;$$

$$Z_{\text{брез}(K2)}^* = \sqrt{X_{\text{брез}(K2)}^{*2} + R_{\delta л}^{*2}} = \sqrt{3,268^2 + 0,12^2} = 3,27.$$

Определяем $I_{\kappa\zeta}^{(3)}$, $I_{\kappa\zeta}^{(2)}$, $S_{\kappa\zeta}^{(3)}$, i_y в точке К2:

$$I_{\kappa\zeta(K2)}^{(3)} = \frac{I_{\delta(K2)}}{Z_{\text{брез}(K2)}^*} = \frac{9,16}{3,27} = 2,8 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\zeta(K2)}^{(2)} = 0,87 I_{\kappa\zeta(K2)}^{(3)} = 0,87 \cdot 2,8 = 2,43 \text{ кА};$$

$$S_{\kappa\zeta(K2)}^{(3)} = \sqrt{3} I_{\kappa\zeta(K2)}^{(3)} U_{\delta} = \sqrt{3} \cdot 2,8 \cdot 6,3 = 30,5 \text{ МВА};$$

$$i_{y(K2)} = \sqrt{2} K_y I_{\kappa\zeta(K2)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 2,8 = 7,5 \text{ кА};$$

$$T_{a(K2)} = \frac{X_{\text{брез}(K2)}^*}{3,14 \cdot R_{\text{брез}(K2)}^*} = \frac{3,245}{3,14 \cdot 0,12} = 8,6 \text{ с};$$

Определяем приведённые сопротивления к точке К8.

Задаёмся базисными условиями:

$$U_{\bar{\sigma}(K8)} = 6,6 \text{ кВ};$$

$$S_{\bar{\sigma}(K8)} = 100 \text{ МВА};$$

$$I_{\bar{\sigma}(K8)} = \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}(K8)}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 8,75 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивление питающей системы для точки К8:

$$X_{\bar{\sigma}c(K8)}^* = \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{S_{\text{кз.с}}^{(3)}} = \frac{100}{200} = 0,5.$$

Определяем сопротивление питающих ГПП линий напряжением 37кВ для точки К3:

$$X_{\bar{\sigma}л(K8)}^* = X_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,35 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 2,31 \cdot 0,073 = 0,168;$$

$$R_{\bar{\sigma}л(K8)}^* = R_0 L \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{U_{\text{сн}}^2} = 0,27 \cdot 6 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,89 \cdot 0,073 = 0,12;$$

Определяем приведённое сопротивление трансформатора на ГПП для точки К3:

$$S_{\text{н.т.}} = 6,3 \text{ МВА}; U_{\text{кз}(B-C)} = 10,5\%; U_{\text{кз}(B-H)} = 17\%; U_{\text{кз}(C-H)} = 6,5\%;$$

$$X_{\text{т.}\bar{\sigma}(K8)}^* = X_{\bar{\sigma}.B}^* + X_{\bar{\sigma}.C}^* = 1,65 + 0 = 1,65.$$

Приводим сопротивление кабеля ЦСПн 2-3×150+1×10 к базисным условиям точки К8: $x_0 = 0,059 \text{ Ом/км}$; $r_0 = 0,122 \text{ Ом/км}$; $L = 0,8 \text{ км}$;

$$X_{\bar{\sigma}к(K8)}^* = X_{0к} L_k \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{U_{\text{н}}^2} = 0,059 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{6,6^2} = 0,11;$$

$$R_{\bar{\sigma}к(K8)}^* = R_{0к} L_k \frac{S_{\bar{\sigma}(K8)}}{U_{\text{н}}^2} = 0,122 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{6,6^2} = 0,22;$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К8:

$$X_{\text{брез}(K8)}^* = X_{\text{бс}}^* + X_{\text{бл}(K8)}^* + X_{\text{м.б}(K8)}^* + X_{\text{бк}(K8)}^* = 0,5 + 0,168 + 1,65 + 0,22 = 2,53;$$

$$Z_{\text{брез}(K8)}^* = \sqrt{X_{\text{брез}(K8)}^{*2} + (R_{\text{бл}(K8)}^* + R_{\text{бк}(K8)}^*)^2} = \sqrt{2,53^2 + (0,12 + 0,22)^2} = 2,55.$$

Определяем $I_{\text{кз}}^{(8)}, I_{\text{кз}}^{(8)}, S_{\text{кз}}^{(8)}, i_y$ в точке К8:

$$I_{\text{кз}(K8)}^{(3)} = \frac{I_{\text{б}(K8)}}{Z_{\text{брез}(K8)}^*} = \frac{8,75}{2,55} = 3,43 \text{ кА};$$

$$I_{\text{кз}(K8)}^{(2)} = 0,87 I_{\text{кз}(K8)}^{(3)} = 0,87 \cdot 3,43 = 2,98 \text{ кА};$$

$$S_{\text{кз}(K8)}^{(3)} = \sqrt{3} I_{\text{кз}(K8)}^{(3)} U_{\text{б}} = \sqrt{3} \cdot 3,43 \cdot 6,6 = 39,2 \text{ МВА};$$

$$i_{y(K8)} = \sqrt{2} K_y I_{\text{кз}(K8)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 3,43 = 9,2 \text{ кА};$$

$$T_{a(K8)} = \frac{X_{\text{брез}(K8)}^*}{3,14 \cdot R_{\text{брез}(K8)}^*} = \frac{2,53}{3,14 \cdot 0,22} = 3,66 \text{ с}.$$

Расчёт ТКЗ для остальных точек аналогичен, полученные результаты сведены в таблицу 5.1.

Расчёт токов КЗ распределительной сети предприятия

| № точки | U _б , кВ | * Z _{брез} | I _{кз} ⁽³⁾ , кА | I _{кз} ⁽²⁾ , кА | S _{кз} ⁽³⁾ , МВА | i _у , кА |
|---------|---------------------|------------------------|--|--|--------------------------------------|---------------------|
| К1 | 37 | 0,656 | 2,44 | 2,12 | 156.4 | 6,55 |
| К2 | 6,3 | 3,27 | 2,8 | 2,43 | 30,5 | 7,5 |
| К3 | 6,6 | 2.53 | 3.46 | 3 | 39.6 | 9.4 |
| К4 | 6,3 | 3.98 | 2.3 | 2 | 25.1 | 6.2 |
| К5 | 6,3 | 3.9 | 2.34 | 2.04 | 25.5 | 6.3 |
| К6 | 6,3 | 4 | 2.29 | 2 | 25 | 6.15 |
| К7 | 6,3 | 6.73 | 1.36 | 1.18 | 14.8 | 4 |
| К8 | 6,6 | 2.55 | 3,43 | 2.98 | 39.2 | 9,1 |

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОЧИСТНОГО УЧАСТКА

Очистной забой оборудован механизированным комплексом, собранным из Чешского оборудования, в состав которого входят: механизированная крепь TAGOR, очистной комбайн MB-450E, передвижной забойный конвейер «RUBNIK».

На вентиляционном штреке установлены три маслостанции СНД 200/32. Для перегрузки угля из лавы установлен перегружатель скребковый GROT. Дробление негабаритов осуществляется дробилкой SKORPION. Доставка оборудования под лаву осуществляется при помощи дизелевоза. Длина лавы 170 м, угол наклона пласта 10° , мощность пласта 2,0 м.

Все электроприемники очистного участка питаются напряжением 1140В.

6.1 Местоположение электропотребителей очистного участка на плане горных работ

На основании исходных данных на плане горных работ (рис.6.1) размещаем принятое оборудование. На основании принятого оборудования и механизмов составим таблицу потребителей электроэнергии на участке (табл. 6.1), с указанием их основных электрических характеристик.

Электрооборудование очистного участка

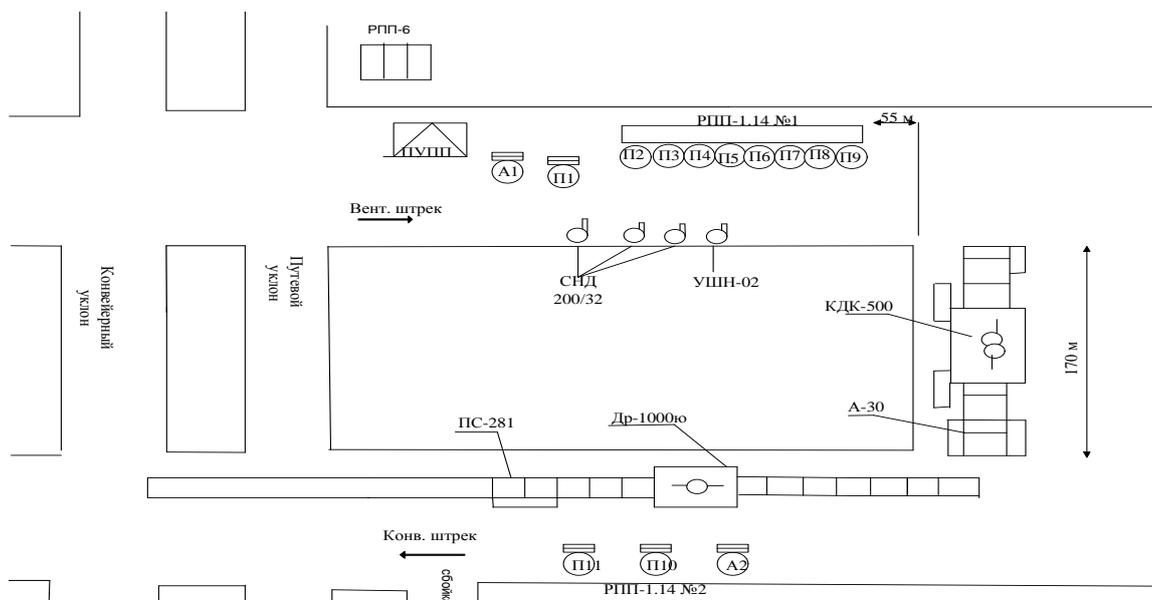


Рис. 6.1 – Схема расположения оборудования

Таблица 6.1

Технические данные электроприёмников

| Наименование механизмов | M_i | Тип электродвигателя | $U, В$ | $P, кВт$ | $I_{н}, А$ | $I_{пуск}, А$ | $\cos \varphi$ | КПД, % | |
|-------------------------|-------------------------|----------------------|--------|---------------------------------|------------|---------------|----------------|--------|------|
| Комбайн МВ-450Е | M8,9 | SG3 W | 1140 | 2×250 | 278 | 1245 | 0,84 | 0,87 | |
| | M10,11 | 2SG6B | | 2×45 1×7.5 | 61,6 | 130 | | 0,88 | |
| | M12 | SG6 - 120 | | | 5 | 25 | | 0,9 | |
| Конвейер «RUBNIK» | Двиг. №1 1 ск. 2 ск. | HMW 68/4 | 1140 | 105 | 71,2 | 533,5 | 0,89 | 0,84 | |
| | | | | 315 | 208,4 | 1563 | | 0,86 | |
| | Двиг. №2 1 ск. 2 ск. | HMW 68/4 | | M14 | 105 | 71,2 | | 533,5 | 0,84 |
| | | | | | 315 | 208,4 | | 1563 | 0,86 |

| | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|---|------|-------|-------|-------|------|------|
| Дробилка SKORPION | M15 M16 | ВРПФВ 225 L4 | 1140 | 2×55 | 76,3 | 572 | 0,83 | 0,88 |
| Перегрузатель GROT | M17 | АВР 280 L4 | 1140 | 1×160 | 108,3 | 649 | 0,86 | 0,87 |
| Маслостанция СНД 200/32 (3 шт) | M1,2 M3,4 M5,6 | АВР-355 АВР - 335 АВР - 355 | 1140 | 2×55 | 75,3 | 565 | 0,85 | 0,87 |
| Насосная станция Для орошения | M7 | ВРП160 M4У5 | 1140 | 1×55 | 37,6 | 282,5 | 0.85 | 0,87 |
| $\sum P = 1717,5 \text{ кВт}$ | | | | | | | | |

6.2 Расчёт мощности трансформаторной подстанции

Определяем расчётную мощность подстанции с учётом условий микроклимата в месте установки подстанции по формуле:

$$S_{pn} = \frac{\sum P_{уст} \cdot K_c}{K_k \cdot \cos \varphi_{cp}}, \text{кВА}$$

где $\sum P_{уст}$ – суммарная установленная мощность, кВт;

K_k – коэффициент, учитывающий комплексные условия микроклимата в месте установки ПУПП;

K_c – коэффициент спроса;

$\cos \varphi_{cp}$ – средневзвешенный коэффициент мощности.

$$K_k = 1,175 + 0,03 \cdot V_c - 0,005 \cdot t_0 \pm 2,5 \cdot 10^{-5} \cdot H_g = 1,175 + 0,03 \cdot 1,2 - 0,005 \cdot 9 + 0,000025 \cdot 50 = 1,167;$$

где $V_c = 1,2$ – скорость постоянного движения воздуха в месте установки ПУПП, м/с;

$t_0 = 9$ – температура воздуха в месте установки ПУПП, °С;

$H_g = -50$ – глубина выработки ниже уровня моря, м.

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi}{\sum P_i};$$

где $\sum P$ – суммарная установленная мощность подземных потребителей, кВт;

$\cos \varphi_{cp}$ – средний коэффициент мощности электроприёмников.

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 0,84 + 2 \cdot 45 \cdot 0,84 + 7,5 \cdot 0,84 + 2 \cdot 315 \cdot 0,89 + 2 \cdot 55 \cdot 0,83 + 160 \cdot 0,86 + 3 \cdot 55 \cdot 0,86 + 55 \cdot 0,85}{1717,5} = 0,86$$

$$K_c = 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{н.м}}{\sum P_n} = 0,4 + 0,6 \cdot \frac{500}{1717,5} = 0,57$$

где $\sum P_n$ – суммарная установленная мощность, кВт;

$P_{н.м.}$ – номинальная мощность наиболее мощного двигателя, кВт.

Расчёт мощности ПУПП:

$$S_{pn} = \frac{\sum P_{уст} \cdot K_c}{K_k \cdot \cos \varphi_{cp}} = \frac{1717,5 \cdot 0,57}{1,167 \cdot 0,86} = 972,6 \text{ кВА}$$

Выбор мощности ПУПП по условию:

$$S_n \geq S_{pn};$$

Принимаем к установке комплектную трансформаторную подстанцию типа КТПВ – 1000 /6,6 мощностью 1000 кВА:

$$1000 > 972,6 \text{ кВА};$$

Технические данные выбранной КТПВ приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Технические данные трансформаторной подстанции КТПВ-1000/6

| Номинальная мощность, кВА | Напряжение, В | | Номинальный ток, А | | U _{кз} , % | Потери, Вт | | Сопротивление, Ом | |
|---------------------------|---------------|------|--------------------|-------|---------------------|-----------------|-----------------|--------------------------|-----------------------------|
| | ВН | НН | ВН | НН | | P _{xx} | P _{кз} | Активное, R _м | Индуктивное, X _м |
| 1000 | 6000 ±5% | 1200 | 96,2 | 481,1 | 5,0 | 2800 | 6500 | 0,0094 | 0,0714 |

6.3 Расчёт кабельной сети участка

Для расчёта кабельной сети составим схему электроснабжения очистного участка, исходя из расстановки механизмов. Для удобства расчётов каждому кабелю присваиваем номер, начиная с высоковольтного кабеля, а также название электропотребителей.

ПУПП располагаем на вентиляционном штрехе в составе энергопоезда совместно с пускозащитной аппаратурой. Для управления и защиты электроприемников принимаем магнитную станцию.

На рис. 6.2. показана схема электроснабжения очистного участка.

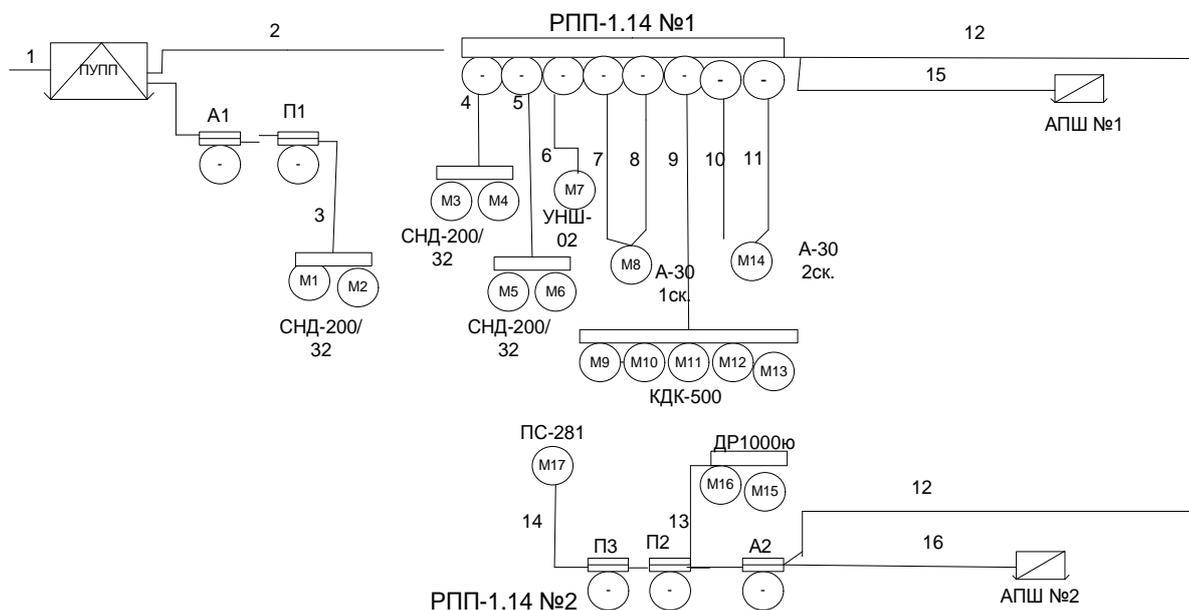


Рис. 6.2 Схема электроснабжения очистного участка

6.3.1 Расчёт и выбор высоковольтного кабеля

Расчёт высоковольтного кабеля №1 напряжением 6 кВ от РПП-6 до ПУПП №1 проведем по следующим параметрам:

- длительному току нагрузки;
- термической стойкости;
- допустимой потери напряжения.

Для питания передвижной подстанции от РПП-6 до ПУПП выбираем кабель марки ЦСПн-6.

1) Сечение высоковольтного кабеля №1 выбираем по длительно допустимому току по условию:

$$I_{доп} \geq I_p$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток кабеля, А;

I_p – расчётный ток высоковольтного кабеля, А.

Расчётный ток высоковольтного кабеля выбираем с учётом загрузки трансформатора ПУШ:

$$\beta = \frac{S_p}{S_n} = \frac{972,6}{1000} = 0,97$$

где S_p – расчётная мощность, кВА;

S_n – расчетная мощность выбранного трансформатора КТПВ, кВА.

Тогда расчётный ток первичной обмотки трансформатора равен:

$$I = I_{.m1} \cdot \beta = 60,6 \cdot 0,97 = 58,9 A$$

где $I_{.m1}$ – номинальный ток первичный обмотки трансформатора КТПВ.

Соответственно расчётный ток в высоковольтном кабеле №1 $I_1=58,9A$.

По таблице длительно допустимых токов “Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий” [2] принимаем кабель №1 с сечением жилы $S = 16 \text{ мм}^2$ с током допустимым $I_{\text{доп}} = 65A$.

$$I_{\text{доп}} = 65 A > I_1 = 58,9 A$$

2) Проверяем принятый кабель №1 на термическую устойчивость по условию:

$$S_p \geq S_{\text{min}} ;$$

Для этого найдём минимальное допустимое сечение жилы кабеля в режиме КЗ и сравним его с принятым сечением:

$$S_{\text{min}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_n}}{C} = 3772 \cdot \frac{\sqrt{0,2}}{135} = 12,5 \text{ мм}^2$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{S_{\text{кз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{в}}} = \frac{39,2}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3772 A$$

где C – коэффициент конечной температуры нагрева жил кабеля при коротком замыкании (для кабеля с бумажной пропитанной изоляцией при напряжении до 10кВ включительно $C = 135$), $A \cdot c^{1/2} \text{ мм}^2$;

$t_n = 0,2$ – приведённое время отключения короткого замыкания, с;

$I_{кз}^{(3)}$ – максимально возможный ток трёхфазного КЗ на шинах РПП– 6, А;

$S_{кз}^{(3)} = 39,2$ – мощность КЗ на шинах РПП– 6 (расчет представлен в разд. 5), МВА.

$S_p = 16 \text{ мм}^2 \geq S_{\min} = 12,5 \text{ мм}^2$ – условие выполняется.

Так как условие выполняется то принимаем большее сечение 16 мм^2 с $I_{\text{доп}} = 65 \text{ А}$.

3) Проверка сечения принятого кабеля по допустимой потере напряжения по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (R_g \cdot \cos \varphi_{cp} + X_g \cdot \sin \varphi_{cp}) = \sqrt{3} \cdot 58,9 \cdot (1,61 \cdot 0,86 + 0,0945 \cdot 0,51) = \\ &= 146,2 \text{ В} \end{aligned}$$

где R_B , X_B – активное и индуктивное сопротивление кабеля, Ом/км:

$$R = r_0 \cdot l_1 = 1,15 \cdot 1,4 = 1,61 \text{ Ом};$$

$$X = x_0 \cdot l_1 = 0,0675 \cdot 1,4 = 0,0945 \text{ Ом};$$

Для кабеля сечением 16 мм^2 $r_0 = 1,15 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,0675 \text{ Ом/км}$.

где $l_1 = 1,4$ – длина высоковольтного кабеля, км;

$I_p = 58,9$ – расчётный ток кабеля, А.

$$\Delta U_{\text{доп}} = 150 \text{ В} > \Delta U = 146,2 \text{ В}.$$

Для обеспечения нормальной работы электроприёмников участка допустимая потеря напряжения в высоковольтном кабеле, проложенном от ЦПП до КТПВ, не должна превышать 2,5 % от U_n это 150 В при напряжении $U_n = 6000$ В эти потери U компенсируются регулировочным устройством.

Окончательно выбираем высоковольтный кабель марки ЦСПн 3×16 , который удовлетворяет всем условиям проверки.

6.3.2 Расчёт низковольтной кабельной сети

Определяем сечение рабочей жилы гибких кабелей по нагреву (длительно допустимому току нагрузки) и с учётом механической прочности по условию:

$$I_{доп} \geq I_p$$

где I_p – расчётный ток в кабеле, А.

За расчётный ток в гибких кабелях принимаем номинальный ток двигателя или сумму токов двигателей электроприёмника по данным таблицы 6.1. Например, расчётный ток в кабеле №9 комбайна МВ-450Е

$$I_9 = 2 \cdot 171,3 + 2 \cdot 30,8 + 5 = 346,5 \text{ А} .$$

Для питания двигателей комбайна выбираем два кабеля марки КГЭШ $3 \times 50 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ (кабель гибкий, экранированный, шахтный, три силовые жилы сечением 70 мм^2 , одна жила заземления сечением 10 мм^2 , и три вспомогательные жилы по 4 мм^2) на напряжение 1140 В с $I_{доп} = 200 \text{ А}$ [2].

Электроприёмники, подключенные от магнитной станции следует запитывать кабелем с сечением не менее 16 мм^2 для обеспечения механической прочности.

Номинальный ток двигателя маслостанции НА200/32 $I_n = 75 \text{ А}$. Для питания маслостанций принимаем кабель № 3,4 и 5 сечением 16 мм^2 КГЭШ $3 \times 16 + 1 \times 10 + 3 \times 2,5$ с $I_{доп} = 105 \text{ А}$ [2].

Для привода лавного конвейера «RUBNIK» установлены двухскоростные электродвигатели. Номинальный ток электродвигателя на 1-ой скорости $I_n = 71,2$ А, а на второй скорости с $I_n = 208,4$ А. Принимаем кабели напряжением 1140В: №№7,10 сечением 16 мм^2 КГЭШ $3 \times 16 + 1 \times 10 + 3 \times 2,5$ с $I_{\text{доп}} = 75$ А. А для кабелей №№8 и 11 по 70 мм^2 КГЭШ $3 \times 70 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ $I_{\text{доп}} = 250$ А [2].

Номинальный ток дробилки SKORPION $I_n = 76,3$ А. Для питания электродвигателей принимаем кабель №13 марки КГЭШ сечением 16 мм^2 $3 \times 16 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ с $I_{\text{доп}} = 105$ А.

Номинальный ток перегружателя GROT $I_n = 103$ А. Для питания электродвигателя принимаем кабель КГЭШ с сечением 16 мм^2 $3 \times 16 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ с $I_{\text{доп}} = 105$ А.

Номинальный ток установки для орошения УШН-2 $I_n = 37,6$ А. Для питания электродвигателя принимаем кабель марки КГЭШ с сечением 16 мм^2 $3 \times 16 + 1 \times 10 + 3 \times 2,5$ с $I_{\text{доп}} = 105$ А.

Для выбора магистрального кабеля определим ток в кабеле №2

$$I_2 = \frac{S_{pn}}{\sqrt{3} \cdot U_m} = \frac{972,6}{\sqrt{3} \cdot 1,2} = 467,9 \text{ А}$$

где S_{pn} – расчётная мощность трансформатора КТПВ, кВА;

$U_m = 1,2$ – напряжение холостого хода трансформатора, кВ.

Принимаю двойной магистральный кабель марки КГЭШ $3 \times 70 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ с $I_{\text{доп}} = 2 \times 250$ А.

Ток в магистральном кабеле №12, питающем РПП-1.14-2, определяем как сумму токов двигателей дробилки, перегружателя и АПШ М.01. т.е.:

$$I_{12} = I_{13} + I_{14} = 2 \cdot 38,15 + 103 \mp 5,9 = 190,5 \text{ А.}$$

Принимаем кабель марки КГЭШ $3 \times 50 + 1 \times 10 + 3 \times 4$ с $I_{\text{доп}} = 200$ А.

Кабель для остальных электроприёмников выбран и сведён в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Выбор кабелей потребителей участка

| Номер КЛ | Марка кабеля | Длина кабеля, м | Расчётный ток, I_p , А | Выбор сечения, мм^2 | | | Предварительно выбранное сечение, мм^2 | Проверка сечения, мм^2 | | Окончательно принятые сечения с учётом жил заземления и управления |
|------------------------------|--------------|-----------------|--------------------------|------------------------------|---------------------------------------|-------------------|---|---------------------------------|-------------------|--|
| | | | | по нагреву | экономическому <small>фактору</small> | по мех. прочности | | по потере напряжения | по термостойкости | |
| Высоковольтные кабели | | | | | | | | | | |
| 1 | ЦСПн | 1400 | 58,9 | 16 | 16 | - | 16 | 16 | 16 | 3×16 |
| Кабельная сеть ПУПП | | | | | | | | | | |
| 2 | 2КГЭШ | 11 | 467,9 | 0 | 95 | - | 95 | 70 | 70 | 3×70+1×10+3×4 |
| Кабельная сеть РПП – 1.14 №1 | | | | | | | | | | |
| 3 | КГЭШ | 22 | 75 | 10 | 10 | - | 10 | 10 | 10 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 4 | КГЭШ | 22 | 75 | 10 | 10 | - | 10 | 10 | 10 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 5 | КГЭШ | 22 | 75 | 10 | 10 | - | 10 | 10 | 10 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 6 | КГЭШ | 21 | 37,6 | 4 | 4 | - | 4 | 4 | 4 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 7 | КГЭШ | 60,5 | 71,2 | 16 | 16 | - | 16 | 16 | 16 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 8 | КГЭШ | 60,5 | 208,4 | 70 | 50 | - | 50 | 70 | 70 | 3×70+1×10+3×4 |

| | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------|-----|-------|----|----|---|----|----|----|-----------------|
| 9 | 2КГЭШ | 247 | 346,5 | 50 | 70 | - | 50 | 70 | 50 | 3×50+1×10+3×4 |
| 10 | КГЭШ | 247 | 71,2 | 16 | 16 | - | 16 | 16 | 1 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 11 | КГЭШ | 247 | 208,4 | 50 | 70 | - | 50 | 70 | 70 | 3×70+1×10+3×4 |
| 12 | КГЭШ | 275 | 184,6 | 35 | 50 | - | 50 | 50 | 50 | 3×50+1×10+3×4 |
| Кабельная сеть РПП – 1.14 №2 | | | | | | | | | | |
| 13 | КГЭШ | 20 | 76,3 | 10 | 16 | - | 10 | 16 | 16 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 14 | КГЭШ | 25 | 103 | 16 | 16 | | 10 | 16 | 16 | 3×16+1×10+3×2,5 |
| 15 | КГЭШ | 40 | 5,9 | | | | | | | 3×4+1×2,5+3×1,5 |
| 16 | КГЭШ | 40 | 5,9 | | | | | | | 3×4+1×2,5+3×1,5 |

6.3.3 Проверка кабельной сети на потерю напряжения в нормальном режиме

Проверим кабельную сеть по потере напряжения до электродвигателей комбайна МВ-450Е как наиболее мощного и удалённого от трансформаторной подстанции.

Для этого определим потерю напряжения от ПУПП до двигателей, т.е.в кабеле № 9.

Допустимая потеря напряжения в участковой сети напряжением 1140 В не должна превышать $\Delta U_{дон} = 117В$:

$$\Delta U_{дон} = U_m - U_{мин} = 1200 - 1083 = 117В$$

где $U_m = 1200$ – напряжение холостого хода трансформатора КТПВ с учётом 5% потери напряжения в трансформаторе при номинальной нагрузке, В;

$U_{мин} = 0,95 \cdot U_n = 0,95 \cdot 1140 = 1083$ – минимальное напряжение на зажимах электродвигателей в нормальном режиме, В.

Потерю напряжения в трансформаторе КТПВ определяем по формуле:

$$U_m = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{U_m}{100}$$

где $\beta = 0,82$ – коэффициент загрузки трансформатора;

U_a – активная составляющая напряжения КЗ трансформатора, %:

$$U_a = \frac{P_{кз}}{10 \cdot S_n} = \frac{6500}{10 \cdot 1000} = 0,65\%$$

где $P_{кз}$ – потери КЗ трансформатора при нормальной нагрузке, Вт;

S_n – номинальная мощность принятого трансформатора, кВА;

U_p – реактивная составляющая напряжения КЗ трансформатора, %.

$$U_p = \sqrt{U_{кз}^2 \cdot U_a^2} = \sqrt{5^2 \cdot 0,65^2} = 3,25\%$$

где $U_{кз}$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

$\cos \varphi_{cp} = 0,86$ – средневзвешенный коэффициент мощности приёмников электроэнергии на участке.

$$U_m = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{U_m}{100} = 0,82 \cdot (0,65 \cdot 0,86 + 3,25 \cdot 0,51) \cdot \frac{1200}{100} = 21,5B$$

Определяем потерю напряжения в кабеле № 2. Выбираю два кабеля КГЭШ сечение жилы кабеля 50 мм^2 , с номинальным током 200 А каждый. $l_2 = 11 \text{ м}$, $I_2 = 395 \text{ А}$:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (R_{2t} \cdot \cos \varphi + X_2 \cdot \sin \varphi)$$

где R_{2t} – активное сопротивление магистрального кабеля №2 с учётом его нагрева до 65°C , Ом;

$$R_{2t} = K_t \cdot R_0 \cdot l_2 = (1,17 \cdot 0,272 \cdot 0,011) = 0,035 \text{ Ом}$$

где $K_t = 1,17$ – температурный коэффициент, учитывающий увеличение

сопротивления жил кабеля с повышением температуры его нагрева с $+20^\circ\text{C}$ до $+65^\circ\text{C}$.

Индуктивное сопротивление магистрального кабеля №2, Ом;

$$X_2 = X_0 \cdot l_2 = (0,069 \cdot 0,011) = 0,007 \text{ Ом}$$

R_0, X_0 – активное и индуктивное сопротивление 1км принятого сечения кабеля (для кабелей сечением 50 мм^2 $R_0 = 0,386$; $X_0 = 0,081$), Ом/км.

$$\begin{aligned} \Delta U_2 &= \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot (R_{2t} \cdot \cos \varphi_{cp} + X_2 \cdot \sin \varphi_{cp}) = \sqrt{3} \cdot 395 \cdot (0,035 \cdot 0,86 + 0,007 \cdot 0,51) = \\ &= 23 \text{ В} \end{aligned}$$

Определяем потери напряжения в кабеле № 9. Сечение жилы кабеля 50 мм^2 , $l_9 = 247,5 \text{ м}$, $I_9 = 346,2 \div 2 = 173,3 \text{ А}$:

$$\Delta U_9 = \sqrt{3} \cdot I_9 \cdot (R_{9t} \cdot \cos \varphi + X_9 \cdot \sin \varphi)$$

где R_{9t} – активное сопротивление кабеля №9 с учётом его нагрева до 65°C , Ом;

$$R_{9t} = K_t \cdot R_0 \cdot l_9 = 1,17 \cdot 0,38 \cdot 0,2475 = 0,11 \text{ Ом}$$

где $K_t = 1,17$ – температурный коэффициент, учитывающий увеличение

сопротивления жил кабеля с повышением температуры его нагрева с $+20^\circ\text{C}$ до $+65^\circ\text{C}$.

Индуктивное сопротивление кабеля №9, Ом;

$$X_9 = X_0 \cdot l_9 = 0,081 \cdot 0,2475 = 0,02 \text{ Ом}$$

R_0, X_0 – активная и индуктивное сопротивление 1км принятого сечения кабеля (для кабелей сечением 50 мм^2 $R_0 = 0,38$; $X_0 = 0,081$), Ом/км.

$$\Delta U_9 = \sqrt{3} \cdot I_9 \cdot (R_{9t} \cdot \cos \varphi_{cp} + X_9 \cdot \sin \varphi_{cp}) = \sqrt{3} \cdot 173,3 \cdot (0,11 \cdot 0,86 + 0,02 \cdot 0,51) = 31,4B$$

Общие потери от ПУПП до двигателей комбайна МВ-450Е по одному кабелю:

$$\Delta U \cdot 2 = 2 \cdot (\Delta U_m + \Delta U_9) = 2 \cdot (23 + 31,4) = 108,6B$$

Таким образом, в рабочем режиме потери напряжения в кабельной сети участка напряжением 1140 В не превышает 117 В.

6.3.4 Проверка принятой кабельной сети участка по допустимой потере напряжения в пусковом режиме

Сечения жил кабеля, выбранные по условиям режима нормальной работы, проверяем при пусковом режиме электродвигателей комбайна МВ-450Е, как наиболее мощные электродвигатели участка.

При $U_{ном} = 1140$ В допускается падение напряжения при пуске не менее

$U_{пуск} \geq 0,7 \cdot U_{ном}$, при мощности двигателей выше 160 кВт. Следовательно, минимальное напряжение на зажимах электродвигателя комбайна при пуске равно:

$$U_{min} = 0,7 \cdot U_n = 0,7 \cdot 1140 = 798B$$

Фактическую величину напряжения на зажимах электродвигателя комбайна при его пуске определим по формуле:

$$U_{пуск} = \frac{U_m - \Delta U_{np}}{1 + \sqrt{3} \cdot \frac{n \cdot I_{пуск}}{U_n} \cdot (\sum R \cdot \cos \varphi_{пуск} + \sum X \cdot \sin \varphi_{пуск})}$$

где U_n – номинальное напряжение сети, В;

$n = 2$ – число одновременно включаемых и получающих питание по одному кабелю электродвигателей комбайна;

$I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электродвигателя комбайна, А;

$\cos \varphi_{\text{пуск}} = 0,5$ коэффициент мощности электродвигателя комбайна при пуске;

$\sum R, \sum X$ - суммарное активное и индуктивное сопротивление сети до комбайна, Ом:

$$\sum R = R_m + R_2 + R_9 = 0,0094 + 0,035 + 0,078 = 0,120 \text{ Ом}$$

$$\sum X = X_m + X_2 + X_9 = 0,0714 + 0,007 + 0,017 = 0,090 \text{ Ом}$$

где R_m, X_m – активное и индуктивное сопротивление трансформатора ПУПП, Ом;

R_2, X_2 – активное и индуктивное сопротивление магистрального кабеля №2, Ом;

R_9, X_9 – активное и индуктивное сопротивление комбайнового кабеля №9, сечением 50 мм^2 и длиной 247,5 м:

$$R_9 = K_t \cdot R_0 \cdot l_9 = 1,17 \cdot 0,386 \cdot 0,2475 = 0,110 \text{ Ом}$$

$$X_9 = X_0 \cdot l_9 = 0,081 \cdot 0,2475 = 0,020 \text{ Ом}$$

R_0, X_0 – активное и индуктивное сопротивление 1 км принятого сечения кабеля (для кабелей сечением 50 мм^2 $R_0=0,386$; $X_0=0,081$ Ом/км.

ΔU_{np} - потеря напряжения в элементах сети, через которые получает питание запускаемый двигатель комбайна, от других потребителей, за исключением двигателей комбайна, В:

$$U_{np} = \frac{0,85}{U_n} \cdot \left[(\sum P_{np} + P_{н.к}) \cdot (R_m + X_m) + (\sum P_{np} + P_{н.к}) \cdot (R_2 + X_2) + P_{н.к} \cdot (R_9 + X_9) \right] \cdot 10^3 = \frac{0,85}{1140} \cdot [(1217,5 + 250) \cdot (0,0094 + 0,0714) + (1217,5 + 250) \cdot (0,035 + 0,007) + 250 \cdot (0,11 + 0,02)] \cdot 10^3 = 212,6B$$

где $\sum P_{np}$ - установленная мощность группы электродвигателей (прочих), питающихся по магистральному кабелю, за исключением электродвигателей комбайна, кВт:

$$\sum P_{np} = \sum P_{уст} - n \cdot P_{н.к} = 1717,5 - 2 \cdot 250 = 1217,5 \text{ кВт}$$

где n – количество двигателей комбайна;

$P_{н.к}$ – номинальная мощность одного из двигателей комбайна, кВт.

$$U_{пуск} = \frac{1200 - 212,6}{1 + \sqrt{3} \cdot \frac{2 \cdot 121,3}{1140} \cdot (0,12 \cdot 0,5 + 0,09 \cdot 0,86)} = 699B$$

Условие не выполняется, напряжение на зажимах электродвигателя комбайна при пуске $U_{min} = 798B > U_{пуск} = 699B$.

Выбираем следующее большее по величине сечение 70 мм^2 , с $I_{дон} = 250 \text{ А}$:

$$\sum R = R_m + R_2 + R_9 = 0,0094 + 0,035 + 0,078 = 0,12 \text{ Ом}$$

$$\sum X = X_m + X_2 + X_9 = 0,0714 + 0,007 + 0,017 = 0,09 \text{ Ом}$$

где R_m, X_m – активное и индуктивное сопротивление трансформатора ПУПП, Ом;

R_2, X_2 – активное и индуктивное сопротивление магистрального кабеля №2, Ом;

R_9, X_9 – активное и индуктивное сопротивление комбайнового кабеля №9, сечением 70 мм^2 и длиной $247,5 \text{ м}$:

$$R_9 = K_t \cdot R_0 \cdot l_9 = 1,17 \cdot 0,272 \cdot 0,2475 = 0,078 \text{ Ом}$$

$$X_9 = X_0 \cdot l_9 = 0,069 \cdot 0,2475 = 0,017 \text{ Ом}$$

R_0, X_0 – активное и индуктивное сопротивление 1 км принятого сечения кабеля (для кабелей сечением 70 мм^2 $R_{0,=0}=272$; $X_0=0,069 \text{ Ом/км}$).

$$U_{np} = \frac{0,85}{U_n} \cdot \left[\begin{aligned} & (\sum P_{np} + P_{н.к.}) \cdot (R_m + X_m) + \\ & (\sum P_{np} + P_{н.к.}) \cdot (R_2 + X_2) + P_{н.к.} \cdot (R_9 + X_9) \end{aligned} \right] \cdot 10^3 = \frac{0,85}{1140} \cdot [(1217,5 + 250) \cdot (0,0094 + 0,0714) + (1217,5 + 250) \cdot (0,035 + 0,007) + 250 \cdot (0,078 + 0,017)] \cdot 10^3 = 151,9 \text{ В}$$

$$U_{пуск} = \frac{1200 - 151,9}{1 + \sqrt{3} \cdot \frac{2 \cdot 121,3}{1140} \cdot (0,12 \cdot 0,5 + 0,009 \cdot 0,86)} = 1022,5 \text{ В}$$

Условие выполнено. Напряжение на зажимах электродвигателя комбайна при пуске $U_{пуск} = 1022,5 \text{ В} > U_{min} = 798 \text{ В}$.

6.3.5. Проверка кабельной сети на устойчивость защиты от утечек

тока на землю

Для устойчивой работы общесетевой защиты от утечек тока (реле утечки) кабельная сеть, подключённая к одной трансформаторной подстанции, должна ограничиваться ёмкостью относительно земли величиной не более 1 мкФ на вазу.

Проверку кабельной сети на устойчивость работы общесетевой защиты от утечек тока на землю выполняем по условию:

$$C_{доп} \geq (1,02 \leftrightarrow 1,05) \cdot \sum_1^n C_i \cdot l_i, \text{ мкФ/фазу}$$

где $C_{доп}$ – предельно допустимая ёмкость сети, равная 1 мкВ/вазу;

C_i – ёмкость основной жилы i -го кабеля относительно земли (экрана), мкВ/фазу;

l_i – длина i -ого отрезка кабеля, км;

1,02 – 1,05 – коэффициент, учитывающий ёмкость электрических аппаратов и электродвигателей;

n – количество кабелей, подключённых к одной подстанции.

Расчёт ёмкости кабельной сети присоединённой к ПУПП приведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4

Расчёт ёмкости кабельной сети участка

| № Кабеля | l , м | S , мм ² | C_y , мкФ/фазу | C , мкФ/фазу |
|-------------|---------|-----------------------|---------------------|----------------------|
| 2 | 11 | 70 | 0,675 | $6,65 \cdot 10^{-3}$ |
| 3 | 22 | 16 | 0,365 | $8,03 \cdot 10^{-3}$ |
| 4 | 22 | 16 | 0,365 | $8,03 \cdot 10^{-3}$ |
| 5 | 22 | 16 | 0,365 | $8,03 \cdot 10^{-3}$ |
| 6 | 21 | 16 | 0,365 | $7,66 \cdot 10^{-3}$ |
| 7 | 60,5 | 16 | 0,365 | 0,022 |
| 8 | 60,5 | 70 | 0,675 | 0,04 |
| 9 | 247,5 | 70 | 0,675 | 0,16 |
| 10 | 247,4 | 16 | 0,365 | 0,09 |

| | | | | |
|--------------------------|-------|----|-------|-----------------------|
| 11 | 247,4 | 70 | 0,675 | 0,16 |
| 12 | 275 | 50 | 0,605 | 0,166 |
| 13 | 20 | 16 | 0,365 | $7,3 \cdot 10^{-3}$ |
| 14 | 25 | 16 | 0,365 | $9,125 \cdot 10^{-3}$ |
| 15 | 40 | 4 | 0,245 | $9,8 \cdot 10^{-3}$ |
| 16 | 40 | 4 | 0,245 | $9,8 \cdot 10^{-3}$ |
| $\sum C = 0,73$ мкФ/фазу | | | | |

Ёмкость кабельной сети присоединённой к РПП 1.14 №2:

$$C_{дон} \geq 1,02 - 1,5 \sum_1^n C_i \cdot l_i = 1,02 \cdot (0,605 \cdot 0,275 + 0,365 \cdot 0,02 + 0,42 \cdot 0,025) = 0,18 \text{ мкФ/ фазу}$$

Полная ёмкость линий присоединённых к ПУПП:

$$\sum C = 0,73 + 0,18 = 0,91 \text{ мкФ/ф}$$

Ёмкость кабельной сети, присоединённые к ПУПП меньше допустимой ёмкости $C_{дон} = 1 \text{ мкВ/ фазу}$. Следовательно, защита от утечек тока будет работать устойчиво.

6.3.6 Проверка активного сопротивления изоляции участковой сети

относительно земли

Проверка необходима с целью обеспечения возможности работы сети без частых отключений из-за срабатывания реле утечки при снижении общего сопротивления сети участка относительно земли.

Должно соблюдаться условие:

$$\frac{r_{\phi}}{r_{кр}} \geq 1,5$$

где r_{ϕ} – фактическое сопротивление изоляции, кОм/фазу;

$r_{кр}$ – уставка критического сопротивления реле утечки (30 кОм/фазу в сетях 1140 В).

Определим фактическое сопротивление изоляции из выражения:

$$r_{\phi} = \frac{1 \cdot 10^3}{\frac{n_{\text{дз}}}{r_{\text{дз}}} + \frac{n_{\text{д}}}{r_{\text{д}}} + \frac{n_{\text{а}}}{r_{\text{а}}} + \frac{n_{\text{м}}}{r_{\text{м}}} + \frac{n_{\text{к}}}{r_{\text{к}}}} = \frac{1 \cdot 10^3}{\frac{5}{3} + \frac{8}{6} + \frac{15}{3} + \frac{1}{9} + \frac{15}{3}} = 76,3 \text{ кОм/ фаза}$$

где $n_{\text{дз}}$ – количество электродвигателей на очистном комбайне;

$n_{\text{д}}$ – количество электродвигателей на других машинах;

$n_{\text{а}}$ – количество пусковых и распределительных аппаратов;

$n_{\text{т}}$ – количество трансформаторов;

$n_{\text{к}}$ – количество кабелей, проложенных на участке (независимо от их длины);

$r_{\text{а}} \geq 3 \text{ МОм/фаза}$ – сопротивление изоляции любого аппарата;

$r_{\text{к}} \geq 3 \text{ МОм/фаза}$ – сопротивление изоляции кабеля (любого типа) независимо от его длины;

$r_{\text{дз}} \geq 3 \text{ МОм/фаза}$ – сопротивление изоляции электродвигателя добычного или очистного комбайна;

$r_{\text{д}} \geq 6 \text{ МОм/фаза}$ – сопротивление изоляции электродвигателя любой другой машины;

$r_{\text{т}} \geq 9 \text{ МОм/фаза}$ – сопротивление изоляции вторичной обмотки трансформатора.

$$\frac{r_{\phi}}{r_{кр}} = \frac{76,3}{50} = 1,53 \geq 1,5.$$

6.4 Расчёт токов короткого замыкания схемы электроснабжения

очистного участка

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) проводим для проверки на чувствительности МТЗ и пускозащитной аппаратуры очистного участка на отключающую способность. Для этого определяем трёхфазный ТКЗ на выводе автоматов А1 и А2. На зажимах электродвигателей определяем двухфазный ток КЗ. Расчёт выполним методом приведённых длин. Этот метод основан том, что минимальные токи к.з. рассчитаны для кабелей с сечением рабочей жилы равным 50мм^2 . Данные для расчетов токов к.з. для различных приведенных длин кабелей указаны в таблицах [2].

На рис. 6.3. изображена схема электроснабжения участка с указанными точками КЗ.

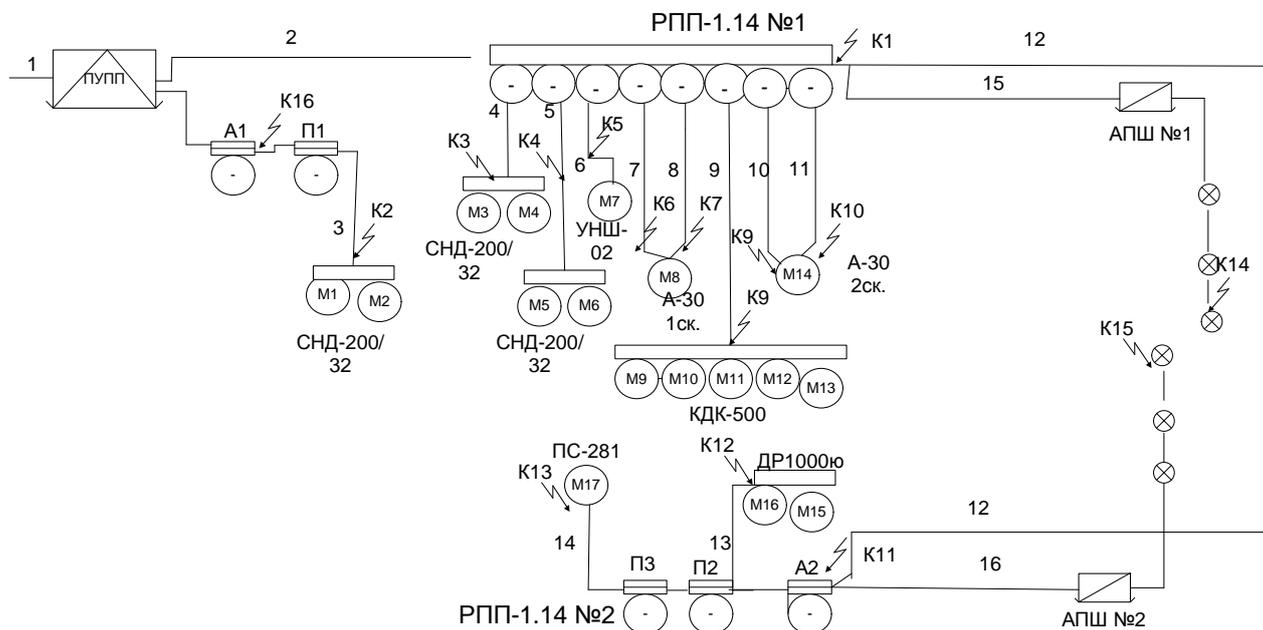


Рис. 6.3 – Схема электроснабжения участка

Определяем приведённую длину кабелей:

$$l_{np} = K_{np} \cdot l_{\phi} + (\kappa + 1)l_{\psi}$$

где K_{np} – коэффициент приведения;

l_{ϕ} – фактическая длина кабеля, м;

κ – число коммутационных аппаратов, последовательно включённых в цепь КЗ;

l_{ψ} - эквивалентная длина аппарата = 10, м.

Расчет покажу на примере точки К8:

$$l_{np} = 0,72 \cdot 11 + 0,72 \cdot 247,5 + (2 + 1) \cdot 10 = 214,8 \text{ м}$$

Согласно [2] по приведённой длине смотрим расчётный минимальный ток двухфазного КЗ $I_{\text{КЗ}}^{(2)} = 2060 \text{ А}$.

Найдём $I_{\text{КЗ.таа}}^{(3)}$ для точки К1 из выражения:

$$I_{\text{КЗ.мин}}^{(3)} = 1,6 \cdot I_{\text{КЗ.мин}}^2$$

где $I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)}$ - минимальный ток короткого замыкания 2-ух фазный, А.

$$I_{\text{КЗ.мин}}^{(3)} = 1,6 \cdot 2745 = 4392 \text{ А}$$

Все значения токов КЗ и приведённые длины кабелей сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5

Значения минимальных токов короткого замыкания

| Точка КЗ | Приведенная длина, м | $I_{КЗ.min}^{(2)}$, А | $I_{КЗ.min}^{(3)}$, А |
|----------|--|------------------------|------------------------|
| 1 | $0,72 \cdot 11 + (2 + 1) \cdot 10 = 37,9$ | 2868 | 6189 |
| 2 | $3,06 \cdot 22 + (2 + 1) \cdot 10 = 97,3$ | 2477 | - |
| 3 | $0,72 \cdot 11 + 3,06 \cdot 22 + (2 + 1) \cdot 10 = 105,2$ | 2390 | - |
| 4 | $0,72 \cdot 11 + 3,06 \cdot 22 + (2 + 1) \cdot 10 = 105,2$ | 2390 | - |
| 5 | $0,72 \cdot 11 + 3,06 \cdot 22 + (2 + 1) \cdot 10 = 105,2$ | 2390 | - |
| 6 | $0,72 \cdot 11 + 3,06 \cdot 60,5 + (2 + 1) \cdot 10 = 223$ | 2060 | - |
| 7 | $0,72 \cdot 11 + 0,72 \cdot 60,5 + (2 + 1) \cdot 10 = 81,5$ | 2561 | - |
| 8 | $0,72 \cdot 11 + 0,72 \cdot 247,5 + (2 + 1) \cdot 10 = 214,8$ | 2469 | - |
| 9 | $0,72 \cdot 11 + 3,06 \cdot 274,6 + (2 + 1) \cdot 10 = 878$ | 1038 | - |
| 10 | $0,72 \cdot 11 + 0,72 \cdot 274,6 + (2 + 1) \cdot 10 = 235,6$ | 2003 | - |
| 11 | $0,72 \cdot 11 + 1 \cdot 275 + (3 + 1) \cdot 10 = 323$ | 1800 | 2880 |
| 12 | $0,72 \cdot 11 + 1 \cdot 275 + 3,06 \cdot 20 + (4 + 1) \cdot 10 = 394$ | 1632 | - |
| 13 | $0,72 \cdot 11 + 1 \cdot 275 + 3,06 \cdot 25 + (5 + 1) \cdot 10 = 419,4$ | 1595 | - |
| 14 | 105 | 100 | 160 |
| 15 | 105 | 100 | 160 |
| 16 | $3,06 \cdot 1 + (2 + 1) = 6$ | 2745 | 4392 |

6.5. Выбор пусковой аппаратуры

Для защиты электроустановок и электрической сети принимаем автоматические выключатели и магнитные пускатели, которые выбираем по назначению, номинальному напряжению сети, по расчётному току, исходя из условий:

$$I_{на} \geq I_p; U_{на} \geq U_n$$

где $I_{на}$ – номинальный ток аппарата, А;

I_p – расчётный ток в защищаемой сети, А;

$U_{на}$ – напряжение номинальное аппарата, В;

U_n – номинальное напряжение сети, В.

Выбор пусковой аппаратуры покажу на примере пускателя ПЗ:

Выбираем пускатель ПВР-125 с $I_{на} = 125 А$.

По номинальному току:

$$I_{на} \geq I_p = 125 \geq 108,3 А$$

где $I_n = 108,3 А$ - номинальный ток двигателя перегружателя.

По номинальному напряжению:

$$U_{на} \geq U_n = 1140 \geq 1140 В$$

Выбранный аппарат проверяем по предельному току отключения:

Для автоматического выключателя:

$$I_{оа} \geq 1,2 \cdot I_{\max}^{(3)}$$

Для пускателя:

$$n \cdot k \cdot I_o \geq I_{\max}^{(3)}$$

где I_{oa} – отключающая способность аппарата, А;

$I_{\max}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на выходе аппарата, А;

n – число аппаратов, последовательно включённых в цепь КЗ. $n = 3-4$, $k = 1,1$;
при $n=2$, $k=1$.

Величину уставки максимальной токовой защиты пускателя определяем по выражению:

$$I_y \geq I_{\text{пуск}}$$

$$I_y = 1,25 \cdot I_{\text{пуск}}$$

Уставка для автоматического выключателя определяется по выражению:

$$I_y \geq 1,25(I_{\text{пуск}} + \sum I_{\text{раб}})$$

где I_y – уставка МТЗ, А;

$I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток самого мощного электродвигателя, А.

$\sum I_{\text{раб}}$ – суммарный номинальный рабочий ток всех остальных приёмников, А.

Выбранную уставку тока срабатывания реле максимальной токовой защиты проверяем на способность отключения минимального тока двухфазного КЗ, возникшего в наиболее удалённой точке защищаемой сети, при этом должно соблюдаться условие:

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq 1,5$$

где $K_{\text{ч}} = 1,5$ – коэффициент чувствительности защиты, обеспечивающий надёжное срабатывание реле;

$I_{кз}^{(2)}$ – расчётный минимальный ток двухфазного КЗ в наиболее удалённой точке сети, А (расчёт минимальных двухфазных токов КЗ схемы электроснабжения очистного участка произведён в разделе 6.4).

Выбранный пускатель проверяем по предельному току отключения:

$$n \cdot k \cdot I_o \geq I_{\max}^{(3)}$$

$$4 \cdot 1,1 \cdot 3000 = 13200 \geq 2552 \text{ А}$$

где $I_{\max}^{(3)}$ - ток трёхфазного замыкания в линии, А.

$$I_{\max}^{(3)} = 1595 \cdot 1,6 = 2552, \text{ А.}$$

Определяем ток срабатывания МТЗ пускателя:

$$I_y = 1,25 \cdot 649 = 811 \text{ А}$$

где $I_{\text{пуск}} = 649$ - пусковой ток двигателя перегружателя, А.

Принимаем ток уставки по [2] $I_y = 812 \text{ А}$.

Проверим чувствительность максимальной токовой защиты по условию:

$$\frac{I_{кз}^{(2)}}{I_y} = \frac{1595}{812} = 1,96 \geq 1,5$$

Определяем уставку на блоке ТЗП из выражения:

$$K = \frac{I_{н.дв}}{I_{н.п}} = \frac{108,3}{125} = 0,86$$

где $I_{н.дв}$ - номинальный ток двигателя, А;

$I_{н.п}$ - номинальный ток пускателя, А.

На блоке ТЗП устанавливаем положение 0,86.

$I_{н.п}$ - номинальный ток пускателя, А.

На блоке ТЗП устанавливаем положение 0,86.

Для управления машинами и механизмами на 1140 В, выбираем магнитную станцию ЕН – GG A2/1, имеющую восемь силовых выводов и один транзитный. Выбор контакторов производим по номинальному току приемников.

Выбор и проверка пусковой аппаратуры для остальных потребителей приведён в таблице 6.8.

6.6 Расчёт освещения

Расчет производим по методу коэффициента использования осветительной установки для общего равномерного освещения. Данный метод расчета целесообразен во всех случаях, когда расчет ведется по средней освещенности и, в частности, для расчета общего равномерного освещения на горизонтальных рабочих поверхностях.

Для освещения очистного участка выбираем светильники марки ЛСР(К)-2

Технические характеристики светильника: напряжение сети - 127 В; мощность ламп - 2x25 Вт; световой КПД – 0,8; световой поток – 2560 лм; $\cos \varphi = 0,5$.

Расстояние между светильниками 8,75 м из [2].

Освещённость на горизонтальной плоскости в точке О определяем по формуле:

$$E_z = \frac{2 \cdot C \cdot I_a \cdot \cos^3 a}{K_3 \cdot H^2}$$

где С – коэффициент;

I_a – сила света под углом, равная 225 лм [2];

K_3 – коэффициент запаса, равный 1,2 [2];

H^2 – высота подвеса светильника, равная 3,6 м.

$$C = \frac{\Phi_{л}}{1000} = \frac{2560}{1000} = 2,56$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток одной лампы, лм.

$$E_2 = \frac{2 \cdot 2,56 \cdot 225 \cdot 0,6361^3}{1,2 \cdot 3,6^2} = 19 \text{ лк}$$

Минимальная освещённость в лаве $E_{\min} = 5$ лк, тогда:

$$E_T = 19 > E_{\min} = 5 \text{ лк.}$$

Условие выполнено.

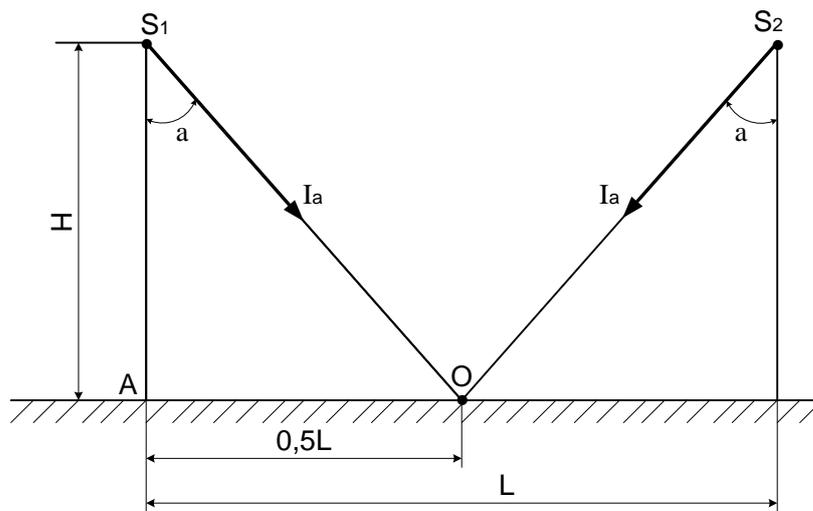


Рис – Схема к расчёту освещения

Определяем угол a из треугольника $S_1 AO$:

$$\operatorname{tga} = \frac{0,5 \cdot L}{H} = \frac{0,5 \cdot 8,75}{3,6} = 1,21$$

где L – расстояние между светильниками, м.

тогда $\alpha = 39^\circ 48'$, $\cos 39^\circ 48' = 0,7683$ согласно [2] $I_a = 54$ кд.

Определим число светильников по формуле:

$$n = \frac{l}{L} = \frac{170}{8,75} = 19,4$$

где l – длина освещаемого участка, м.

Принимаем к установке $n_s = 20$ светильников.

Питание светильников будем осуществлять по двум линиям, от двух трансформаторов, в каждую из которых будет входить $n_s = 10$ светильников. Определяем расчётную мощность трансформатора для питания светильников по формуле:

$$S_{тр} = \frac{P_{э} \cdot n_s}{1000 \cdot \eta_c} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10}{1000 \cdot 0,95 \cdot 0,83 \cdot 0,5} = 1,27 \text{ кВА}$$

где η_c – КПД кабельной сети.

$$S_{ном} \succ S_{тр}$$

Условие выполняется.

Номинальная мощность трансформатора освещения агрегата АПШ составляет $S_{ном} = 4$ кВА.

Определим сечение жилы кабеля освещения по формуле:

$$S_k = \frac{M}{C \cdot \Delta U} = \frac{11,3}{8,5 \cdot 4} = 0,33 \text{ мм}^2$$

где M – момент нагрузки, $\text{кВт} \cdot \text{м}$;

C – коэффициент, 8,5.

ΔU – допустимые потери напряжения в сети освещения, 4%.

Определим момент нагрузки для линий с равномерно распределённой нагрузкой по формуле:

$$M = \frac{P \cdot l_k}{2} = \frac{0,5 \cdot 165,5}{2} = 41,4 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

где P – мощность светильников, кВт.

n – количество светильников, шт.

Мощность светильников, подключённых к трансформатору освещения:

$$P = \frac{P_l \cdot n}{1000} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 10}{1000} = 0,5 \text{ кВт}$$

Определяем длину кабеля освещения по формуле:

$$l_k = 1,1 \cdot l_n + 1,3 \cdot l = 1,1 \cdot 50 + 1,3 \cdot 85 = 165,5 \text{ м}$$

где l – расстояние от источника питания до последнего светильника одной линии, м.

Выбираем кабель марки КГЭШ $3 \times 4 + 1 \times 2,5$.

Расчёт токов короткого замыкания в осветительной сети и проверка чувствительности максимально токовой защиты.

Найдём приведённую длину кабеля освещения по формуле:

$$l_{np} = l_\phi \cdot K_{np} + 2 \cdot n = 85 \cdot 1,0 + 2 \cdot 10 = 105 \text{ м}$$

где K_{np} – коэффициент приведения;

l_ϕ – фактическая длина кабеля, м;

По [2] смотрим ток $I_{кз}^{(2)}$ для приведенной длины $l_{np} = 105 \text{ м}$ равен 100 А.

Выбранную уставку тока срабатывания реле максимальной токовой защиты проверяем на способность отключения минимального тока двухфазного КЗ, возникшего в наиболее удалённой точке защищаемой сети, при этом должно соблюдаться условие:

$$\frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_y} \geq 1,5 = \frac{100}{50} = 2$$

где $K_{\text{ч}} = 1,5$ – коэффициент чувствительности защиты, обеспечивающий надёжное срабатывание реле;

$I_{\text{кз}}^{(2)}$ – расчётный минимальный ток двухфазного КЗ в наиболее удалённой точке сети, А.

I_y - ток уставки защиты, А.

Условие проверки выполнено.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАЦИИ

Для РУ ГПП выбираю схему «мостик», так как схема обеспечивает надёжность электроснабжения потребителей, обладает высокой гибкостью и удобствами в эксплуатации, а также требует минимальных капитальных затрат .

На рис. 7.1 изображена схема ГПП.

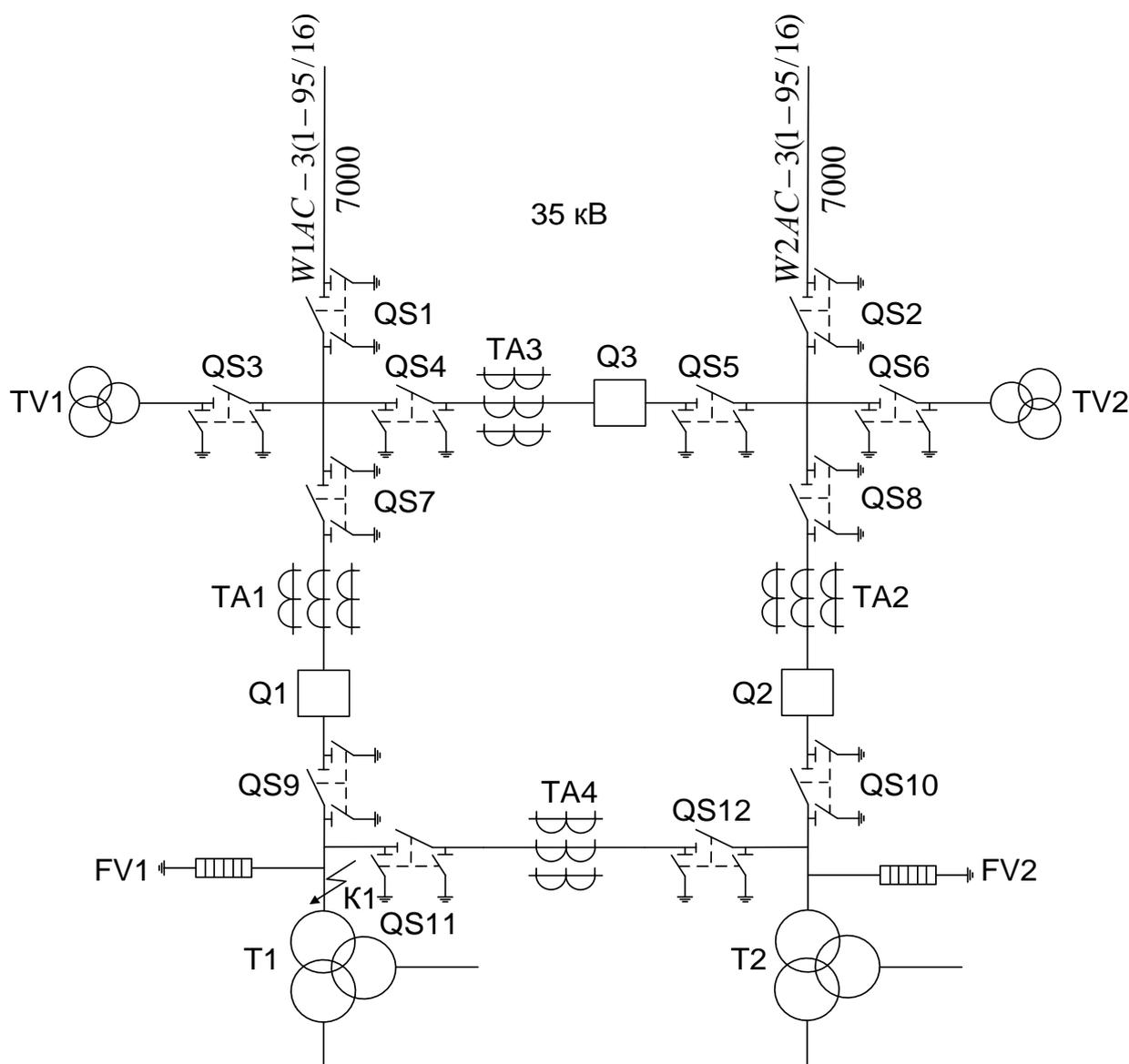


Рисунок 7.1 – Схема ГПП

7.1 Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках. Он служит для включения и отключения электрической цепи в нормальных и аварийных режимах.

7.1.1 Выбор выключателей РУВН ГПП

Выключатели выбираем по:

- допустимому уровню изоляции;
- длительно допустимому максимальному нагреву рабочим током.

Проверяем по:

- отключающей способности;
- динамической стойкости к токам короткого замыкания;
- термической стойкости к токам короткого замыкания.

Условия выбора и выбранные аппараты приведены в таблице 7.1.

Проверка на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания необходима для проверки выключателя по механической прочности в режиме короткого замыкания:

$$i_y \leq i_{пр.с}$$

где i_y – ударный ток режима короткого замыкания, кА;

$i_{пр.с}$ – предельно сквозной ток выбираемого выключателя, кА.

Проверка на термическую устойчивость (тепловой импульс тока короткого замыкания) токам короткого замыкания:

$$B_{к.рас} \leq B_{к.н}$$

где $B_{к.рас}$ – расчетное значение теплового импульса в период короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$:

$$B_{к.рас} = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

где $t_{откл.} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,01 + 0,04 = 0,05$ – длительность короткого замыкания, с;

$t_{р.з} = 0,01$ – время действия релейной защит, с;

$t_{о.в} = 0,04$ – время отключения выключателя, с;

$T_a = 1,74$ – постоянная времени затухания периодической составляющей тока короткого замыкания (из раздела №5 ТКЗ), с.

$$B_{к.рас} = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,44^2 \cdot (0,05 + 1,74) = 10кА^2 \cdot с$$

$B_{к.н}$ – номинальное значение теплового импульса выбираемого выключателя, $кА^2 \cdot с$: $B_{к.н} = I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200кА^2 \cdot с$

где I_m, t_m – номинальные значения тока и времени термической стойкости выключателя.

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВС–35–20/630.

Таблица 7.1

Выбор и проверка выключателей РУВН ГПП

| Расчетные величины | Данные выключателя | Условие выбора |
|-------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| $U_{уст} = 35$ кВ | $U_n = 35$ кВ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 202,6$ А | $I_n = 630$ А | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $I_{н.о} = 2,44$ кА | $I_{откл.н} = 20$ кА | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| $i_y = 6,55$ кА | $i_{нр.с} = 52$ кА | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 10$ кА \cdot с 2 | $B_{кн} = 1200$ кА \cdot с 2 | $B_{к.рас} \leq B_{к.н}$ |

Выбранный выключатель ВВС-35-20/630 У2:

В – выключатель;

В – вакуумный;

С – на базе серии 35;

35 – номинальное напряжение, кВ;

20 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток выключателя, А.

У – климатическое исполнение (умеренный);

2 – категория размещения (под навесом).

РУВН ГПП снабжаю тремя выключателями типа ВВС–35–20/630.

7.1.2 Выбор вводного выключателя РУНН ГПП

Максимально рабочий ток вводного выключателя:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3070,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 295,5 \text{ А}$$

Расчёт значения теплового импульса $B_{\text{к.рас}}$ равно:

$$B_{\text{к.рас}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.с}} + T_a) = 2,8^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 7,5) = 59,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.н}} = I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вводные выключатели на РУНН выбираю вакуумные типа ВРС–6–40/630 У2.

Выбор и проверка вводных выключателей РУНН ГПП

| Расчетные величины | Данные выключателя | Условие выбора |
|---|---|---------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 295,5 \text{ А}$ | $I_n = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $I_{н.о} = 2,8 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| $i_y = 7,5 \text{ кА}$ | $i_{пр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{пр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 59,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Расшифровка ВРС–6–40/630 У2:

ВРС – выключатель вакуумный;

6 – номинальное напряжение, кВ;

40 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток, А;

У – климатическое исполнение (умеренное);

2 – категория размещения (под навесом).

Значения $I_{н.о}$, i_y взяты из раздела №5.

Максимальный послеаварийный ток для секционного выключателя равен половине максимального рабочего тока вводного выключателя.

$$I_{раб.мах.с} = 295,5 \div 2 = 147,8 \text{ А}$$

Секционный выключатель на РУНН выбираю вакуумный типа ВРС–6–40/630 У2, табл.7.3.

Выбор и проверка секционного выключателя РУНН ГПП

| Расчетные величины | Данные выключателя | Условие выбора |
|---|---|---------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 147,8 \text{ А}$ | $I_n = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $I_{н.о} = 2,8 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| $i_y = 7,5 \text{ кА}$ | $i_{пр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{пр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 59,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

7.1.3 Выбор выключателей на отходящих присоединениях ГПП

Выбор выключателей на отходящих присоединениях ГПП показан на примере линии № 1,2 (котельная).

Максимальный послеаварийный ток по разделу 4 равен:

$$I_{раб.мах} = 46,3 \text{ А}$$

Расчётное значение теплового импульса $B_{к.рас}$ равно:

$$B_{к.рас} = I_{н.о.}^2 \cdot (t_{п.з} + t_{о.в} + T_a) = 2,3^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 12,2) = 64,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Расчёты питающих линий рассчитаны аналогично и сведены в таблицу 7.4. Для всех отходящих линий выбираю вакуумный выключатель типа ВРС–6–40/630 У2.

Выбор и проверка выключателей на отходящих линиях ГПП

| № линии | Тип выключателя | Расчетные величины | Данные выключателя | Условие выбора |
|---------|-----------------|---|---|---------------------------|
| 1,2 | ВРС-6-40/630 У2 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 46,3 \text{ А}$ | $I_H = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $I_{н.о} = 2,3 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| | | $i_y = 6,2 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 64,8 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас.} \leq B_{к.н}$ |
| 3,4 | ВРС-6-40/630 У2 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 104,5 \text{ А}$ | $I_H = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $I_{н.о} = 2,34 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| | | $i_y = 6,3 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 5,8 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас.} \leq B_{к.н}$ |
| 5,6 | ВРС-6-40/630 У2 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 65,9 \text{ А}$ | $I_H = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $I_{н.о} = 1,88 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| | | $i_y = 2,29 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 63,7 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас.} \leq B_{к.н}$ |
| 7,8 | ВРС-6-40/630 У2 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 358,5 \text{ А}$ | $I_H = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $I_{н.о} = 3,43 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| | | $i_y = 9,2 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 43,6 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас.} \leq B_{к.н}$ |
| 9,10 | ВРС-6-40/630 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |

| | | | | |
|--|----|--|---|---------------------------|
| | У2 | $I_{раб.мах} = 78,8 \text{ А}$ | $I_H = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $I_{п.о} = 1,36 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{п.о} \leq I_{откл.н}$ |
| | | $i_y = 4 \text{ кА}$ | $i_{пр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{пр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 8,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Для приёма и распределения электрической энергии на РУНН ГПП применяю комплектные распределительные устройства серии КУ-10Ц.

КУ-10Ц – комплектное распределительное устройство;

Ц- идентификационное обозначение;

10- номинальное напряжение.

Технические данные КУ-10 Ц приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5

Технические данные КРУ КУ-10Ц

| | |
|--|--------|
| Наименование параметра | КУ-10Ц |
| Номинальное значение (линейное), кВ | 6 |
| Наибольшее рабочее напряжение (линейное) кВ | 7,2 |
| Номинальный ток главных цепей, А | 630 |
| Номинальный ток сборных шин, А | 1000 |
| Типы применяемых выключателей: Вакуумный | ВРС |
| Номинальные токи отключения выключателей, встроенных в шкаф КРУ, кА Вакуумных | 40 |

| | |
|--|---------------------------|
| Ток термической стойкости (трёхсекундный для главных цепей; односекундный для заземляющих ножей), кА | 31,5; 40 |
| Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА | 128 |
| Габаритные размеры шкафов КРУ, (ширина, глубина, высота), мм | 750x1000(1200, 1300)x2000 |
| Масса шкафа (в зависимости от исполнения), кг | 680-880 |

7.2. Выбор разъединителей РУВН ГПП

Выбор разъединителей (табл 7.6) производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем разъединитель РНДЗ-35/1000 УХЛ1.

Таблица 7.6

Выбор и проверка разъединителей РУВН ГПП

| Расчетные величины | Данные разъединителя | Условие выбора |
|---|---|--------------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 202,6 \text{ А}$ | $I_n = 1000 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $i_y = 6,55 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 63 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 10 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{к.н}$ |

7.3 Выбор измерительных трансформаторов ГПП

7.3.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТА) предназначен для преобразования тока до значения, удобного для измерения. Основным назначением трансформатора тока является отделение цепей высокого напряжения от измерительных цепей, а также для питания цепей измерения, защиты и аппаратуры автоматического управления.

Трансформаторы тока выбираются по уровню допустимого напряжения, нагреву рабочим током и по требуемому классу точности, проверяются по электродинамической и термической стойкости токам короткого замыкания.

Выбор по уровню напряжения и нагреву рабочим током аналогичен выбору выключателя. Проверка по электродинамической стойкости и термической стойкости токам короткого замыкания проводится так же, как и для выключателя. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

При выборе трансформатора тока по классу точности необходимо:

- 1) определить необходимый класс точности трансформатора тока;
- 2) задаться номинальным вторичным током;
- 3) выполнить условие:

$$Z_2 \leq Z_{2н}$$

где Z_2 – вторичная расчетная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2н}$ – номинальная каталожная нагрузка трансформатора тока в требуемом классе точности, Ом.

Расчёт производжу для цепей измерения, схема которой изображена на рис.7.1.

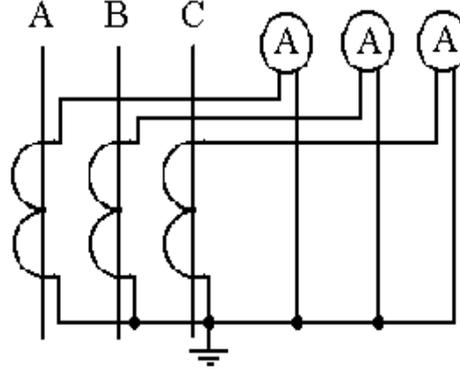


Рис.7.1 – Схема соединений приборов

Выбираю трансформатор тока с классом точности 0,5 и вторичным номинальным током 5 А.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей мало, то $Z_2 \approx R_2$.

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}} = 0,104 + 0,849 + 0,05 = 1,003 \text{ Ом}$$

где $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов на вторичной обмотке трансформатора тока (0,104 Ом):

$R_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов, Ом;

$R_{\text{конт}} = 0,05$ – сопротивление контактов вторичной цепи ТА, Ом.

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{рас}}}{q} = 0,0283 \cdot \frac{180}{6} = 0,849 \text{ Ом}$$

где $l_{\text{рас}} = 3 \cdot l$ – расчетная длина проводов, зависит от количества приборов и схемы их соединения (рис. 7.1), м:

$$l_{\text{рас}} = 3 \cdot 60 = 180 \text{ м}$$

$q = 6$ – площадь сечения проводников, мм^2 ;

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление алюминиевого провода, $(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2) / \text{м}$.

Выбираю трансформатор тока ТФМ-35-2-У1 (таблица 7.7).

Расшифровка марки ТФМ-35 У1:

Т – трансформатор тока;

Ф – в фарфоровой крышке;

М – маслонаполненный;

У – климатическое исполнение(умеренный климат);

1 – категория размещения (на открытом воздухе).

Таблица 7.7

Выбор и проверка трансформаторов тока РУВН ГПП

| Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|---|---|-------------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ | $U_n = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 202,6 \text{ А}$ | $I_n = 300 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $Z_2 = 1 \text{ Ом}$ | $Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_y = 6,55 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 127 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 10 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 7203 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Результаты выбора и проверки остальных трансформаторов тока сведены в таблицы 7.8 – 7.10.

Данные $I_{раб.мах}$ взяты из раздела 7.1.2.

Трансформатор тока на вводе в РУНН выбираю типа ТЛ-10-300/5.

Расшифровка ТЛ-10-300/5 У2:

Т – трансформатор тока;

Л - литой;

10 – номинальное напряжение, кВ;

300 – номинальный первичный ток, А;

5 – номинальный вторичный ток, А;

У– климатическое исполнение (умеренный климат);

2 – категория размещения (под навесом).

Таблица 7.8

Выбор и проверка трансформаторов тока на вводе РУНН ГПП

| Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|---|---|-------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 295,5 \text{ А}$ | $I_n = 300 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$ | $Z_{2н} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_y = 7,5 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 59,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 2976 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Трансформаторы тока секционного выключателя на РУНН выбираю типа ТЛ-10-150/5.

Таблица 7.9

Выбор и проверка трансформаторов тока секционного выключателя РУНН ГПП

| Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|---|--|-------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 147,7 \text{ А}$ | $I_n = 150 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$ | $Z_{2н} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2н}$ |
| $i_y = 7,5 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 59,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 517,5 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Выбираю трансформаторы тока на отходящих присоединениях ГПП типа ТЛ-10. Результаты выбора сведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10

Выбор и проверка трансформаторов тока на отходящих линиях ГПП

| № линии | Тип трансформатора | Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|---------|--------------------|---|--|-------------------------|
| 1,2 | ТЛ-10-50/5 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 46,3 \text{ А}$ | $I_H = 50 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $Z_2 = 0,224 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2H}$ |
| | | $i_y = 6,2 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 64,8 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кH} = 50 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кH}$ |
| 3,4 | ТЛ-10-150/5 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 104,5 \text{ А}$ | $I_H = 150 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $Z_2 = 0,224 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2H}$ |
| | | $i_y = 6,3 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 5,8 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кH} = 517,5 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кH}$ |
| 5,6 | ТЛ-10-100/5 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 65,9 \text{ А}$ | $I_H = 100 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $Z_2 = 0,224 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2H}$ |
| | | $i_y = 2,29 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 63,7 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кH} = 200 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кH}$ |
| 7,8 | ТЛ-10-400/5 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 358,5 \text{ А}$ | $I_H = 400 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $Z_2 = 0,224 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2H}$ |
| | | $i_y = 9,2 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 43,6 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кH} = 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кH}$ |

| | | | | |
|------|-------------|--|--|-------------------------|
| 9,10 | ТЛ-10-100/5 | $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_H = 10 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_H$ |
| | | $I_{раб.мах} = 78,8 \text{ А}$ | $I_H = 100 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_H$ |
| | | $Z_2 = 0,224 \text{ Ом}$ | $Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{2H}$ |
| | | $i_y = 4 \text{ кА}$ | $i_{нр.с} = 81 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{нр.с}$ |
| | | $B_{к.рас.} = 8,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 200 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

Продолжение таблицы 7.10

7.3.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения имеют два назначения: изолировать вторичную обмотку НН и, тем самым, обезопасить обслуживающий персонал; понизить измеряемое напряжение до стандартного значения 100 В.

Трансформаторы напряжения выбираем по:

- уровню допустимого напряжения $U_{уст} \leq U_H$;
- конструкции и схемы соединения обмоток;
- классу точности.

В таблице 7.11 указаны используемые приборы на напряжение 35 кВ и 6 кВ.

Таблица 7.11

| Наименование прибора | Тип прибора | Мощность, потребляемая 1 катушкой | Число катушек | $\cos \varphi$ | $\sin \varphi$ | Число приборов | Суммарная потребляемая мощность | |
|--------------------------|-------------|-----------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|---------------------------------|--------|
| | | | | | | | P, Вт | Q, ВАр |
| Вольтметр | Э80В | 2,0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2,0 | 0 |
| Счетчик активной энергии | САЗУ И-672м | 2,0 | 2 | 0,38 | 0,925 | 2 | 8,0 | 19,4 |
| ИТОГО | | | | | | | 21,8 ВА | |

Тип и параметры используемых приборов

САЗУ-И 670М :

СА-счетчик активной энергии;

З – для трех проводной сети;

У- универсальный;

И- индукционной измерительной системы;

670М-конструктивное исполнение.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения

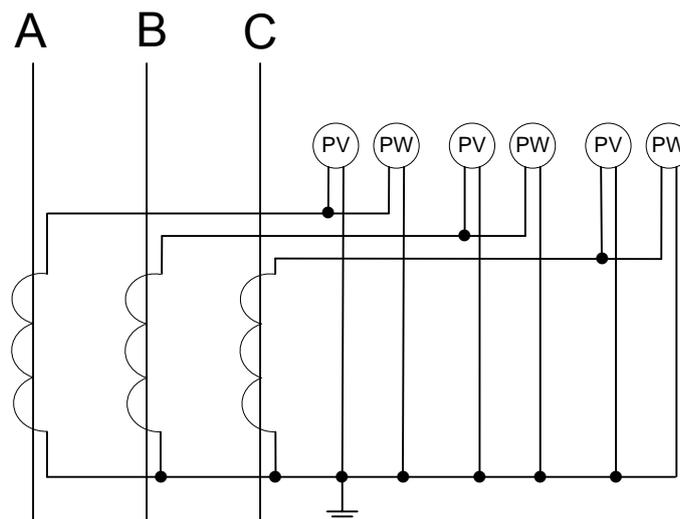


Рис. 7.2. Схема соединения приборов

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{приб})^2 + (\sum Q_{приб})^2} = \sqrt{100 + 376,36} = 21,8 \text{ ВА}$$

где $\sum P_{приб}$ - суммарная активная потребляемая мощность приборов, Вт;

$\sum Q_{приб}$ - суммарная реактивная потребляемая мощность приборов, ВАр.

Выбираю трансформатор напряжения ЗНОМ-35-У1.

Расшифровка марки ЗНОМ-35 У2:

З – заземляемый;

Н – трансформатор напряжения;

О – однофазный;

М - естественная циркуляция воздуха и масла;

35 – номинальное напряжение, кВ;

У – климатическое исполнение(умеренный климат);

2 – классификация размещения (под навесом).

Класс точности 0,5.

Выбор и проверку трансформаторов сводим в таблицы 7.12 и 7.13

Таблица 7.12

Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУВН ГПП

| Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|--------------------|-----------------------|---------------------|
| $U_{уст} = 35$ кВ | $U_n = 35$ кВ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $S_2 = 21,8$ | $S_{2ном} = 150$ | $S_2 \leq S_{2ном}$ |

Выбор трансформаторов напряжения на РУНН типа НАМИ-6 У.

Расшифровка:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М - естественная циркуляция воздуха и масла;

И – измерительный;

6 – номинальное напряжение, кВ;

У – климатическое исполнение (умеренный климат).

Таблица 7.13

Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУНН ГПП

| Расчетные величины | Данные трансформатора | Условие выбора |
|--------------------------|-----------------------|---------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $S_2 = 21,8$ | $S_{2ном} = 50$ | $S_2 \leq S_{2ном}$ |

7.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для электроснабжения потребителей собственных нужд подстанции, предусматриваются трансформаторы собственных нужд (ТСН) со вторичным напряжением 380/220 В, которые подключаю к выводам низшего напряжения главных понижающих трансформаторов – на участке между трансформатором и выключателем.

Условия выбора трансформаторов собственных нужд:

$$U_{тсн} \geq U_n$$

$U_{\delta\bar{m}}$ - номинальное напряжение трансформатора собственных нужд;

U_i - номинальное напряжение.

$$6 \geq 6$$

Мощность ТСН находим по формуле:

$$S_{тсн} = 0,01 \cdot S_m = 0,01 \cdot 6300 = 63 \text{ кВА}$$

где $S_{\text{мсн}}$ – мощность силового трансформатора ГПП, кВА.

Выбираю два трансформатора типа ТСЗ-63/6/0,4. Номинальное напряжение на шинах РУ ГПП 6 кВ. Технические характеристики выбранного ТСН приведена в таблице 7.13.

Расшифровка марки ТСЗ-63/6/0,4:

Трехфазный, сухой с защитным кожухом, мощностью 63 кВА и напряжением обмотки ВН 6 кВ, НН 0,4 кВ.

Таблица 7.14

Технические характеристики ТСН типа ТСЗ-63/6/0,4

| Номинальная мощность, кВА | Напряжение, В | | Потери, кВт | | Напряжение КЗ, % | Ток ХХ, % | Схема и группа соедин. обмоток |
|---------------------------|---------------|-----|-------------|------|------------------|-----------|--------------------------------|
| | ВН | НН | ХХ | КЗ | | | |
| 63 | 6 | 0,4 | 290 | 1280 | 3,8 | 2,0 | Д/У _н -11 |

Для выбора выключателя ТСН рассчитаем рабочий ток:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нВН}}} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 6} = 8,5 \text{ А}$$

Условия выбора выключателей приведены в таблице 7.15.

Выбираю выключатель типа ВРС-6-40/630У2.

Выбор и проверка выключателей ТСН

| Расчетные величины | Данные выключателя | Условие выбора |
|---|---|---------------------------|
| $U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ | $U_n = 6 \text{ кВ}$ | $U_{уст} \leq U_n$ |
| $I_{раб.мах} = 8,5 \text{ А}$ | $I_n = 630 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_n$ |
| $I_{н.о} = 2,8 \text{ кА}$ | $I_{откл.н} = 40 \text{ кА}$ | $I_{н.о} \leq I_{откл.н}$ |
| $i_y = 87,3 \text{ кА}$ | $i_{пр.с} = 128 \text{ кА}$ | $i_y \leq i_{пр.с}$ |
| $B_{к.рас.} = 59,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{кн} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$ | $B_{к.рас} \leq B_{кн}$ |

7.5. Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи применяются для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты в любых режимах работы электроустановки, в том числе и в аварийном.

Выбор производится, исходя из аварийного режима работы электроустановки, когда к постоянной нагрузке батареи добавляется нагрузка аварийного режима – аварийное освещение, устройство телемеханики и связи и др.

1) определяем количество банок основной части батарей:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}} = \frac{232}{2,15} = 108$$

где $U_{ш}$ – максимальное рабочее напряжение шины, равное 232 В;

$U_{пз}$ – напряжение подзарядки, равное 2,15 В.

2) Определяем количество банок в режиме дозаряда:

$$n_{\min} = \frac{U_{\phi}}{U_{\ddot{a}\zeta}} = \frac{232}{2,4} = 96,6$$

где $U_{дз}$ – напряжение дозаряда, равное 2,4 В.

3) определяем количество банок в максимальном режиме:

$$n_{max} = \frac{U_{нн}}{U_{min}} = \frac{220}{1,8} = 125$$

где $U_{нн}$ – номинально напряжение нагрузки, равное 220 В;

U_{min} – минимальное напряжение, равное 1,8 В.

4) Определяем количество ступеней коммутатора:

$$n_{к} = n_{max} - n_{min} = 125 - 100 = 25$$

5) Определяем номер банок:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{раб.мах}}{j} = 1,05 \cdot \frac{259}{18} = 15$$

где j – допустимая нагрузка аварийного разряда приведённая к первому номеру аккумулятора в зависимости от температуры электролита;

1,05 – коэффициент запаса, учитывающий понижение энергии батареи при старении.

Параметры аккумуляторов приведены в таблице 7.16.

Таблица 7.16

Параметры аккумуляторов типа СН

| Режим работы | 10ч | 3ч | 1ч | 0,5ч | 0,25ч |
|--------------------------|-----|----|----|------|-------|
| Разрядный ток, А | 4 | 10 | 20 | 30 | 40 |
| Номинальная ёмкость, А·ч | 40 | 30 | 20 | 15 | 10 |

7.6. Выбор и проверка шин РУ ГПП

На РУВН принимаю гибкие шины из сталеалюминиевого провода.

Сечение гибких шин выбирается по нагреву рабочим током и проверяется по:

- экономической плотности тока;
- термическому действию тока короткого замыкания.

По условию короны проверяется ошиновка напряжением свыше 110 кВ.

1) По нагреву рабочим током:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}}$$

$$101,3 \leq 111$$

выбираю: АС-16/2,7.

2) По экономической плотности тока сечение определяется выражением:

$$S = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}};$$

где I_p – расчётный ток питающей линии, А;

$J_{\text{эк}} = 1,1$ – экономическая плотность тока (при $T_{\text{мах}}=4500$ часов для провода АС), А/мм².

Расчётный ток в послеаварийном режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n};$$

где $S_p = 5939,6$ – расчётная мощность с учётом компенсации, кВА;

U – номинальное напряжение питающей сети, кВ;

$$I_p = \frac{5939,6}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98 \text{ A};$$

$$S = \frac{98}{1,1} = 89 \text{ мм}^2;$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение линии $S_{\text{эк}} = 95 \text{ мм}^2$ с

$$I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}.$$

3) Проверим сечение по термической стойкости тока КЗ по условию:

$$S \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_k}}{C_m}$$

где S – выбранное сечение провода, мм^2 ;

$I_{\hat{e}}^{(3)} = 2300$ – установившийся ток КЗ, равный току трёхфазного КЗ, А;

$t_k = t_{\text{откл}} = 0,05$ длительность КЗ, с;

C – коэффициент, учитывающий конечную температуру нагрева жил кабеля при коротком замыкании (для алюминиевых проводов $C = 95$), $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$95 \geq \frac{2300 \cdot \sqrt{0,05}}{75} = 6,7 \text{ мм}^2$$

Условие выполнено.

На стороне НН принимаю жёсткие алюминиевые шины прямоугольного сечения.

- нагреву рабочим током,

Проверяем по:

- термической стойкости токов короткого замыкания

- электродинамической стойкости токов короткого замыкания.

1) По нагреву рабочим током:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{раб.мах}} = 259$ – максимально рабочий ток шины, А

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток шины выбранного сечения, А.

Выбираю шины сечением 120 мм^2 ($h = 30 \text{ мм}$, $b = 4 \text{ мм}$), с допустимым током 365 А.

$$295,5 \text{ А} < 365 \text{ А}$$

2) Проверка на термическую стойкость:

$$S \geq \frac{I_k \cdot \sqrt{t_k}}{C_m}$$

$$120 \geq \frac{2800 \cdot \sqrt{0,05}}{90} = 6,8 \text{ мм}^2. \text{ Условие выполнено.}$$

Проверка на электродинамическую стойкость сводится к механическому расчёту жестких шин.

Шина динамически устойчива если:

$$\sigma_{\text{рас}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

где $\sigma_{\text{рас}} = 70$ - допустимое напряжение в материале алюминиевой шины, МПа.

Расчётное напряжение в шине определяется:

$$\sigma_{\text{рас}} = \frac{M}{W}$$

где M – изгибающий момент, $\text{Н} \cdot \text{м}$;

W – момент сопротивления шин, м^3 .

Момент сопротивления для однополосных шин, расположенных плашмя, равен:

$$W = 0,17 \cdot b \cdot h^2 = 0,17 \cdot 0,004 \cdot 0,03^2 = 0,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Изгибающий момент:

$$M = \frac{f_{pac} \cdot l^2}{10}$$

где l^2 - расстояние между изоляторами вдоль шин (1,5-2 м);

f_{pac} - изгибающая сила, приходящаяся на единицу длины средней фазы, Н/м:

$$f_{pac} = 1,76 \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{7600^2}{0,15} \cdot 10^{-7} = 67,7 \text{ Н/м}$$

где i_y^2 - ударный ток при КЗ на шинах, А

$a = 0,15$ – расстояние между осями смежных фаз, м.

$$M = \frac{f_{pac} \cdot l^2}{10} = \frac{67,7 \cdot 1,5^2}{10} = 15,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$\sigma_{pac} = \frac{M}{W} = \frac{15,2}{0,6 \cdot 10^{-6}} = 25,3 \text{ МПа}$$

Исходя из приведённой проверки видно, что $\sigma_{pac} \leq \sigma_{дон}$, т.е. $25,3 \leq 70$, следовательно выбранный тип шин удовлетворяет проверке на динамическую устойчивость.

7.7 Выбор изоляторов

Для РУВН 35 кВ принимаем подвесные поддерживающие изоляторы марки ПС-70.

Расшифровка марки ПС-70

П - подвесной изолятор;

С - стеклянный с четырьмя чашками в гирлянде;

70 – механическая разрушаемая сила, кН.

На РУНН выбираю опорные и проходные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираем по номинальному напряжению, месту установки и проверяются по допустимой механической нагрузке.

Для крепления жёстких шин от трансформатора до ЗРУ НН принимаю опорные проходные изоляторы наружной установки типа ИО-6-3,75 УЗ с номинальным напряжением 6 кВ.

Расшифровка марки ИО-6-3,75 УЗ:

ИО – изолятор опорный;

6 – номинальное напряжение, кВ;

3,75 - минимальная разрушающая сила, кН;

У - климатическое исполнение (умеренный климат);

3 – классификация размещения (в закрытых не отапливаемых помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий).

Расчётная механическая нагрузка на изолятор ($F_{рас}$) в многопролётной шинной конструкции определяется расчётной нагрузкой шин на один пролёт.

Согласно ПУЭ расчётная нагрузка на изолятор не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки ($F_{разр}$), приводимой в справочных данных изолятора:

$$F_{рас} \leq 0,6 \cdot F_{разр}$$

Расчётная нагрузка определяется:

$$F_{рас} = f_{рас} \cdot l \cdot k_n$$

где $f_{рас}$ - изгибающая сила, Н/м;

l - расстояние между изоляторами вдоль шин (1,5-2 м);

k_n – поправочный коэффициент на высоту шины:

$$k_n = \frac{h_{из} + 0,5 \cdot c}{h_{из}} = \frac{100 + 0,5 \cdot 4}{100} = 1,02$$

где $h_{из}$ – высота изолятора, мм;

c – высота шины по оси изолятора ($c = b$), мм.

$$F_{рас} = f_{рас} \cdot l \cdot k_n = 67,7 \cdot 1,5 \cdot 1,02 = 103,5 Н$$

Проверим изолятор по допустимой механической нагрузке по условию, если $F_{рас} = 3,75 кН$:

$$103,5 < 0,6 \cdot 3750 = 2250 Н$$

Условие механической прочности выполняется, соответственно изолятор выбран правильно.

Выбор опорных изоляторов внутренней установки аналогичен. Выбираю опорный изолятор внутренней установки ИО-6-3,75 У2 с номинальным напряжением 6 кВ, $h_{из} = 100$ мм и $F_{разр} = 3,75$ кН.

Проходные изоляторы выбирают по допустимому уровню напряжения (уровню напряжения), по длительному нагреву максимальным рабочим током и по допустимой нагрузке.

$$I_{\text{рабmax}} \leq I_n$$

$$295,5 \leq 400 \text{ A}$$

Для РУНН 6 кВ выбираю проходной изолятор наружновнутренней установки типа ИП-6/400-3,75 УХЛ2.

Расшифровка марки ИП-6/400-3,75 УХЛ2:

ИП – изолятор проходной;

6 – номинальное напряжение, кВ

400 – номинальный ток, А;

3,75 – минимальная разрушающая сила, кН;

УХЛ – климатическое исполнение (умеренный холодный климат);

2 – категория размещения (под навесом).

Проверяем изолятор по допустимой механической нагрузке:

$$k_n = \frac{h_{uz} + 0,5 \cdot c}{h_{uz}} = \frac{360 + 0,5 \cdot 4}{360} = 1,006$$

$$F_{\text{рас}} = f_{\text{рас}} \cdot l \cdot k_n = 67,7 \cdot 1,5 \cdot 1,006 = 102,1 \text{ H}$$

$$102,1 < 0,6 \cdot 3750 = 2250$$

Исходя из условий проверки, убеждаемся в правильности выбора изолятора.

7.8 Расчёт заземляющего устройства

При расчёте заземляющего устройства определяем тип заземлителей, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводов. Удельное сопротивление грунта (земля-суглинок) при нормальной влажности равно $\rho_{gp} = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Сопротивление заземляющего устройства для электроустановок 6-35 кВ не должно превышать 4 Ом т.е. $R_3 = 4 \text{ Ом}$ является определяющим значением для расчёта.

Размеры схемы заземляющего устройства определяем согласно типовым размерам выбранного оборудования. Длина поля составляет 55000 мм, ширина соответственно – 40000 мм.

Заземляющее устройство выполняем в виде контура из стальной полосы $40 \times 5 \text{ мм}$, проложенной на глубине 1,5 м вокруг оборудования подстанции (горизонтальный заземлитель) на расстоянии 2-х метров от подстанции. Общая длина полосы 100 м.

Находим расчётное удельное сопротивление грунта:

для горизонтального заземлителя:

$$\rho_{рас.г} = k_{с.г} \cdot \rho_{gp} = 3 \cdot 60 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для вертикального заземлителя:

$$\rho_{рас.в} = k_{с.в} \cdot \rho_{gp} = 1,25 \cdot 60 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

где $k_{с.г}$ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта для горизонтальных заземлителей $k_{с.г} = 2,0 - 3,5$;

$k_{с.в}$ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта для вертикальных заземлителей $k_{с.в} = 1,15 - 1,45$.

Определяем сопротивление горизонтальных заземлителей (соединительной полосы контура):

$$r_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{рас.з/}}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 180}{190} \cdot \lg \frac{2 \cdot 190^2}{0,04 \cdot 1,5} = 2,1 \text{ Ом}$$

где l - длина полосы (100), м;

b – ширины полосы (0,04), м;

t – глубина заложения (1,5), м.

Определяем сопротивление горизонтальной полосы в контуре с учётом коэффициента использования соединительной полосы в контуре:

$$R = \frac{r}{\eta} = \frac{2,1}{0,27} = 7,8 \text{ Ом}$$

где η_2 - коэффициент использования.

Так как $R_2 = R_{иск} > R_3$ (7,8 Ом > 4 Ом; естественные заземлители отсутствуют), то необходимы вертикальные заземлители общим сопротивлением:

$$R_8 = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3} = \frac{7,8 \cdot 4}{7,8 + 4} = 2,8 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление одного вертикального заземлителя (стальные прутковые стержни длиной 5 м и диаметром 12 мм):

$$\begin{aligned} r_2 &= \frac{0,366 \cdot \rho_{рас.з/}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l^2}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) = \\ &= \frac{0,366 \cdot 75}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 16 \text{ Ом} \end{aligned}$$

где l - длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

$$n_g = \frac{r}{R_g \cdot \eta_g} = \frac{16}{8,2 \cdot 0,49} = 3,9$$

где η_g – коэффициент использования вертикальных заземлителей, размещённых по контуру без учёта влияния полосы связи.

Применяем в контуре 4 вертикальных стержней.

7.9 Расчёт и выбор защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений

Основным аппаратом защиты подстанции от перенапряжения является вентильные разрядники. На РУВН устанавливаем разрядники типа ОПНп-35 УХЛ1,а на РУНН – ОПНп-10 УХЛ 1.

Расшифровка марки ОПНп-35 УХЛ1 и ОПНп-10 УХЛ 1:

ОПНп - ограничитель перенапряжения в полимерных покрышках;

10, 35 – номинальное напряжение, кВ;

УХЛ – климатическое исполнение (умеренный холодный климат);

1 – категория размещения (на открытом воздухе).

Выбор разрядников по условию:

$$U_p \leq U_n$$

где U_p - напряжение разрядника, кВ;

U_n - номинальное напряжение сети, кВ.

От прямых ударов молний, электроустановки защищаются стержневыми молниеотводами. Здание с хорошо заземлённой крышей не требует защиты молниеотводами.

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является круговой конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода (рис. 7.1). Габариты зоны определяются двумя параметрами: высота конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

$$h_0 = 0,85 \cdot h$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_x)$$

где r_x - радиус горизонтального сечения на высоте защищаемого объекта, м;

h_x - наибольшая высота защищаемого сооружения, м.

На рис. 7.1. изображена защитная зона молниеотвода.

8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В процессе эксплуатации систем электроснабжения возникают повреждения отдельных элементов. Наиболее опасными и частыми видами повреждений являются короткие замыкания между фазами электрооборудования и однофазные замыкания на землю. В электрических машинах и трансформаторах имеют место также витковые замыкания. При протекании тока короткого замыкания элементы СЭС подвергаются термическому и динамическому воздействию. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения развития аварии при протекании токов короткого замыкания по элементам системы электроснабжения, устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение повреждённого элемента или сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите: надёжное отключение всех видов повреждений, чувствительность защит, селективность действия – отключение только повреждённых участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

Для обеспечения надёжности и бесперебойности электроснабжения одной релейной защиты порой бывает недостаточно. Поэтому дополнительно предусматривают устройства автоматического включения резерва (АВР), предназначенные для подключения резервного источника питания при выходе из строя основного. Так как большинство повреждений после быстрого отключения линий релейной защитой самоустраняется, то для повторного включения линий используют устройства автоматического повторного включения (АПВ).

В соответствии с [16] на трёхобмоточных трансформаторах устанавливают:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах – продольная дифференциальная защита, выполняемая токовым реле, отстроенным

от бросков тока намагничивания (дифференциальная отсечка), в случаях, когда такая защита удовлетворяет требованиям чувствительности ($K_{\text{ч}} > 2$) или в случае недостаточной чувствительности, токовыми реле, включёнными в дифференциальную цепь через промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока (дифференциальная защита с реле РНТ-565);

2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешнем КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием – максимальная токовая защита (МТЗ).

Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более – газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании.

Расчёт и выбор релейной защиты покажу на примере защиты линии 1 напряжением 6 кВ.

8.1 Защита линий

Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть и повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых после кратковременного перерыва питания или подключения к рабочему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. Для предотвращения излишних срабатываний при токах перегрузки, вызванных самозапуском электродвигателей или подключением дополнительной нагрузки, максимальная токовая защита должна иметь ток срабатывания (уставку), больше, чем максимально возможный ток перегрузки. А для предотвращения излишних (неселективных) срабатываний при КЗ на отходящих элементах НН максимальная токовая защита должна иметь

орган выдержки времени, замедляющий её действие на время, необходимое для срабатывания защиты повреждённого отходящего элемента.

Токовая отсечка выполняется без выдержки времени и в сочетании с МТЗ позволяет выполнять простую и недорогую защиту. Недостатком токовой отсечки можно считать то, что дальний конец линии в зону её работы не попадает. КЗ на этом участке может отключить только МТЗ с выдержкой времени. Поэтому защиту линии 1, а также и других линий выполняем двухступенчатой. Первая ступень выполняется без выдержки времени (ТО), для второй ступени защиты (МТЗ) принимаем время срабатывания $t_{ср.МТЗ} = 0,8с$.

Ток срабатывания защиты первой ступени (токовой отсечки):

$$I_{с.о.} = K_n \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,25 \cdot 1,83 = 2,28кА$$

где $K_{сх}$ – коэффициент надёжности (1,2-1,3);

$I_{кз}^{(3)}$ - максимальный трёхфазный ток КЗ в конце линии 1 (из раздела 5), кА.

Определяем ток срабатывания реле защиты (ТО):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.о.} \cdot K_{сх}}{n_m} = \frac{2280 \cdot 1}{10} = 228А$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы ($K_{сх} = 1$ при соединении трансформаторов тока в неполную звезду);

n_m – коэффициент трансформации трансформатора тока, равный отношению первичного тока к вторичному току:

$$n_m = \frac{I_1}{I_2} = \frac{50}{5} = 10$$

Ток срабатывания максимально токовой защиты (МТЗ):

$$I_{c.MTЗ} = K_n \cdot I_{раб.маа} = 1,3 \cdot 46,3 = 60,1A$$

где K_n – коэффициент надёжности;

$I_{раб.маа}$ - рабочий максимальный ток в линии 1 (из раздела 4), А.

Проверим защиту на чувствительность по условию:

$$K_{\nu} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.MTЗ}} \geq 1,5 = \frac{1180}{60,1} = 19,6 > 1,5 \text{ условие выполняется.}$$

где $I_{кз}^{(2)} = 1,18$ кА – минимальный ток двухфазного короткого замыкания в конце линии 1 (из раздела 5).

Определяем ток срабатывания реле защиты:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.MTЗ} \cdot K_{cx}}{n_m} = \frac{60,1 \cdot 1}{10} = 6,01A$$

По вычисленному значению $I_{c.p.}$ принимаю токовое реле типа РСТ40-10 мгновенные контакты которого, можно использовать для токовой отсечки.

Расшифровка марки РСТ40-10:

РСТ40 - реле статическое токовое;

10 – диапазон уставок по току срабатывания от 2,5 -10 А.

По вычисленному значению $I_{c.p.}$ принимаю реле токовой отсечки типа РТО – реле токовой отсечки.

Защиту линий выполняем по схеме приведённой на рис. 8.1.

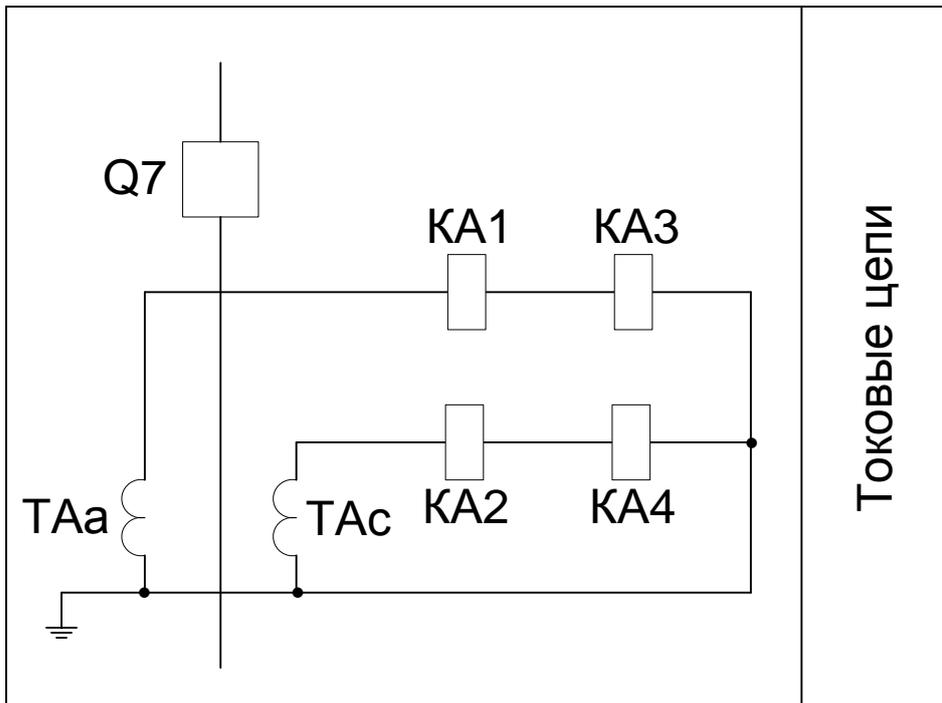


Рис. 8.1 Схема токовых цепей защиты линий

На рис. 8.2. представлена схема оперативных цепей защиты.

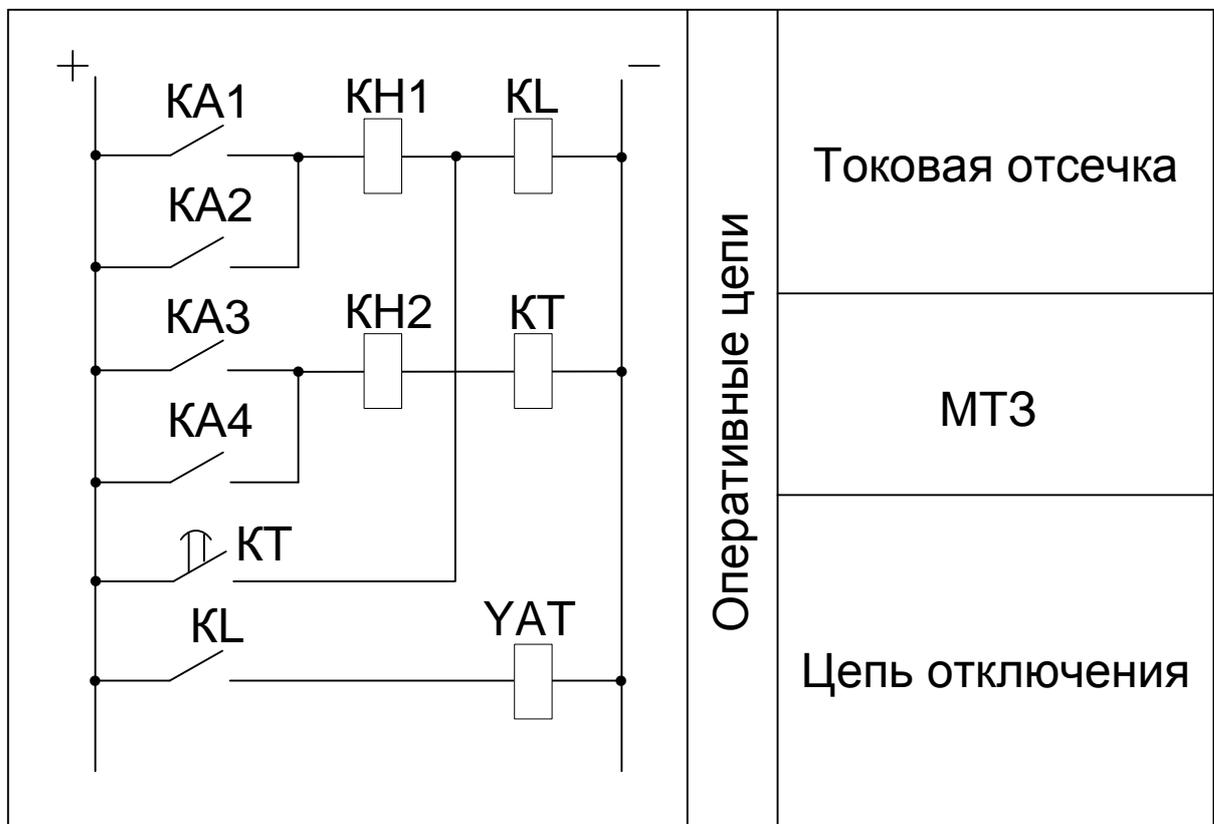


Рис. 8.2 – Схема оперативных цепей защиты

Достоинства такой схемы:

1. Схема реагирует на все междуфазные КЗ на линиях.
2. Экономичнее трехфазной схемы.

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела является расчет капиталовложений в проект по прокладке кабельных линий и технико-экономическое обоснование выбора кабельной продукции для системы электроснабжения очистного участка ООО ш.Бутовская.

Для технико-экономического обоснования проекта выполним необходимые расчеты:

1. Расчет затрат на проектирование;
2. Расчет капитальных вложений;
3. Расчет ежегодных эксплуатационных затрат.

Для обоснования технико-экономического выбора кабельной продукции рассмотрим два варианта:

1. Прокладка кабельной линии марки ЦСПн 3*50
2. Прокладка кабельной линии марки ЦСПн 3*35

9.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 9.1.2.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$

$$t_{ож.} = \frac{t_{min} + 4 \times t_{н.в.} + t_{max}}{6},$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы

| | | | | | | | | |
|----------|------|----------------|---------|------|---|--------------------|------|--------|
| | | | | | ФЮРА.140205.001 ПЗ. | | | |
| Изм. | Лист | №докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | А.А.Зенков | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Л.А. Коршунова | | | | | | |
| Реценз. | | | | | | ТПУ ИнЭО Гр.3-9202 | | |
| Консульт | | | | | | | | |

(оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 9.1.1 – Описание графика выполнения работ

| Сотрудник | Количество дней | Обозначение на графике |
|-----------------|-----------------|------------------------|
| Руководитель | 90 | ■ |
| Ведущий инженер | 90 | ■ |
| Инженер | 90 | ▨ |

9.2 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. материальные затраты;
2. расчет заработной платы
3. отчисления в социальные фонды;
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 14.2.1.

Таблица 9.2.1 Материальные затраты.

| Материал | Единица измерения | Количество | Стоимость, руб. |
|-------------------|-------------------|------------|-----------------|
| Бумага для печати | Пачка | 1 | 250 |
| Диск CD-RW | Шт. | 2 | 70 |
| Канц. товары | Шт. | 6 | 150 |
| Картридж | Шт. | 1 | 1500 |
| ИТОГО | | | $I_M = 2790$ |

2. Расчет заработной платы.

$$I_{зп} = (I_T \times T_M) \times k_{н.о.} \times k_{с.р.},$$

I_T — тарифный фонд заработной платы (оклад);

T_m - число месяцев работы;

$k_{н.о.} = 1,1 - 1,16$ – коэффициент за неиспользованный отпуск;

$k_{с.р.} = 1,3$ – доплата за условия работы и проживания – северный и районный коэффициент.

$$I_{зпрук} = (29000 \times 3) \times 1,16 \times 1,3 = 131196 \text{ руб.},$$

$$I_{зпвед.инженер} = (25000 \times 3) \times 1,1 \times 1,3 = 107250 \text{ руб.},$$

$$I_{зпинженер} = (15000 \times 3) \times 1,1 \times 1,3 = 64350 \text{ руб.},$$

Сводим расчеты в таблицу 14.2.2

Таблица 9.2.2 Заработная плата исполнителей.

| Исполнители | Группа | Оклад руб. | Время занятости дней | $I_{зп}$, руб. |
|-----------------|--------|------------|----------------------|-----------------|
| Руководитель | 3 | 29 000 | 90 | 131 196 |
| Ведущий инженер | 2 | 25 000 | 90 | 107 250 |
| инженер | 2 | 15 000 | 90 | 64 350 |
| Итого | | | | 302 796 |

$$\text{Фонд заработной платы ФЗП} = \sum I_{зписп} = 302796 \text{ руб}$$

4. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные фонды составляет:

$$I_{сн} = 302796 \times 0,3 = 90839 \text{ руб.}$$

5. Амортизационные отчисления.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \times H_{\text{а}} \times \Phi_{\text{п}}$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования, руб.

$H_{\text{а}}$ - норма амортизации, %

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

$T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году.

$$I_{\text{ам Комп.}} = \frac{90}{365} \times 0,2 \times 99000 = 4882 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Принтер}} = \frac{10}{365} \times 0,2 \times 8500 = 46 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Стол}} = \frac{90}{365} \times 0,1 \times 42000 = 1036 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{ам Стул}} = \frac{90}{365} \times 0,2 \times 21000 = 1036 \text{ руб.}$$

Таблица 9.2.3 Амортизационные отчисления

| Наименование | Количество | $\Phi_{\text{п}}$, р | $H_{\text{а}}$, % | $T_{\text{и}}$ дней | $I_{\text{амр}}$ |
|--------------|------------|-----------------------|--------------------|---------------------|------------------|
| Компьютер | 3 Шт. | 99000 | 0,2 | 90 | 4882 |
| Принтер | 1 Шт. | 8500 | 0,2 | 10 | 46 |
| Стол | 3 Шт. | 42 000 | 0,1 | 90 | 1036 |
| Стул | 3 Шт. | 21 000 | 0,2 | 90 | 1036 |
| Итого | | | | | 7000 |

Амортизационные затраты составляют $I_{\text{ам}} = 7000$ рубль.

5. Прочие расходы :

$$I_{\text{пр}} = 0,1 \times (I_{\text{зп}} + I_{\text{м}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{сн}})$$

$$I_{\text{пр}} = 0,1 \times (302\,796 + 2790 + 7000 + 90\,839) = 40\,342 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

$$I_{\text{р}} = 2 \times \text{ФЗП}$$

$$I_{\text{р}} = 2 \times 302\,796 = 605\,592 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{\text{п}} = I_{\text{м}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{нр}}$$

$$I_{\text{п}} = 2790 + 302\,796 + 90\,839 + 7\,000 + 40\,342 + 605\,592 = 1\,049\,359 \text{ руб.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{\text{б}} = I_{\text{п}} \times 0,2$$

$$П_{\text{б}} = 1\,049\,359 \times 0,2 = 209\,872 \text{ р.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{\text{п}} = I_{\text{п}} + П_{\text{б}}$$

$$Ц_{\text{п}} = 1\,049\,359 + 209\,872 = 1\,259\,231 \text{ руб.}$$

Смета затрат представлена в таблице 14.2.4

Таблица 9.2.4Смета затрат

| Вид расходов | Обозначение | Сумма, руб. |
|--------------------------------|-------------|-------------|
| Материальные затраты | I_m | 2790 |
| Заработная плата | $I_{зп}$ | 302 796 |
| Амортизация | $I_{ам}$ | 7 000 |
| Отчисления на социальные нужды | $I_{сн}$ | 90 839 |
| Прочие расходы | $I_{пр}$ | 40 342 |
| Накладные расходы | $I_{нр}$ | 605 592 |
| Себестоимость проекта | $I_{п}$ | 1 259 231 |
| Прибыль | $П_б$ | 209 872 |
| Стоимость проекта | $Ц_п$ | 1 259 231 |

9.3Расчет приведенных затрат по вариантам с одинаковой надежностью

Экономическим критерием, по которому определяют наиболее выгодный вариант, является минимум приведенных затрат, руб/год, вычисленных по формуле:

$$Z = p_H \times K + I$$

где p_H – норма дисконта, 1/год (для расчетов установок энергетики $p_H = 0,15$);

K – единовременные капитальные вложения, руб.;

I – ежегодные эксплуатационные затраты, руб.

9.4 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения К включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчетах принимаем средние значения начисления по видам дополнительных затрат в % к стоимости оборудования:

| | |
|--------------------------|-------------|
| Транспортировка | 3 – 10 % |
| Заготовительно-складские | 1,2 – 1,5 % |
| Установка и монтаж | 5 – 20 % |
| Пуск и регулировка | 2 – 3 % |

Итого 11,2 – 34,5 %

В данном расчете принимается 30 %.

Стоимость оборудования, монтажных работ (составляет 30% от стоимости кабельной продукции). Данные для расчета взяты из проектного бюро.

Результаты расчета сводим в таблицу 9.4.1.

Таблица 9.4.1– Расчет капиталовложений на кабельную продукцию

| № Вари- анта | Наименование кабельной продукции | Кол-во, метров | Цена за 1метр, руб. | Сметная стоимость, руб. | | |
|--------------------|--|-------------------|------------------------------|---------------------------|-----------------|----------------------|
| | | | | Цена за 1,5 км, руб | Монтаж, руб. | Итого по варианту |
| 1 | кабельная линия марки ЦСПн 3×50* | 1500 | 1655 | 2 482 000 | 620 500 | 3 102 500 |
| 2 | кабельная линия марки ЦСПн 3×35* | 1500 | 1465 | 2 197 500 | 549 375 | 2 746 785 |

* Показатели стоимости кабельной линии учитывают прокладку по эстакадам, монтаж кабельных эстакад и материалы.

Расчет капиталовложений для каждого варианта:

Вариант 1.

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}}$$

$$K = 1\,259\,231 + 2\,482\,000 + 620\,500 = 4\,361\,731 \text{ руб.}$$

Вариант 2.

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}}$$

$$K = 1\,259\,231 + 2\,197\,500 + 549\,375 = 4\,006\,016 \text{ руб.}$$

9.5 Расчет ежегодных эксплуатационных затрат

Вторым важным, помимо капиталовложений, технико-экономическим показателем являются эксплуатационные затраты (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования.

Эксплуатационные затраты, руб., определяются из следующей формулы:

$$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот} ,$$

где $I_{ам}$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб;

$I_{обсл}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб;

$I_{пот}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

9.5.1 Ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.:

$$I_{ам} = P_{ам} \times K ,$$

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, % (для кабельной продукции $P_{ам} = 2\%$)

Вариант 1:

$$I_{ам1} = 0,02 \cdot 2482000 = 49640 \text{ руб.}$$

Вариант 2:

$$I_{ам2} = 0,02 \cdot 2197500 = 43950 \text{ руб.}$$

9.5.2 Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт, руб.:

$$I_{обсл} = P_{обсл} \times K ,$$

где $P_{обсл}$ – норма затрат на обслуживание, % (для кабельной продукции $P_{ам} = 2,1 \%$).

Вариант 1:

$$I_{обсл.1} = 0,021 \cdot 2482000 = 52122 \text{ руб.}$$

Вариант 2:

$$I_{обсл.2} = 0,021 \cdot 2197500 = 46147 \text{ руб.}$$

9.5.3 Стоимость годовых потерь активной электроэнергии, руб.:

$$I_{пот} = \Delta P_T \times T_T \times \tau ,$$

где ΔP – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

T_T – годовое время включения электроустановки $T_T = 8760$ ч/год;

$\tau = 2,05$ руб. – стоимость 1 кВт/час.

Потери активной и реактивной мощностей кабельной линии сравниваемых вариантов определяем по формулам:

Вариант 1:

$$L = 1,5 \text{ км}$$

$X_0 = 0,083 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление для кабеля 6-20 кВ.

$r_0 = 0,37 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление для кабеля ЦСПн 3×50

$$X_1 = X_{01} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,083 \times 1,5 \times \frac{100}{6^2} = 0,346,$$

$$r_1 = r_{01} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,37 \times 1,5 \times \frac{100}{6^2} = 1,541,$$

Вариант 2:

L = 3км

$X_0 = 0,087 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление для кабеля 6-20 кВ.

$r_0 = 0,52 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление для кабеля ЦСПн 3×35

$$X_2 = X_{02} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,087 \times 1,5 \times \frac{100}{6^2} = 0,362,$$

$$r_2 = r_{02} \times L \times \frac{S_B}{U_B^2} = 0,52 \times 1,5 \times \frac{100}{6^2} = 2,166$$

$$\Delta P_{Л1} = 1,5 \times I_{расч.}^2 \times r_1 \times 10^{-3} = 1,5 \times 146^2 \times 1,541 \times 10^{-3} = 49,27 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{Л2} = 1,5 \times I_{расч.}^2 \times r_2 \times 10^{-3} = 1,5 \times 146^2 \times 2,166 \times 10^{-3} = 67,65 \text{ кВт}$$

Вариант 1:

$$I_{ном} = 49,27 \times 8760 \times 2,05 = 884790 \text{ руб./год}$$

Вариант 2:

$$I_{ном} = 67,65 \times 8760 \times 2,05 = 1214858 \text{ руб./год}$$

Вариант 1:

$$I_1 = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот} = 49\ 640 + 52\ 122 + 884\ 790 = 986\ 552 \text{ руб.}$$

Вариант 2:

$$I_2 = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот} = 43\ 950 + 46\ 147 + 1\ 214\ 858 = 1\ 304\ 955 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты за 3 года, руб.

$$З = p_n \times K + I$$

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 9.5.1

Таблица 9.5.1 Приведенные затраты, руб.

| № | $З = p_n \times K + I$ | p_n | К | И | $I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$ | | |
|---|------------------------|-------|-----------|----------|-----------------------------------|------------|-----------|
| | | | | | $I_{ам}$ | $I_{обсл}$ | $I_{пот}$ |
| 1 | 5 489 082 | 0,15 | 4 361 731 | 986552 | 49640 | 52122 | 884740 |
| 2 | 5 098 889 | 0,15 | 4 006 016 | 1 304955 | 43950 | 46147 | 1 214858 |

$$З_1 = 0,15 \times 4\ 361\ 731 + 986\ 552 = 1\ 640\ 811 \text{ руб.}$$

$$З_2 = 0,15 \times 4\ 006\ 016 + 1\ 304\ 955 = 1\ 905\ 857 \text{ руб.}$$

Вывод: В результате произведенных расчетов оптимальным по экономическим показателям является вариант 1, характеризующийся минимальными приведенными затратами. Следовательно, принимаем вариант прокладки кабельной линии марки ЦСПн 3*50.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Взрывозащита и электробезопасность шахтных сетей. Гуляев Б.В. 1986 г.138 с.
2. Губко А.А., Губко Е.А. Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий . 2005. – 487 с.
3. ГОСТ 22929-78 Аппараты защиты от токов утечки рудничные для сетей напряжением до 1200 В.
4. ГОСТ Р 52350.0-2005 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Общие требования.
5. ГОСТ 10694-78 Кабели силовые гибкие.
6. Дегтярев В.В., Серов В.И., Цепелинского Г.Ю. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных шахт. М.: Недра, 1988.
7. Журнал “ Безопасность труда в промышленности” №8 за 2011г.
8. Латышев М.Л., Гурина О.Л. Расчёт токов короткого замыкания в сетях напряжением выше 1 кВ. методические указания для дипломного проектирования. Кемерово: 1999. 29 с.
9. Масорский В.И. Проектирование систем электроснабжения горных предприятий. Кемерово: 2010. 71 с.
10. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2001. - 192 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования, М.: Энергоатомиздат 1989. 605 с.

12. Научные основы разработки крутых и наклонных угольных пластов кузбасса. Кузмич А.С. Уголь 1970 г.№9.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, М.: Недра, 2003. 407 с.

14. Пучков Л.А., Пивняк Г.Г. Электрификация горного производства том 1. М.: 2007. 510 с. том 2. М.: 2007. 594 с.

15. Правила безопасности в угольных шахтах. Выпуск 11 – М.: Госгортехнадзор России 2004. 296 с.

16. Правила устройств электроустановок. Седьмое издание. – СПб.: издательство «Деан» 2002.

17. Руководство по ревизии, наладке и испытанию подземных электроустановок шахт. Чумаков В.А., Глухов М.С. 1989 г. 614с.

18. Резина для производства гибких кабелей. Томск. 286 с.

19. Разгильдеев Г.И. Методика расчёта электрических нагрузок промышленных предприятий. Методические указания для дипломного проектирования. Кемерово 2007. 28 с.

20. Системная автоматика. Барзам А.Б.1989 г. Москва. 446 с.

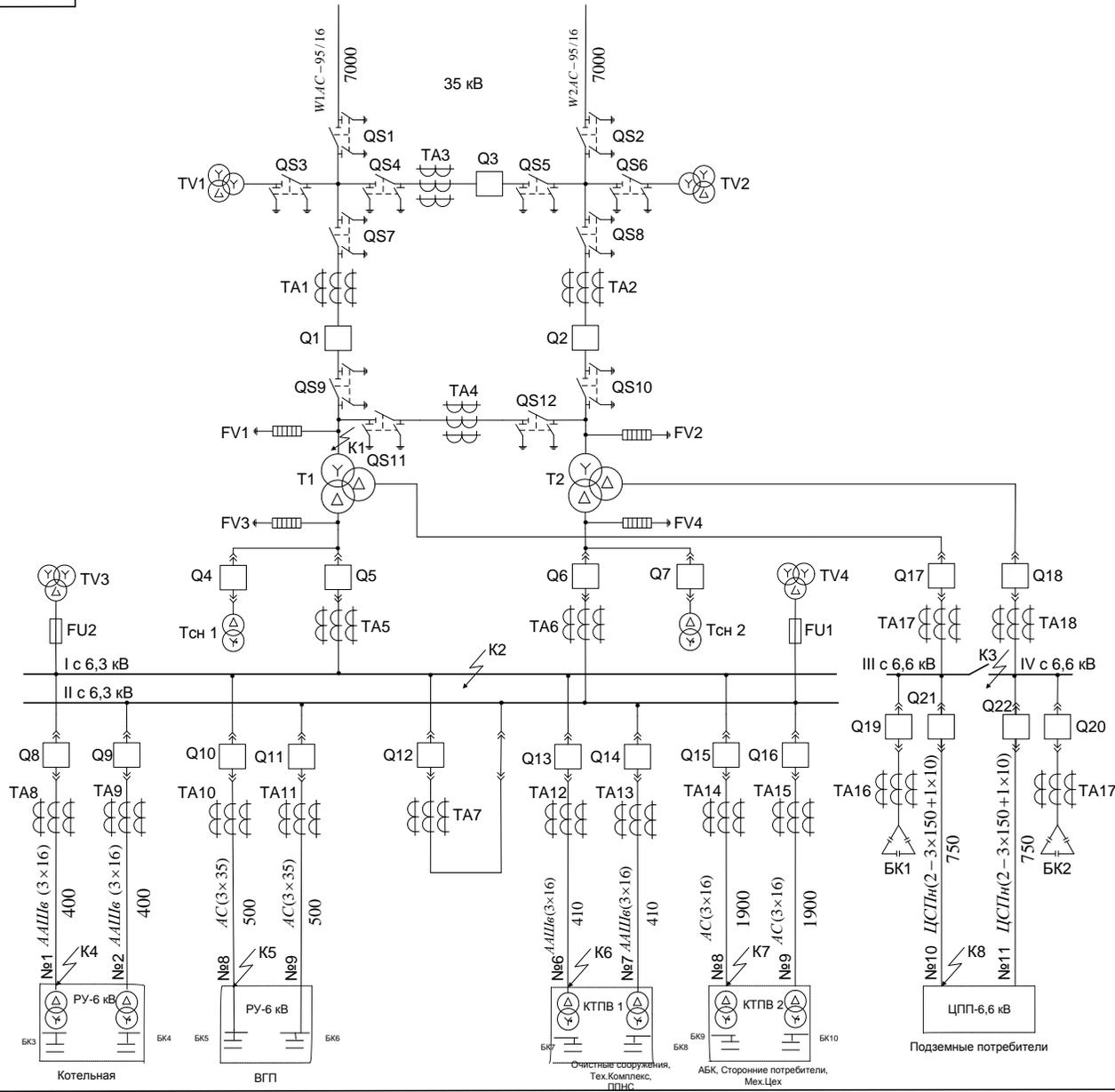
21. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Инновационный менеджмент (менеджмент инноваций): учеб.пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.

22. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. – М.: Экономика, 2000.

23. Попов Ю.И., Яковенко О.В. Управление проектами: учеб.пособие. М.: ИНФРА-М, 2008.

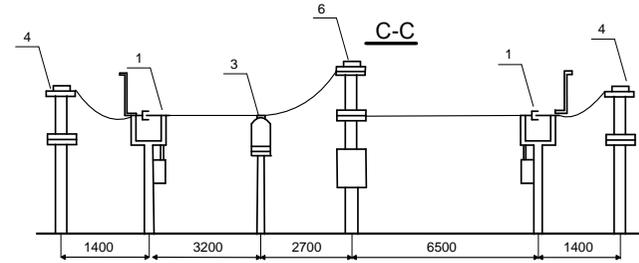
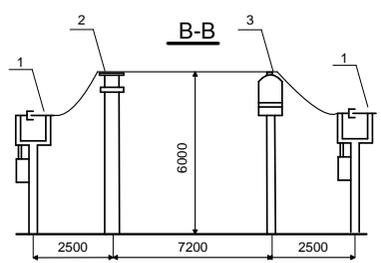
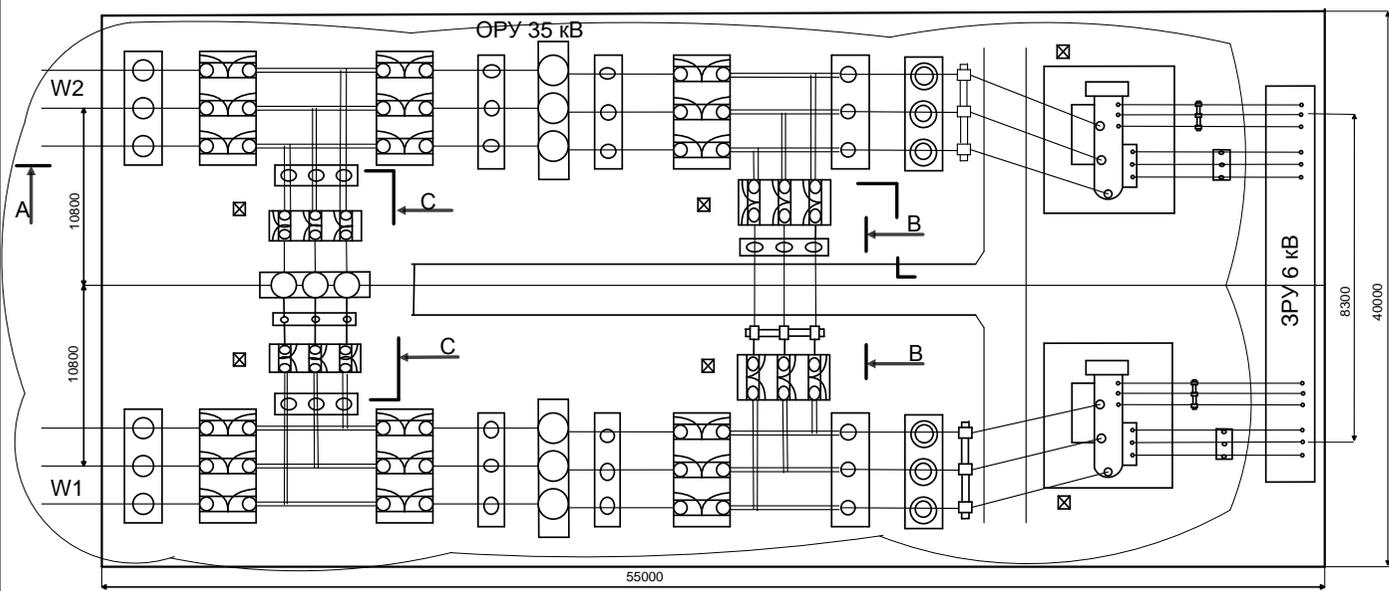
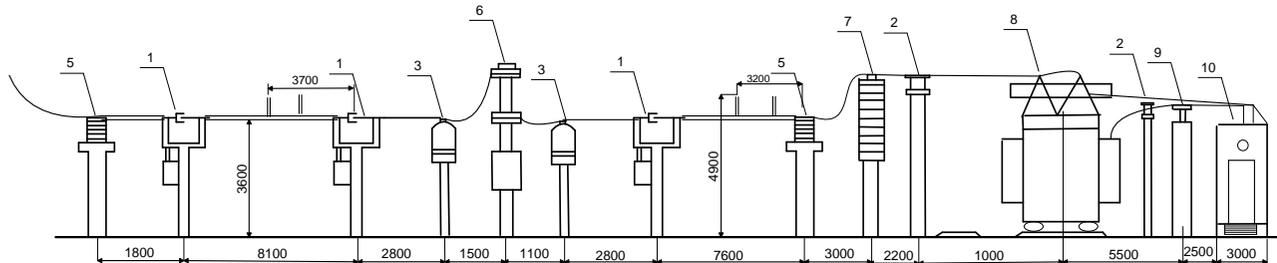
24. Экономическая оценка инвестиций/под.ред. М.И. Римера. – СПб.: Питер, 2005.

Приложение 1



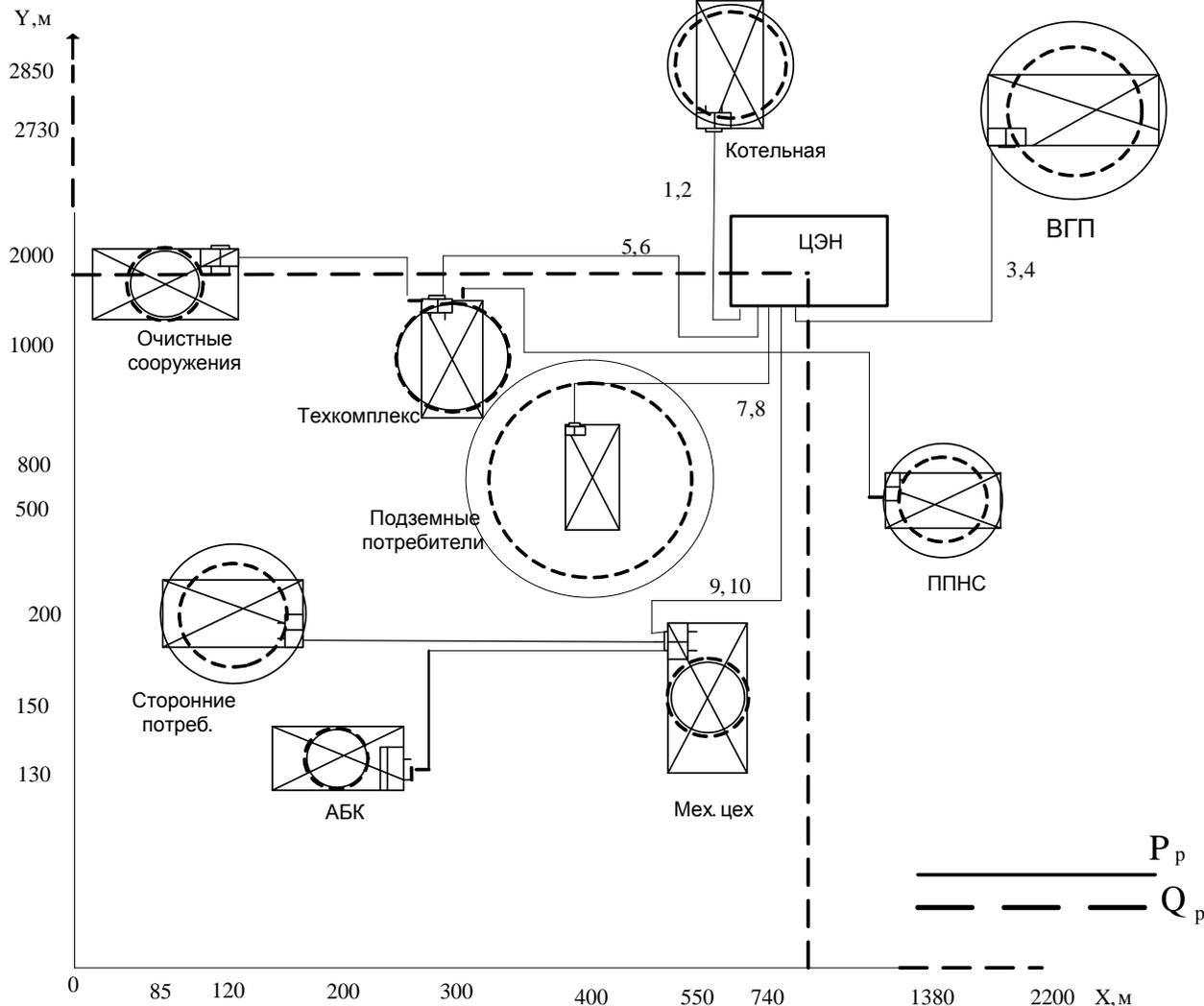
| № | Обозначение | Наименование | Кол |
|----------------|-----------------------------|-------------------|-----|
| РУВН | | | |
| 1 | Силовой трансформатор | | |
| | T1, T2 | ТДТНШ-6300/35 | 2 |
| 2 | Выключатели | | |
| | Q1-Q3 | ВВС-35-20/630У2 | 3 |
| 3 | Разъединители | | |
| | QS1-QS12 | РНД3-35/1000 УХЛ1 | |
| 4 | Трансформаторы напряжения | | |
| | TV1, TV2 | ЗНОМ-35 У2 | 2 |
| 5 | Трансформаторы тока | | |
| | TA1-TA4 | ТФМ-35 У1 | 4 |
| 6 | Ограничители перенапряжения | | |
| | FV1, FV2 | ОПН-35 УХЛ1 | 2 |
| РУНН | | | |
| 7 | Выключатели | | |
| | Q4-Q22 | ВРС-6-40/630 У2 | 18 |
| 8 | Трансформаторы напряжения | | |
| | TV3, TV4 | НАМИ-6 У | 2 |
| 9 | Трансформаторы тока | | |
| | TA5, TA6 | ТЛ-10-300/5 У2 | 2 |
| | TA 7 | ТЛ-10-300/5 У2 | 1 |
| | TA8, TA9 | ТЛ-10-50/5 У2 | 2 |
| | TA10, TA11 | ТЛ-10-150/5 У2 | 3 |
| | TA12, TA13 | ТЛ-10-100/5 У2 | 2 |
| | TA16, TA17 | ТЛ-10-400/5 У2 | 2 |
| | TA14, TA15 | ТЛ-10-100/5 У2 | 4 |
| 10 | Трансформаторы СН | | |
| | Тсн 1, Тсн 2 | ТСЗ-63/6/0,4 | 2 |
| 11 | Компенсированные устройства | | |
| | БК 1 | УКРМ-300 | 1 |
| | БК 2 | УКРМ-300,100 | 2 |
| | БК 3, БК 4 | (150,50) | |
| | БК 5 | УКРМ-300 | 1 |
| | БК 6 | УКРМ-300 | 1 |
| | БК 7 | УКРМ-150 | 3 |
| | | (150,100,40) | |
| | БК 8 | УКРМ-150 | 3 |
| | | (150,100,40) | |
| | БК 10 | УКРМ-300 | 1 |
| | БК 11 | УКРМ-300 | 1 |
| 12 | Ограничители перенапряжений | | |
| | FV3, FV4 | ОПН-10 УХЛ1 | 2 |
| Предохранители | | | |
| 13 | FU1, FU2 | ПКН-10 | 2 |

| ФЮРА/40205.ДП. | | | | Лист | Масштаб | Масштаб |
|-----------------|---------------|-------|------|--------|---------|----------|
| Изд. | № докум. | Подп. | Дат. | | | |
| Разработ. | Зависов А.А. | | | у | | |
| Провер. | Давыдов И.Б. | | | | | |
| Зам. Нач. | Прокопов А.В. | | | Лист 2 | | Листов 9 |
| ТТУ ЮЭО - 90205 | | | | | | |



| Поз. | Наименование | Кол. |
|------|-----------------------------------|------|
| 1 | Блок разъединителя | 10 |
| 2 | Блок опорных изоляторов | 5 |
| 3 | Блок трансформаторов тока | 4 |
| 4 | Блок трансформаторов напряжения | 2 |
| 5 | Блок приема ВЛ | 2 |
| 6 | Блок выключателя | 3 |
| 7 | Блок ограничителей перенапряжений | 2 |
| 8 | Силовой трансформатор | 2 |
| 9 | Шкаф ТСН | 2 |
| 10 | ЗРУ-6 кВ | 1 |

| | | | |
|-----------------|-----------------|----------|----------|
| ФЮРА 140205.ДП. | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Полн. |
| Разраб. | Эксперт А.А. | | |
| Проф. | Давыдов А.В. | | |
| Вед. Инж. | Плоскогора А.В. | | |
| План ГПП | | Изм. | Масштаб |
| | | Лист 3 | Листов 9 |
| ТПУ Ин-ЭО 31202 | | | |



Координаты электрических нагрузок

| № Линии | № КТП | Наименование потребителей | P_p , кВт | Q_p , кВт |
|---------|-------|---------------------------------------|-------------|-------------|
| 1,2 | РУ-6 | Котельная | 450 | 396 |
| 3,4 | РУ-6 | ВГП | 1040 | 627,6 |
| 5,6 | КТП1 | Очистные сооружения, Тех. Компл, ППНС | 615 | 590,8 |
| 7,8 | ЦПП | Подземные потребители | 3440 | 2861,6 |
| 9,10 | КТП2 | Сторонние потребители АБК, Мех. Цех | 756 | 627,1 |

| | | | | | |
|-------------------|---------------|----------|-------|------|---------|
| ФЮРА. 140205 .ДП. | | | | Лист | Масштаб |
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата | |
| Разраб. | Зинев А.А. | | | | |
| Проф. | Давыдов И.В. | | | | |
| Вед. Инж. | Прокопов А.В. | | | | |
| План предприятия | | | | Лист | Листов |
| | | | | 1 | 1 |
| ТПУ №001-0002 | | | | | |