

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электрооборудование и электрохозяйство компрессорного цеха

УДК 62-83-048.35:621.746.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Каракулов Александр Сергеевич	к.т.н., доцент		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гнеушев Виталий Викторович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. руководителя ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко Александр Сергеевич	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем.</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя ОЭЭ ИШЭ

А.С. Ивашутенко

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Петрову Станиславу Юрьевичу

Тема работы:

Электрооборудование и электрохозяйство компрессорного цеха	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3483/с от 06.05.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Сведения об электрических нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений. Генплан предприятия. Сведения об электрических нагрузках компрессорного цеха. План цеха с расположением электрического оборудования.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Работа заключается в расчете параметров и выбора оборудования, а именно: – определение расчетной нагрузки компрессорного цеха; – электроснабжение на территории предприятия; – выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В; – электроснабжение компрессорного цеха.

Перечень графического материала	1. Генплан предприятия; 2. Картограмма нагрузок; 3. Схема электрическая принципиальная; 4. Принципиальная однолинейная схема питания цеховых электроприемников; 5. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Каракулов Александр Сергеевич	к.т.н., доцент		
Старший преподаватель	Гнеушев Виталий Викторович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич		

ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость затрат технического проекта (ТП): материально-технических, энергетических, финансовых и информационных	Зарботная плата определяется исходя из тарифных ставок и коэффициентов, зависящих от различных условий: организация, регион. Страховые отчисления определяются согласно Федеральному закону от 24.07.2009 №212-ФЗ.
2. Продолжительность выполнения ТП	По приблизительной оценке, продолжительность ТП составляет 102 рабочих дня.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка потенциала и перспективности реализации технического проекта (ТП) с позиции ресурсоэффективности	Потенциал и перспективность реализации ТП оценивается проведением SWOT-анализа, а ресурсоэффективность ТП с помощью интегральной оценки ресурсоэффективности.
2. Планирование графика работ по реализации ТП	При использовании графика работ по реализации ТП используется оценка трудоемкости работ для каждого исполнителя. По полученным данным составляется ленточная диаграмма Ганта.
3. Составление сметы ТП	При составлении сметы ТП используется следующая группировка затрат по статьям; - материальные затраты - полная заработная плата исполнителей - отчисления во внебюджетные страховые фонды - накладные расходы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, отделение социально- гуманитарных наук	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Электрооборудование и электрохозяйство компрессорного цеха, находящегося в городе Сургут.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	1. Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.: - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Повышенная вибрация; - Неудовлетворительная освещённость рабочей зоны; - Неудовлетворительный микроклимат. 2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов 3. Анализ следующих опасных факторов: - Поражение электрическим током; - Механические травмы.

3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ, удаляемые из производственных помещений. Анализ воздействия на литосферу: образование отходов в результате деятельности к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Г4Б1	Петров Станислав Юрьевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавр

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	60
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	20
	Социальная ответственность	20
		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Каракулов Александр Сергеевич	к.т.н., доцент		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гнеушев Виталий Викторович			

СОГЛАСОВАНО:

И. о. руководителя ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	к.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 с., 21 рис., 40 табл., 41 источников.

Ключевые слова: компрессорной цех, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, высокое напряжение.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия и населенных пунктов.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	9
Введение.....	12
1 Исходные данные.....	17
2. Определение расчетной нагрузки компрессорного цеха.....	20
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания.....	20
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха.....	20
3 Электроснабжение на территории предприятия.....	28
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия.....	28
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	34
3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.....	37
3.4 Компенсация реактивной мощности.....	39
3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения.....	41
3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП.....	42
3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП.....	45
3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи.....	46
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования.....	48
3.10 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	50
3.11 Схема внутриводской сети выше 1000 В.....	50
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.....	54
4 Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В.....	58
4.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	58
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока.....	60
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	63
4.4 Учет электрической энергии.....	64
5 Электроснабжение ремонтно-эксплуатационного блока.....	67
5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники.....	67

5.2 Построение эпюры отклонения напряжения.....	73
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В.....	78
5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	81
5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ.....	82
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	85
6.1 SWOT-анализ по разработке проекта.....	85
6.2 Организация работ технического проекта.....	89
6.2.1 Определение структуры работ в рамках технического проектирования.....	89
6.2.3 Разработка графика проведения технического проектирования.....	92
6.3 Составление сметы технического проекта.....	94
6.3.1 Затраты на материалы расходы.....	96
6.3.2 Полная заработная плата исполнителей.....	97
6.3.4 Накладные расходы.....	99
6.4 Формирование сметы технического проекта.....	99
6.5 Определение ресурсоэффективности проекта.....	100
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	104
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	104
7.1.1 Производственная безопасность.....	106
7.2.1. Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	107
7.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.....	108
7.3 Экологическая безопасность.....	117
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	118
7.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС.....	118
7.4.2 Пожарная безопасность.....	120
Заключение.....	123
Список использованных источников.....	125

ВВЕДЕНИЕ

В качестве объекта проектирования в данном дипломном проекте рассматривается проектирование системы электроснабжения компрессорного цеха №2 компрессорной станции – 8 "Туртасская" ЛПУ МГ трассы газопроводов Уренгой - Сургут - Челябинск.

Туртасское ЛПУ МГ КС-8, является структурным подразделением Тюменского управления магистральных газопроводов ООО "Сургутгазпром". Производящее эксплуатацию магистральных газопроводов проходящих по территории Уватского и Тобольского района и производящие перекачку газа на компрессорной станции КС8.

КС8 находится в Уватском районе Тюменской области на 1102,7/1102,8 км трассы газопроводов Комсомольское-Сургут-Челябинск (1-я нитка) и Уренгой-Сургут-Челябинск (2-я нитка) на промплощадке площадью 87500 м² и предназначена для компримирования природного газа с производительностью до 200млн м³ в сутки и рабочим давлением 7,4Мпа.

КС8 расположена в болотистой местности между реками Туртас и Иртыш на небольшом расстоянии от существующей железной дороги Тюмень – Сургут. Ближайший жилой поселок – Туртас (18 км), до города Тобольска – 90 км.

Электроснабжение КС8 производится от ПС 110/10 кВ "КС-8" находящаяся на балансе и эксплуатации Тобольских ЭС ОАО "Тюменьэнерго".

Общее потребление электроэнергии в 2002 г. составило 14,772 млн. кВт.час. Согласно договора на потребление электроэнергии расход на производство распределяется в процентном отношении на тех. цели и производство.

Для обслуживания и эксплуатации выше перечисленного оборудования электроустановок на предприятии имеется оперативно-ремонтный персонал и ремонтный персонал. Укомплектованность предприятия электротехническим персоналом подразделения 100%, согласно штатному расписанию.

Коротко остановлюсь на организационной структуре предприятия:

ГКС – газоконпрессорная служба – одно из основных структурных подразделений ЛПУ МГ В ведении ГКС находятся: КС, механическая мастерская и химическая лаборатория. Основная задача ГКС – обеспечение бесперебойной и безаварийной работы КС. На организацию труда рабочих ГКС оказывают влияние следующие факторы: вид энергопривода (газомоторный, газотурбинный или электрический), число и тип агрегатов, степень автоматизации ГПА и вспомогательного оборудования, место размещения ГПА (в блоках, в зданиях). Эксплуатацию ГПА и вспомогательного оборудования КС осуществляет сменный персонал. В его состав входят

машинисты технологических компрессоров, которые подчиняются сменному инженеру-диспетчеру.

В ГКС организована бригада по ремонту технологического оборудования. Её основной задачей является техническое обслуживание и текущий ремонт механической части всех ГПА, а так же ремонт технологического оборудования КС (установок очистки газа, узлов подключения к магистральным газопроводам, коллекторов и газовых коммуникаций, установок регенерации масла и т.п.). В бригаду по ремонту входят: слесарь по ремонту технологического оборудования; газозлектросварщик, токарь.

ЭТВС – служба электро-тепло-водоснабжения осуществляет техническое обслуживание и ремонт сооружений, а так же оборудования ЭТВС КС: воздушных, кабельных линий электропередачи от источников электроснабжения до подстанции собственных нужд КС, трансформаторных пунктов, электрооборудования КС, включая внутреннее и наружное освещение, водозаборных сооружений и артезианских скважин, насосных станций, водопроводных сетей, водогрейных котельных, тепловых сетей, установки очистных сооружений, электростанций аварийного электроснабжения. В службу ЭТВС входят электромонтёры, слесари АВР, слесари трубопроводчики, операторы котельной.

ЛЭС – линейно-эксплуатационная служба осуществляет обслуживание: участка магистрального газопровода и отводов от них; узлов приёма и запуска очистных сооружений; газораспределительных станций; ЛЭП и трансформаторных подстанций установок ЭХЗ газопроводов, ГРС, транспортных средств и механизмов для выполнения ремонтно-восстановительных работ. Основной задачей ЛЭС является обеспечение бесперебойной и безаварийной работы магистрального газопровода и отводов от него, своевременное выполнение планово-профилактических и ремонтно-восстановительных работ. В состав бригады ЛЭС входят линейные трубопроводчики, электрогазосварщики, водители спецтехники. Обслуживание сооружений и оборудования ЭХЗ газопроводов, трубопроводов осуществляют монтёры по защите подземных трубопроводов от коррозии и монтёр по обслуживанию воздушных ЛЭП. Для обслуживания газораспределительных станций в структуру ЛЭС входит оператор ГРС.

УТТиСТ на магистральном газопроводе представляет собой автохозяйство, входящее в состав ЛПУ МГ. Основной задачей УТТиСТ является обеспечение выхода на линию в технически - исправном состоянии подвижного состава; эксплуатация и техническое обслуживание парка грузовых, легковых, специальных автомобилей, автобусов, автокранов, автотягачей и тракторов, техническое обслуживание гусеничных и специальных автомобилей. В структуре УТТиСТ можно определить две

основные группы: водителей (грузовых, специальных автомобилей, трактористов, крановщиков) и машинистов спецтехники; рабочих для технического обслуживания парка автомобилей и спецтранспорта (слесарь по ремонту автомобилей; слесарь - электрик, аккумуляторщик, газосварщик).

КИПиА – служба по обслуживанию контрольно–измерительных приборов и автоматики обеспечивает наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами. В состав КИПиА входят слесари по ремонту приборов КИПиА. Которые обеспечивают устранение неполадок в работе средств КИПиА, выполнение ремонтно-профилактических работ основного и вспомогательного оборудования (проверка цепей автоматики датчиков КИП, импульсных линий, приборов защиты, реле и т.п.) рабочие испытания в условиях лаборатории на специальных стендах, подготовка резервных КИП к ведомственной и государственной поверке.

Технологический процесс цеха и устройства цеха

Компрессорный цех КЦ-1 2-3-х этажное здание, длина которого 200м; ширина – 21м; высота – 14,5м; общая площадь – 4200м². Состоит из двух цехов: цеха пяти машин и цеха трёх машин с агрегатами ГТК-10-4, между цехами расположены служебно-вспомогательные помещения. КЦ-1 установлено 8 ГПА ГТК-10-4, с нагнетателями 370-18-1. ГПА могут работать параллельно или объединяться в группы, состоящие из несколько последовательно работающих агрегатов.

Компрессорный цех служит для приёма газа из магистрали газопровода под давлением 50 атм., с последующим повышением давления в нагнетателях до 72 атм. Газ под давление поступает из магистрального газопровода через краны 7; 7^а узла подключения, через пылеуловители, где очищается от механических примесей и влаги, далее на работающую группу агрегатов, которые могут быть включены параллельно или последовательно по несколько групп. Газ компрессируется и поступает на агрегаты воздушного охлаждения газа, где охлаждается до 20÷27°С и поступает на замерный узел после кранов 8; 8^а в трассу. В качестве топлива для ГТА используется небольшая часть природного газа, который перекачивается по газопроводу, чем создает автономность от постороннего энергоснабжения и, следовательно, надёжность и бесперебойность работы.

Устройство ГТК-10-4 установленные в КЦ-1.

Мощность каждого ГТК-10-4 составляет 10 МВт. ГТК-10-4 состоит из следующих основных технологических узлов:

Турбодетандер – своеобразная турбина, предназначенная для запуска ГТК путём передачи вращательного движения турбины высокого давления непосредственно через осевой компрессор.

Работа турбодетандера осуществляется вследствие подачи транспортируемого газа через блок – бокс редуцирования газа на собственные нужды под определённым давлением.

Вращательное движение турбодетандера (2200-2500 об/мин) передаётся через вал зацепления на осевой компрессор и раскручивает турбину до 2500 об/мин после чего автоматически отключается

Осевой компрессор предназначен для сжатия воздуха. Работа компрессора осуществляется в следующем порядке: атмосферный воздух, пройдя систему фильтров, поступает на вход осевого компрессора.

После сжатия компрессора воздух под давлением 0,5-0,7 МПа температурой 180°-240° поступает в камеру сгорания, где он разделяется на два потока: меньшая часть непосредственно участвует в процессе сгорания подведённого извне топлива, а большая часть его, пройдя между корпусом камеры сгорания и её жаровой трубой, служащей для организации процесса сжигания топлива, охлаждает жаровую трубу, а после смешивания с продуктами сгорания снижает температуру газа до величины, обусловленной жаростойкостью лопаток и дисков газовой турбины (700-850 °С)

Турбина высокого давления предназначена для создания ЭДС за счёт поступательно-вращательного движения. Скорость вращения ТВД 4300÷5350 об/мин. ЭДС выработанная ТВД переходит в виде газодинамической связи на турбину низкого давления и раскручивает её до 3400÷5250 об/мин. В свою очередь ТНД передает вращательное движение на центробежный нагнетатель при помощи промежуточного вала, который и производит сжатие транспортируемого газа до 72÷76 атм., и направляет его в общий газопровод для дальнейшей транспортировки.

Из магистрального газопровода газ двумя шлейфами поступает на установку очистки газа. Очистка газа производится в циклонных пылеуловителях конструкции ЦКБН ГП 144. 00.000. Ду 1800мм.

Конденсат отводится в буферную емкость $V=4 \text{ м}^3$ ГП 474.00.000, а после нее поступает через дроссельные шайбы в атмосферную емкость, установленную на КЦ-1.

Компримирования газа производится нагнетателями типа 370-18-1 с приводом от ГТК-10-4 в количестве 8 агрегатов (6 рабочих+2резервных), с групповой обвязкой.

Газоперекачивающие агрегаты типа ГТК-10-4, расположенные «бабочкой» по схеме 5+3, выпущены в 1978 г. Ленинградским НЗЛ. Агрегаты, вследствие длительной эксплуатации, имеют большой износ и морально устарели, поэтому принято решение об их замене на полноприводные ГПА с более высоким КПД.

Галерея нагнетателей (взрывоопасное помещение) отделена от машинного отделения газонепроницаемой стеной. На первом этаже бытовых помещений установлено маслохозяйство КЦ.

Групповая обвязка ГПА, в отличие от коллекторной, не позволяет осуществлять все возможные комбинации работающих ГПА, и на сегодняшний день является устаревшим решением, поэтому при замене существующих ГПА на полнонапорные агрегаты было принято решение перейти к коллекторной обвязке. В связи с этим существующие трубопроводы компрессорного цеха подлежат поэтапной реконструкции.

Установка охлаждения газа представляет собой три группы сдвоенных АВО газа типа "Крезол-Луар", по 5 аппаратов в каждой группе. Каждая группа агрегатов имеет свой входной и выходной коллекторы, свой обводной кран Ду 1000мм.

После каждой группы АВО нагнетательным шлейфом Ду 1000мм газ под давлением 75 кгс/см^2 подается к узлу подключения КС и далее в магистральный газопровод Ду 1400мм.

Для снабжения ГПА топливным и пусковым газом на КС с правой стороны от здания КЦ установлен блок редуцирования топливного и пускового газа. Предусмотренный проектом блок серии 596 В.00.000 разработки СибНИПИ газостроя морально устарел, в связи, с чем требуется строительство новой установки подготовки газа для реконструируемых ГПА.

Подача газа на блок редуцирования предусмотрена из нагнетательного и всасывающего коллекторов - трубопроводом Ду 150мм. Для запуска ГПА при отключенной КС должна быть предусмотрена также подача газа от узла подключения КС.

Из блока редуцирования пусковой газ трубопроводом Ду 200 мм подается в коллектор пускового газа. Топливный газ трубопроводом Ду 250 мм подается на газосепараторы, где происходит дополнительная очистка его от влаги и пыли.

Блок редуцирования топливного и пускового газа на период реконструкции останется работать для старых ГПА, а после замены последнего агрегата подлежит демонтажу. Также поэтапно демонтируются трубопроводы топливного, импульсного и пускового газа.

Система снабжения ГСМ компрессорной станции состоит из склада ГСМ, блок-бокса регенерации масел с насосной (расположены на площадке КЦ-1).

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Сведения об электрических нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений

№	Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1	Контрольно-пропускной пункт	3	III	Нормальная	25,0
2	Столярная мастерская	1	III	Пожароопасная	60,0
3	Гараж	2	III	Нормальная	180,0
4	Склад	1	III	Пожароопасная	30,0
5	ГРС	3	II	Нормальная	36,0
6	Ремонтно-механический цех	1	III	Нормальная	680,0
7	Узел связи	1	II	Нормальная	48,0
8	Котельная	3	II	Жаркая	180,0
9	Административный блок	1	III	Нормальная	80,0
10	Столовая	1	III	Нормальная	28,0
11	АВО газа 1	3	II	Нормальная	700
12	Компрессорный цех 1 0,38 кВ 10,0 кВ ГТК-10-4 1×10000 кВт	3	II	Нормальная	800 10000
13	АВО газа 2	3	II	Нормальная	800
14	Компрессорный цех 2	3	II	Нормальная	-

Генплан предприятия представлен на рисунке 1.1

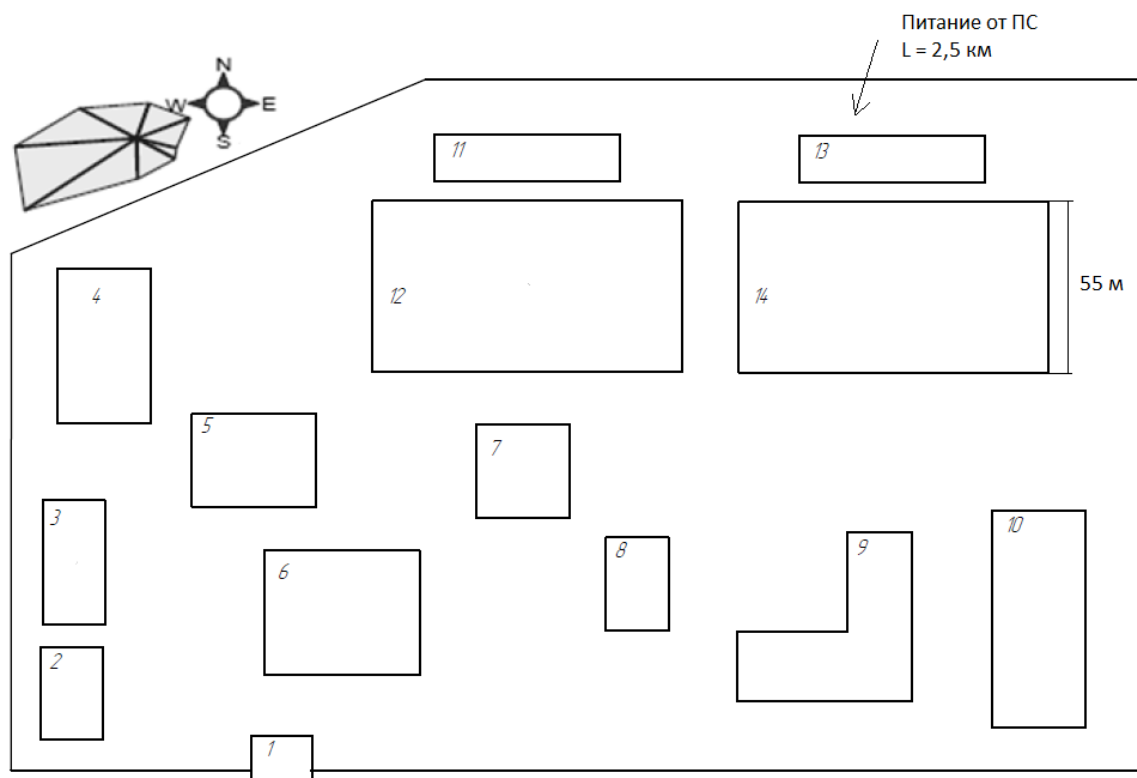


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках компрессорного цеха
№2

№	Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$cos\varphi$	$tg\varphi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6
2	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
3	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
4	Эл. задвижка	12,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
5	Эл. задвижка	12,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
6	Эл. задвижка	12,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
7	Эл. задвижка	12,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
8	Универсально-фрезерный станок	6,6	0,20	0,60	1,33	0,89	5	18,8	93,9
9	Универсально-фрезерный станок	6,6	0,20	0,60	1,33	0,89	5	18,8	93,9
10	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6
11	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
12	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
13	Сварочный аппарат	5,0	0,35	0,50	1,73	0,95	3	16,0	48,0
14	Сварочный аппарат	5,0	0,35	0,50	1,73	0,95	3	16,0	48,0
15	Вентиляция	5,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	10,6	73,9
16	Вентиляция	5,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	10,6	73,9
17	Вентиляция	7,5	0,75	0,80	0,75	0,90	7	15,8	110,8
18	Кран-балка ПВ=25%	25,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
19	Кран-балка ПВ=25%	25,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
20	Вентиляция	7,5	0,75	0,80	0,75	0,90	7	15,8	110,8
21	Кран-балка ПВ=40%	25,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
22	Кран-балка ПВ=40%	25,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
23	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6
24	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
25	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
26	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
27	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
28	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6
29	Вентиляция	12,5	0,75	0,80	0,75	0,90	7	26,4	184,6
30	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
31	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
32	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
33	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
34	Вентиляция	12,5	0,75	0,80	0,75	0,90	7	26,4	184,6
35	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6
36	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
37	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
38	Насос	25,0	0,80	0,80	0,75	0,88	5	71,1	355,7
39	Компрессор	146,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	320,0	1640,0
40	АВО газа	15,0	0,75	0,80	0,75	0,90	7	31,7	221,6

План цеха с расположением электрического оборудования представлен на рисунке 1.2.

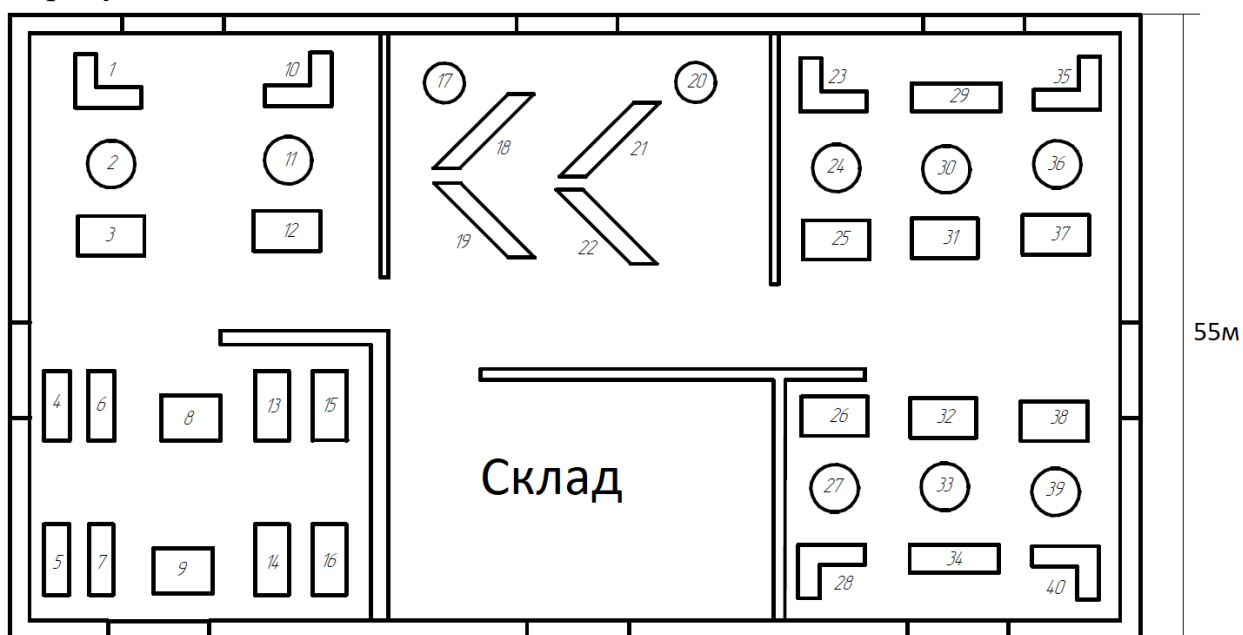


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании компрессорного цеха №2

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА №2

2.1 Распределение приёмников по пунктам питания

Распределение электроприемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту.

Распределительные пункты устанавливаются по возможности в центре электрических нагрузок, подключенных к нему, чтобы расстояния до электроприемников было минимально. Это позволит избежать большой протяженности кабельных линий, и сократить потери в них.

Питание отдельных электроприемников и распределительных пунктов осуществляем по радиальным линиям, проложенным открыто на лотках по стенам. Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость, и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха. В качестве распределительных пунктов принимаем пункты марки ПР11-7123. Данный пункт рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников.

2.2 Определение расчетной нагрузки цеха

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок рассматриваемого цеха. Для этого воспользуемся методом коэффициента максимума.

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к ПВ = 100%, то есть к номинальной установленной мощности.

Кран-балка ПВ = 40%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 25,0 \cdot \sqrt{0,4} = 15,811 \text{ кВт.}$$

Кран-балка ПВ = 25%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 25,0 \cdot \sqrt{0,25} = 12,500 \text{ кВт.}$$

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность электроприемников (на примере группы «А» ПР2)

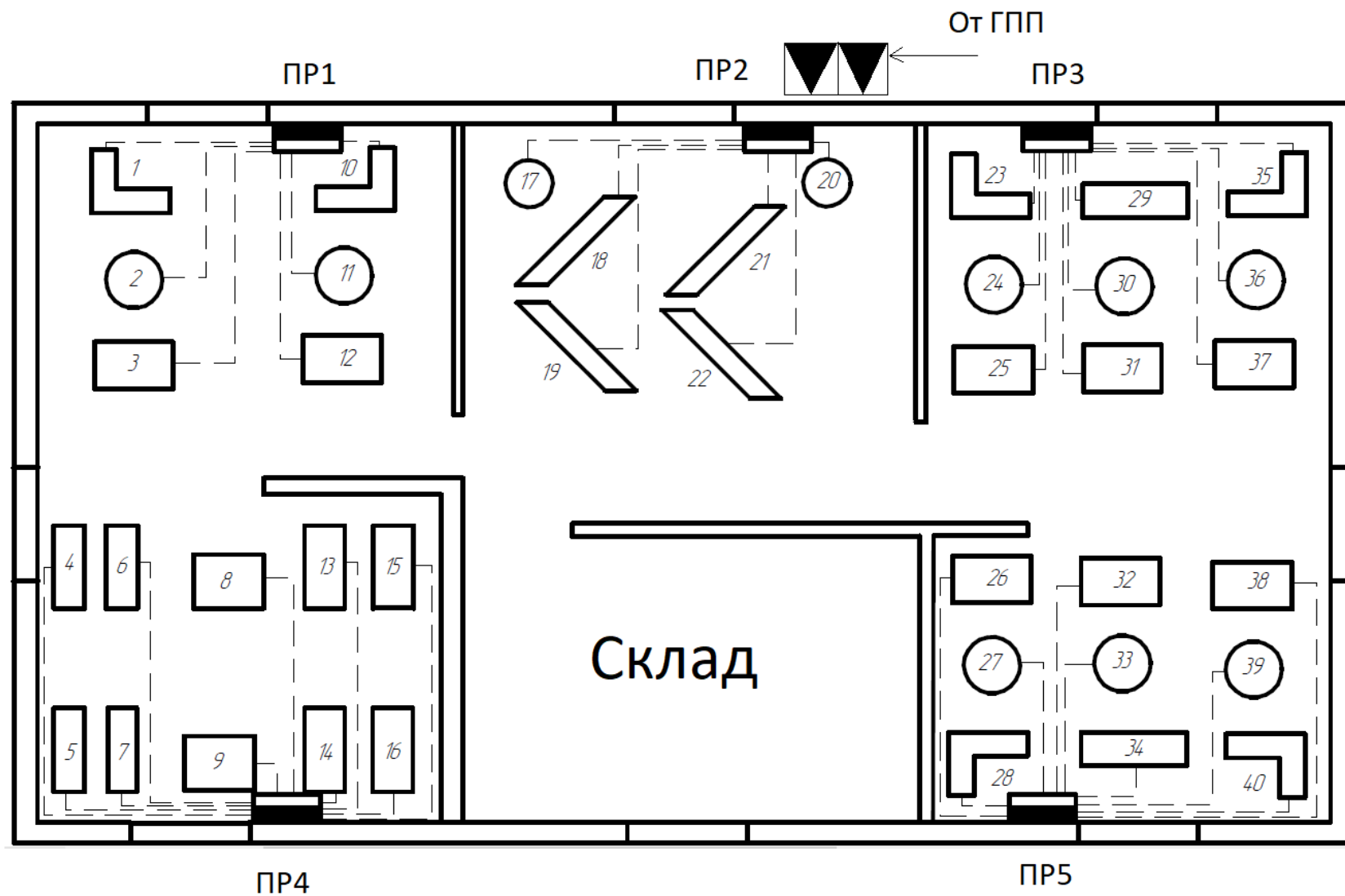


Рисунок 2.1 – Схема расположения распределительных пунктов в здании компрессорного цеха №2

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 15,8 + 12,5 + 15,8 + 12,5 = 56,6 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования $K_{\text{исп}}$, $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$ для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [1, стр. 19, табл. 1.7].

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере кран-балки ПВ=40%)

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}} = 0,10 \cdot 15,8 = 1,58 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 1,58 \cdot 1,73 = 2,73 \text{ кВАр,}$$

где $P_{\text{ном}}$ - суммарная номинальная активная мощность электроприемников;

$K_{\text{и}}$ - коэффициент использования активной мощности;

$\text{tg}\varphi$ - принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Для каждой группы электроприемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы (на примере группы «А»)

$$P_{\text{см}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см.}i} = 2,5 + 3,2 = 5,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{см}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.}i} = 4,3 + 5,5 = 9,8 \text{ кВАр.}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{ном.}max}}{P_{\text{ном.}min}} = \frac{15,8}{12,5} = 1,3$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{u.c.p} = \frac{P_{\text{см}}^{\text{А}}}{P_{\text{ном.}\Sigma}} = \frac{5,7}{56,6} = 0,10.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{см}}^{\text{А}}}{P_{\text{см}}^{\text{А}}} = \frac{9,8}{5,7} = 1,72.$$

Для электроприемников группы «А» определим эффективное число электроприемников $n_э$,

$$n_э = \frac{[P_{\text{ном.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{ном.}}^2} = \frac{56,6^2}{810,5} = 3,95 \text{ шт}$$

принимаем $n_э = 4$ шт.

Коэффициент максимума активной мощности [2, стр. 28, табл. 2.1]

$$K_M = 2,35.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_M = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная мощности пункта

$$P_p^{\text{A}} = K_M \cdot P_{\text{см}}^{\text{A}} = 2,35 \cdot 5,7 = 13,4 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{\text{A}} = K'_M \cdot Q_{\text{см}}^{\text{A}} = 1,10 \cdot 9,8 = 10,8 \text{ кВАр}.$$

Для электроприемников группы «Б» с практически постоянным графиком нагрузки расчетная активная и реактивная мощность принимается равной средней за наиболее загруженную смену

$$P_p^{\text{Б}} = P_{\text{см}}^{\text{Б}} = 11,3 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{\text{Б}} = Q_{\text{см}}^{\text{Б}} = 8,4 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную расчетные мощности электроприемников пункта

$$P_p = P_p^{\text{A}} + P_p^{\text{Б}} = 13,4 + 11,3 = 24,7 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_p^{\text{A}} + Q_p^{\text{Б}} = 10,8 + 8,4 = 19,2 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{24,7^2 + 19,2^2} = 26,1 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 40,4 \text{ А},$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока пункта

Номинальный ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5 \cdot 0,89} = 85,4 \text{ А},$$

где $P_{\text{НОМ}}$ - номинальная активная мощность электроприемника, кВт;
 η - КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = 5 \cdot 85,4 = 426,8 \text{ А},$$

где $K_{\text{пуск}}$ - кратность пускового тока.

Пиковый ток пункта

$$I_{\text{пик.п}} = I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и.мах}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}) = 426,8 + (40,4 - 0,1 \cdot 85,4) = 521,1 \text{ А}$$

где $K_{\text{и.мах}}$ - коэффициент использования самого мощного электроприемника.

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{\text{н.о}} = P_{\text{уд.о}} \cdot F_{\text{ц}} = 0,015 \cdot 5500 = 82,5 \text{ кВт},$$

где $F_{\text{ц}} = 5500 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{\text{уд.о}} = 0,015 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{\text{р.о}} = K_{\text{со}} \cdot P_{\text{н.о}} = 0,95 \cdot 82,5 = 78,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.о}} = P_{\text{р.о}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 78,4 \cdot 0,33 = 25,9 \text{ кВАр}.$$

где $K_{\text{со}} = 0,95$ – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10],

$\operatorname{tg} \varphi_0 = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$S_{\text{р}} = \sqrt{(P_{\text{р}} + P_{\text{р.о}})^2 + (Q_{\text{р}} + Q_{\text{р.о}})^2} = \sqrt{(24,7 + 78,4)^2 + (19,2 + 25,9)^2} \\ = 112,5 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{112,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 171,1 \text{ А},$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока цеха

Расчетный ток самого мощного пункта цеха

$$I_{\text{р}}^{\text{max.ПР}} = 85,4 \text{ А}$$

Пиковый ток самого мощного пункта цеха

$$I_{\text{пик}}^{\text{max.ПР}} = 521,1 \text{ А}$$

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.ПР}} + I_{\text{р}} - I_{\text{р}}^{\text{max.ПР}} = 521,1 + 171,1 - 85,4 = 606,8 \text{ А}$$

Распределение электроприемников по пунктам питания и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведены в таблицу 2.1.

№ п/ п	Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП n	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100%		$m = P_{\text{ном.мах}}/P_{\text{ном.мин}}$	Коэффициент использования $K_{\text{И}}$	$\cos\varphi$	$\tan\varphi$	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Эффективное число электроприемников $n_{\text{эф}}$	Коэффициент максимума $K_{\text{М}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{р}}, \text{А}$	$I_{\text{пик}}, \text{А}$
			Одного ЭП (наимень- шего, наиболь- шего) $P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	Общая $P_{\text{ном}}, \text{кВт}$					$P_{\text{см}} = K_{\text{И}} \cdot P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \tan\varphi, \text{кВар}$			$P_{\text{р}} = K_{\text{М}} \cdot P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{см}}, \text{кВар}$	$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}, \text{кВА}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Шкаф распределительный ПР-1																	
Электроприемники группы «Б» $K_{\text{И}} \geq 0,6$																	
1	АВО газа	2	15,0	30,0	1	0,75	0,80	0,75	22,5	16,9							
2	Компрессор	2	146,0	292,0	1	0,65	0,80	0,75	189,8	142,4							
3	Насос	2	25,0	50,0	1	0,80	0,80	0,75	40,0	30,0							
Итого по группе Б:		6	15,0-146,0	372,0	>3	2,20	0,80	0,75	252,3	189,3			252,3	189,3	315,4		
Итого по ПР-1:		6	15,0-146,0	372,0	>3	2,20	0,8	0,75	252,3	189,3			252,3	189,3	315,4	479,8	1437,0
Шкаф распределительный ПР-2																	
Электроприемники группы «А» $K_{\text{И}} < 0,6$																	
1	Кран-балка ПВ=25%	2	12,5	25,0	1	0,10	0,50	1,73	2,5	4,3							
2	Кран-балка ПВ=40%	2	15,8	31,6	1	0,10	0,50	1,73	3,2	5,5							
Итого по группе А:		4	12,5-15,8	56,6	<3	0,10	0,50	1,73	5,7	9,8	4	2,3	9,2	10,8	14,2		
Электроприемники группы «Б» $K_{\text{И}} \geq 0,6$																	
1	Вентиляция	2	7,5	15	1	0,75	0,80	0,75	11,3	8,4			11,3	8,4	14,1		
Итого по группе Б:		2	7,5	15	1	0,75	0,80	0,75	11,3	8,4			11,3	8,4	14,1		
Итого по ПР-2:		6	7,5-15,8	71,6	<3	0,32	0,60	1,40	17,0	18,2			20,5	19,2	28,3	43,1	132,4
Шкаф распределительный ПР-3																	
Электроприемники группы «Б» $K_{\text{И}} \geq 0,6$																	

1	АВО газа	2	15,0	30,0	1	0,75	0,80	0,75	22,5	16,9							
2	Компрессор	3	146,0	438	1	0,65	0,80	0,75	284,7	213,5							
3	Насос	3	25,0	75,0	1	0,80	0,80	0,75	60,0	45,0							
4	Вентиляция	1	12,5	12,5	1	0,75	0,80	0,75	9,4	7,0							
Итого по группе Б:		9	12,5-146,0	555,5	>3	0,73	0,80	0,75	376,6	282,4			376,6	282,4	470,7		
Итого по ПР-3:		9	12,5-146,0	555,5	>3	0,73	0,80	0,75	376,6	282,4			376,6	282,4	470,7	714,9	2194,9
Шкаф распределительный ПР-4																	
Электроприемники группы «А» $K_{\text{и}} < 0,6$																	
1	Эл. задвижка	4	12,0	48,0	1	0,25	0,65	1,17	12,0	14,0							
2	Универсально-фрезерный станок	2	6,6	13,2	1	0,20	0,60	1,33	2,6	3,5							
3	Сварочный аппарат	2	5,0	10,0	1	0,35	0,50	1,73	3,5	6,0							
Итого по группе А:		8	5,0-12,0	71,2	<3	0,26	0,60	1,35	18,1	23,5	7	2,1	14,7	25,9	29,8		
Электроприемники группы «Б» $K_{\text{и}} \geq 0,6$																	
1	Вентиляция	2	5,0	10,0	1	0,75	0,80	0,75	7,5	5,6			7,5	5,6	9,4		
Итого по группе Б:		2	5,0	10,0	1	0,75	0,80	0,75	7,5	5,6			7,5	5,6	9,4		
Итого по ПР-4:		10	5,0-12,0	81,2	>3	0,36	0,64	1,23	25,6	29,1			22,2	31,5	39,2	59,3	237,3
Шкаф распределительный ПР-5																	
Электроприемники группы «Б» $K_{\text{и}} \geq 0,6$																	
1	АВО газа	2	15,0	30,0	1	0,75	0,80	0,75	24,0	18,0							
2	Компрессор	3	146,0	438	1	0,65	0,80	0,75	284,7	213,5							
3	Насос	3	25,0	75,0	1	0,80	0,80	0,75	60,0	45,0							
4	Вентиляция	1	12,5	12,5	1	0,75	0,80	0,75	9,4	7,0							
Итого по группе Б:		9	12,5-146,0	555,5	>3	0,73	0,80	0,75	376,6	282,4			376,6	282,4	470,7		
Итого по ПР-5:		9	12,5-146,0	555,5	>3	0,73	0,80	0,75	376,6	282,4			376,6	282,4	470,7	714,9	2194,9
Итого силовая нагрузка		40	5,0-146,0	1679,2			0,73	0,97	1048,1	801,4			1048,2	804,8	1324,3		
Электрическое освещение				82,5	$K_{\text{со}}=0,95$		0,95	0,33	78,4	25,9			78,4	25,9	82,5		
Итого по цеху:		40	5,0-146,0	1761,7					1126,5	827,3			1126,5	827,3	1406,8	1489,1	6194,3

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок ремонтно-эксплуатационного блока по пунктам питания

3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Расчет электрических нагрузок предприятия производится по установленной мощности и коэффициенту спроса [3].

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов (кроме рассмотренного) определяются из соотношений:

$$P_P = K_C \cdot P_{уст} \quad \text{и} \quad Q_P = P_P \cdot tg\varphi$$

где P_P , Q_P - суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

K_C - коэффициент спроса [1, стр. 13, табл. 1.6];

$tg\varphi$ - принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

Расчетная активная мощность групп приемников выше 1000 В определяется по вышеприведенным формулам и учитываются отдельно.

Результаты расчетов располагаются в таблице 0.

Пример расчета Контрольно-пропускного пункта (КПП):

$$P_{уст} = 25,0 \text{ кВт};$$

$$K_C = 0,40;$$

$$tg\varphi = 0,48;$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса:

$$P_P = K_C \cdot P_{уст} = 0,4 \cdot 25,0 = 10 \text{ кВт},$$

$$Q_P = P_P \cdot tg\varphi = 10 \cdot 0,48 = 4,8 \text{ кВАр}.$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников корпуса определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха:

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,017 \cdot 115 = 2,0 \text{ кВт},$$

где $F_{ц} = 300 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{уд.о} = 0,017 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по номинальной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{p.o} = K_{co} \cdot P_{ном.o} = 0,90 \cdot 2,0 = 1,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot tg\varphi_0 = 1,8 \cdot 0,33 = 0,6 \text{ кВар}.$$

где $K_{co} = 0,9$ – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10],

$tg\varphi_0 = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Полная максимальная мощность корпуса:

$$S_P = \sqrt{(P_P + P_{p.o})^2 + (Q_P + Q_{p.o})^2} = \sqrt{(10 + 1,8)^2 + (4,8 + 0,6)^2} = 12,9 \text{ кВА}.$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В:

$$\begin{aligned} \sum P_p^H &= 3034,6 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^H = 2360,3 \text{ кВар}, \\ \sum P_{p.o} &= 368,6 \text{ кВт}, \quad \sum Q_{p.o} = 121,5 \text{ кВар}, \end{aligned}$$

ЭП выше 1000 В:

$$\sum P_p^B = 6000,0 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^B = 4500,0 \text{ кВар}.$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену:

$$\begin{aligned} S_p^H &= \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{p.o})^2 + (\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o})^2} \\ &= \sqrt{(10 + 1,8)^2 + (4,8 + 0,6)^2} = 12,9 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений [3, стр. 32]:

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 4222,3 = 84,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,10 \cdot S_p^H = 0,10 \cdot 4222,3 = 422,2 \text{ кВар},$$

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

№ по ген. плану	Наименование потребителей	Силовая нагрузка					
		$P_{уст}$, кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
	Потребители электроэнергии до 1000 В						
1	Контрольно-пропускной пункт	25,0	0,40	0,90	0,48	10,0	4,8
2	Столярная мастерская	60,0	0,55	0,85	0,62	33,0	20,5
3	Гараж	180,0	0,40	0,85	0,62	72,0	44,6
4	Склад	30,0	0,40	0,85	0,62	12,0	7,4
5	ГРС	36,0	0,50	0,75	0,88	18,0	15,9
6	Ремонтно-механический цех	680,0	0,60	0,72	0,95	445,0	287,0
7	Узел связи	48,0	0,50	0,85	0,62	24,0	14,9
8	Котельная	180,0	0,65	0,70	1,02	117,0	119,4
9	Административный блок	80,0	0,55	0,80	0,75	44,0	33,0
10	Столовая	28,0	1,12	0,70	1,02	31,4	32,0
11	АВО газа 1	500,0	0,70	0,75	0,88	350,0	308,0
12	Компрессорный цех 1	800,0	0,60	0,80	0,75	480,0	360,0
13	АВО газа 2	500,0	0,70	0,75	0,88	350,0	308,0
14	Компрессорный цех 2	1679,2	-	0,80	0,75	1048,2	804,8
	Территория предприятия	0	-	-	-	0	0
	Итого по 0,38 кВ:	4826,2	-	-	-	3034,6	2360,3
	Потребители электроэнергии выше 1000 В						
12	Компрессорный цех 1	10000	0,60	0,80	0,75	6000	4500
	Итого по 10 кВ:	10000	-	-	-	6000	4500

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

№ по ген. плану	Наименование потребителей	Осветительная нагрузка						Силовая и осветительная нагрузки		
		F , м ²	$P_{уд.о}$, Вт/м ²	$P_{н.о}$, кВт	$K_{с.о}$	$P_{р.о}$, кВт	$Q_{р.о}$, кВАр	$P_p + P_{ро}$, кВт	$Q_p + Q_{ро}$, кВАр	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Потребители электроэнергии до 1000 В									
1	Контрольно-пропускной пункт	300	17	5,1	0,90	4,6	1,5	14,6	6,3	15,9
2	Столярная мастерская	600	15	9,0	0,85	7,7	2,5	40,7	23,0	46,7
3	Гараж	800	15	12,0	0,60	7,2	2,4	79,2	47,0	92,1
4	Склад	1500	16	24,0	0,60	14,4	4,8	26,4	12,2	29,1
5	ГРС	1200	15	18,0	0,95	17,1	5,6	35,1	21,5	41,2
6	Ремонтно-механический цех	2000	15	30,0	0,95	28,5	9,4	473,5	296,4	558,6
7	Узел связи	900	18	16,2	0,90	14,6	4,8	38,6	19,7	43,3
8	Котельная	600	15	9,0	0,95	8,6	2,8	125,6	122,2	175,2
9	Административный блок	1904	20	38,1	0,90	34,3	11,3	78,3	44,3	89,9
10	Столовая	2100	19	39,9	0,95	37,9	12,5	69,3	44,5	82,4
11	АВО газа 1	900	15	13,5	0,90	12,2	4,0	362,2	312,0	478,1
12	Компрессорный цех 1	5500	15	82,5	0,95	78,4	25,9	558,4	385,9	678,8
13	АВО газа 2	900	15	13,5	0,90	12,2	4,0	362,2	312,0	478,1
14	Компрессорный цех 2	5500	15	82,5	0,95	78,4	25,9	1126,6	830,7	1399,7
	Территория завода	78033	0,16	12,5	1	12,5	4,1	12,5	4,1	13,2
	Итого по 0,38 кВ:	$F_{ц}=$ 24704	-	308,87	-	368,6	121,5	3403,2	2481,8	4222,3
	Потребители электроэнергии выше 1000 В									
12	Компрессорный цех 1	-	-	-	-	-	-	6000	4500	7500
	Итого по 6-10 кВ:							6000	4500	7500

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^{\text{н}} = 0,03 \cdot 4222,3 = 126,7 \text{ кВт.}$$

где $\Delta P_{\text{тр}}$ - потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ - потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр;

$\Delta P_{\text{л}}$ - потери активной мощности в линиях, кВт.

Суммарные расчетные активная, реактивная и полная мощности с учетом потерь в линиях и цеховых трансформаторах

$$\begin{aligned} P_{\text{р}\Sigma} &= \left(\sum P_{\text{р}}^{\text{н}} + \sum P_{\text{р}}^{\text{в}} \right) \cdot K_{\text{р.м}} + P_{\text{р.о}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{л}} = \\ &= (3034,6 + 6000,0) \cdot 0,95 + 368,6 + 84,5 + 126,7 = 9162,7 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{р}\Sigma} &= \left(\sum Q_{\text{р}}^{\text{н}} + \sum Q_{\text{р}}^{\text{в}} \right) \cdot K_{\text{р.м}} + Q_{\text{р.о}} + \Delta Q_{\text{тр}} = \\ &= (2360,3 + 4500,0) \cdot 0,95 + 121,5 + 422,2 = 7061,0 \text{ кВАр,} \end{aligned}$$

$$S_{\text{р}\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{р}\Sigma})^2 + (Q_{\text{р}\Sigma})^2} = \sqrt{(9162,7)^2 + (7061,0)^2} = 11567,8 \text{ кВА.}$$

где $K_{\text{р.м}} = 0,9 \div 0,95$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{\text{тр.ГПП}} = 0,02 \cdot S_{\text{р}\Sigma} = 0,02 \cdot 11567,8 = 231,3 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{тр.ГПП}} = 0,10 \cdot S_{\text{р}\Sigma} = 0,10 \cdot 11567,8 = 1156,7 \text{ кВАр.}$$

где $\Delta P_{\text{тр.ГПП}}$ - потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{\text{тр.ГПП}}$ - потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП:

$$\begin{aligned} S_{\text{р ГПП}} &= \sqrt{(P_{\text{р}\Sigma} + \Delta P_{\text{тр.ГПП}})^2 + (Q_{\text{р}\Sigma} + \Delta Q_{\text{тр.ГПП}} - Q_{\text{ку}})^2} = \\ &= \sqrt{(9162,7 + 231,3)^2 + (7061,0 + 1156,7)^2} = \\ &= \sqrt{(9394,0)^2 + (8217,7)^2} = 12479,9 \text{ кВАр.} \end{aligned}$$

Таким образом, произведен расчет нагрузки предприятия без учета компенсации реактивной мощности. Чтобы учесть компенсацию реактивной мощности необходимо определиться с уровнем напряжения питающих линий.

При выборе напряжения питающей линии ГПП используются следующие рекомендации [5, стр. 46]:

- напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВА;
- напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой предприятием мощности 10 – 120 МВА;
- при мощностях, превышающих 120 – 150 МВА, для электроснабжения предприятия возможно применение напряжения 220 кВ.

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,5} + \frac{2500}{9,394}}} = 46,3 \text{ кВ},$$

где $L = 2,5$ км – длина питающей линии;

$U_{\text{эк}}$ - экономическое напряжение рассматриваемого участка, кВ.

С учетом рекомендаций принимаем напряжение питающих линий

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}.$$

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы:

$$Q_{\text{э}} = \alpha \cdot P_p = 0,24 \cdot 9394,0 = 2254,6 \text{ кВАр},$$

где α - расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [3, стр. 35].

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_{\text{э}} = 8217,7 - 2254,6 = 5963,1 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом компенсации реактивной мощности:

$$\begin{aligned} S_{p \text{ ГПП}} &= \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{9394,0^2 + (8217,7 - 5963,1)^2} \\ &= \sqrt{9394,0^2 + (2254,6)^2} = 9660,8 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

В дальнейшем, после точного определения мощности компенсирующих устройств будет определено более точное значение полной расчетной мощности предприятия.

3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения ГПП, на генплане предприятия наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

На генплан предприятия произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха.

Пример расчета (КПП):

$$S_p = 15,9 \text{ кВА},$$

$$S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{4,6^2 + 1,5^2} = 4,8 \text{ кВА}.$$

$$x = 77,5$$

$$y = 0 \text{ мм}.$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса:

$$r = \sqrt{\frac{S_{p.i}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{15,9}{3,14 \cdot 0,250}} =$$

где $S_{p.i}$ - расчетная полная мощность i -того цеха с учетом освещения, кВА;

$m = 0,250 \text{ кВАр/мм}^2$ - масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В;

$m = 0,5 \text{ кВАр/мм}^2$ - масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В;

Угол сектора нагрузки освещения корпуса:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 4,8}{15,9} = 108,7 \text{ град}.$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 15,9 \cdot 77,5 = 1232,3 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 15,9 \cdot 0 = 0 \text{ кВА} \cdot \text{мм.}$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.2.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p.i} \cdot x_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{1642388}{8899,7} = 184,5 \text{ мм,}$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p.i} \cdot y_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{1449850,3}{8899,7} = 162,9 \text{ мм.}$$

Так как ЦЭН попал в зону расположения цехов, то расположение ГПП смещается в сторону открытой площадки. Тогда новые координаты ЦЭН будут:

$$x_0 = 200 \text{ мм, } y_0 = 115 \text{ мм.}$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 3.1.

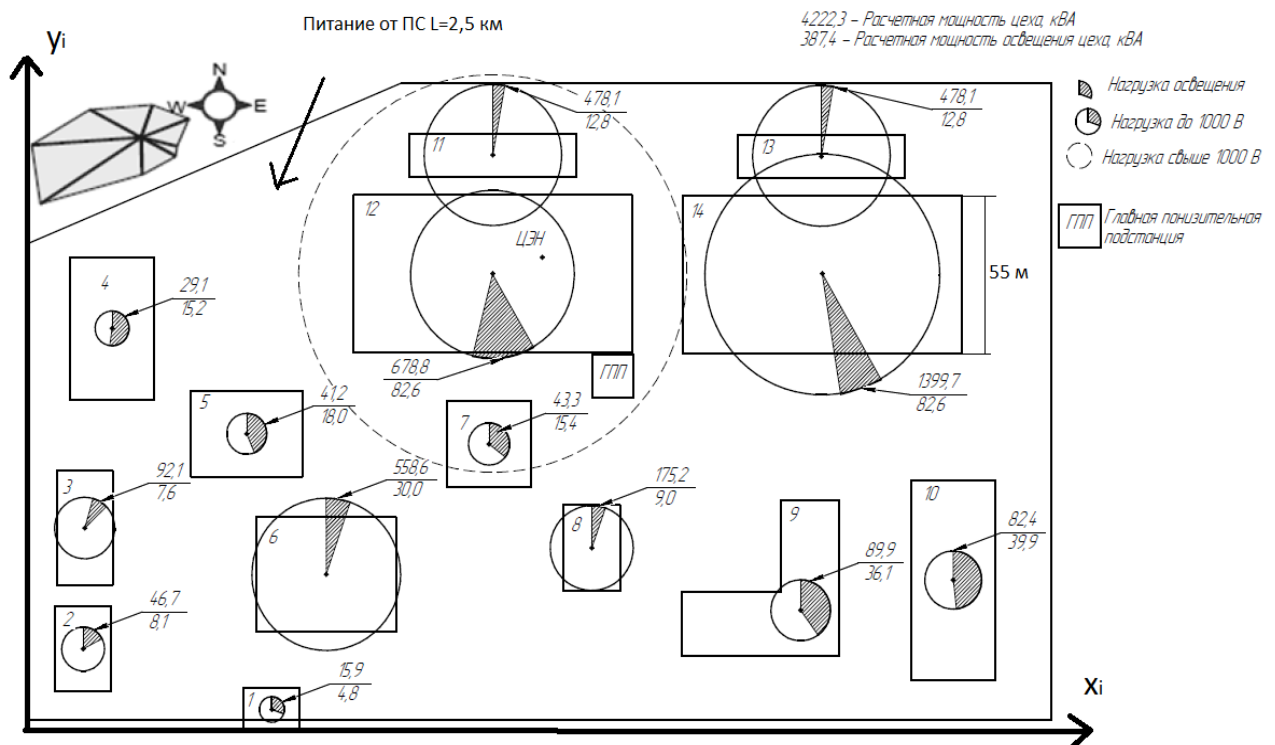


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ по ген. плану	Наименование цеха	$S_{p.i},$ кВА	$S_{p.o},$ кВт	$r,$ мм	$\alpha,$ град	$x_i,$ м	$y_i,$ м	$S_{p.i} \cdot x_i,$ кВА · м	$S_{p.i} \cdot y_i,$ кВА · м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Потребители электроэнергии до 1000 В									
1	Контрольно-пропускной пункт	15,9	4,8	4,5	108,7	77,5	0	1232,3	0,0
2	Столярная мастерская	46,7	8,1	7,7	62,4	9,5	10,0	443,7	467,0
3	Гараж	92,1	7,6	10,8	29,7	10,5	47,0	967,1	4328,7
4	Склад	29,1	15,2	6,1	188,0	15,0	112,0	436,5	3259,2
5	ГРС	41,2	18,0	7,2	157,3	57,5	85,5	2369,0	3522,6
6	Ремонтно-механический цех	558,6	30,0	26,7	19,3	82,5	30,5	46084,5	17037,3
7	Узел связи	43,3	15,4	7,4	128,0	150,0	81,5	6495,0	3529,0
8	Котельная	175,2	9,0	14,9	18,5	192,0	45,0	33638,4	7884,0
9	Административный блок	89,9	36,1	10,7	144,6	235,0	22,5	21126,5	2022,8
10	Столовая	82,4	39,9	10,2	174,3	315,5	12,5	25997,2	1030,0
11	АВО газа 1	478,1	12,8	24,7	9,6	210,0	189,0	100401,0	90360,9
12	Компрессорный цех 1	678,8	82,6	29,4	43,8	116,5	128,0	79080,2	86886,4
13	АВО газа 2	478,1	12,8	24,7	9,6	254,0	189,0	121437,4	90360,9
14	Компрессорный цех 2	1399,7	82,6	42,2	21,2	235,0	128,0	328929,5	179161,6
Потребители электроэнергии выше 1000 В									
14	Компрессорный цех 1	7500	-	69,1	-	116,5	128,0	873750	960000
Итого:		8899,7	-	-	-	-	-	1642388,2	1449850,3

3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки [2, стр. 82, табл. 5.1]

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{\text{цехов}}} = \frac{4222,3}{24704} = 0,171 \text{ кВА/м}^2$$

Принимаем $S_{\text{ном.тр}} = 630 \text{ кВА}$.

Таблица 3.3 – Данные по трансформаторам [1, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ	$P_{\text{хх}},$ кВт	$Q_{\text{хх}},$ кВАр	$P_{\text{кз}},$ кВт	$Q_{\text{кз}},$ кВАр	$U_{\text{к}},$ %	$I_{\text{хх}},$ %
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

Минимальное число цеховых трансформаторов

$$n_{\text{тр.0}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{\beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{3403,2}{0,7 \cdot 630} = 7,17$$

Принимаем $n_{\text{тр}} = 8$

Активная нагрузка на один трансформатор:

$$P_1 = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{n_{\text{тр}}} = \frac{3403,2}{8} = 425,4 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов для установки в цехах предприятия (корпус №1)

$$n_{\text{тр.i}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{P_1} = \frac{14,6}{425,4} = 0,034 \text{ шт.}$$

Нагрузки цехов объединяются таким образом, чтобы трансформаторные подстанции были загружены оптимально, а количество трансформаторов было в пределах расчетного числа трансформаторов.

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Число трансформаторов в цехах предприятия

№	Наименование объекта	$P_p^H + P_{\text{р.о}},$ кВт	Количество трансформаторов $n_i, \text{шт}$
1	Контрольно-пропускной пункт	14,6	0,034
2	Столярная мастерская	40,7	0,096
3	Гараж	79,2	0,186

Таблица 3.4 – Окончание

4	Склад	26,4	0,062
5	ГРС	35,1	0,083
6	Ремонтно-механический цех	473,5	1,113
7	Узел связи	38,6	0,091
8	Котельная	125,6	0,295
9	Административный блок	78,3	0,184
10	Столовая	69,3	0,163
11	АВО газа 1	362,2	0,851
12	Компрессорный цех 1	558,4	1,313
13	АВО газа 2	362,2	0,851
14	Компрессорный цех 2	1126,6	2,648

На основании расчетов и группирований нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, таблица 3.5, рисунок 3.2.

Таблица 3.5 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания и количество трансформаторов	Потребители энергии (номер по генплану)	Суммарная мощность, кВт	Место расположения на генплане
ТП1	1, 2, 3, 4, 5, 6	1,574	Цех №6
ТП2	7, 8, 9, 10, 12	1,476	Цех №12
ТП3	11, 14	2,175	Цех №14
ТП4	13, 14	2,175	Цех №14

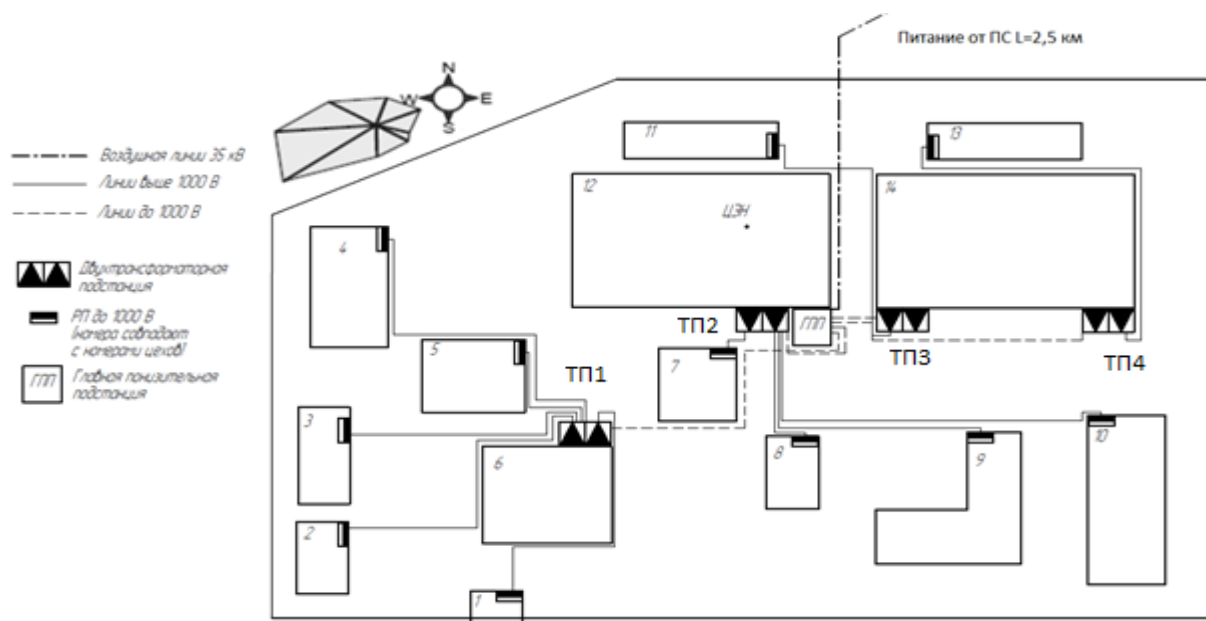


Рисунок 3.2 – Предварительное размещение трансформаторных подстанций

3.4 Компенсация реактивной мощности

При выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет количество установленных трансформаторов, наличие синхронных и асинхронных двигателей и нагрузки со стороны напряжения выше 1000 В.

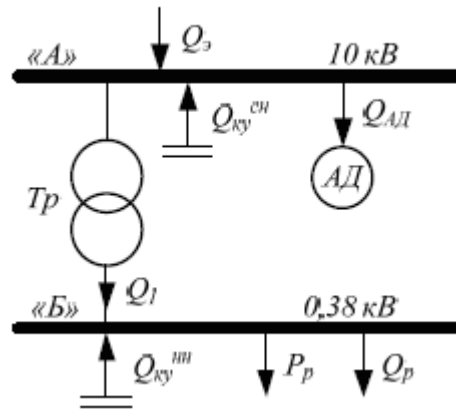


Рисунок 3.3 – Схема распределения реактивной мощности

На предприятии имеется асинхронная высоковольтная нагрузка

$$Q_{ад} = 4500,0 \text{ кВАр}$$

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана со стороны сети выше 1000 В в сеть до 1000 В

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta \cdot S_{ном.тр})^2 - (P_p^{н} + P_{p.o})^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - (3403,2)^2} = 930,1 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_{э} - Q_{АД} - Q_1 = 2254,6 - 4500,0 - 930,1 = -3175,5 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{ку,расч}^{сн} = Q_1 + Q_{АД} - Q_{э} = 930,1 + 4500,0 - 2254,6 = 3175,5 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-6,3(10,5)-675-У1 с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

- номинальное напряжение $U_{ном.ку} = 10,5 \text{ кВ}$;
- номинальная мощность $Q_{ном.ку} = 675 \text{ кВАр}$;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{КУ} = \left(\frac{U_{НОМ}^{СН}}{U_{НОМ.КУ}} \right)^2 \cdot Q_{НОМ.КУ} = \left(\frac{10,0}{10,5} \right)^2 \cdot 675 = 612,2 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне СН

$$n_{КУ.расч} = \frac{Q_{КУ.расч}^{СН}}{Q_{КУ}} = \frac{3175,5}{612,2} = 5,2 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_{КУ} = 6$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{КУ}^{СН} = Q_{КУ} \cdot n_{КУ} = 612,2 \cdot 6 = 3673,5 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_{Б} = Q_1 - Q_{р.н} = 930,1 - 2481,8 = -1551,7 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении 0,4 кВ

$$Q_{КУ.расч}^{НН} = Q_{р.н} - Q_1 = 2481,8 - 930,1 = 1551,7 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УКБ-0,38-150-У3 с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

– номинальное напряжение $U_{НОМ.КУ} = 0,38 \text{ кВ}$;

- номинальная мощность $Q_{НОМ.КУ} = 150 \text{ кВАр.}$

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{КУ} = \left(\frac{U_{НОМ}^{НН}}{U_{НОМ.КУ}} \right)^2 \cdot Q_{НОМ.КУ} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 150 = 150 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне НН

$$n_{КУ.расч} = \frac{Q_{КУ.расч}^{НН}}{Q_{КУ}} = \frac{1551,7}{150,0} = 10,3 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_{КУ} = 11$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{КУ}^{НН} = Q_{КУ} \cdot n_{КУ} = 150,0 \cdot 11 = 1650 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}}^{\text{сн}} + Q_{\text{КУ}}^{\text{нн}} = 3673,5 + 1650 = 5323,5 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшегонапряжения трансформаторов ГПП с учетом точного значения реактивноймощности компенсирующих устройств

$$\begin{aligned} S_{p \text{ ГПП}} &= \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{КУ}})^2} = \sqrt{9394,0^2 + (8217,7 - 5323,5)^2} = \\ &= 9829,7 \text{ кВАр.} \end{aligned}$$

3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков свыключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении втрансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателяв цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционныйвыключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения.Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае выводов ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора естьвозможность оставить в работе обе питающие линии путем включенияразъединителей перемычки. Причем сначала включается перемычка, а затемотключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.4.

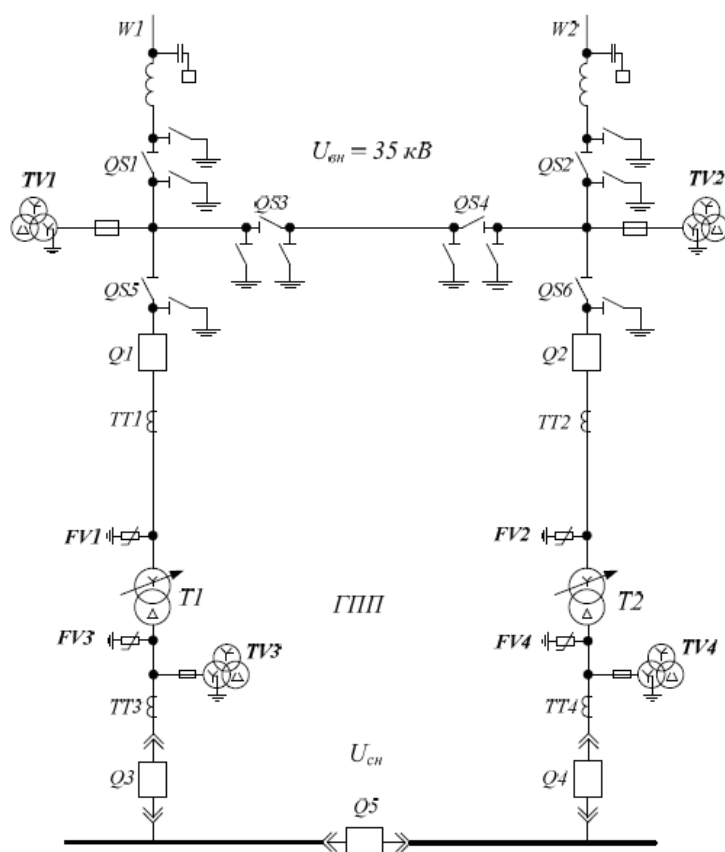


Рисунок 3.4 – Схема внешнего электроснабжения

3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформатора выберем с учетом известного суточного графика нагрузки предприятия, рисунок 3.5.

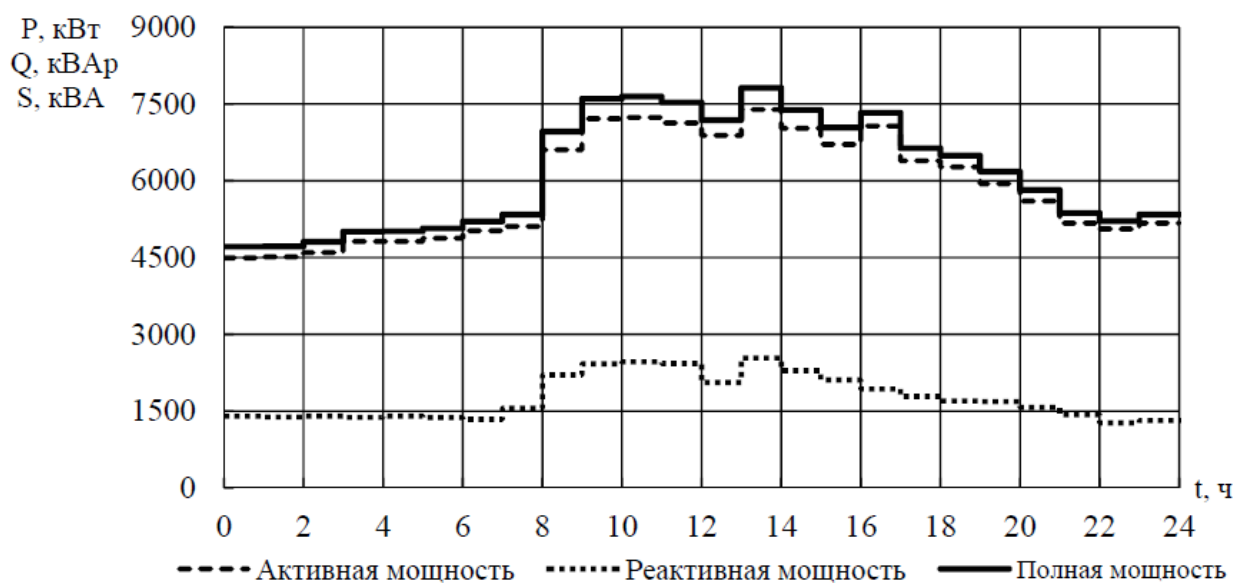


Рисунок 3.5 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{max} = 7815,5 \text{ кВА.}$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 141095,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 42438,9 \text{ кВАр} \cdot \text{ч}.$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{141095,4^2 + 42438,9^2}}{24} = 6138,2 \text{ кВА.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.6.

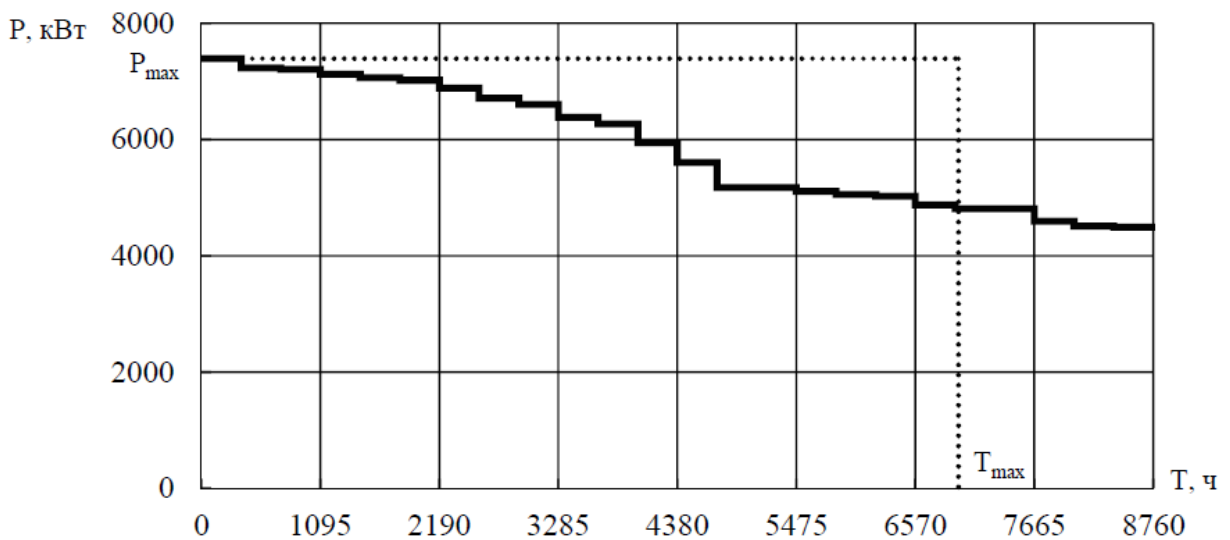


Рисунок 3.6 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{год} = 51499810,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{51499810,9}{7392,2} = 6966,8 \text{ ч}.$$

Время максимальных потерь

$$\begin{aligned} \tau_{max} &= (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6966,8 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \\ &= 5899,9 \text{ ч}. \end{aligned}$$

Выбор трансформаторов по перегрузочной способности производится по продолжительности максимума нагрузки t_{max} и коэффициенту заполнения графика нагрузки $k_{зап.гр}$, который определяется по суточному графику нагрузки

$$k_{зап.гр} = \frac{S_{ср}}{S_{max}} = \frac{6139,2}{7815,5} = 0,79.$$

Продолжительность максимума нагрузки из суточного графика нагрузок предприятия

$$t_{max} = 4 \text{ ч.}$$

Кратность допустимой нагрузки трансформатора с учетом коэффициента заполнения графика и продолжительности максимума нагрузки [5, стр. 70, рис. 3.9.]

$$k_{нагр} = \frac{S_{max}}{S_{ном.тр}} = 1,08$$

Расчетная мощность трансформаторов

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{max}}{k_{нагр}} = \frac{7815,5}{1,08} = 7236,6 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{ном.тр.1} = 6300 \text{ кВА.}$$

$$S_{ном.тр.2} = 10000 \text{ кВА.}$$

1) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр.1}} = \frac{7815,5}{2 \cdot 6300} = 0,62.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{ном.тр.1} = 1,4 \cdot 6300 = 8820,0 \text{ кВА.}$$

$$k_{I-II} \cdot S_{max} = 0,91 \cdot 7815,5 = 7115,9 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

2) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр.2}} = \frac{7815,5}{2 \cdot 10000} = 0,39.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{ном.тр.2} = 1,4 \cdot 10000 = 14000,0 \text{ кВА.}$$

$$k_{I-II} \cdot S_{max} = 0,91 \cdot 7815,5 = 7115,9 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 3.6 – Параметры трансформаторов [6, стр. 207, табл. 5.12], [6, стр. 209, табл. 5.13], [6, стр. 212, табл. 5.17]

Тип	$S_{ном},$ МВА	$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	$P_{хх},$ кВт	$Q_{хх},$ кВАр	$P_{кз},$ кВт	$Q_{кз},$ кВАр	$U_k,$ %	$I_{хх},$ %	Цена тыс.руб
ТМН-6300/35	6,3	35,0	6,3;11	9,2	56,7	46,5	472,5	7,5	0,90	3392
ТМН-6300/35	10,0	36,75	6,3;10,5	14,5	80,0	65,0	750,0	7,5	0,80	3570

3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Выбор сечения линии производится для двух видов трансформаторов по следующему технико-экономическому сравнению двух вариантов.

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

ВЛЭП 35 кВ, трансформаторы ТМН-6300/35

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр. ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{расч.п/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр. ГПП}}{(n_{ц} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 207,8 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{103,9}{1,0} = 103,9 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{эк}} = 1,0$ - нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [15, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод

АС 120/19 с $I_{\text{доп}} = 390$ А [6, стр. 82, табл. 3.15.]

- Проверка по перегрузочной способности (в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 390 = 507,0 \text{ А.}$$

Проверка выполняется

– Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

- Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 2,05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{103,9} > L_{\text{факт}} = 2,5 \text{ км}$$

где $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ - допустимое значение потери напряжения;

$L_{\text{доп}}$ - допустимая длина питающей линии, км;

$L_{\text{факт}}$ - фактическая длина питающей линии, км;

$L_{\Delta U 1\%} = 2,05$ - длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [3, стр. 89, табл. П.2.7].

- Проверка на корону: для линии 35 кВ не производится.

Расчет по второму варианту сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Выбор сечения линии, питающей ГПП

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	$I_{\text{расч}},$ А	$I_{\text{расч.п.ав}},$ А	$F_{\text{эк}},$ мм ²	Марка провода	$I_{\text{доп}},$ А	$1,3$ $\cdot I_{\text{доп}},$ А	$L_{\text{доп}},$ км	$L_{\text{факт}},$ км
35	ТМН- 6300/35	103,9	207,8	103,9	АС 120/19	390,0	507,0	38,5	2,5
	ТМН- 6300/35	165,0	329,9	165,0	АС 150/24	450,0	585,0	29,9	

3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

$$З_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}},$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ - капитальные затраты на сооружение ЛЭП, руб;

$K_{\text{об}}$ - капитальные затраты на сооружение схемы, руб;

$C_{\text{пот}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии в линии, руб;

$C_{\text{ам}}$ - стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{\text{обсл}}$ - отчисления на обслуживание ВЛЭП, руб;

$E_{\text{н.ЛЭП}} = 0,152$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для линий электропередачи [5, стр. 76].

$E_{\text{н.об}} = 0,193$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

$$\gamma = 1,2$$

Капитальные затраты на сооружение блочных и мостиковых схем указываются в целом с учетом затрат на выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, аппаратуру управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, а так же строительные конструкции, фундаменты и соответствующие строительно-монтажные работы.

ВЛЭП 35 кВ, трансформаторы ТМН-6300/35

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 1999200 \cdot 2,5 \cdot 1,2 = 5997600,0 \text{ руб.}$$

где A - капитальные затраты на строительство одного километра воздушной линии [6, стр. 282, табл. 7,5], руб.

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 1749300,0 \cdot 1,2 = 2099160,0 \text{ руб.}$$

где B - капитальные затраты на сооружение схемы [6, стр. 291, табл. 7.15], руб.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}}$$

$$= 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{103,9}{390,0} \right)^2 \cdot 2,5 \cdot 5899,9 \cdot 0,216 = 63310,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

где k_3 - коэффициент загрузки линии по току;

$\Delta C_{\text{э}}$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч);

$\Delta p_{\text{уд}}$ - удельные потери в линии при номинальной загрузке [3, стр. 89, табл. П.2.7], кВт/км.

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} = 0,100 \cdot 5997600,0 + 0,067 \cdot 2099160,0$$

$$= 740403,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

где $E_{\text{ам.лэп}}$, $E_{\text{ам.об}}$ - нормы ежегодных отчислений на амортизацию линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} =$$

$$= 0,008 \cdot 5997600,0 + 0,059 \cdot 2099160,0 = 171831,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

где $E_{\text{обсл.лэп}}$, $E_{\text{обсл.об}}$ - нормы ежегодных отчислений на обслуживание линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{лэп}} = E_{\text{н.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} =$$

$$= 0,152 \cdot 5997600,0 + 0,193 \cdot 2099160,0 + 63310,0 + 740403,7$$

$$+ 171831,2 = 2292318,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Расчет по другой линии сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение линии, питающей ГПП

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор	Марка провода	$k_3,$	К _{лэп} , тыс.руб	К _{об} , тыс.руб	С _{пот} , руб/год	С _{ам} , руб/год	С _{обсл} , руб/год	З _{лэп} , руб/год
35	ТМН-6300/35	АС 120/19	0,266	5997,6	2099,2	63310,0	740403,7	171831,2	2292318,0
	ТМН-6300/35	АС 150/24	0,367	5997,6	2099,2	127512,7	740403,7	171831,2	2356520,7

3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл}$$

где $K_{тр}$ - капитальные затраты на установку одного трансформатора [6, стр.293, табл. 7.17], руб.

$C_{пот}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах,

$C_{ам}$ - стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{обсл}$ - отчисления на обслуживание трансформаторов, руб;

$E_{н.об} = 0,193$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

Трансформатор ТМН-6300/35

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{тр} = K \cdot n_{тр} \cdot \gamma = 3391500 \cdot 2 \cdot 1,2 = 8139600,0 \text{ руб.}$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_{эк} \cdot \Delta Q_{xx} = 9,2 + 0,07 \cdot 56,7 = 13,2 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + k_{эк} \cdot \Delta Q_{кз} = 46,5 + 0,07 \cdot 472,5 = 79,6 \text{ кВт.}$$

где $k_{эк} = 0,07$ - экономический эквивалент реактивной мощности, коэффициент, который учитывает потери активной мощности, связанные с производством и распределением 1кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр [8].

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$\begin{aligned}
C_{\text{пот}} &= n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P'_{xx} \cdot T_{\text{вкл}} + \beta^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \cdot \Delta C_3 = \\
&= 2 \cdot (13,2 \cdot 8760 + 0,62^2 \cdot 79,6 \cdot 5899,9) \cdot 0,216 \\
&= 127804,0 \text{ руб/год.}
\end{aligned}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,067 \cdot 8139600,0 = 545253,2 \text{ руб/год.}$$

где $E_{\text{ам}}$ - нормы ежегодных отчислений на амортизацию силового оборудования [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,059 \cdot 8139600,0 = 480236,4 \text{ руб/год.}$$

где $E_{\text{обсл}}$ - нормы ежегодных отчислений на обслуживание трансформаторов [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

$$\begin{aligned}
Z_{\text{тр}} &= E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{тр}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} \\
&= 0,193 \cdot 8139600,0 + 127804,0 + 545353,2 + 480236,4 \\
&= 2724336,4 \text{ руб/год.}
\end{aligned}$$

Расчет по другим трансформаторам сведем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{\text{кз}},$ кВт	β	$K_{\text{об}},$ тыс.руб	$C_{\text{пот}},$ руб/год	$C_{\text{ам}},$ руб/год	$C_{\text{обсл}},$ руб/год	$Z_{\text{лэп}},$ руб/год
35	ТМН-6300/35	13,2	79,6	0,62	8139600,0	127804,0	545353,2	480236,4	2724336,4
	ТМН-6300/35	20,1	117,5	0,39	8568000,0	121735,1	574056,0	505512,0	2854927,1

3.10 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Сравнение суммарных приведенных затрат

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	Марка провода	$Z,$ руб/год
35	ТМН-6300/35	АС 120/19	5016654,4
	ТМН-6300/35	АС 150/24	5211447,8

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформатором мощностью 6300 кВА.

3.11 Схема внутриводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется трёхжильными кабелями марки АВБбШв (кабель с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга) с прокладкой по эстакадам. Питание высоковольтных двигателей осуществляется кабельными линиями той же марки, с прокладкой по эстакадам.

Упрощенная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.7.

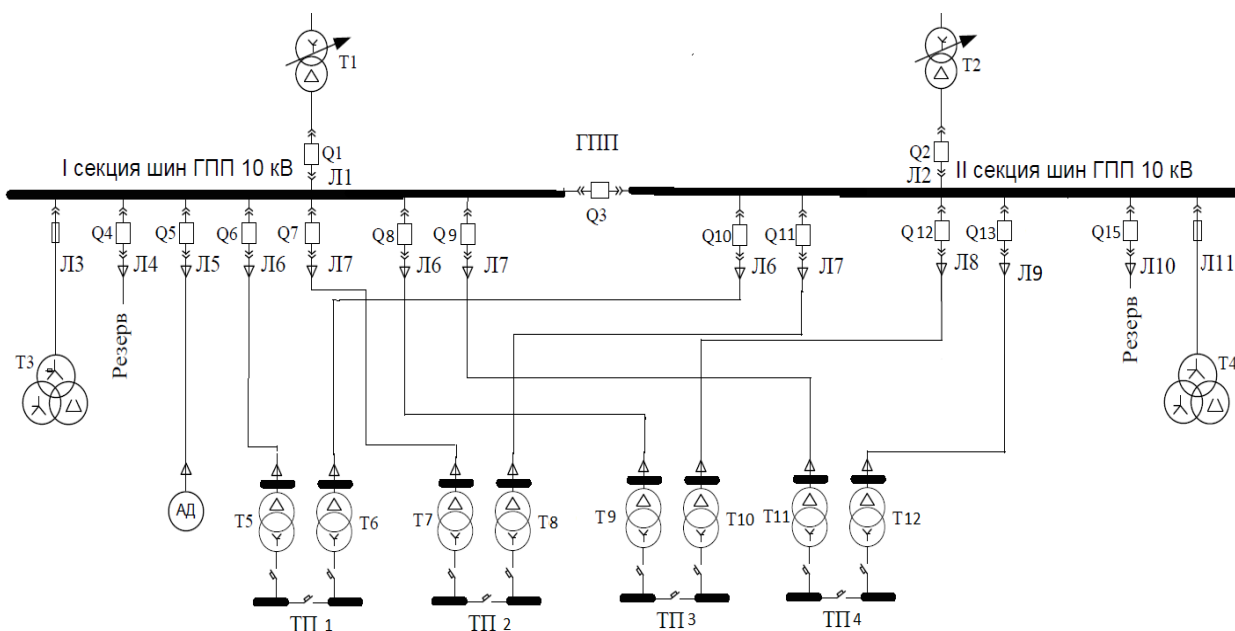


Рисунок 3.7 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

ГПП – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А},$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ - номинальная мощность цехового трансформатора, кВА;

$n_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов, шт;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей питающей линии, шт.

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,7 \text{ А.}$$

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\text{max}} > 5000$ час/год и питании кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{36,4}{1,2} = 30,3 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

$F = 35 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А.}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{расч}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 36,4 \text{ А.}$$

где $K_{\text{пр}} = 1,00$ - коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 90 = 117,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 72,7 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

ГПП-АД 10000 кВт

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,80} = 721,6 \text{ А.}$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность двигателя, кВт.

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\text{max}} > 5000$ час/год и питании кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{721,6}{1,2} = 601,4 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

$F = 2 \times 400 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 880 \text{ А.}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме

$$I_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{расч}} = 1,00 \cdot 880,0 = 720,0 > I_{\text{расч}} = 721,6 \text{ А},$$

где $K_{\text{пр}} = 1,00$ - коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$n_{\text{ц}}$, шт	$U_{\text{ном}}$, кВ	L, км	Расчетная нагрузка		$F_{\text{эк}}$, мм ²	Способ прокладки	$K_{\text{пр}}$	Марка и сечение
					$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{расч.ав}}$, А				
ГПП - ТП1	1260,0	2	10	0,125	36,4	72,7	30,3	Эстакады	1,00	АВБбШв – 2 (3×35)
ГПП – ТП2	1260,0	2	10	0,020	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв – 2 (3×35)
ГПП – ТП3	1260,0	2	10	0,015	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв – 2 (3×35)
ГПП – ТП4	1260,0	2	10	0,095	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв – 2 (3×35)
ГПП - АД	13000,0	1	10	0,010	721,6	-	601,4		1,00	АВБбШв – 2 (3×400)

Выбранная схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена на рисунке 3.8.

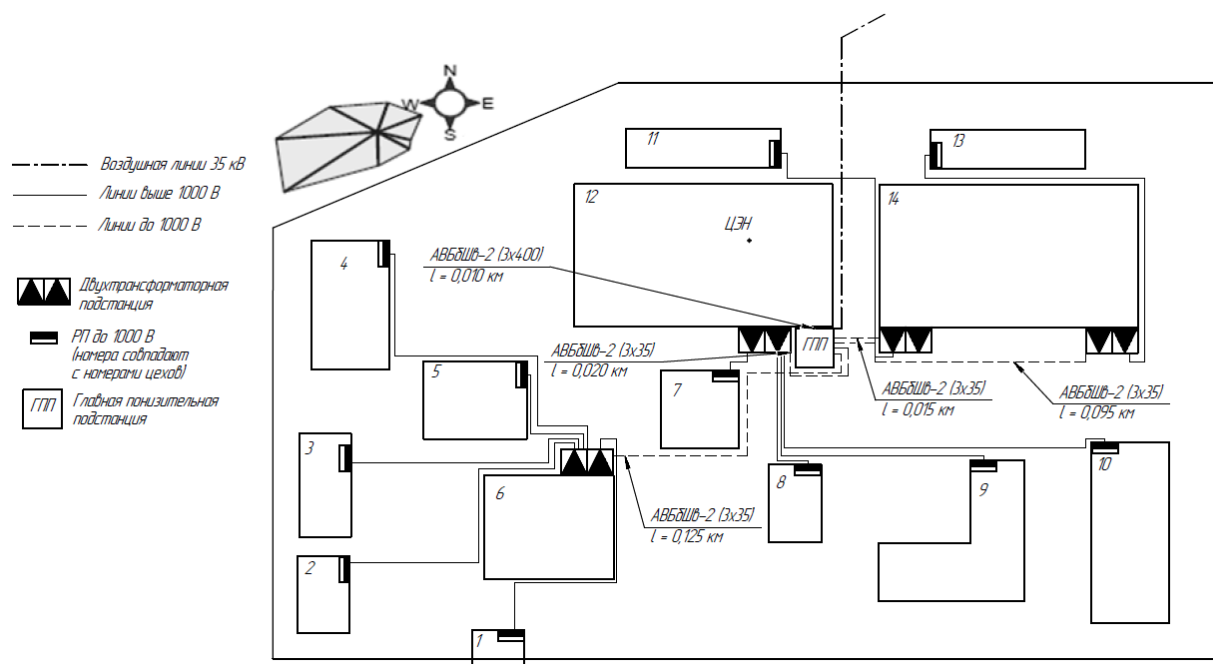


Рисунок 3.8 – Схема распределения электроэнергии по территории предприятия

3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

Напряжение на шинах ВН ГПП при расчете можно считать постоянным, так как предприятие получает питание от энергосистемы неограниченной мощности, это означает, что периодическая составляющая тока КЗ практически не изменяется во времени и остается постоянной от начала КЗ до его окончания.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения рисунок 3.9 и на её основе схему замещения рисунок 3.10. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

Расчет токов КЗ ведем на участке Система – ГПП – ТП2.

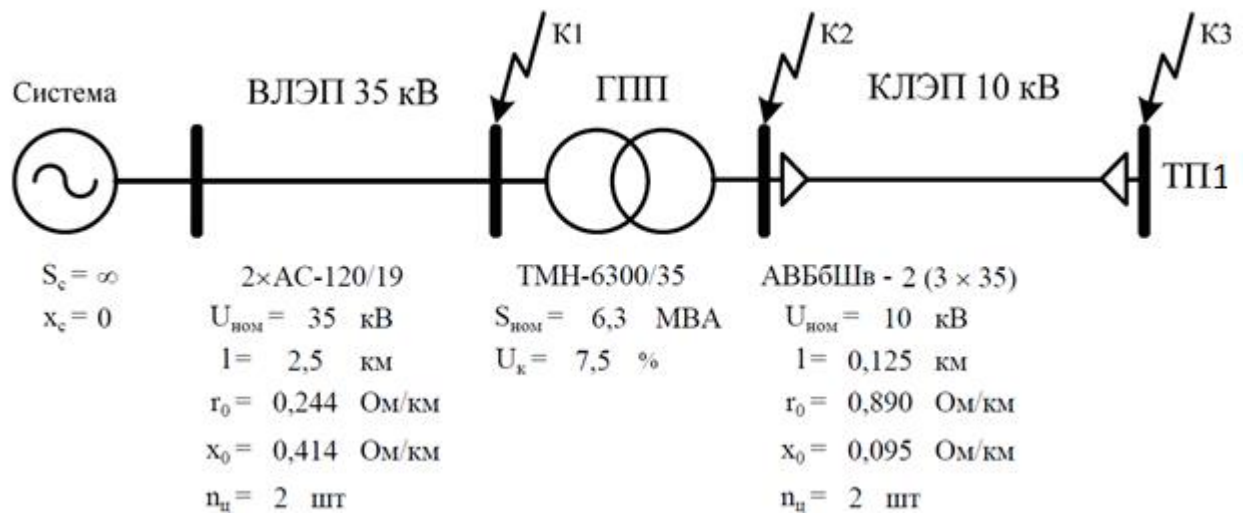


Рисунок 3.9 – Расчетная схема рассматриваемого участка

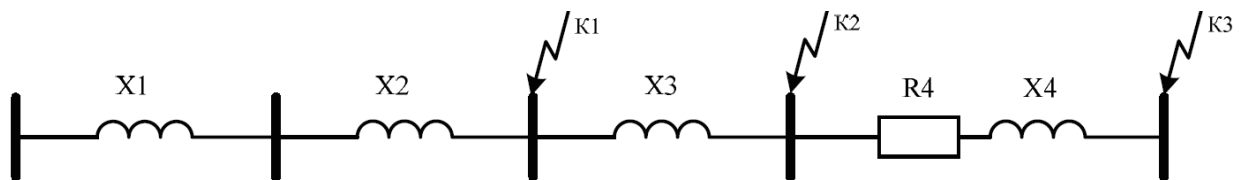


Рисунок 3.10 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем за базисные величины

Принимаем базисную мощность $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$ и базисное напряжение $U_{6I} = 37,0 \text{ кВ}$. $U_{6II} = 10,5 \text{ кВ}$.

Базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтной линии, как правило, учитываются только индуктивные сопротивления. Целесообразно учитывать активные сопротивления, если $R_{\Sigma} > X_{\Sigma} / 3$.

Сопротивления элементов

Система

$$S_c = \infty$$

$$Z_1 = X_c = X_1 = \frac{S_{\delta}}{S_c} = 0$$

Воздушная линия

$$Z_2 = X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}I}^2 \cdot n_y} = 0,414 \cdot 2,5 \cdot \frac{100}{37,0^2 \cdot 1} = 0,076.$$

Трансформаторы

$$Z_3 = X_3 = \frac{u_{k(\%)}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,190.$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}II}^2 \cdot n_y} = 0,890 \cdot 0,125 \cdot \frac{100}{10,5^2 \cdot 1} = 0,101,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}II}^2 \cdot n_y} = 0,095 \cdot 0,125 \cdot \frac{100}{10,5^2 \cdot 1} = 0,011,$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{0,101^2 + 0,011^2} = 0,102.$$

Полное приведенное сопротивление от источника до точки К1

$$Z_{\Sigma 1} = Z_1 + Z_2 = 0 + 0,076 = 0,076.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{K1} = \frac{I_{\bar{\sigma}I}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,560}{0,076} = 20,640 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 20,640 = 46,9 \text{ кА},$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a определяемый по зависимости $k_{уд} = f(T_a)$ [9, стр. 44, табл. П1.5].

Расчеты токов КЗ для других точек сведем в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{\bar{\sigma}},$ кВ	$I_{\bar{\sigma}},$ кА	Z_{Σ}	$k_{уд}$	T_a с	$I_K,$ кА	$i_{уд},$ кА
К1	37,0	1,560	0,076	1,608	0,02	20,640	46,9
К2	10,5	5,499	1,266	1,869	0,01	4,343	11,5
К3	10,5	5,499	1,368	1,869	0,01	4,021	10,6

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость при коротком замыкании.

Время отключения короткого замыкания [9, стр. 206-211]

$$t_{\text{пр}} = 0,1 \div 0,3 \text{ сек.}$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 4343,0^2 \cdot 0,3 = 5658481,7 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

где $I_{\text{к}}$ - ток короткого замыкания на низкой стороне трансформаторов ГПП.

Термически стойкое сечение равно

$$F_{\text{min}} = \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{5658481,7}}{85} = 28,0 \text{ мм}^2 < F_{\text{реал}} = 35,0 \text{ мм}^2$$

где $C = 85 \text{ А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}/\text{мм}^2$ (для линий до 10 кВ с алюминиевыми жилами) – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника [3, стр. 42];

$F_{\text{реал}} = 35 \text{ мм}^2$ - сечение линии, питающей подстанцию.

Таким образом, предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит. Оставляем ранее выбранное сечение.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

В системах электроснабжения могут возникать режимы, характеризующиеся электрическими, тепловыми и механическими нагрузками, превышающие нагрузки нормального режима работы и представляющие опасность для элементов системы электроснабжения. Правильно выбранное оборудование – залог надежной работы электрооборудования и всей системы электроснабжения.

4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Намечаем к установке выключатель типа ВВУ-35-40/2000

Параметры выключателя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ кА}$;

номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$;

ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$;

пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 40,0 \text{ кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;

полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}} = 0,07 \text{ с}$;

Проверка выключателя

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

- по току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{7815,5}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 128,9 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000,0 \text{ А}$$

- по отключающей способности $I_{\text{n,t}} < I_{\text{отк.ном}}$

$$I_{\text{n,t}} = 20,6 \text{ кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40,0 \text{ кА};$$

- по электродинамической стойкости $I_{\text{n,0}} < I_{\text{дин}}, i_{\text{уд}} < i_{\text{дин}}$

$$I_{n,0} = 20,6 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 46,9 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$$

$$\text{- по термической стойкости } B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з}} + t_{\text{отк.в}} + T_a) = 20,6^2 \cdot (1,2 + 0,07 + 0,020) = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-35/1000

Параметры разъединителя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$

амплитуда предельного сквозного тока $i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА};$

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25 \text{ кА};$

длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 4 \text{ с};$

Проверка разъединителя

$$\text{- по напряжению установки } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

$$\text{- по току } I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{max}} = 128,9 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А};$$

$$\text{- по электродинамической стойкости } i_{\text{уд}} < i_{\text{пр.с}}$$

$$i_{\text{уд}} = 46,9 \text{ кА} < i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА};$$

$$\text{- по термической стойкости } B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$B_k = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25,0^2 \cdot 4 = 2500,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем одностипное, т.е. все разъединители на высокой стороне будут одной марки и все выключатели на высокой стороне будут одной марки.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Выключатель ВВУ-35-40/2000	Разъединитель РДЗ-35/1000
$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35,0 \text{ кВ}$
$I_{max} = 128,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{n,t} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40,0 \text{ кА}$	-
$I_{n,0} = 20,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40,0 \text{ кА}$	-
$i_{уд} = 46,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100,0 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63,0 \text{ кА}$
$B_k = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Расчетные данные	Выключатель ВВУ-35-40/2000	Разъединитель
$U_{уст} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,0 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 451,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 4,3 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20,0 \text{ кА}$	
$I_{n,0} = 4,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20,0 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51,0 \text{ кА}$	
$B_k = 10,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, удобных для измерительных приборов и реле, отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 4.2 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э — 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э — 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	1,0	1,0
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э — 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Ваттметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТФЗМ35

Параметры трансформатора тока [8, стр. 295, табл. 5-9]

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$;

вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2 = 5 \text{ А}$;

ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 15 \text{ кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;

вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$;

класс точности 0,5.

- проверка трансформатора тока по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

- проверка трансформатора тока по току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{7815,5}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 128,9 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 200,0 \text{ А}$$

- проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,0}{5,0^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами (таблица 4.2).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,04 - 0,10 = 0,06 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [9, стр. 374].

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 12}{1,06} = 0,32 \text{ мм}^2,$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$ - удельное сопротивление алюминиевого провода [9, стр. 374];

$l_{\text{пр}} = 12 \text{ м}$ - длина провода [9, стр. 375].

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ [9, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 12}{4} = 0,085 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,085 + 0,10 = 0,225 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}.$$

- проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} = 46,9 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 63,0 \text{ кА};$$

- проверка трансформатора тока на термическую стойкость $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 15,0^2 \cdot 3 = 675,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТА1 ТШЛ 10 Сторона НН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 451,2 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 2000,0 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 10,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 11,5 \text{ кА}$	Не проверяется
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$

Таблица 4.3 – Окончание

ТА2 ТФЗМ35 Сторона ВН трансформатора	$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35,0 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 128,9 \text{ А}$	$I_{max} = 200,0 \text{ А}$
	$B_k = 549,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 675,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 46,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63,0 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,225 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,200 \text{ Ом}$

4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высоконапряжения до стандартного значения 100 вольт, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр.371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.4 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	Потр. мощн.	
								$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ ВАр}$
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	4,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	0,02	-	-	-	4	0,08	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	-	-	-	4	0,08	0,0
Итого:								10,2	0,0

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{ном} = 10,0 \text{ кВ}$;

номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 120,0 \text{ В} \cdot \text{А}$;

класс точности 0,5.

- проверка трансформатора тока по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 10,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кВ};$$

- проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{\text{ном}}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,2^2 + 0,0^2} = 10,2 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа ЗНОМ-35

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ}$;

номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 150,0 \text{ В} \cdot \text{А}$;

класс точности 0,5.

- проверка трансформатора тока по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

- проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{\text{ном}}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0,0^2} = 19,0 \text{ В} \cdot \text{А} \leq S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q=4\text{мм}^2$ по условию механической прочности [9, стр. 375].

4.4 Учет электрической энергии

Для присоединения точных измерительных приборов используются трансформаторы тока с классом точности – 0,2, для счетчиков денежного расчета – 0,5, для всех технических измерительных приборов – 1, для релейной защиты – 3 и 10.

Большое значение играет точность измерения потребленной электроэнергии, так как вопросы рационального и экономного расходования электроэнергии занимают важнейшую роль на промышленном предприятии. Одним из главных условий решения этих вопросов является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии. В качестве такой системы применим автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

АСКУЭ – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Система АСКУЭ дает возможность связать планирование энергозатрат спланом выпуска готовой продукции, а также точно определить расход энергоресурсов и выделить его в себестоимости конечного продукта производства. Кроме этого, АСКУЭ позволяет видеть моменты простоя и перегрузки работы предприятия, утечки электроэнергии, что помогает скорректировать работу и повысить экономическую эффективность предприятия, автоматизировать сбор данных.

Основными функциями АСКУЭ является:

- непрерывный опрос счетчиков электроэнергии устройством сбора данных;
- дистанционная запись тарифных расписаний в приборы учета по отложенному заданию;
- автоматическая коррекция текущего времени для каждого счетчика по внутренним часам сервера сбора данных;

- хранение даты и времени начала эксплуатации;
- возможность дистанционного отключения нагрузки;
- организация прозрачного канала связи для работы со счетчиками при помощи конфигурационного программного обеспечения;
- определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе, на основе сведения балансов отпущенной и потребленной энергии за интервалы времени;
- передача данных о потребленной электроэнергии в биллинговые системы;
- технический учет расхода электроэнергии.

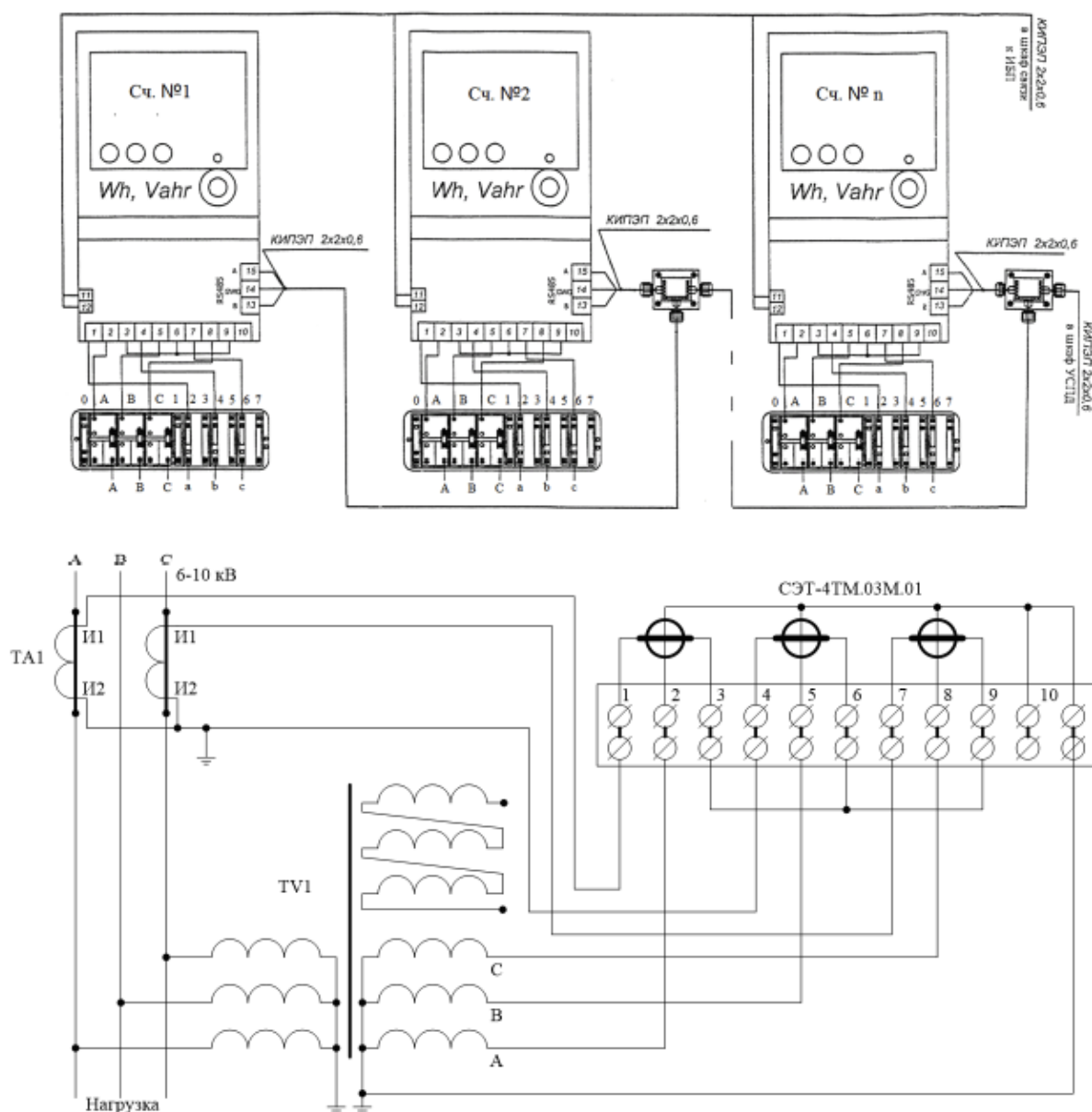


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания, определяются расчётные электрические нагрузки, выбирается схема и способ прокладки сети.

Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

Производится выбор аппаратов защиты и силовой распределительной сети, согласия с аппаратами защиты.

Для участка сети проектируемого объекта строится карта селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприёмника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения.

5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники

В качестве аппаратов защиты принимаем автоматические выключатели серии ВА с электромагнитным расцепителем для защиты линии от токов КЗ и тепловым для защиты от перегрузки.

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения. Сечения кабелей согласовываются с действием аппаратов защиты.

Для питания распределительных пунктов и отдельных электроприемников принимаем кабель марки АВВГ с прокладкой на лотках по стенам. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего выключателя ТП

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{p.пс} = 1399,7 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{p.ПС} = \frac{S_{p.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1399,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2129,1 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{п/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 957,2 = 1340,1 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{пик.ПС} = I_{пик}^{max.ПС} + I_{p.ПС} - I_p^{max.ПС} = 1489,1 + 2129,1 - 714,1 = 2904,1 \text{ А}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 45 с параметрами

$$I_{ном.ав} = 3000 \text{ А, } I_{тепл} = 3000 \text{ А, [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

- проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 3000 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{p.ПС} = 1,1 \cdot 2129,1 = 2342,01 \text{ А}$$

- проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 3000,0 = 6000,0 \text{ А} > I_{п/ав.тр} = 2904,1 \text{ А}$$

- проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 1,25 \cdot 2904,1 = 3630,1 \text{ А}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{1,25 \cdot 2904,1}{3000} = 1,21$$

принимаем $K = 2,0$ Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{з.0} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 3000,0 = 6000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot 2904,1 = 3630,1 \text{ А}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_p = 479,8 \text{ А, } I_{пик} = 1437,0 \text{ А}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА74 – 43 с параметрами

$I_{\text{ном.ав}} = 1600 \text{ А}$, $I_{\text{тепл}} = 1600 \text{ А}$, [3, стр. 87, табл. П.2.3].

- проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 1600 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{р.ПС}} = 527,8 \text{ А}$$

- проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1,25 \cdot 1437,0 = 1796,3 \text{ А}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{1796,3}{1600} = 1,13$$

принимаем $K = 2$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,0 \cdot 1600,0 = 3200,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1796,3 \text{ А}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(1×300)

$I_{\text{доп}} = 555,0 \text{ А}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

- проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 555,0 \text{ А} > I_{\text{р}} = 527,8 \text{ А}$$

согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 555,0 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 500,0}{1} = 500,0 \text{ А}$$

где I_3 - ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$K_{\text{прокл}}$ - поправочный коэффициент на условие прокладки (для нормальных условий принимается равным 1);

K_3 - кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ).

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 5.1 (для распределительных пунктов) и таблицу 5.2 (для отдельных электроприемников).

Таблица 5.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

Участок	$\frac{I_p}{I_{\text{пик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$	Автомат			Способ прокладки	K_3	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	$\cos\varphi$	ΔU_0	ΔU_p
				К	$\frac{I_{\text{тепл}}}{I_{\text{э.о}}}$	Тип					$I_{\text{доп}}$	марка				
	A	A	A	-	A	-		-	-	A	A	-	км	-	%	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отходящий выключатель ТП	$\frac{1329,3}{2049,8}$	1462,3	2562,3	2,0	$\frac{1600}{3200,0}$	ВА74 – 43	На лотках	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТП – ПР1	$\frac{95,6}{513,8}$	105,2	642,3	5,0	$\frac{130}{650,}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0,030	0,61	0,152	0,43
ТП – ПР2	$\frac{348,7}{1069,2}$	383,5	1336,5	4,0	$\frac{400}{1600,0}$	ВА74 – 29		1	1	400	400	АВВГ-1(4х120)	0,020	0,56	0,100	0,71
ТП – ПР3	$\frac{45,9}{216,6}$	50,5	270,7	2,5	$\frac{130}{325}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0,005	0,60	0,152	0,04
ТП – ПР4	$\frac{224,5}{429,4}$	247,0	536,7	2,5	$\frac{260}{650}$	ВА74 – 40		1	1	260	270	АВВГ-1(4х185)	0,009	0,90	0,085	0,16
ТП – ПР5	$\frac{94,3}{512,6}$	103,8	640,7	5,0	$\frac{130}{650}$	ВА74 – 40		1	1	130	140	АВВГ-1(4х70)	0,020	0,73	0,169	0,32

Таблица 5.2 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

Приемник	$P_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{пуск}}$	$1,1 \cdot I_{\text{ном}}$	$1,25 \cdot I_{\text{пуск}}$	Автомат				$K_{\text{пр}}$	K_3	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель	
						К	$I_{\text{тепл}}$	$I_{\text{э.о}}$	Тип				$I_{\text{доп}}$	марка
	кВт	А	А	А	А	-	А	А	-	-	-	А	А	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПП – 1														
АВО газа	15,0	31,7	221,6	34,87	277,0	8,0	40,0	320,0	ВА13-29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ-1(4х10)
Компрессор	146,0	320,0	1640,0	352,0	2050,0	6,0	400,0	2400,0	ВА52-39	1,0	1,0	400,0	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25,0	71,1	355,7	78,2	444,6	6,0	80,0	480,0	ВА57-35	1,0	1,0	80,0	400	АВВГ-2(4х100)
ПП – 2														
Кран-балка ПВ=25%	12,5	85,4	426,8	93,94	533,5	8,0	100,0	800,0	ВА57-35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ-1(4х50)
Кран-балка ПВ=40%	15,8	85,4	426,8	93,94	533,5	8,0	100,0	800,0	ВА57-35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ-1(4х50)
Вентиляция	7,5	15,8	110,8	17,3	138,5	6,0	25,0	150,0	ВА13-29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 3														
АВО газа	15,0	31,7	221,6	34,8	277,0	8,0	40,0	320,0	ВА13-29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ-1(4х10)
Компрессор	146,0	320,0	1640,0	352,0	2050	6,0	400,0	2400,0	ВА52-39	1,0	1,0	400,0	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25,0	71,1	355,7	78,1	444,6	8,0	80,0	640,0	ВА57-35	1,0	1,0	80,0	90	АВВГ-1(4х35)
Вентиляция	7,5	15,8	110,8	17,3	138,5	6,0	25,0	150,0	ВА13-29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 4														

Эл. задвижка	12,0	31,5	157,6	34,6	197,0	6,0	40,0	240,0	BA13-29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ-1(4х10)
Универсально-фрезерный станок	6,6	18,8	93,9	20,6	117,3	6,0	25,0	150,0	BA13-29	1,0	1,0	25,0	40	АВВГ-1(4х4)
Сварочный аппарат	5,0	16,0	48,0	17,6	60,0	6,0	25,0	150,0	BA13-29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ-1(4х4)
Вентиляция	5,0	10,6	73,9	11,6	92,3	6,0	25,0	150,0	BA13-29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ-1(4х4)
ПП – 5														
АВО газа	15,0	31,7	221,6	34,8	277,0	8,0	40,0	320,0	BA13-29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ-1(4х10)
Компрессор	146,0	320,0	1640,0	352,0	2050,0	6,0	400,0	2400,0	BA52-39	1,0	1,0	400,0	90	АВВГ-1(4х35)
Насос	25,0	71,1	355,7	78,2	444,6	6,0	80,0	480,0	BA57-35	1,0	1,0	80,0	400	АВВГ-2(4х100)
Вентиляция	7,5	15,8	110,8	17,3	138,5	6,0	25,0	150,0	BA13-29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ-1(4х4)

5.2 Построение эпюры отклонения напряжения

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонение напряжений не должен превышать $\pm 5\%$ от номинального значения. На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

$$P_{\text{НОМ}} = 85,0 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{НОМ}} = 147,2 \text{ кВАр}, \quad S_{\text{НОМ}} = 170,0 \text{ кВА}.$$

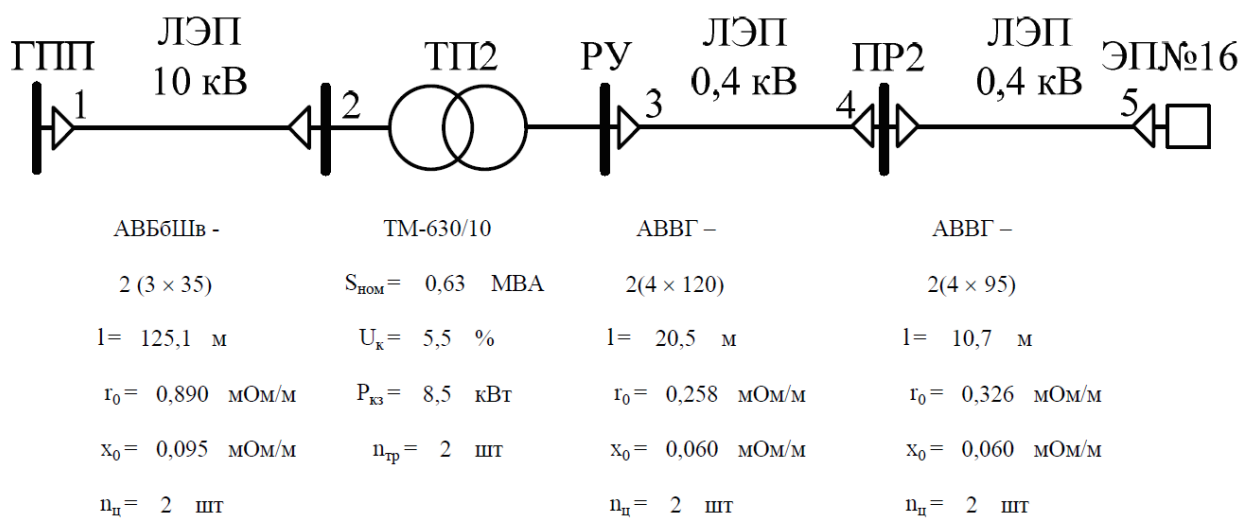


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,890 \cdot 125,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,056 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,095 \cdot 125,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,006 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum R_{\text{ц,ТП}} = 716,4 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 496,4 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12,\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{716,4 \cdot 0,056 + 496,4 \cdot 0,006}{10 \cdot 10,5^2} = 0,039 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,039 \cdot \frac{10500}{100} = 4,1 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 4,1 = 10495,9 \text{ В.}$$

Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100}{S_{ном.тр}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349,$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,349^2} = 5,332.$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{716,4}{2 \cdot 630} = 0,569.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1,56 + 0,57^2 \cdot 8,5) = 8,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (12,6 + 0,57^2 \cdot 34,7) = 47,6 \text{ кВар}.$$

Активная, реактивная и полная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{тр} = 716,4 - 8,6 = 707,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{тр} = 496,4 - 47,6 = 448,8 \text{ кВар}.$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{707,8^2 + 448,8^2} = 838,1 \text{ кВА}.$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{707,8}{838,1} = 0,845,$$

$$\sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{448,8}{838,1} = 0,536,$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned}\Delta U_{23,\%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos\varphi + U_p \cdot \sin\varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin\varphi - U_p \cdot \cos\varphi) \\ &= 0,569 \cdot (1,349 \cdot 0,845 + 5,332 \cdot 0,536) + \frac{0,569^2}{200} \\ &\quad \cdot (1,349 \cdot 0,536 - 5,332 \cdot 0,845) = 2,265 \text{ \%}.\end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 2,265 \cdot \frac{10495,9}{100} = 237,8 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10495,9 - 237,8 = 10258,2 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3 с учетом коэффициента трансформации

$$U_3^{\text{нн}} = U_3 = 400 \cdot \frac{10258,2}{10500} = 390,8 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0026 \text{ Ом,}$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 20,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0006 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{пр}} = 183 \text{ кВт, } Q_{34} = Q_{\text{пр}} = 138,5 \text{ кВар.}$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{183,0 \cdot 0,0026 + 138,5 \cdot 0,0006}{10 \cdot 0,391^2} = 0,372 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,372 \cdot \frac{390,8}{100} = 1,5 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 390,8 - 1,5 = 389,3 \text{ В.}$$

Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,326 \cdot 10,7}{2} \cdot 10^{-3} = 0,002 \text{ Ом},$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 10,7}{2} \cdot 10^{-3} = 0,000 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{ном}} = 85,0 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = Q_{\text{ном}} = 147,2 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45, \%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{85,0 \cdot 0,002 + 147,2 \cdot 0,000}{10 \cdot 0,389^2} = 0,129 \text{ \%}.$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45, \%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,129 \cdot \frac{389,3}{100} = 0,5 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{45} = 389,3 - 0,5 = 388,8 \text{ В}.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
P_i , кВт	716,4	707,8	183,0	85,0
Q_i , кВАр	496,4	448,8	138,5	147,2
S_i , кВА	871,6	838,1	229,5	170,0
R_i , Ом	0,056	-	0,003	0,002
X_i , Ом	0,006	-	0,001	0,000
$\cos \varphi$	-	0,845	-	-
$\sin \varphi$	-	0,536	-	-
$\beta_{\text{т}}$	-	0,569	-	-
$U_{\text{а}}$, %	-	1,349	-	-
$U_{\text{р}}$, %	-	5,332	-	-
ΔU_i , %	0,039	2,265	0,372	0,129
ΔU_i , В	4,1	237,8	1,5	0,5
Минимальный режим нагрузки				
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
P_i , кВт	435,6	430,4	111,3	85,0

Q_i , кВАр	248,7	215,2	69,4	147,2
S_i , кВА	501,6	481,2	131,1	170,0
R_i , Ом	0,056	-	0,0026	0,002
X_i , Ом	0,006	-	0,0006	0,000
$\cos\varphi$	-	0,894	-	-
$\sin\varphi$	-	0,447	-	-
β_T	-	0,346	-	-
U_a , %	-	1,349	-	-
U_p , %	-	5,332	-	-
ΔU_i , %	0,023	1,239	0,216	0,126
ΔU_i , В	2,4	130,1	0,9	0,5
Послеаварийный режим нагрузки				
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
P_i , кВт	716,4	703,9	183,0	85,0
Q_i , кВАр	496,4	439,0	138,5	147,2
S_i , кВА	871,6	829,5	229,5	170,0
R_i , Ом	0,111	-	0,003	0,002
X_i , Ом	0,012	-	0,001	0,000
$\cos\varphi$	-	0,848	-	-
$\sin\varphi$	-	0,529	-	-
β_T	-	1,137	-	-
U_a , %	-	1,349	-	-
U_p , %	-	5,332	-	-
ΔU_i , %	0,078	4,486	0,390	0,135
ΔU_i , В	8,2	470,6	1,5	0,5

По результатам расчетов строим эпюру отклонения напряжения. Эпюра представлена на рисунке 5.2.

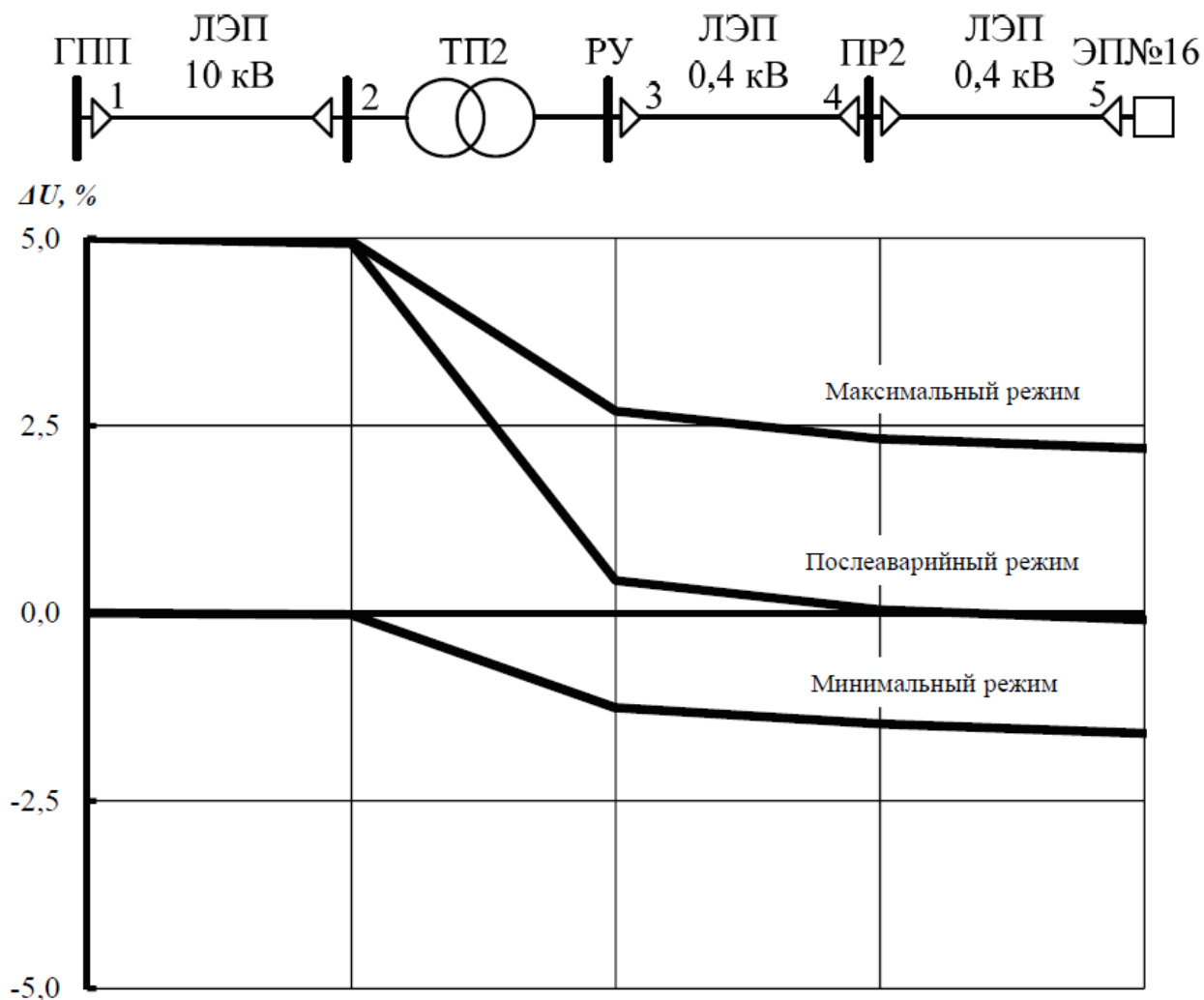


Рисунок 5.2 – Эпюры отклонений напряжения

Из эпюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

- напряжение на шинах ЦТП считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- при расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;
- расчет ведем в именованных единицах;
- напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП2 – ПР2 – ЭП №16.

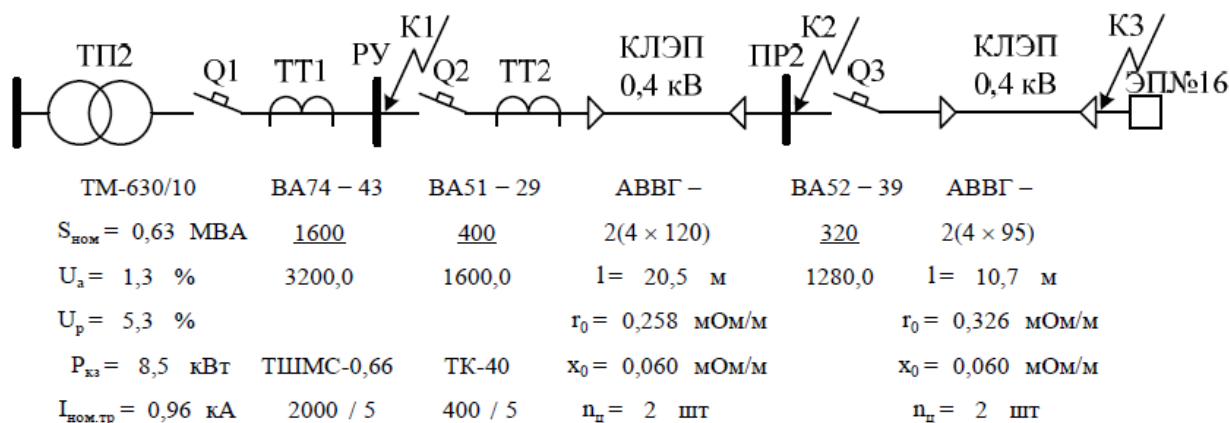


Рисунок 5.3 – Расчетная схема

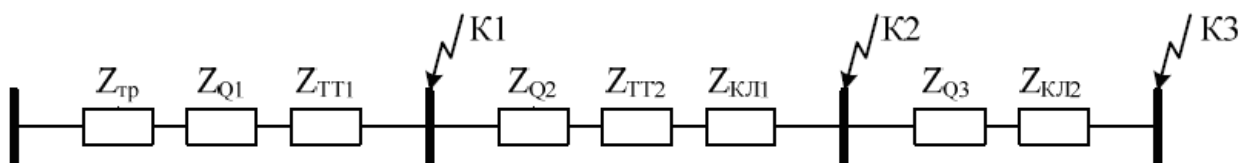


Рисунок 5.4 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{\text{тр}} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{1,349}{100} \cdot \frac{400^2}{1} = 3,4 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{5,332}{100} \cdot \frac{400^2}{1} = 13,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{3,4^2 + 13,5^2} = 14,0 \text{ мОм}.$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, поэтому, сопротивление автомата Q1 не учитываем.

Автоматы Q2, Q3

$$Z_{Q2} = \sqrt{R_{Q2}^2 + X_{Q2}^2} = \sqrt{0,74^2 + 0,55^2} = 0,9 \text{ мОм}.$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{R_{Q3}^2 + X_{Q3}^2} = \sqrt{1,30^2 + 0,86^2} = 1,6 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока коэффициентом трансформации >1000/5 не учитывается, поэтому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$Z_{\text{ТТ2}} = \sqrt{R_{\text{ТТ2}}^2 + X_{\text{ТТ2}}^2} = \sqrt{0,36^2 + 0,28^2} = 0,5 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{КЛ1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} = 2,6 \text{ мОм,}$$

$$X_{\text{КЛ1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,060 \cdot 20,5}{2} = 0,6 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{КЛ1}} = \sqrt{R_{\text{КЛ1}}^2 + X_{\text{КЛ1}}^2} = \sqrt{2,6^2 + 0,6^2} = 2,7 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{КЛ2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,326 \cdot 10,7}{2} = 1,7 \text{ мОм,}$$

$$X_{\text{КЛ2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,060 \cdot 10,7}{2} = 0,3 \text{ мОм.}$$

$$Z_{\text{КЛ2}} = \sqrt{R_{\text{КЛ2}}^2 + X_{\text{КЛ2}}^2} = \sqrt{1,7^2 + 0,3^2} = 1,8 \text{ мОм.}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{\text{К1}} = Z_{\text{тр}} = 14,0 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$Z_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1}}} = \frac{400,0}{\sqrt{3} \cdot 14,0} = 16,5 \text{ кА.}$$

Постоянная времени

$$T_a = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{13,5}{314 \cdot 3,4} = 0,0126 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0126}} = 1,452.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{\text{уд.К1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,452 \cdot 16,5 = 33,9 \text{ кА.}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{K1} , мОм	$k_{уд1}$	T_a , с	I_K , А	$i_{уд}$, кА
K1	14,0	1,452	0,0126	16,5	33,9
K2	18,1	1,223	0,0067	12,8	22,1
K3	21,4	1,138	0,0050	10,8	17,4

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства (при его наличии);
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП2	ПР2	Вентиляция
Расчетный ток I_M , А	1329,3	348,7	-
Пиковый ток $I_{пик}$, А	2049,8	1069,2	-
Номинальный ток $I_{ном}$, А	-	-	271,9
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	-	-	815,6
Ток КЗ I_K , А	16533,2	12789,2	10796,8
Тип аппарата	ВА74-43	ВА51-29	ВА52-39
Условия срабатывания по току			
- при перегрузке $I_{ном.расц}$, А	1600,0	400,0	320,
- при КЗ $I_{кз}$, А	3200,0	1600,0	1280,0
Условия срабатывания по времени, с	0,1	0,02	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 5.5.

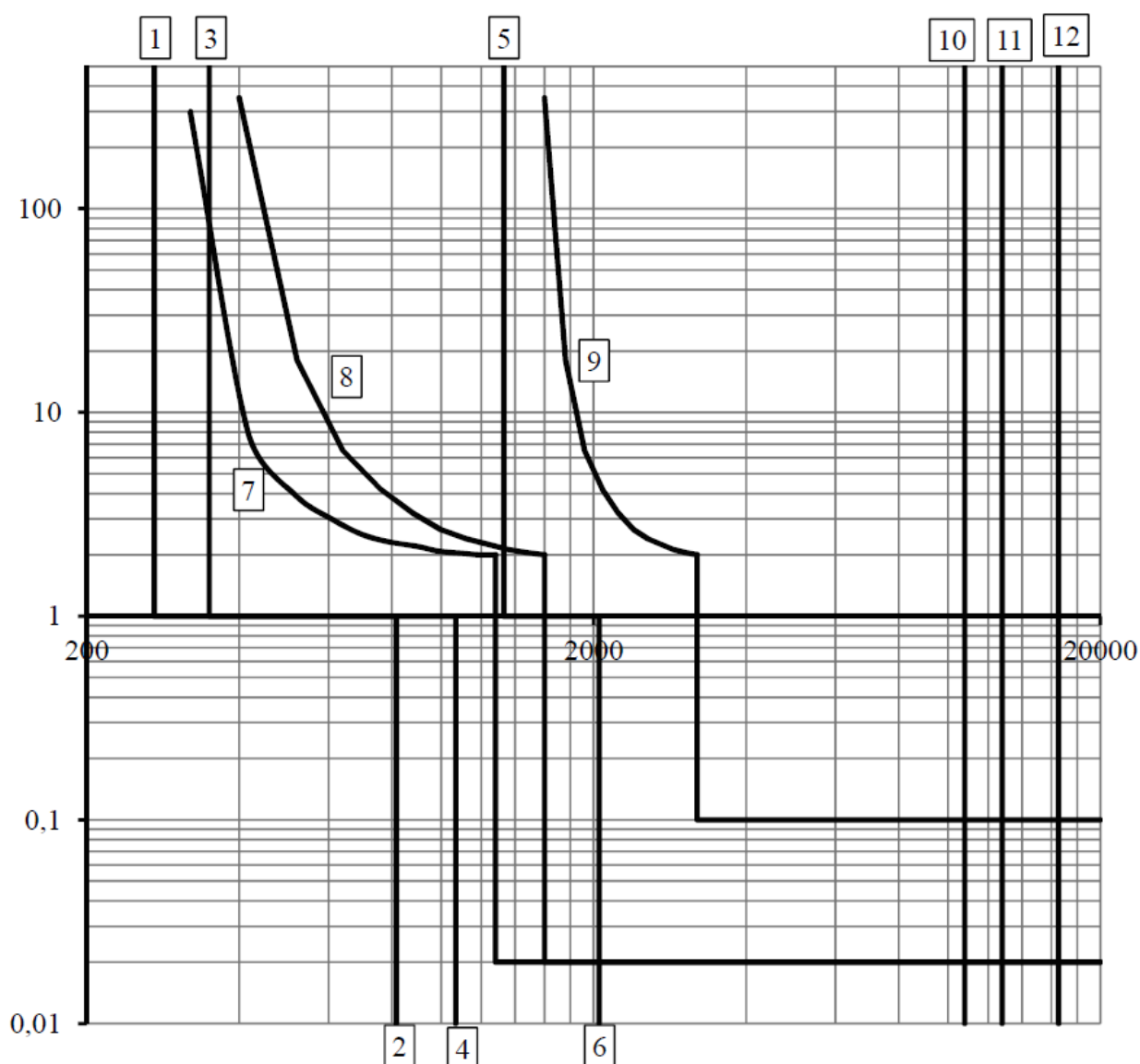


Рисунок 5.5 – Карта селективности действия аппаратов защиты

1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника; 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 – расчетный ток ТП; 6 – пиковый ток ТП; 7 – автомат электроприемника; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП; 10 – КЗ в точке К3; 11 – КЗ в точке К2; 12 – КЗ в точке К1.

5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения.

Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП2 – ПР2 – ЭП №16.

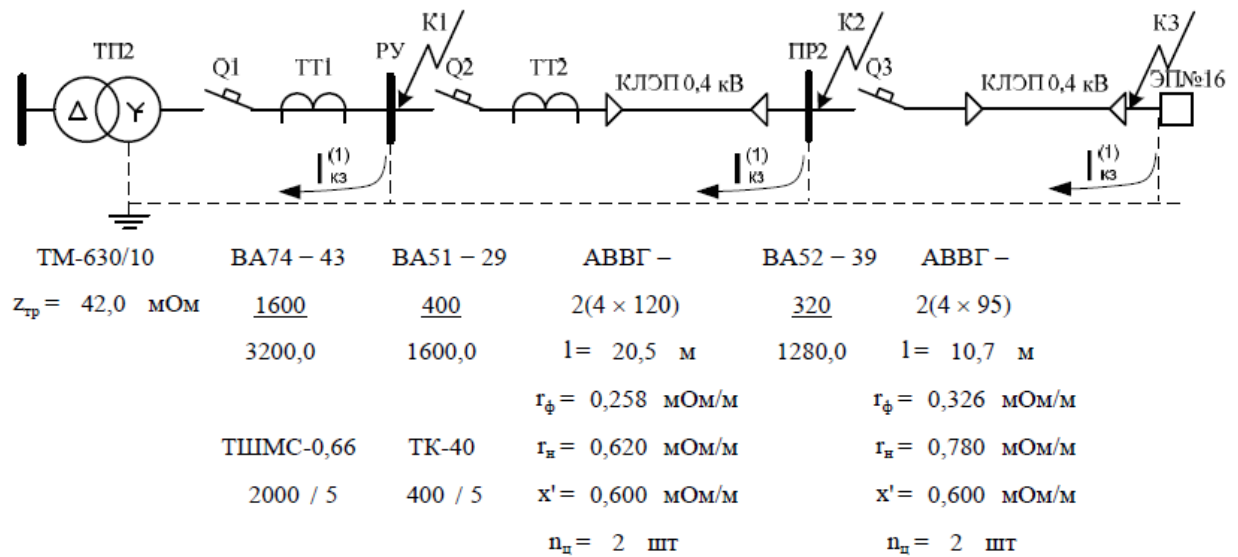


Рисунок 5.6 – Расчетная схема

Сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус

[2, стр. 60, табл. 4.6]

$$\frac{Z_{тр}}{3} = \frac{42,0}{3} = 14,0 \text{ мОм.}$$

Автоматы Q2, Q3

$$R_{Q2} = 0,74 \text{ мОм, } X_{Q2} = 0,55 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q3} = 1,30 \text{ мОм, } X_{Q3} = 0,86 \text{ мОм,}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,36 \text{ мОм, } X_{ТТ2} = 0,28 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\pi}} = \frac{0,258 \cdot 20,5}{2} = 2,6 \text{ мОм,}$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{н1} = \frac{r_{н} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 20,5}{2} = 6,3 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X_{1} = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 20,5}{2} = 6,1 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{ф2} = \frac{r_{ф} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,326 \cdot 10,7}{2} = 1,7 \text{ мОм},$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{н2} = \frac{r_{н} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,780 \cdot 10,7}{2} = 4,2 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X_{2} = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 10,7}{2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги в точке КЗ [2, стр. 61]

$$R_{д} = 0,03 \text{ мОм}.$$

Сопротивление питающей системы [2, стр. 61]

$$X_{с} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления

X"учитывается только для проводов, выполненных из стали [2, стр. 61].

Для расчета тока однофазного КЗ рекомендуется упрощенная формула

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{ф}}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{н}},$$

где $U_{ф}$ - фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопротивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{н1} = \sqrt{R_{д}^2 + X_{с}^2} = \sqrt{0,03^2 + 3,2^2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{тр}}}{3} + Z_n} = \frac{220}{14,0 + 3,2} = 12,8 \text{ кА.}$$

Проверка условия

$$I_{\text{к}}^{(1)} = 12,8 \text{ кА} > 3 \cdot I_{\text{ном.расц}} = 3 \cdot 1600,0 = 4,8 \text{ кА,}$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на ТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$I_{\text{к}}$, кА	$3 \cdot I_{\text{ном.расц}}$, кА
К1	3,2	12,80	4,8
К2	14,3	7,79	1,20
К3	22,4	6,04	0,96

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является подтверждение целесообразности разработки технического проекта, отвечающего всем нынешним требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели в данном разделе рассмотрены следующие задачи:

- составление SWOT-анализа работы компрессорной станции трассы газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск;
- планирование технико-конструкторских работ;
- определение ресурсной эффективности проекта.

6.1 SWOT-анализ работы компрессорной станции трассы газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск

SWOT – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, которые помогают оценить возможности, угрозы сильных и слабых сторон.[15]

Для того что бы найти сильные и слабые стороны проведем SWOT–анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 6.1).

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения:

С – сильные стороны проекта;

Сл– слабые стороны проекта;

В – возможности;

У – угрозы;

Таблица 6.1 – Составление предварительной матрицы SWOT

	Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта
	С1: Низкая цена элементов схемы С2: Высокая надёжность электроснабжения потребителей С3: Высокая эргономичность С4: Низкая материалоемкость С5: Высокая ремонтпригодность	Сл1. Надежность электроснабжения Сл2. Доступность токоведущих частей Сл3: Низкая безопасность Сл4: Низкая энергоэффективность
Возможности		
В1: Прокладка кабелей в эстакадах В2: Снижение расходов на используемое оборудование В3: Повышение стоимости конкурентных разработок В4: Растущая заинтересованность инвесторов	В1С1; С3; С5; В2С1; В3С1; В4С1;	В1Сл1; Сл2; Сл3; В4Сл3; Сл4;
Угрозы		
У1: Значительное увеличение стоимости схемы У2: Повышение цен на компоненты системы У3: Усовершенствования конкурентных технических решений У4: Снижение спроса	У1С1 У2С1; С4;	У3Сл3; Сл4; У4Сл2; Сл3; Сл4;

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. При построении интерактивных матриц используются обозначения аналогичные самой матрицы SWOT с дополнением знаков (+,-) для подробного представления наличия возможностей и угроз

проекта («+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие). Результаты второго этапа SWOT анализа представлены в табл. 6.2-6.3.

Таблица 6.2 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
B1	+	-	+	-	+
B2	+	-	-	-	-
B3	+	-	-	-	-
B4	+	-	-	-	-
Возможности	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	-
B1	+	+	+	-	
B2	-	-	-	-	
B3	-	-	-	-	
B4	-	-	+	+	

Таблица 6.3 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
У1	+	-	-	-	-
У2	+	-	-	+	-
У3	-	-	-	-	-
У4	-	-	-	-	-
Угрозы	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	-
У1	-	-	-	-	
У2	-	-	-	-	
У3	-	-	+	+	
У4	-	+	+	+	

В результате проведения SWOT – анализа были рассмотрены сильные и слабые стороны технического проекта:

- Риск снижения спроса – одна из основных угроз проекта, которая коррелирует со всеми его слабыми сторонами;
- Слабые стороны ликвидируемы за счет усовершенствования конструкции схемы;

- Для минимизации угроз необходимо обратить внимание на недостатки данной конфигурации сети электроснабжения, а именно доступность токоведущих частей, низкая энергоэффективность и ремонтпригодность;
- Кроме того, необходимо акцентировать внимание на сильные стороны проекта, такие как экономичность, надёжность и эргономика;
- Прокладка кабелей в эстакадах – одно из наиболее весомых технических решений, относящихся к возможностям проекта, т.к. оно взаимосвязано с большинством сильных сторон;
- За счёт модификации схемы, а именно использования такого способа прокладки кабелей, как прокладка в эстакадах, можно скомпенсировать такие слабости, как доступность токоведущих частей и низкая безопасность;

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что прокладка в эстакадах позволит получить наибольшую отдачу от данного проекта. Благодаря прогрессирующим разработкам в области электроэнергетики и электротехники, совершенствованию конструкций аппаратуры и энергоэффективности материалов негативные факторы могут быть минимизированы.

6.2 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования системы электроснабжения компрессорной станции трассы газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск

6.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 6.4:

№ 1 – Ознакомление с производственной документацией – включает в себя изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к проекту, составление задания и плана;

№ 2 – Подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом работы, изучение различных источников, касающихся различных сторон технического проекта;

№ 3 – Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия – расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм;

№ 4 – Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН – выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок;

№ 5 – Выбор трансформаторов подстанций – выбор защитной аппаратуры, подбор трансформаторов согласно картограммы нагрузок;

№ 6 – Расчет внутризаводской сети предприятия – построение схемы внутризаводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.

№ 7 – Моделирование электроснабжения компрессорной станции – создать модель электроснабжения ремонтно-механического цеха компрессорной станции трассы газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск с использованием профильных САПР.

№ 8 – Оценка эффективности полученных результатов – проверка соответствия выполненного проекта исходным требованиям с учетом ресурсо- и энергоэффективности;

№ 9 – Составление пояснительной записки – оформление результатов проектной деятельности;

№ 10 - Проверка выпускной квалификационной работы руководителем - в рамках учебно-практической работы, включает в себя окончательную проверку руководителем, устранение недочетов дипломником.

№11–Подготовка к защите ВКР – подготовка презентации, согласование с преподавателем для защиты перед комиссией.

Таблица 6.4 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Ознакомление с производственной документацией	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования завода	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Расчеты и проектирование системы электроснабжения площадки сбора нефти	3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Дипломник, научный руководитель
	4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Дипломник, научный руководитель
	5	Выбор трансформаторов подстанций	Дипломник, научный руководитель
	6	Расчет внутризаводской сети предприятия	
	7	Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник, Научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	9	Составление пояснительной записки	Дипломник
	10	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель
Сдача выпускной квалификационной работы	11	Подготовка к защите ВКР	Дипломник, Научный руководитель

В результате определения структуры работ в рамках технического проекта было выявлено шесть основных этапов (разработка технического задания, выбор направления технического проектирования завода, расчеты и проектирование системы электроснабжения площадки сбора нефти, обобщение и оценка результатов, оформление отчета по техническому проектированию, сдача выпускной квалификационной работы) и 11 работ.

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения ТП

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проектирования.

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула [15]:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (6.1)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, дн;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), дн.

6.2.3 Порядок составления этапов подготовки производства и распределение исполнителей

В таблице 6.5 представлены порядок перечень этапов, временные показатели проведения работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта.

Таблица 6.5 – Продолжительность работ, раб.дн.

Название работы	Исполнители	Минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы	Максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы	Ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы
Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	3	7	5
Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	19	23	21
Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	17	25	20
Выбор трансформаторов подстанций	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	21	17
Расчет внутризаводской сети предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	3	6	4
Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	18	16
Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	6	8	7

Таблица 6.5 – Окончание.

Составление пояснительной записки	Дипломник	3	12	7
Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	1	1	1
Сдача и защита выпускной квалификационной работы	Научный руководитель	1	3	2
	Дипломник	2	4	3

6.2.4. Разработка графика проведения технического проекта

В рамках планирования технического проекта необходимо построить ленточный график проекта.

Диаграмма Ганта – представляет собой ленточную диаграмму, которая имеет две шкалы: шкала выполняемых задач и временная шкала. В соответствии со сроком, отведенным по проекту каждой задаче, он откладывается на временной шкале.

В результате построения ленточного графика проведения технического проекта в диаграмме Ганта (таблица 6.6), был наглядно и детально представлен перечень этапов, работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта. Данный ленточный график достаточно удобен в построении, прост в прочтении и наглядно отражает затраченное время этапы работы.

-Продолжительность выполнения технического проекта заняла 12 декад, начиная со второй декады февраля и заканчивая первой декадой июня.

-Продолжительность выполнения технического в календарных днях заняла 100 дней.

100 дней – продолжительность выполнения работ дипломника;

10дней – продолжительность выполнения работ научного руководителя;

6.3 Составление сметы технического проекта

При планировании сметы технического проекта (ТП) должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования сметы ТП используется группировка затрат по следующим статьям:

- расходы на материалы и комплектующие изделия;
- полная заработная плата исполнителей ТП;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Материальные затраты на комплектующие, провода, шлейфы и т.д. не рассчитываются, так как они укомплектованы вместе с оборудованием.

6.3.1 Расчет материальных затрат технического проекта

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (6.2)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении технического проекта;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (натур.ед.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./натур.ед.);

К материальным затратам можно отнести: бумага, ручка, корректор, USB-накопитель, блокнот, линейка, мультимедийная флешка.

Стоимость материальных затрат приведена в таблице 6.7.

Таблица 6.6 Диаграмма Ганта.

№ ра боты	Содержание работ	Исполнители*	Продолжи- тель- ность, дн	Продолжительность выполнения работ по декадам											
				Февраль		Март			Апрель			Май			Июнь
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Составление и утверждение технического задания	Р	1	-											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Д	5	-											
3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Р	1			-									
		Д	21		-	-									
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Р	1					-							
		Д	20			-	-								
5	Выбор трансформаторов подстанций	Р	1							-					
		Д	17					-	-						
6	Расчет внутризаводской сети предприятия	Р	1								-				
		Д	4							-					
7	Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Р	1										-		
		Д	16							-	-				
8	Оценка эффективности полученных результатов	Р	1											-	
		Д	7									-			
9	Составление пояснительной записки	Д	7											-	
10	Проверка выпускной квалификационной работы	Р	1											-	
11	Сдача и защита выпускной квалификационной работы	Р	2											-	
		Д	3											-	

Таблица 6.7 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (Зм), руб.
Бумага	Лист	150	2,5	375
Ручка	Шт.	1	60	60
USB накопитель	Шт.	1	305	305
Линейка	Шт.	1	85	85
Мульти фора	Шт.	10	2	20
Блокнот	Шт.	1	100	100
Корректор	Шт.	1	55	55
Итого:				1000

6.3.2 Полная заработная плата исполнителей

В этом разделе рассчитывается основная и дополнительная заработная плата всех исполнителей, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Полная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{полн} = З_{осн} + З_{доп} \quad (6.3)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Основная заработная плата исполнителей рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p \quad (6.4)$$

где $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$Т_p$ – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{тс}} + З_{\text{р.к.}}}{F_{\text{д}}} \dots\dots\dots (6.5)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$З_{\text{р.к.}}$ – доплата с учетом районного коэффициента (30 %), руб.;

$F_{\text{д}}$ – количество рабочих дней в месяце (принимается равным 26), раб.дн.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6.8.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают выплаты, связанные с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Таблица 6.8 Расчет основной заработной платы исполнителей.

Исполнитель	Оклад, руб.	Районная доплата, руб.	Зарплата месячная, руб.	Среднедневная заработная плата, руб.	Продолжительность работ, раб. дн.	Основная заработная плата, руб.
Руководитель	24960	7488	32448	1248	10	12480
Дипломник	12300	3690	15990	615	100	61500
Итого						73980

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \dots\dots\dots (6.6)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15), руб.;

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 6.9.

Таблица 6.9 Расчет дополнительной и полной заработной платы.

Исполнитель	Коэффициент дополнительной заработной платы	Основная заработная плата, руб.	Полная заработная плата, руб.
Руководитель	0,15	12480	14300
Дипломник	0,12	61500	68900
Итого		73980	83200

6.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется как:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (6.7)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные страховые фонды составят:

$$З_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot 83,2 = 25,1 \text{ тыс. руб.}$$

6.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16% от общей суммы затрат.

6.4 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Структура затрат, %
1. Материальные затраты	1,0	0,7
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей	83,2	64,0
3. Отчисления во внебюджетные фонды	25,1	19,3
4. Накладные расходы	20,8	16,0
Итого	130,1	100,0

Исходя из представленной выше сметы, видно, что сумма затрат на выполнение технического проекта составляет 130,1тыс. руб. Заметим, что большую часть (64 %) всех затрат составляют затраты по полной заработной плате исполнителей.

6.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности [15]:

$$I_{p\ i} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.8)$$

где $I_{p\ i}$ – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i - весовой коэффициент разработки;

b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для оценки ресурсоэффективности проекта были подобраны критерии эффективности такие как:

- повышение производительности труда пользователя осуществляется путем автоматизации технологического процесса;
- удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей) – возможность диспетчеризации позволяет сократить количество осмотров системы за период эксплуатации;
- энергоэкономичность – применение в насосных установках частотно-регулируемого электропривода дает возможность использовать мощные насосы в режиме малых подач и уменьшить их количество;
- надежность – отсутствие избыточного напора воды: плавное изменение технологических параметров насоса (подачи и давления), позволяет повысить надежность гидравлической системы;
- уровень шума – применение частотно-регулируемого электропривода значительно снижает уровень шума насосной установки в режиме малых подач воды;
- безопасность – нет необходимости постоянного присутствия обслуживающего персонала, так как управление и мониторинг за работой насосного агрегата осуществляется дистанционно.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 4.11.

Таблица 6.11 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Повышение производительности труда пользователя	0,13	4
2. Удобство в эксплуатации	0,16	5
3. Энергоэкономичность	0,14	5
4. Надежность	0,18	5
5. Уровень шума	0,15	4
6. Безопасность	0,14	5
7. Ремонтопригодность	0,10	3
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технического проекта:

$$I_{pi} = 0,13 \cdot 4 + 0,16 \cdot 5 + 0,14 \cdot 5 + 0,18 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,14 \cdot 5 + 0,10 \cdot 3 = 4,52$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности, гибкости и безопасности позволяют судить о надежности системы.

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены, раскрыты и рассчитаны следующие вопросы:

-в результате проведения SWOT-анализа были выявлены как сильные, так и слабые стороны технического проекта. В таких случаях используют интерактивные матрицы возможностей и угроз. Анализ данных матрицы, установил, что соответствия угроз с сильными и слабыми сторонами имеют низкую вероятность, что нельзя сказать о возможностях. В итоге следует, что данный технический проект имеет несколько важных преимуществ, таких как высокая безопасность производства и энергоэффективность, которые обеспечат повышение производительности, безопасности и экономичности технического производства;

-при планировании технических работ была составлена ленточная диаграмма Ганта. Данная диаграмма позволяет оптимально спланировать время работы исполнителей проекта (руководителя и дипломника);

-составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта. По этим данным можно определить, стоит ли проводить дополнительные мероприятия по оптимизации затрат на проект или нет;

-оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала довольно высокий результат (4,52 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Глава 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Электро-технологический персонал производственных цехов и участков, не входящих в состав энергослужбы Потребителя, осуществляющий эксплуатацию электро-технологических установок и имеющий группу по электробезопасности II и выше, в своих правах и обязанностях приравнивается к электротехническому.

К самостоятельной работе допускаются лица, прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучение по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объеме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.

Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит мастер цеха. Повторный инструктаж рабочий получает - ежеквартально.

После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением мастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

Требования безопасности во время работы согласно ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

- одеть рабочую обувь и одежду;
- заизолировать имеющиеся повреждения кабелей, соединений, зажимов и заземления;

- работать только исправными, заизолированными инструментами;
- убрать посторонние предметы, мешающие свободному перемещению;
- не допускать присутствия посторонних лиц при электромонтажных и других работах;
- не привлекать к работе лиц, не имеющих необходимой группы допуска по электробезопасности;
- работать только в диэлектрических перчатках;
- при использовании лестницы привлекать подсобного рабочего;
- пользоваться постоянными и предупредительными плакатами: предостерегающими «Под напряжением – опасно для жизни», запрещающими «Не включать – работают люди», разрешающими «Работать здесь», напоминающими «Заземлено»;
- не допускать замасливания кабелей, попадания на них искр, воздействия высокой температуры и падения тяжёлых предметов.

На предприятии все работники проходят проверки на выполнение всех вышеуказанных требований безопасности. Также перед допуском к оборудованию каждый работник проходит соответствующие инструктажи.

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78. Оно должно занимать площадь не менее 4,5 м², высота помещения должна быть не менее 4 м, а объем - не менее 20 м³ на одного человека. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм.

Рабочее место работника в компрессорном цехе соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78.

7.2 Производственная безопасность

Охрана труда представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера.

В данной работе рассмотрен компрессорный цех в городе Сургут. В данном цехе оборудование, которое создает множество опасных и вредных факторов. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

7.2.1 Анализ опасных и вредных факторов

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти. Вредный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье

потомства. В зависимости от количественной характеристики (уровня, концентрации и др.) и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

При выполнении своих профессиональных обязанностей персонал цеха может столкнуться со следующими опасными производственными факторами:

1. Опасные факторы:

- механические травмы;
- поражения электрическим током.

.

2. Вредные факторы:

- низкая освещенность;
- шум;
- вибрации;
- отклонение параметров микроклимата.

7.2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Шум:

Шум наносит большой ущерб, вредно действует на организм человека и снижает производительность труда. Утомление рабочих из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм.

При нормировании шума используют два метода: нормирование по предельному спектру шума, нормирование уровня звука. Таким образом, шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значение

которых приведены в ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [22]. Поэтому для рабочих мест цеха допустимый уровень звукового давления в активной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц есть 80 дБ, а допустимый эквивалентный уровень звука 85 дБА. В данном компрессорном цехе процессе уровень шумов не выходит за нормативы.

Основным источником шума в цехе является гудение компрессоров. Шум, создаваемый компрессорами, не выходит за пределы норм. Никакие дополнительные средства защиты не предусмотрены.

Шум в рассматриваемом цехе может возникать только при использовании некоторых видов оборудования, поэтому применяются индивидуальные средства защиты от шума, а также звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями и укрытия в кожухи источников шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

Виброакустические вредные факторы:

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 12.1.012–2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [20], Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [21].

Таблица 7.1 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в активных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
	2	4	8	16	32,5	63
Технологическая	108	99	93	92	92	92

Вибрацию в рассматриваемом компрессорном цехе можно наблюдать при работе большинства оборудования. Для снижения уровня вибрации

производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и, в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установок.

Электробезопасность:

Нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, Правила устройства электроустановок [15] и Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок” (вступил в силу 4 августа 2014 года) [16].

В отношении опасности поражения электрическим током компрессорный цех в городе Сургут относится к объекту с повышенной опасностью, так как в цехе расположена трансформаторная подстанция. В компрессорном цехе отсутствует токопроводящая пыль и влажность, но есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой. (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ.)

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются:
 - а) Основные защитные средства:

–изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для ремонтных работ;
–изолирующие устройства и приспособления для работ на ВЛ с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, изолирующие тросы, канаты, корзины телескопических вышек, кабины для работы у провода и др.).

б) Дополнительные защитные средства:

–диэлектрические перчатки;
–диэлектрические боты;
–диэлектрические ковры;
–индивидуальные экранирующие комплекты;
–изолирующие подставки и накладки;
–диэлектрические колпаки;
–переносные заземления;
–оградительные устройства;
–плакаты и знаки безопасности.

2. Для работы с электроустановками ниже 1000 В применяются

а) Основные защитные средства:

–изолирующие и электроизмерительные клещи;
–указатели напряжения;
–диэлектрические перчатки;
–слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

б) Дополнительные защитные средства:

–диэлектрические боты;
–диэлектрические ковры;
–переносные заземления;
–изолирующие подставки и накладки;
–оградительные устройства;
–плакаты и знаки безопасности.

В компрессорном цехе имеется комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала находится полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности:

1. Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.
2. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.
3. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.
4. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
5. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
6. Оперативный журнал.
7. Журнал производства работ.
8. Журнал телефонограмм.
9. Журнал закороток.

В компрессорном цехе имеется список лиц административно – технического персонала утвержденный главным энергетиком предприятия, имеющих право единоличного осмотра цеха.

Основными мерами защиты на объекте от поражения током являются

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и д.р.;
- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок;

–применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты, предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- отключение электроустановки и электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение и вывешивание запрещающих, указательных, предупреждающих и предписывающих плакатов;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление, защитное заземление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

К основным организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ в электроустановках согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;

- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

Механические травмы:

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00 [16].

В рассматриваемом компрессорном цехе большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования; (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ, распределительные щиты-0,4кВ) При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация и средства индивидуальной защиты.

Освещение:

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [24]. Для безопасного продолжения работы, или выхода людей из помещений при внезапном отключении должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки.

На объекте предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. При этом аварийное освещение представляет около 10% от общего освещения.

Вдоль всех главных коридоров, лестничным клеткам и над пожарным краном, предусмотрены эвакуационные светильники, показывающие выход. Данные светильники оборудованы аккумуляторными батареями и приборами автоматики, так что при исчезновении напряжения в сети, автоматически включаются с помощью собственного источника питания.

Ремонтное освещение предусматривается в технических помещениях, и осуществлено переносными светильниками напряжением питания 36 В. Светильники подключаются с помощью штепсельной розетки, которая размещена в отдельном корпусе вместе с трансформатором 220/36В.

Микроклимат:

В обеспечении условий высоко производственного труда персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [17] и СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [18].

Таблица 7.2 – Допустимые нормы параметров микроклимата в компрессорном цехе.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t _{опт}				Если t°<t° _{опт}	Если t°>t° _{опт}
Холодный	Па	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Теплый	Па	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,1	0,4

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Таблица 7.3 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в компрессорном цехе

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ%	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19,0-21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20,0-22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Для рассматриваемого объекта установлены допустимые величины показателей микроклимата. Для холодного периода года используется

кондиционирование воздуха и отопление. Устройства систем вентиляции используются круглогодично. Теплозащитные экраны применяются по необходимости, в основном в теплый период.

Производственная вентиляция:

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха [19].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м³/ч.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается на входе тепловыми завесами, а охлаждается с помощью приточно-вытяжной вентиляции. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды, окружающей предприятие.

Защита от электромагнитных полей:

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются ГОСТ 12.1.002 – 84 "Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах" [23].

Источниками электромагнитных полей являются ВЛЭП, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики.

В рассматриваемом цехе некоторое технологическое оборудование способно создавать напряженность электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м, при этом применяется рациональное размещение оборудования, излучающее электромагнитную энергию, а рабочие места персонала удалены от источников электромагнитных полей.

7.3 Экологическая безопасность

Влияние электрических сетей на окружающую среду определяется воздействием электрического поля, использованием земельных ресурсов, нарушением природных ландшафтов.

Для исключения влияния на окружающую среду возможных разливов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла.

Мероприятия по охране природы регламентируются ГОСТ 17.0.001-86 (Основные положения) [28], ГОСТ 17.2.1.01-86 (Атмосфера) [29] и ГОСТ 17.11.02-86 (Гидросфера) [30].

Для работающих на промышленных предприятиях, непосредственной окружающей средой является воздух рабочей зоны.

Охрана окружающей среды на предприятии предусматривает мероприятия, предотвращающие загрязнение воздушного бассейна. С этой целью загрязненный воздух, удаляемый из производственных помещений, пропускается через специальные очистительные фильтрующие и обезвреживающие устройства, которые обеспечивают вытяжному воздуху то же качество, что и на входе.

В самом процессе производства не образуются сточные воды. Сточные воды появляются в результате мойки оборудования и текущей уборки и специальными сливами отводятся в технологическую канализационную сеть. Предварительная обработка этой воды перед выливанием в общие сети достигается отведением в бассейн для нейтрализации.

Твердые отходы, к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д. сжигаются в собственных устройствах. Остальные отходы вывозятся на объекты размещения отходов. Твердые

отходы, которые представляет вторичная упаковка, можно сортировать и отправлять на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия. Стихийные бедствия – явления природы, возникающие внезапно. Они носят чрезвычайный характер и приводят к нарушению нормальной жизни, гибели людей и уничтожению материальных ценностей. К стихийным бедствиям обычно относят землетрясения, наводнения, селевые потоки, оползни, снежные заносы и др.

7.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

Большинство из перечисленных чрезвычайных ситуаций могут случиться на рассматриваемом предприятии. Для повышения устойчивости к ним предусмотрены различные меры:

1. Для обеспечения бесперебойной работы в случае ЧС предусмотрено питание от двух источников электроэнергии, удаленных на такое расстояние, чтобы исключить возможность разрушения их в военное время одним ядерным ударом, а в мирное время – стихийным бедствием или аварией, а также имеются резервные источники питания.

2. В целях снижения опасности взрыва применяют вентиляционные установки, автоматическая сигнализация, систематически контролируется температура узлов электрооборудования. На каждом этаже предприятия установлена радиоточка для оповещения людей о пожаре или другой ЧС.

3. От прямых ударов молнии установлена молниезащита. Молниеприемниками служат неизолированные стержневые молниеотводы. В качестве токоотводов используют наружные вертикальные стальные конструкции (пожарные лестницы). По каждому этажу проложены стальные пояса из полосовой стали, к которым присоединяются токоотводы, все

металлические конструкции и оборудование. Каждый токоотвод такого устройства присоединен к замкнутому контуру, уложенному по периметру здания.

4. В качестве профилактики от сезонных вспышек вируса гриппа регулярно проводится вакцинация работающих.

5. Для снижения вероятности пожара предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация. На случай возникновения пожара предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Ликвидация последствий стихийных бедствий организуется, как правило, под руководством специально создаваемых чрезвычайных комиссий. Для непосредственного осуществления мероприятий гражданской обороны (ГО) и проведения спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ на всех объектах формируются службы ГО.

На сводные отряды, помимо спасения людей, возлагаются неотложные аварийно-восстановительные работы, тушение пожаров, обеззараживание участков местности, транспорта, техники.

Важным условием быстрой ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является соблюдение общественного порядка. Персонал, находящийся на территории предприятия должен проявлять высокую дисциплину, организованность, спокойствие, не поддаваться панике. Для этого на предприятии несколько раз в году производятся теоретическая подготовка и практические тренинги.

7.4.2 Пожарная безопасность

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Это связано с большим разнообразием и сложностью технологических процессов. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [26].

Ответственность за соблюдение необходимого противопожарного режима и своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается на руководителя предприятия и начальника цеха.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции. В этих инструкциях определены основные требования пожарной безопасности для данного цеха или участка производства.

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Рассматриваемый цех относится пожароопасной категории В (в цехе применяются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть).

Средства пожаротушения подразделяют на первичные, стационарные и передвижные (пожарные автомобили).

В помещении цеха устанавливается пожарный инвентарь, в который входит (согласно ВППБ 01-02-95 РД 153-34.0-03.301-00 [27]) такие первичные средства пожаротушения, как (из расчета на 800 м² защищаемой площади):

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2 (2 шт.), ОУ-5 (1 шт.);
- порошковый огнетушитель ОП-3 (2 шт.);
- ящик с песком;
- асбест;
- ведра;
- лопаты и багор.

Кроме того, в некоторых помещениях цеха используются стационарные установки пожаротушения.

В рассматриваемом цехе возможен пожар Классов В (пожар горючих жидкостей и плавящихся твердых веществ) и Е (пожар, связанный с горением электроустановок).

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всехэлектроприёмников компрессорного цеха №2 компрессорной станции - 8 "Туртасская" ЛПУ МГ трассы газопроводов Уренгой - Сургут - Челябинск и всего предприятия в целом. Первым этапом длядостижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха«методом упорядоченных диаграмм», то есть методом коэффициента спроса икоэффициента максимума и определение расчетной нагрузки предприятия вцелом, определяемая, по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов(до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территориипредприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций иГПП и потерь в высоковольтных линиях.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок иопределён центр электрических нагрузок предприятия. Со смещением от центраэлектрических нагрузок в сторону ЛЭП, питающей предприятие, былаустановлена главная понизительная подстанция предприятия. На ГППустановлены два двухобмоточных трансформатора марки ТМН-6300/35. Маркатрансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано наосновании технико-экономического расчета. На стороне 35 кВ принята схема ввиде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. Настороне 10 кВ принята одинарная секционированная система шин, сустройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении.Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемыпо двум воздушным ЛЭП 35 кВ.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов.Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 630 кВА,минимальное расчётное число трансформаторов цеховых ТП равно восьми. С учетом выбранного числа цеховых трансформаторов былпроизведен расчет и выбор компенсирующих

устройств. Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполнена трёхжильными кабелями с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированного, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга марки АВБбШв, с прокладкой по эстакадам.

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырёхжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприёмников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты, показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

В экономической части был произведен расчет сметы расходов на покупку, монтаж и техническое обслуживание электрооборудования, а так же смета на разработку проекта.

Произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности, производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
2. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра, Томск, ТПУ, 2001.
4. Барченко Т.Н., Закиров Р.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту, Томск, ТПИ, 1988.
5. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
7. Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособ. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978.
8. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособ. – ФОРУМ:ИНФРА-М, 2006.
10. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие /А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006

11. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 178 с.
12. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. – Томск: Изд. ЭЛТИ ТПУ, 2005. - 107 с.
13. Борисова Л.М., Гершанович Е.А. Экономика энергетики: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.
14. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.
15. Криницына З.В., И.Г. Видяев Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебно-методическое пособие – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
19. ПОТ Р М-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
20. РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»
21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

22. СанПиН 2.2.4.584-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
23. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
24. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
25. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
26. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума.
27. СН 2.2.4/2.1.8.556 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»
28. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
29. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»
30. ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
32. ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
33. ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в ЧС. Источники техногенных ЧС. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров»
34. ФЗ от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера»
35. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения»
36. Федеральный закон от 22.07.2013 г. № 213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
37. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

- 38.Постановление Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки»
- 39.Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»
- 40.О.Б. Назаренко, А.Г. Дашковский. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
- 41.НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности