

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Электроснабжение нефтеперерабатывающего завода</b>

УДК 658.26:665.63.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Н.В.	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	К.Т.Н.		

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
<b>Р 1</b>	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> .
<b>Р 2</b>	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
<b>Р 3</b>	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты</i> .
<b>Р 4</b>	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.
<b>Р 5</b>	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .
<b>Р 6</b>	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.
<b>Р 7</b>	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>
<b>Р 8</b>	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> .
<b>Р 9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .
<b>Р 10</b>	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
<b>Р 11</b>	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
<b>Р 12</b>	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

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
3-5Г4Б2	Асанбаеву Икрому Акбарали угли

Тема работы:

**Электроснабжение нефтеперерабатывающего завода**

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3483/с от 06.05.2019 г
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы преддипломной практики, техническая литература, техническая документации на лифт
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Подробное изучение технологического процесса, выбор двигателя по кинематической схеме лифта, исследование динамической модели АД во вращающейся системе координат, оптимизация контуров регулирования, исследование электропривода лифта на модели нелинейного асинхронного ЭП с векторным управлением на базе модели АД во вращающейся системе координат.

<b>Перечень графического материала</b>	Кинематическая схема Функциональная схема частотно-регулируемого ЭП Структурная схема динамической модели АД во вращающейся системе координат Структурная схема нелинейного ЭП с векторным управлением Переходные процессы нелинейного асинхронного ЭП с векторным управлением
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

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

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

Заключение

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.04.2019г.
---	--------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Н.В.	К.Т.Н.		05.04.2019г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли		05.04.2019г.

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

Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.05.2019	Основная часть	60
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2019	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Н.В.	К.Т.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	К.Т.Н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 22 рис., 30 табл., 32 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: нефть, переработка, насосы, трубопровод, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение.

Объектом исследования является электрическая часть нефтеперерабатывающего завода.

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 .....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	11
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАСТЕРСКИХ.....	16
2.1 Распределение приемников по пунктам питания .....	16
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха.....	16
2.3 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительных пункты и электроприемники.....	22
2.4 Построение эпюры отклонения напряжений .....	29
2.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В.....	33
2.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	34
3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	36
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятий .....	36
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	39
3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов .....	41
3.4 Схема внутризаводских сетей выше 1000 В.....	45
3.5 Компенсация реактивной мощности.....	50
3.6 Составление схемы внешнего электроснабжения .....	52
3.7 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП .....	53
3.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП .....	54
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линии электропередачи.....	58
3.10 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования .....	60
3.11 Техничко-экономическое сравнения вариантов .....	61
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.....	62
4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В.....	66
4.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	66
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока .....	68
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	71
4.4 Учет электрической энергии .....	72
5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	75
5.1 Назначение РЗиА.....	75
5.2 Защиты трансформатора.....	75
5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий.....	76
5.4 Газовая защита.....	77
5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов .....	78
5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП.....	78
ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ» .....	83
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	84
6.1. SWOT-анализ работы электроснабжения Бухарского нефтеперерабатывающего завода.....	84
6.2. Организация работ технического проекта.....	88

6.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования.....	88
6.2.2 Определение трудоемкости выполнения ТП .....	90
6.2.3 Разработка графика проведения технического проекта.....	91
6.3. Составление сметы затрат на разработку ТП.....	93
6.3.1. Расчет материальных затрат .....	93
6.3.2. Расчет полной заработной платы исполнителей темы.....	94
6.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	95
6.3.4. Накладные расходы.....	95
6.3.5. Формирование сметы затрат технического проекта.....	95
6.4 Определение ресурсоэффективности проекта .....	96
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ» .....	98
7. Социальная ответственность.....	100
7.1. Правовые и организационные вопросы безопасности .....	100
7.2. Производственная безопасность объекта исследования.....	100
7.2.1 Анализ опасных и вредных факторов .....	101
7.2.2 Механические травмы .....	102
7.2.3 Электробезопасность .....	102
7.2.4 Шум и виброакустические вредные факторы: .....	105
7.2.5 Освещение.....	106
7.2.6 Микроклимат .....	107
7.3. Экологическая безопасность.....	108
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	113
CONCLUSION .....	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	124

## ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения мастерских НПЗ, используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании рассматриваемого цеха, сделать выводы.

Товарно-сырьевой парк НПЗ предназначен:

- для приёма, хранения и подачи на технологические установки комплекса нефти и прямогонного бензина;
- для приёма компонентов автобензинов с установок комплекса и со стороны, смешения их в потоке на узле компаундирования с получением товарных бензинов трёх марок: Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95;
- для приёма автобензинов с узла компаундирования в резервуары, хранения, паспортизации отгрузки потребителям в автоцистерны на узле налива светлых нефтепродуктов;
- для приёма дизельного топлива С-100 в резервуары; его хранения, паспортизации и отгрузки потребителям в автоцистерны на узле налива светлых нефтепродуктов;
- для приёма остатка от переработки нефти в резервуар, хранения и откачки на переработку.

Проектная мощность по сырью 200000 *тонн/год* сырой нефти.  
Максимально возможный объём хранения нефтепродуктов – 27,6 *тыс. м<sup>3</sup>*.

В состав НПЗ входит цех №1 и цех №2 (товарно-сырьевой парк, котельная, химическая лаборатория, склад, административно-бытовой комплекс, производственно-вспомогательный комплекс, автоматическая станция пенотушения, насосная противопожарного водоснабжения, станция обезжелезивания, КОС и автоматическая станция налива.)

Комплексная установка по переработке нефти включает

- Секция - 1 – секция атмосферно-вакуумной разгонки нефти с блоком ЭЛОУ;
- Секция - 2 – секция каталитического риформинга;
- Секция - 3 – секция гидроочистки прямогонного бензина;
- Секция - 4 – секция получения битума;

Секция - 5 – секция вспомогательных систем: воздушная компрессия, установка получения азота, топливная система, факел. В основу процесса получения прямогонного бензина, дизельного топлива, реактивного топлива, атмосферного газойля, вакуумных газойлей и гудрона в Секции – 1 заложен метод высокотемпературной ректификации нефти, предварительно обессоленной и обезвоженной в электродегидраторе.

Секция - 2 – каталитического риформинга, предназначена для получения компонентов товарных автобензинов: низкооктанового – фракция НК-850 и высокооктанового – стабильный катализат. Всё сырьё, поступающее на риформинг, подвергается предварительной гидроочистке в Секции – 3 для удаления элементоорганических и непредельных соединений.

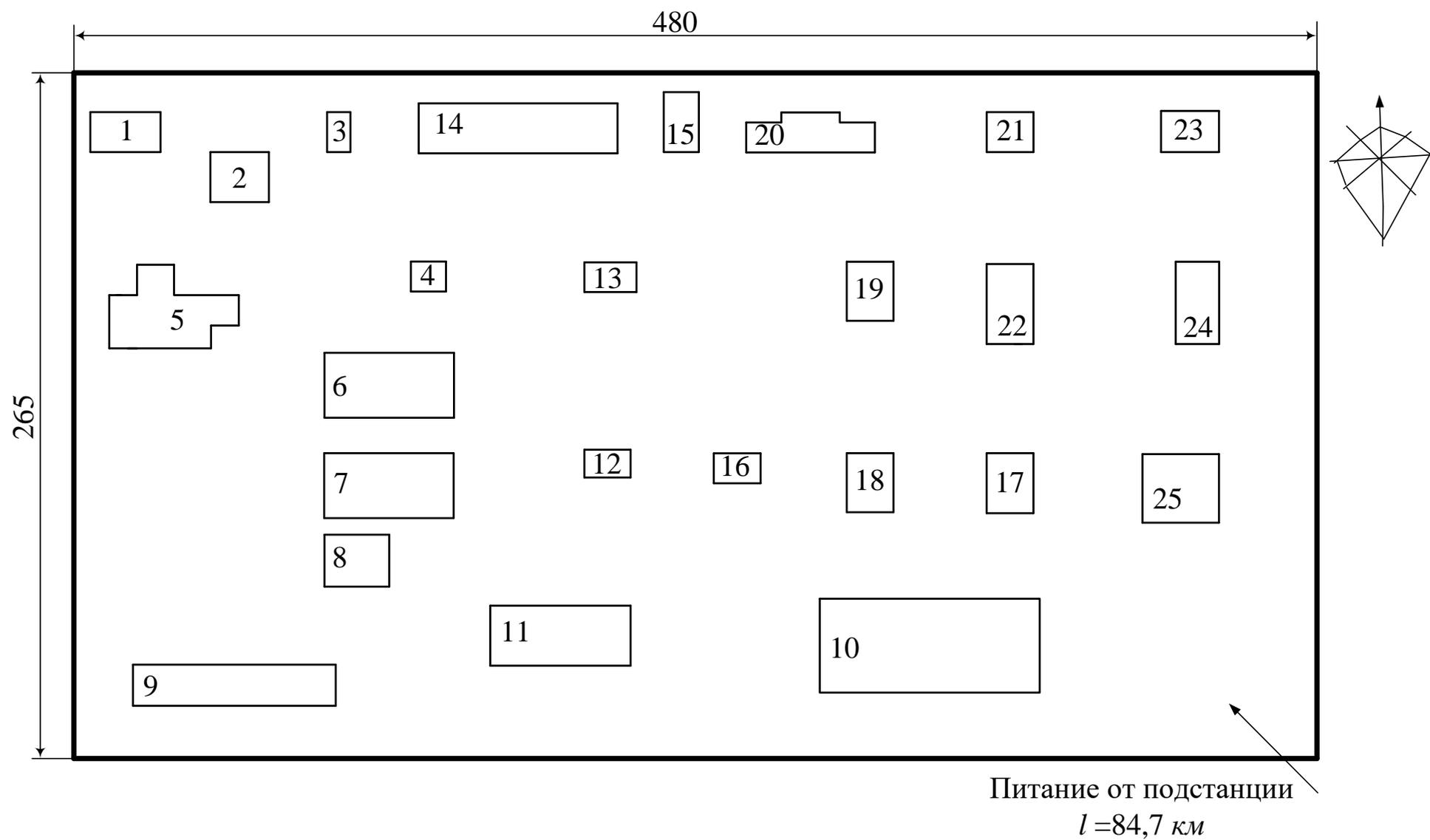
Цех №2 выполняет вспомогательную функцию. Котельная обеспечивает водой и паром всю установку. Товарно-сырьевой парк предназначен для приёма, хранения и подачи на технологические установки комплекса нефти и прямогонного бензина, а также хранения готовой продукции.

Предприятие относится к потребителям II категории электропотребления. Обуславливается непрерывностью технологического процесса, остановка, которого понесёт значительный материальный ущерб, связанный с массовым недоотпуском продукции и простоем рабочих мест.

## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

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

№ п	Наименование объекта	Число	Категория	Среда	Установленная мощность,
1	Складовское хозяйство	2	III	Нормальна	65
2	Очистные сооружения	2	II	Влажная	220
3	Цех оборотного водоснабжения	2	II	Влажная	425
4	Котельная	2	II	Нормальна	455
5	Секция 1	2	II	Пожароопасн	925
6	Секция 2	2	II	Пожароопасн	1264
7	Секция 3	2	II	Пожароопасн	1178
8	Секция 4	2	II	Пожароопасн	1488
9	Насосная №3	2	II	Нормальна	450
10	Мастерские	2	III	Нормальна	—
11	Химическая лаборатория	2	II	Нормальна	197
12	Операторная	2	II	Нормальна	50
13	МКНУ	2	II	Нормальна	480
14	Административно-бытовой корпус	2	III	Нормальна	375
15	Походная	2	III	Нормальна	32
16	АСПТ	2	II	Нормальна	551
17	Узел задвижек	2	II	Нормальна	323
18	Насосная №1	2	II	Нормальна я	—
	0,38 кВ				521
	10,0 кВ СД 2 × 630 кВт				1260
19	Насосная №2	2	II	Нормальна	975
20	Бытовой комплекс	2	III	Нормальна	580
21	Операторная АСН	2	III	Нормальна	229
22	Автоматическая станция налива	2	III	Пожароопасн	925
23	Участок электроснабжения	2	III	Нормальна	550
24	Насосная пожаротушения	2	II	Нормальна	1520
25	Станция обезжелезивания	2	II	Пожароопасн	590



1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках мастерских

№ п	Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$\cos \phi$	$tg \phi$	$\eta$	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Пресс	18,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
2	Токарный станок	17,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	36,9	184,
3	Токарный станок	17,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	36,9	184,
4	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
5	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
6	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
7	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
8	Обогревательный прибор	16,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	26,4	–
9	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
10	Кран балка (ПВ=25%)	30,	0,0	0,6	1,3	0,8	5	85,4	426,
11	Точильный станок	2,2	0,1	0,8	0,7	0,9	5	4,6	23,2
12	Точильный станок	2,2	0,1	0,8	0,7	0,9	5	4,6	23,2
13	Циркуляционная пила	15,	0,3	0,7	0,8	0,8	5	34,1	170,
14	Пресс гидравлический	22,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	46,8	234,
15	Электрованна	20,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	32,0	–
16	Шлифовальный станок	8,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	17,9	89,7
17	Шлифовальный станок	8,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	17,9	89,7
18	Циркуляционная пила	12,	0,3	0,7	0,8	0,8	5	27,3	136,
19	Пресс гидравлический	22,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	46,8	234,
20	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
21	Электродуховка	25,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	40,0	–
22	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
23	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
24	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
25	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
26	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
27	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
28	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
29	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
30	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
31	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
33	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
34	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
35	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
36	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
37	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
38	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
39	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
40	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
41	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
42	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
43	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
44	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
45	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
46	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
47	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
48	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
49	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
50	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
51	Точильный станок	5,0	0,1	0,8	0,7	0,9	5	10,6	52,8
52	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
53	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
54	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	<b>Ошиб</b>
55	Электропечь	18,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	28,8	–
56	Точильный станок	5,0	0,1	0,8	0,7	0,9	5	10,6	52,8
57	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
58	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
59	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
60	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
61	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
62	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
63	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,

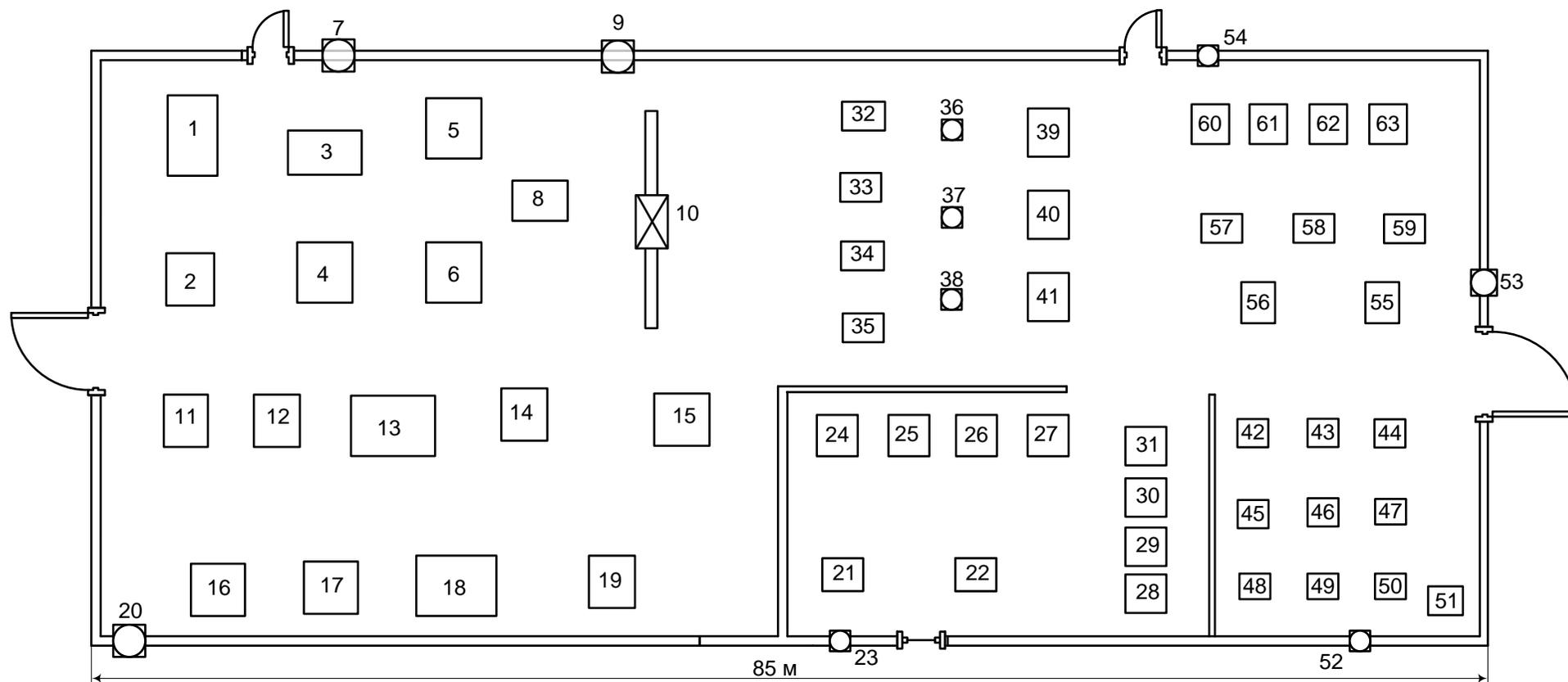


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАСТЕРСКИХ

### 2.1 Распределение приемников по пунктам питания

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

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 РП принимаем распределительные пункты марки РП11-7123. Данный РП рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением РП 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.

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

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

Кран балка ПВ = 25%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 30,0 \cdot \sqrt{0,25} = 15,000 \text{ кВт.}$$

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность (на примере группы «А» РП4)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 21,4 + 27,0 + 44,4 = 92,8 \text{ кВт.}$$

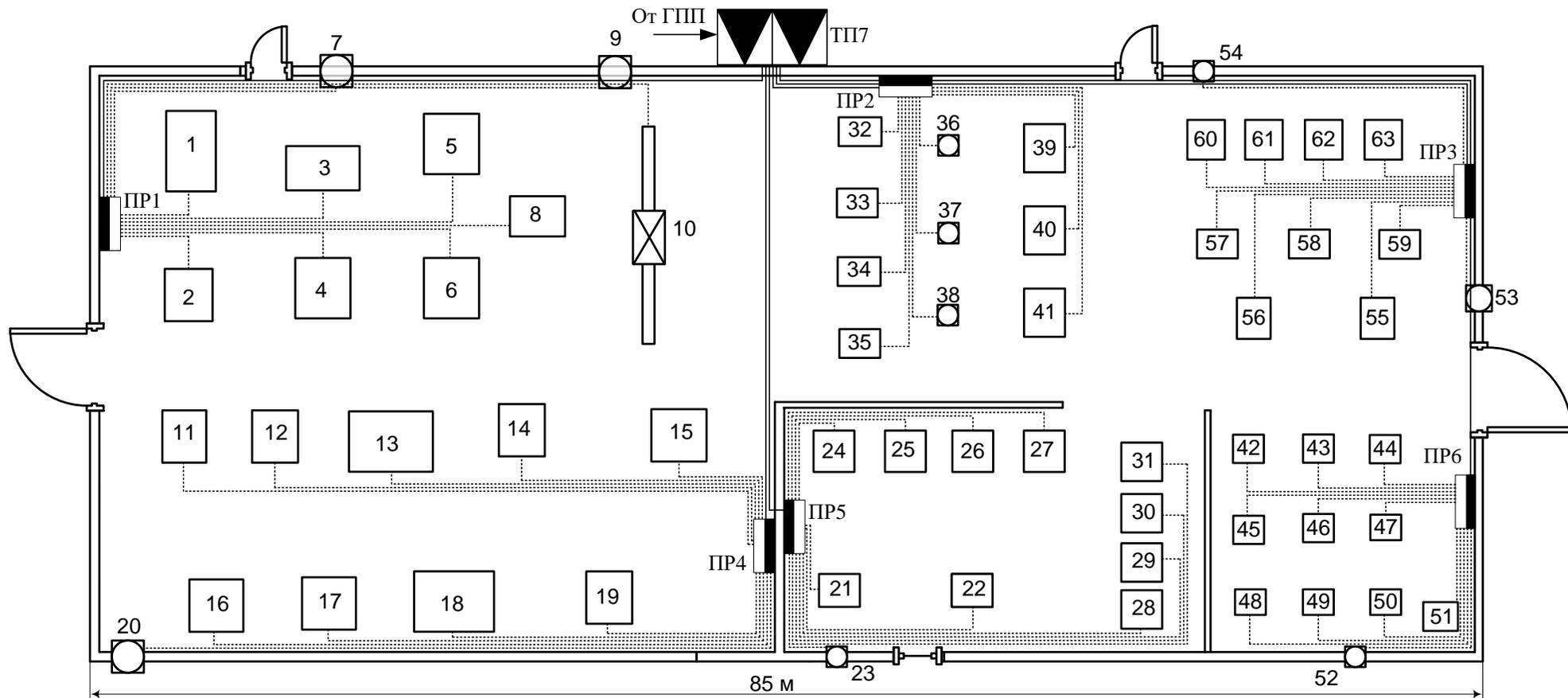


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок мастерских по пунктам питания

№ п / п	Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n	Ошибка! мощность		$m = P_{\text{ном.мах}} / P_{\text{ном.мин}}$	Коэффициент использования	cos φ	tg φ	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{м}}, \text{А}$	$I_{\text{шк}}, \text{А}$
			$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$\Sigma P_{\text{ном}}, \text{кВт}$					$P_{\text{см}} = K_{\text{н}} \cdot P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg} \varphi, \text{кВар}$			$P_{\text{м}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{м}} = (1 \div 1,1) \cdot Q_{\text{см}}, \text{кВар}$	$S_{\text{м}}, \text{кВА}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-1</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_{\text{н}} &lt; 0,6</math></b>																	
1	Пресс	1	18,0 ÷	18,0		0,3	0,8	0,7	6,3	4,7							
2	Станки разные	5	6,5 ÷	54,5		0,1	0,8	0,7	7,6	5,7							
3	Кран балка (ПВ=25%)	1	15,0 ÷	15,0		0,0	0,6	1,3	0,9	1,2							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>7</b>	<b>6,5÷ 18,0</b>	<b>87,5</b>	<b>&lt;</b>	<b>0,1</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>14,</b>	<b>11,</b>	<b>7</b>	<b>2,2</b>	<b>33,</b>	<b>12,</b>	<b>35,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_{\text{н}} \geq 0,6</math></b>																	
4	Вентилятор	2	15,0 ÷	30,0		0,8	0,8	0,6	24,	14,							
5	Обогревательный прибор	1	16,5 ÷	16,5		0,8	1,0	0,0	14,	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15,0÷ 16,5</b>	<b>46,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>38,</b>	<b>14,</b>		<b>1</b>	<b>38,</b>	<b>14,</b>	<b>40,</b>		
<b>Итого по ПР-1</b>		<b>10</b>	<b>6,5÷ 18,0</b>	<b>134,0</b>		<b>0,3</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>52,</b>	<b>26,</b>			<b>71,</b>	<b>27,</b>	<b>76,</b>	<b>116,</b>	<b>538,</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-2</b>																	
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_{\text{н}} \geq 0,6</math></b>																	
1	Сушильный шкаф	4	15,0 ÷	60,0		0,8	1,0	0,0	51,	0,0							
2	Вентиляторы, шкафы вытяжные	6	15,5 ÷	97,5		0,8	0,8	0,6	78,	48,							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>10</b>	<b>15,0÷ 17,0</b>	<b>157,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>Оши</b>	<b>48,</b>		<b>1</b>	<b>129,</b>	<b>48,</b>	<b>137,</b>		
<b>Итого по ПР-2</b>		<b>10</b>	<b>15,0÷ 17,0</b>	<b>157,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>Оши</b>	<b>48,</b>			<b>129,</b>	<b>48,</b>	<b>137,</b>	<b>Оши</b>	<b>418,</b>

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-3</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_n &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	4	4, ÷ 5	18,5		0,1	0,8	0,7	2,6	1,9							
2	Пресс гидравлический	4	25 ÷ 2	100,0		0,3	0,8	0,7	35,	26,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>4, ÷ 25</b>	<b>118,5</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,3</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>37,</b>	<b>28,</b>	<b>5</b>	<b>1,9</b>	<b>74,</b>	<b>31,</b>	<b>80,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></b>																	
3	Вытяжной вентилятор	2	15 ÷ 1	31,0		0,8	0,8	0,6	24,	15,							
4	Электродпечь	1	18 ÷ 1	18,0		0,8	1,0	0,0	14,	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15 ÷ 18</b>	<b>49,0</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>39,</b>	<b>15,</b>		<b>1</b>	<b>39,</b>	<b>15,</b>	<b>42,</b>		
<b>Итого по ПР-3</b>		<b>11</b>	<b>4, ÷ 25</b>	<b>167,5</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>76,</b>	<b>43,</b>			<b>Оши</b>	<b>46,</b>	<b>122,</b>	<b>186,</b>	<b>Оши</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-4</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_n &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	4	2, ÷ 8	21,4		0,1	0,8	0,7	3,0	2,2							
2	Циркуляционная пила	2	12 ÷ 1	27,0		0,3	0,7	0,8	8,1	7,1							
3	Пресс гидравлический	2	22 ÷ 2	44,4		0,3	0,8	0,7	15,	11,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>2, ÷ 22</b>	<b>92,8</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>26,</b>	<b>21,</b>	<b>6</b>	<b>1,9</b>	<b>52,</b>	<b>23,</b>	<b>57,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></b>																	
4	Электрованна	1	20 ÷ 2	20,0		0,8	1,0	0,0	17,	0,0							
5	Вентилятор	1	15 ÷ 1	15,0		0,8	0,8	0,6	12,	7,4							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15 ÷ 20</b>	<b>35,0</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,2</b>	<b>29,</b>	<b>7,4</b>		<b>1</b>	<b>29,</b>	<b>7,4</b>	<b>29,</b>		
<b>Итого по ПР-4</b>		<b>10</b>	<b>2, ÷ 22</b>	<b>127,8</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>55,</b>	<b>28,</b>			<b>81,</b>	<b>30,</b>	<b>86,</b>	<b>132,</b>	<b>349,</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-5</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_n &lt; 0,6</math></b>																	
1	Очистной барабан	5	8, ÷ 8	40,0		0,3	0,7	0,8	12,	10,							
2	Центрифуга	4	9, ÷ 9	38,0		0,2	0,6	1,1	7,6	8,9							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>9</b>	<b>8, ÷ 9,</b>	<b>78,0</b>	<b>&lt;</b>	<b>0,2</b>	<b>0,7</b>	<b>0,9</b>	<b>19,</b>	<b>19,</b>	<b>9</b>	<b>1,8</b>	<b>36,</b>	<b>21,</b>	<b>42,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></b>																	
3	Электродпечь	1	25 ÷ 2	25,0		0,8	1,0	0,0	20,	0,0							
4	Вытяжной вентилятор	1	15 ÷ 1	15,5		0,8	0,8	0,6	12,	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15 ÷ 25</b>	<b>40,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,2</b>	<b>32,</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>32,</b>	<b>7,7</b>	<b>33,</b>		
<b>Итого по ПР-5</b>		<b>11</b>	<b>8, ÷ 25</b>	<b>118,5</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>52,</b>	<b>27,</b>			<b>68,</b>	<b>29,</b>	<b>74,</b>	<b>113,</b>	<b>304,</b>

окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-6</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_n &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	10	5, ÷ 1	161,		0,1	0,8	0,7	22,	16,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>10</b>	<b>5, ÷ 18</b>	<b>161,0</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>22,</b>	<b>16,</b>	<b>9</b>	<b>2,2</b>	<b>50,</b>	<b>18,</b>	<b>53,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></b>																	
2	Вытяжной вентилятор	1	15 ÷ 1	15,5		0,8	0,8	0,6	12,	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>1</b>	<b>15 ÷ 15</b>	<b>15,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,6</b>	<b>12,</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>12,</b>	<b>7,7</b>	<b>14,</b>		
<b>Итого по ПР-6</b>		<b>11</b>	<b>5, ÷ 18</b>	<b>176,5</b>		<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>34,</b>	<b>24,</b>			<b>62,</b>	<b>26,</b>	<b>68,</b>	<b>Оши</b>	<b>294,</b>
<b>Итого силовая нагрузка</b>		<b>63</b>	<b>2, ÷ 25</b>	<b>881,8</b>		<b>0,4</b>	<b>0,9</b>	<b>0,5</b>	<b>401,</b>	<b>198,</b>			<b>Оши</b>	<b>208,</b>	<b>567,</b>		
<b>Электрическое освещение</b>				<b>49,1</b>		<b><math>K_{co} = 0,95</math></b>			<b>46,</b>				<b>46,</b>				
<b>Итого по цеху</b>		<b>63</b>	<b>2, ÷ 25</b>	<b>930,9</b>		<b>0,4</b>	<b>0,9</b>	<b>0,4</b>	<b>Оши</b>	<b>198,</b>			<b>574,</b>	<b>Оши</b>	<b>610,</b>	<b>927,</b>	<b>Ошиб</b>

Коэффициент использования  $K_u$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$  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 станков)

$$P_{\text{см}} = K_u \cdot P_{\text{ном.}\Sigma} = 0,14 \cdot 21,4 = 3,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 3,0 \cdot 0,75 = 2,2 \text{ кВАр},$$

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

$K_u$  – коэффициент использования активной мощности;

$\operatorname{tg}\varphi$  – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

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

$$P_{\text{см}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см.}i} = 3,0 + 8,1 + 15,5 = 19,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.}i} = 2,2 + 7,1 + 11,7 = 21,0 \text{ кВАр},$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{ном.}max}}{P_{\text{ном.}min}} = \frac{22,2}{2,2} = 10,1 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{u.ср} = \frac{P_{\text{см}}^{\text{А}}}{P_{\text{ном.}\Sigma}} = \frac{26,6}{92,8} = 0,29.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\operatorname{tg}\varphi_{ср} = \frac{Q_{\text{см}}^{\text{А}}}{P_{\text{см}}^{\text{А}}} = \frac{21,0}{26,6} = 0,79.$$

Для приемников группы «А» определим эффективное число электроприемников

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{ном.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{ном}}^2} = \frac{92,8^2}{1508,9} = 5,7 \text{ шт} \quad \text{принимаем } n_{\text{э}} = 6 \text{ шт}$$

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

$$K_M = 1,97.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

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

Расчетная активная и реактивная максимальные мощности пункта

$$P_M^{\text{А}} = K_M \cdot P_{\text{см}}^{\text{А}} = 1,97 \cdot 26,6 = 52,3 \text{ кВт},$$

$$Q_M^{\text{А}} = K'_M \cdot Q_{\text{см}}^{\text{А}} = 1,1 \cdot 21,0 = 23,2 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_M^{\text{Б}} = P_{\text{см}}^{\text{Б}} = 29,0 \text{ кВт},$$

$$Q_M^{\text{Б}} = Q_{\text{см}}^{\text{Б}} = 7,4 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную максимальные мощности электроприемников пункта

$$P_M = P_M^{\text{А}} + P_M^{\text{Б}} = 52,3 + 29,0 = 81,3 \text{ кВт},$$

$$Q_M = Q_M^{''A''} + Q_M^{''B''} = 23,2 + 7,4 = 30,6 \text{кВАр},$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{81,3^2 + 30,6^2} = 86,9 \text{кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{86,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 132,0 \text{А},$$

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

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

$$P_{\text{ном.о}} = P_{\text{уд.о}} \cdot F_{\text{ц}} = 0,016 \cdot 3066 = 49,1 \text{кВт},$$

где  $F_{\text{ц}}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>;

$P_{\text{уд.о}}$  – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11], кВт/м<sup>2</sup>.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{\text{расч.о}} = K_{\text{со}} \cdot P_{\text{ном.о}} = 0,95 \cdot 49,1 = 46,6 \text{кВт},$$

где  $K_{\text{со}}$  – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1, стр. 22, табл. 1.10].

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$S_M = \sqrt{(P_M + P_{\text{расч.о}})^2 + Q_M^2} = \sqrt{(527,4 + 46,6)^2 + 208,4^2} = 610,6 \text{кВА}.$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{610,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 927,8 \text{А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника (Кран-балка)

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{30,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,60 \cdot 0,89} = 85,4 \text{А},$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

$\eta$  – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника

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

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

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_M - K_{\text{и.мах}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = 426,8 + (927,8 - 0,06 \cdot 85,4) = 1349,4 \text{А},$$

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

## 2.3 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительных 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

$$S_{м.ПС} = 1973,2 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.ПС} = \frac{S_{м.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1791,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2722,0 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3798,4 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{п/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 3798,4 = 5317,7\text{А,}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{пик.ПС} = I_{пик}^{max.ПР} + I_{ном.тр} - I_{м}^{ПР} = 538,1 + 3798,4 - 116,4 = 4220,0\text{А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 48 с параметрами

$$I_{ном.ав} = 5000\text{А, } I_{тепл} = 5000\text{А} \text{ [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 5000\text{А} > 1,1 \cdot I_{ном.тр} = 1,1 \cdot 3798,4 = 4178,2\text{А.}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 5000 = 10000,0\text{А} > I_{п/ав.тр} = 5317,7\text{А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 1,25 \cdot 4220,0 = 5275,0\text{А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{5275,0}{5000} = 1,1, \text{ принимаем } K = 2,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 5000 = 10000,0\text{А} > 1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 5275,0\text{А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{р} = 116,4\text{А, } I_{пик} = 538,1\text{А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{ном.ав} = 250\text{А, } I_{тепл} = 160\text{А} \text{ [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 160\text{А} > 1,1 \cdot I_{р} = 1,1 \cdot 116,4 = 228,1\text{А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 538,1 = 672,6\text{А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{672,6}{160} = 4,2, \text{ принимаем } K = 5,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 5,0 \cdot 160 = 800,0\text{А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 672,6\text{А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 95)  $I_{\text{доп}} = 170\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 170\text{А} > I_p = 128,1\text{А.}$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 170\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 160}{1} = 160,0\text{А,}$$

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).

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,151 \cdot 116,4 \cdot 0,048 = 0,88\% < 5\%,$$

где  $l$  – длина рассматриваемой линии, км.

5% – допустимое значение потерь напряжения.

$\Delta U_0$  – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [3, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км);

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

в) Участок ПР1 – Кран-балка

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 85,4\text{А}, \quad I_{\text{пуск}} = 426,8\text{А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 100\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

– проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 100\text{А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 85,4 = 93,9\text{А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пусковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,5 \cdot 426,8 = 640,2\text{А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{\text{пуск}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{640,2}{100} = 6,4, \text{ принимаем } K = 8,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 8,0 \cdot 100 = 800,0\text{А} > 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 640,2\text{А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 50)  $I_{\text{доп}} = 110\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

–проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 110\text{А} > I_{\text{ном}} = 93,9\text{А}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 110\text{А} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 100}{1} = 100,0\text{А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

г) Участок ПР1 – Обогревательный прибор

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 26,4\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 31,5\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

–проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 31,5\text{А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 26,4 = 29,0\text{А}.$$

Так как у данного электроприемника нет пускового тока, то проверку по условию перегрузки пусковым током делать не надо. Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 10)  $I_{\text{доп}} = 42\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл . 3.6-3.9].

–проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > I_p = 29,0\text{А}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 31,5}{1} = 31,5,0\text{А},$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Выбор аппаратов защиты и кабельных линий приведен в таблице 2.2 и таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

№ п / п	Участок	$\frac{I_p}{I_{\text{шик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{шик}}$	Автомат			Способ прокладки	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	cosφ	$\Delta U_0$	$\Delta U_p$	
					K	$\frac{I_{\text{тепл}}}{I_{3,0}}$	Тип				I <sub>доп</sub>	Марка					
																	–
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Отходящий выключатель ТП	$\frac{3798,4}{4220,0}$	4178,2	5275,0	2	$\frac{5000}{10000}$	ВА74 – 48	На лотках	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2	ТП - ПР1	$\frac{116,4}{538,1}$	128,1	672,6	5	$\frac{160}{800}$	ВА57 – 35		1	160	170	АВВГ -	Оши	0,89	0,151	0,85	
3	ТП - ПР2	$\frac{209,3}{418,6}$	230,2	523,3	2	$\frac{250}{625}$	ВА57 – 35		1	250	270	АВВГ - 1(4	0,08	0,94	0,081	0,13	
4	ТП - ПР3	$\frac{186,7}{432,0}$	205,4	540,0	4	$\frac{250}{1000}$	ВА57 – 35		1	250	270	АВВГ - 1(4	Оши	0,87	0,085	0,76	
5	ТП - ПР4	$\frac{132,0}{349,9}$	145,2	437,3	4	$\frac{160}{640}$	ВА57 – 35		1	160	170	АВВГ -	0,027	0,89	0,151	0,55	
6	ТП - ПР5	$\frac{113,7}{304,5}$	125,0	380,7	4	$\frac{160}{640}$	ВА57 – 35		1	160	170	АВВГ -	0,028	0,89	0,151	0,48	
7	ТП - ПР6	$\frac{103,5}{294,4}$	113,9	368,0	4	$\frac{125}{500}$	ВА57 – 35		1	125	140	АВВГ -	0,067	0,82	Ошиб	1,28	

Таблица 2.3 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

№ п /	Приемник	Р ном	I ном	I пуск	1,1·I ном	1,5·I пуск	К	Автомат			К пр	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{пр}}$	Кабель		ПР
								I тепл	I о.з.	Тип			I доп	Марка	
								А	А						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	1	13	14	15	16
<b>ПР – 1</b>															
1	Пресс	18,	38,	189,	41,	284,9	6	50,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	50,0	60	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Токарный станок	17,	36,	184,	40,	277,0	6	50,	300,	ВА13 –	1,	50,0	60	АВВГ - 4	
3	Сверлильный станок	6,5	13,	68,	15,	102,9	1	16,	192,	ВА13 –	1,	16,0	19	АВВГ - 4	
4	Вентилятор	15,	29,	<b>Оши</b>	32,	312,8	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
5	Обогревательный прибор	16,	26,	–	29,	–	–	31,	–	ВА13 –	1,	31,5	32	АВВГ - 4	
6	Кран балка ( ПВ=25%)	30,	85,	426,	93,	640,2	8	<b>Оши</b>	800,	ВА57 –	1,	100,0	11	АВВГ - 4	
<b>ПР – 2</b>															
1	Сушильный шкаф	15,	24,	–	26,	–	–	31,	–	ВА13 –	1,	31,5	32	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Вытяжной вентилятор	15,	30,	<b>Оши</b>	33,	323,2	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
3	Вытяжной шкаф	17,	33,	236,	37,	354,5	1	40,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
<b>ПР – 3</b>															
1	Вытяжной вентилятор	15,	30,	<b>Оши</b>	33,	323,2	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Электропечь	18,	28,	–	31,	–	–	40,	–	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
3	Точильный станок	5,0	10,	52,	11,	79,1	6	16,	96,	ВА13 –	1,	16,0	19	АВВГ - 4	
4	Сверлильный станок	4,5	9,5	47,	10,	71,2	6	16,	96,	ВА13 –	1,	16,0	19	АВВГ - 4	
5	Пресс гидравлический	25,	52,	263,	58,	395,7	1	63,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	63,0	75	АВВГ - 4	

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	7	8	6	9	10	11	1	13	14	15	16
<b>ПР – 4</b>															
1	Точильный станок	2,2	4,6	23,	5,1	34,8	6	6,3	37,	ВА13 –	1,	6,3	19	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Циркуляционная пила	15,	34,	170,	37,	256,1	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
3	Пресс гидравлический	22,	46,	234,	51,	351,3	6	63,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	63,0	75	АВВГ - 4	
4	Электрованна	20,	32,	–	35,	–	–	40,	–	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
5	Шлифовальный станок	8,5	17,	89,	19,	134,5	1	20,	240,	ВА13 –	1,	20,0	27	АВВГ - 4	
6	Циркуляционная пила	12,	27,	<b>Оши</b>	30,	204,9	1	31,	378,	ВА13 –	1,	31,5	32	АВВГ - 4	
7	Вентилятор	15,	29,	208,	32,	312,8	1	40,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
<b>ПР – 5</b>															
1	Электropечь	25,	40,	–	44,	–	–	50,	–	ВА13 –	1,	50,0	60	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Очистной барабан	8,0	18,	91,	20,	136,6	1	20,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	20,0	27	АВВГ - 4	
3	Вытяжной вентилятор	15,	30,	215,	33,	323,2	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
4	Центрифуга	9,5	25,	<b>Оши</b>	27,	187,1	6	31,	189,	ВА13 –	1,	31,5	32	АВВГ - 4	
5	Очистной барабан	8,0	18,	91,	20,	136,6	1	20,	<b>Оши</b>	ВА13 –	1,	20,0	27	АВВГ - 4	
<b>ПР – 6</b>															
1	Токарный станок	18,	38,	189,	41,	284,9	6	50,	300,	ВА13 –	1,	50,0	60	АВВГ - 4	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Фрезероальный станок	16,	35,	<b>Оши</b>	39,	265,9	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	
3	Точильный станок	5,0	10,	52,	11,	79,1	6	16,	96,	ВА13 –	1,	16,0	19	АВВГ - 4	
4	Вытяжной вентилятор	15,	30,	<b>Оши</b>	33,	323,2	1	40,	480,	ВА13 –	1,	40,0	42	АВВГ - 4	

## 2.4 Построение эпюры отклонения напряжений

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.

Рассмотрим цепочку ГПП – ТП7 – ПР6 – ЭП №45.

Расчетные данные приемника №45

$$P_{\text{ном}} = 18,0 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{ном}} = 13,5 \text{ кВАр}; \quad S_{\text{ном}} = 22,5 \text{ кВА}.$$

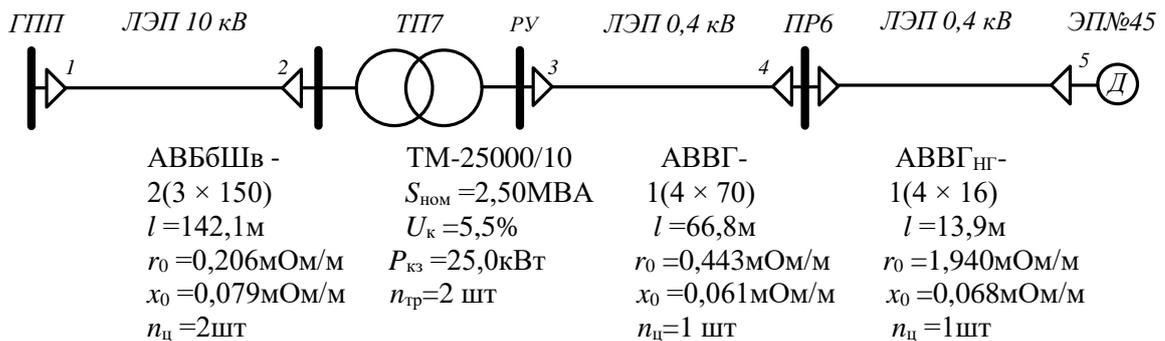


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

### Расчет максимального режима нагрузки

#### Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,206 \cdot 142,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0150 \text{ м},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,079 \cdot 142,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0060 \text{ м}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц,ТП}} = 1378,4 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 1304,0 \text{ кВАр}.$$

$$S_{12} = \sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \sqrt{1378,4^2 + 1304,0^2} = 1897,5 \text{ кВа}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12, \%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1378,4 \cdot 0,015 + 1304,0 \cdot 0,006}{10 \cdot 10,5^2} = 0,025\%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12, \%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,025 \cdot \frac{10500}{100} = 2,6 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 2,6 = 10497,4 \text{ В}.$$

#### Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot 100\%}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{25,0 \cdot 100}{2500} = 1,000,$$

$$U_p = \sqrt{U_K^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,000^2} = 5,408.$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{1897,5}{2 \cdot 2500} = 0,379.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (4,60 + 0,38^2 \cdot 25,0) = 16,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (25,0 + 0,38^2 \cdot 137,5) = 89,6 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{\text{тр}} = 1378,4 - 16,4 = 1362,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{\text{тр}} = 1304,0 - 89,6 = 1214,4 \text{ кВАр}.$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{1362,0^2 + 1214,4^2} = 1824,8 \text{ кВА}.$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{1362,0}{1824,8} = 0,746, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{1214,4}{1824,8} = 0,666,$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) \\ &= 0,379 \cdot (1,000 \cdot 0,746 + 5,408 \cdot 0,666) + \frac{0,379^2}{200} \\ &\quad \cdot (1,000 \cdot 0,666 - 5,408 \cdot 0,746) = 1,647\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 1,647 \cdot \frac{10497,4}{100} = 172,9 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10497,4 - 172,9 = 10324,5 \text{ В}.$$

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

$$U_3^{\text{нн}} = U_3 = 400 \cdot \frac{10324,5}{10500} = 393,3 \text{ В}.$$

#### Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 66,8}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0296 \text{ Ом},$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 66,8}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0041 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{ПР}} = 62,9 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = Q_{\text{ПР}} = 26,3 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{62,9 \cdot 0,0296 + 26,3 \cdot 0,0041}{10 \cdot 0,393^2} = 1,272\%$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,248 \cdot \frac{393,3}{100} = 5,0 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4  
 $U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 393,3 - 5,0 = 388,3\text{В.}$

#### Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{ц}} = \frac{1,940 \cdot 13,9}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0270\text{Ом,}$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{ц}} = \frac{0,068 \cdot 13,9}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0010\text{Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{НОМ}} = 18,0\text{кВт,} \quad Q_{45} = Q_{\text{НОМ}} = 13,5\text{кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45,\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{18,0 \cdot 0,0027 + 13,5 \cdot 0,001}{10 \cdot 0,388^2} = 0,330\%.$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45,\%} \cdot \frac{U_4}{100\%} = 0,330 \cdot \frac{388,3}{100} = 1,3\text{В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 4-5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 388,3 - 1,3 = 387,0\text{В.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.4. Эпюры отклонений напряжения приведены на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
$P_i$ , кВт	1378,4	1362,0	62,9	18,0
$Q_i$ , кВАр	1304,0	1214,4	26,3	13,5
$S_i$ , кВА	1897,5	1824,8	68,1	22,5
$R_i$ , Ом	0,015	—	0,030	0,027
$X_i$ , Ом	0,006	—	0,004	0,001
$\cos\varphi$	—	0,746	—	—
$\sin\varphi$	—	0,666	—	—
$\beta_T$	—	0,379	—	—
$U_a$ , %	—	1,000	—	—
$U_p$ , %	—	5,408	—	—
$\Delta U_i$ , %	0,025	1,647	1,272	0,330
$\Delta U_i$ , В	2,6	172,9	5,0	1,3
Минимальный режим нагрузки				
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
$P_i$ , кВт	1075,2	1062,0	49,0	18,0
$Q_i$ , кВАр	912,8	840,9	18,4	13,5
$S_i$ , кВА	1410,4	1354,6	52,4	22,5
$R_i$ , Ом	0,015	—	0,0296	0,027
$X_i$ , Ом	0,006	—	0,0041	0,001
$\cos\varphi$	—	0,784	—	—

Окончание таблицы 2.4.

$\sin\varphi$	—	0,621	—	—
$\beta_{\tau}$	—	0,282	—	—
$U_a, \%$	—	1,000	—	—
$U_p, \%$	—	5,408	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,019	1,167	0,977	0,325
$\Delta U_i, \text{В}$	2,0	122,5	3,9	1,3
<b>Послеаварийный режим нагрузки</b>				
<b>Участок</b>	<b>1–2</b>	<b>2–3</b>	<b>3–4</b>	<b>4–5</b>
$P_i, \text{кВт}$	1378,4	1359,4	62,9	18,0
$Q_i, \text{кВАр}$	1304,0	1199,8	26,3	13,5
$S_i, \text{кВА}$	1897,5	1813,2	68,1	22,5
$R_i, \text{Ом}$	0,029	—	0,030	0,027
$X_i, \text{Ом}$	0,011	—	0,004	0,001
$\cos\varphi$	—	0,750	—	—
$\sin\varphi$	—	0,662	—	—
$\beta_{\tau}$	—	0,759	—	—
$U_a, \%$	—	1,000	—	—
$U_p, \%$	—	5,408	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,050	3,276	1,316	0,342
$\Delta U_i, \text{В}$	5,2	343,8	5,1	1,3

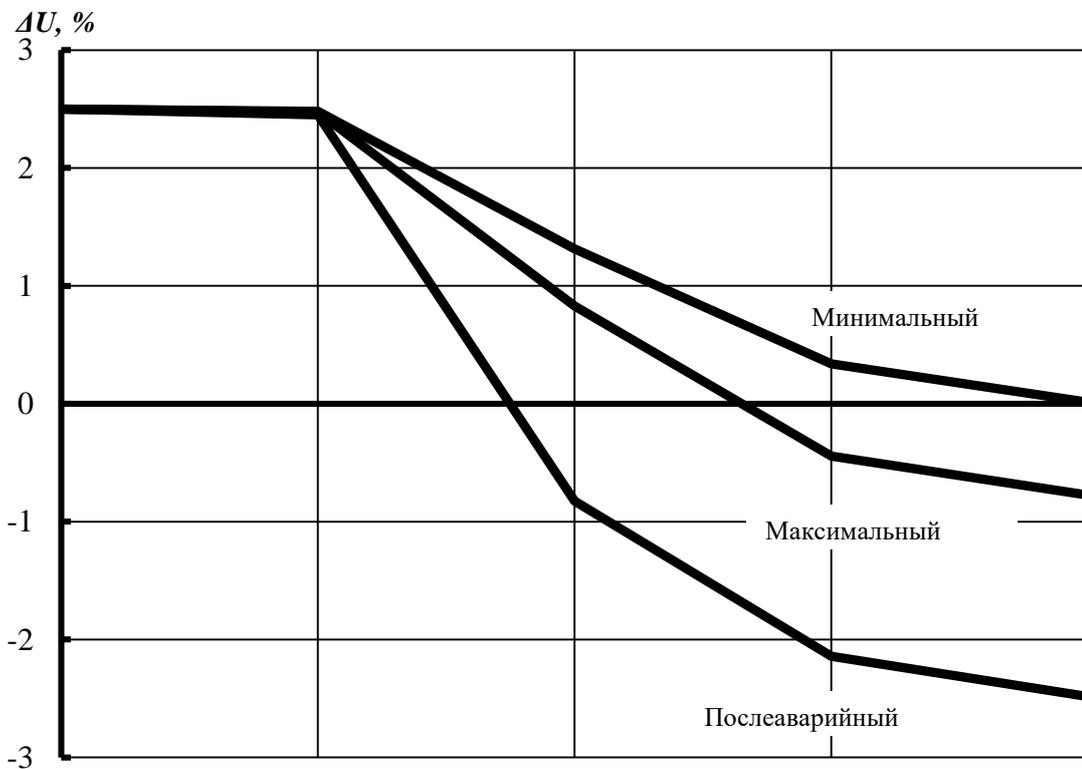
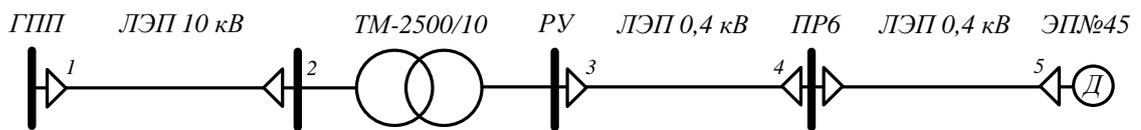


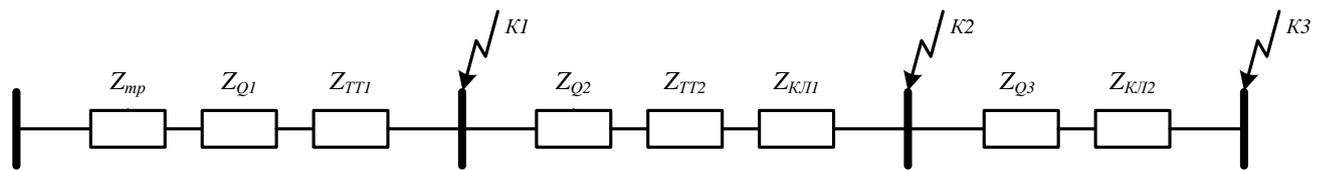
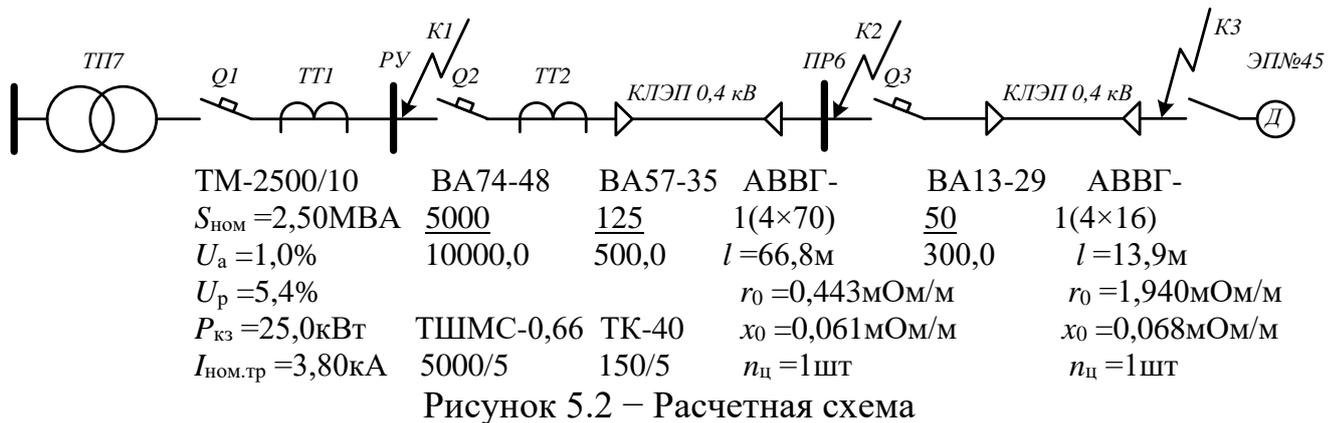
Рисунок 2.3 – Эпюры отклонений напряжения

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

## 2.5 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 ТП7 – ПР6 – ЭП №45.



Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{\text{тр}} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{1,000}{100} \cdot \frac{400^2}{2500} = 0,6 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{5,408}{100} \cdot \frac{400^2}{2500} = 3,5 \text{ мОм}.$$

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

Автоматы Q2, Q3

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

$$R_{Q3} = 5,50 \text{ мОм}, \quad X_{Q3} = 2,70 \text{ мОм},$$

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

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = 0,20 \text{ мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 0,30 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации  $>1000/5$  не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = ,75\text{мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 1,20\text{мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{кл1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 66,8}{1} = 29,6\text{мОм},$$

$$X_{\text{кл1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 66,8}{1} = 4,1\text{мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{кл2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{1,940 \cdot 13,9}{1} = 27,0\text{мОм},$$

$$X_{\text{кл2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,068 \cdot 13,9}{1} = 0,9\text{мОм}.$$

**Расчет тока короткого замыкания для точки К1.**

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{\text{К1}} = Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{0,6^2 + 3,5^2} = 3,5\text{мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 3,5} = 65,6\text{кА}.$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{3,5}{314 \cdot 0,6} = 0,0172\text{с}.$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0172} = 1,560.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{\text{уд,К1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,560 \cdot 65,6 = 144,7\text{кА}.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ мОм	$k_{\text{уд}}$ –	$T_a$ , сек	$I_{\text{к}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА
К1	3,5	1,560	0,0172	65,6	1,6
К2	33,1	1,000	0,0009	7,0	9,9
К3	65,5	1,000	0,0006	3,5	5,0

## 2.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строиться 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, а так же сама карта селективности приведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП7	ПР6	Станок №45
Расчетный ток $I_M$ , А	3798,4	103,5	–
Пиковый ток $I_{пик}$ , А	4220,0	294,4	–
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	–	–	38,0
Пусковой ток $I_{пуск}$ , А	–	–	189,9
Ток КЗ $I_K$ , А	65608,0	6986,0	3526,9
<b>Тип аппарата</b>	<b>ВА74 – 48</b>	<b>ВА57 – 35</b>	<b>ВА13 – 29</b>
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном,расц}$ , А	5000	125	50,0
– при КЗ $I_K$ , А	10000,0	500,0	300,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 2.6.

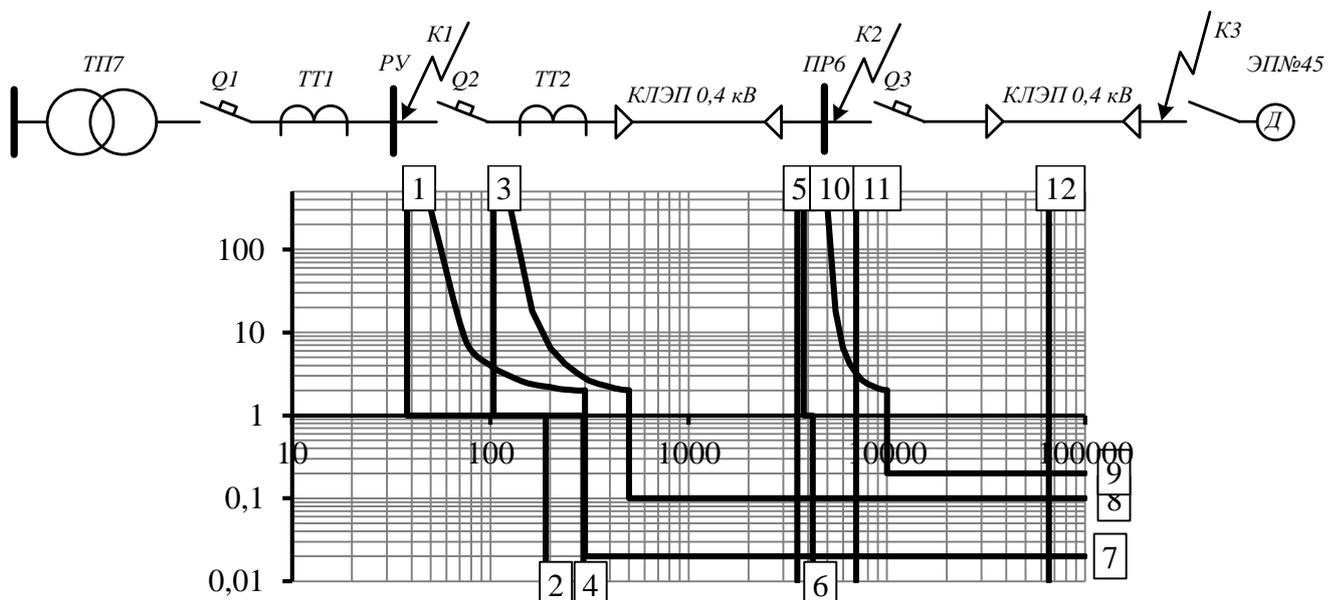


Рисунок 2.6 – Карта селективности действия аппаратов защиты

- 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.

### 3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 3.1 Определение расчетной нагрузки предприятий

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

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

$K_c$  – коэффициент спроса [1, стр. 13, табл. 1.6];

$\operatorname{tg}\varphi$  – 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 выше приведенным формулам и учитываются отдельно.

Результаты расчетов располагаются в таблицу 3.1.

Пример расчета (Складское хозяйство).

$$P_{уст} = 65,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,40; \quad \cos\varphi = 0,85; \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,62.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,40 \cdot 65,0 = 26,0 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 26,0 \cdot 0,62 = 16,1 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,017 \cdot 420 = 7,1 \text{ кВт},$$

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

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

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

$$P_{расч.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 0,60 \cdot 7,1 = 4,3 \text{ кВт},$$

где  $K_{со}$  – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10].

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{расч.о})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(26,0 + 4,3)^2 + 16,1^2} = 34,3 \text{ кВА}.$$

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

№ п /	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		$P_{уст}$ , ,	$K_c$	$\cos \phi$	$tg \phi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , ,	$F$ , м <sup>2</sup>	$P_{уд.0}$ , ,	$P_{н.0}$ , ,	$K_{с.0}$	$P_{р.0}$ , ,	$P_p + P_{р.0}$ , ,	$Q_p$ , ,	$S_p$ , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Потребители электроэнергии до 1000 В</b>															
1	Складовское хозяйство	65,0	0,4	0,8	0,6	26,0	16,1	420	17	7,1	0,6	4,3	30,3	16,1	34,3
2	Очистные сооружения	220,	0,4	0,7	1,0	99,0	<b>Ошиб</b>	437	17	7,4	0,6	4,5	103,5	101,	<b>Ошиб</b>
3	Цех оборотного водоснабжения	<b>Ошиб</b>	0,6	0,6	1,1	276,	<b>Ошиб</b>	139	17	2,4	0,9	2,2	278,5	323,	<b>Ошиб</b>
4	Котельная	455,	0,6	0,7	1,0	<b>Ошиб</b>	278,	158	16	2,5	0,9	2,4	275,4	<b>Ошиб</b>	391,
5	Секция 1	925,	0,7	0,6	1,3	647,	<b>Ошиб</b>	121	16	19,4	0,9	18,4	665,9	<b>Ошиб</b>	1090,
6	Секция 2	<b>Ошиб</b>	0,7	0,6	1,3	884,	<b>Ошиб</b>	125	16	20,1	0,9	19,1	903,9	<b>Ошиб</b>	1486,
7	Секция 3	<b>Ошиб</b>	0,7	0,6	1,3	824,	1099,	1255	16	20,1	0,9	19,1	843,7	<b>Ошиб</b>	1385,
8	Секция 4	<b>Ошиб</b>	0,7	0,6	1,3	1041,	1388,	505	16	8,1	0,9	7,7	1049,3	1388,	1740,
9	Насосная №3	450,	0,6	0,6	1,1	<b>Ошиб</b>	342,	124	17	21,1	0,9	20,1	312,6	342,	463,
10	Мастерские	881,	–	0,9	0,4	527,	<b>Ошиб</b>	306	16	49,1	0,9	46,6	574,0	208,	610,
11	Химическая лаборатория	197,	0,5	0,8	0,6	98,5	61,0	1261	25	31,5	0,8	25,2	123,7	61,0	138,
12	Операторная	50,0	0,4	0,8	0,6	20,0	12,4	192	20	3,8	0,8	3,1	23,1	12,4	26,2
13	МКНУ	<b>Ошиб</b>	0,5	0,7	1,0	240,	244,	231	16	3,7	0,9	3,5	243,5	244,	345,
14	Административно-бытовой корпус	375,	0,5	0,8	0,7	<b>Ошиб</b>	140,	1491	18	26,8	0,8	21,5	209,0	140,	<b>Ошиб</b>
15	Походная	32,0	0,4	0,8	0,6	12,8	7,9	315	20	6,3	1,0	6,3	19,1	7,9	20,7
16	АСПТ	<b>Ошиб</b>	0,5	0,7	1,0	275,	281,	211	16	3,4	0,9	3,2	278,7	281,	<b>Ошиб</b>

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17	Узел задвижек	323,	0,4	0,5	1,7	Ошиб	251,	422	17	7,2	0,9	6,8	152,2	Ошиб	294,
18	Насосная №1	521,	0,6	0,6	1,1	338,	Ошиб	415	17	7,1	0,9	6,7	345,4	395,	Ошиб
19	Насосная №2	975,	0,6	0,6	1,1	Ошиб	740,	415	17	7,1	0,9	6,7	640,5	740,	979,
20	Бытовой комплекс	580,	0,5	0,8	0,6	Ошиб	179,	651	20	13,0	0,8	10,4	300,4	Ошиб	350,
21	Операторная АСН	229,	0,4	0,8	0,6	91,6	56,8	281	20	5,6	0,8	4,5	96,1	56,8	111,
22	Автоматическая станция налива	Ошиб	0,5	0,8	0,7	508,	381,	562	16	9,0	0,9	8,5	517,3	381,	Ошиб
23	Участок электроснабжения	Ошиб	0,5	0,6	1,1	275,	321,	355	18	6,4	0,6	3,8	278,8	321,	425,
24	Насосная пожаротушения	Ошиб	0,4	0,6	1,1	684,	799,	538	17	9,1	0,9	8,7	692,7	799,	1058,
25	Станция обезжелезивания	590,	0,5	0,5	1,5	Ошиб	448,	784	16	12,5	0,9	11,9	306,9	448,	543,
Территория предприятия		0,0	–	–	–	0,0	0,0	1272	0,16	20,4	1	20,4	20,4	0,0	20,4
<b>Итого по 0,38 кВ</b>		<b>15249</b>	–	–	–	<b>8989,</b>	<b>Ошибк</b>	<b>ΣF<sub>ц</sub> = 17814</b>	<b>341,2</b>	–	<b>295,</b>	<b>9284,6</b>	<b>Ошибк</b>	<b>13736</b>	
<b>Потребители электроэнергии выше 1000 В</b>															
18	Насосная №1	1260,	0,6	0,8	0,6	Ошиб	507,	–	–	–	–	–	819,0	Ошиб	963,
<b>Итого по 10 кВ</b>		<b>Ошиб</b>	–	–	–	<b>819,</b>	<b>507,</b>	–	–	–	–	–	<b>819,0</b>	<b>507,</b>	<b>963,5</b>

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В

ЭП выше 1000 В

$$\begin{aligned}\sum P_p^H &= 8989,0 \text{ кВт}, \\ \sum Q_p^H &= 10124,0 \text{ кВАр}, \\ \sum P_{\text{расч.о}} &= 295,6 \text{ кВт},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sum P_p^B &= 819,0 \text{ кВт}, \\ \sum Q_p^B &= 507,6 \text{ кВАр}\end{aligned}$$

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

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{\text{расч.о}})^2 + (\sum Q_p^H)^2} = \sqrt{(8989,0 + 295,6)^2 + 10124,0^2} = 13736,8 \text{ кВа}.$$

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

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + P_{\text{расч.о}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{л}} = (8989,0 + 819,0) \cdot 0,95 + 295,6 = 9613,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{\text{тр}} = (10124,0 + 507,6) \cdot 0,95 = 10100,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{9613,2^2 + 10100,0^2} = 13943,6 \text{ кВА}.$$

где  $K_{p.m}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

### 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.

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.2.

Картограмма нагрузок показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ це	Наименование цеха	$S_{p.i}$ , кВА	$P_{p.o.i}$ ,	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x_i$ , мм	$y_i$ , мм	$S_{p.i} \cdot x_i$ , кВА·мм	$S_{p.i} \cdot y_i$ , кВА·мм
<b>Потребители электроэнергии до 1000 В</b>									
1	Складовское хозяйство	34,3	4,3	3,8	45,0	10,5	131,4	360,2	4507,5
2	Очистные сооружения	144,6	4,5	7,8	11,1	35,0	122,1	5060,4	17653,7
3	Цех оборотного водоснабжения	426,5	2,2	13,5	1,9	55,9	131,6	23839,3	56122,5
4	Котельная	391,7	2,4	12,9	2,2	75,1	101,2	29415,5	39638,5
5	Секция 1	1090,3	18,4	21,5	6,1	18,7	92,5	20388,8	100853,7
6	Секция 2	1486,2	19,1	25,1	4,6	67,5	78,2	100317,9	116220,1
7	Секция 3	1385,9	19,1	24,3	5,0	67,5	57,2	93545,7	79271,4
8	Секция 4	1740,6	7,7	27,2	1,6	60,0	41,7	104437,0	72583,7
9	Насосная №3	463,3	20,1	14,0	15,6	35,0	15,2	16215,9	7042,3
10	Мастерские	610,6	46,6	16,1	27,5	182,5	24,2	111441,9	14777,5
11	Химическая лаборатория	138,0	25,2	7,7	65,8	103,0	25,7	14209,9	3545,6
12	Операторная	26,2	3,1	3,3	42,2	112,8	62,0	2954,3	1623,8
13	МКНУ	345,3	3,5	12,1	3,7	113,5	101,2	39194,3	34946,8
14	Административно-бытовой корпус	251,9	21,5	10,3	30,7	95,5	132,2	24054,6	33298,7
15	Походная	20,7	6,3	3,0	109,7	128,3	133,7	2653,5	2765,2
16	АСПТ	395,8	3,2	13,0	2,9	140,1	61,0	55454,8	24145,2
17	Узел задвижек	294,2	6,8	11,2	8,3	197,8	57,7	58186,2	16973,4
18	Насосная №1	525,4	6,7	14,9	4,6	168,0	57,7	88264,0	30314,5
19	Насосная №2	979,4	6,7	20,4	2,5	168,0	98,2	164534,1	96174,1
20	Бытовой комплекс	350,1	10,4	12,2	10,7	156,0	131,2	54611,4	45929,6
21	Операторная АСН	111,6	4,5	6,9	14,5	198,0	131,6	22099,1	14688,1
22	Автоматическая станция налива	642,8	8,5	16,5	4,8	197,7	95,8	127079,9	61579,5
23	Участок электроснабжения	425,6	3,8	13,4	3,2	236,0	131,7	100436,6	56048,8
24	Насосная пожаротушения	1058,0	8,7	21,2	3,0	237,3	96,0	251057,7	101565,7
25	Станция обезжелезивания	543,0	11,9	15,2	7,9	234,5	56,7	127335,6	30788,6
<b>Потребители электроэнергии выше 1000 В</b>									
18	Насосная №1	963,5	–	29,6	–	168,0	57,7	161872,9	55595,6
<b>Итого</b>		<b>14845,</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>1799021,7</b>	<b>1118654,0</b>

Пример расчета (Складское хозяйство).

$S_p = 34,3 \text{кВА}$ ,  $P_{p.o} = 4,3 \text{кВт}$ ,  $x = 10,5 \text{мм}$   $y = 131,4 \text{мм}$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{34,3}{3,14 \cdot 0,750}} = 3,8 \text{мм}$$

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

$m$  – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В, кВА/мм<sup>2</sup>;

$m$  – масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В, кВА/мм<sup>2</sup>;

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 4,3}{34,3} = 45,0 \text{град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 34,3 \cdot 10,5 = 360,2 \text{кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 34,3 \cdot 131,4 = 4507,5 \text{кВА} \cdot \text{мм}.$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1799021,7}{14845,3} = 121,2 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1118654,0}{14845,3} = 75,4 \text{ мм}.$$

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

$$x_0 = 133,2 \text{мм}, \quad y_0 = 80,8 \text{мм}.$$

### 3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Нагрузки по цехам распределены неравномерно и поэтому можно выбирать трансформаторы разной мощности по объектам. Так же потребители имеют вторую категорию по степени бесперебойности питания, поэтому необходимо устанавливать двухтрансформаторные подстанции. Потребителей третьей категории можно запитать от однострансформаторных подстанций.

Определим число часов использования максимальной по известному суточному графику нагрузки предприятия, рисунок 3.2.

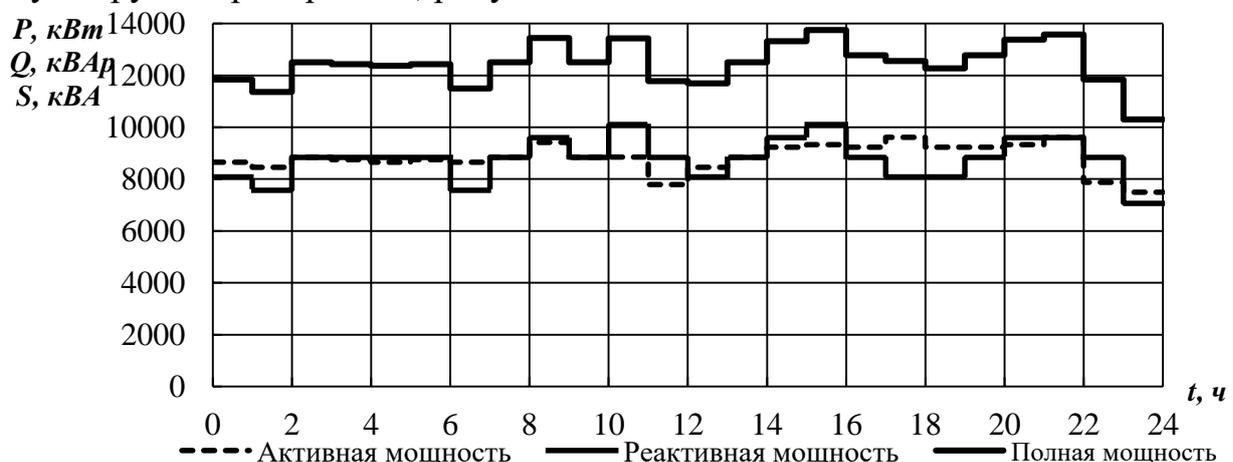


Рисунок 3.2 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{max} = 13746,3 \text{кВа.}$$

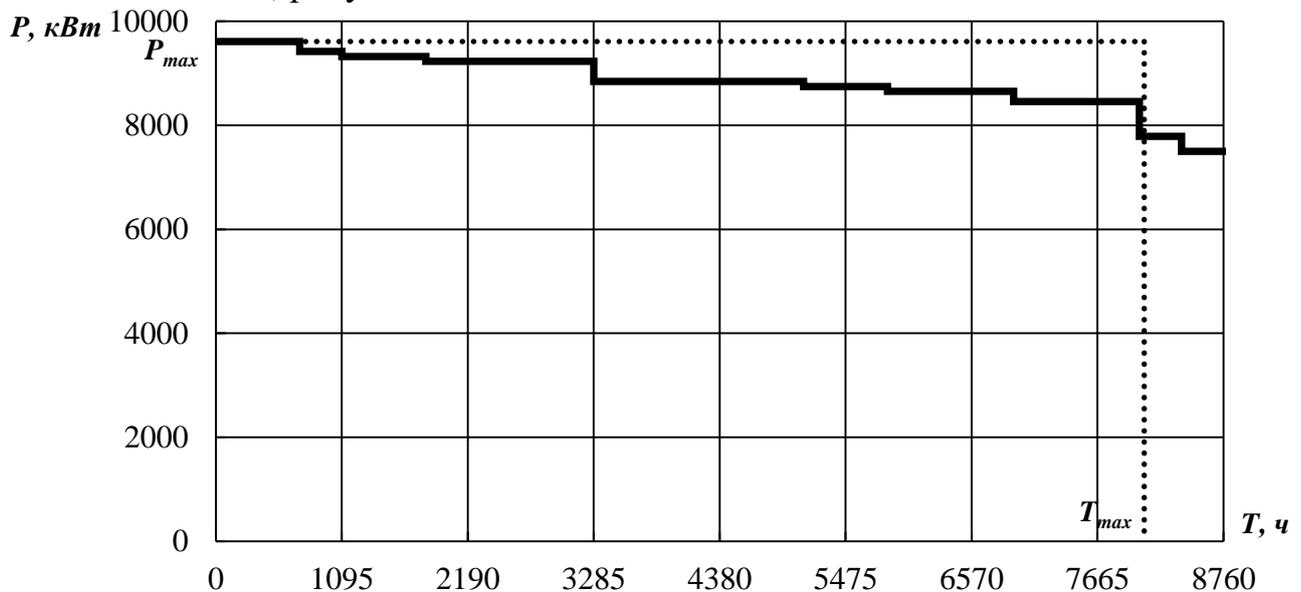
Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 211971,0 \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 210332,6 \text{кВАр} \cdot \text{ч.}$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{211971,0^2 + 210332,6^2}}{24} = 12442,3 \text{кВа.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.3.



Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{год} = 77579932,5 \text{кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{77579932,5}{9613,2} = 8070,2 \text{ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8070,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 7593,1 \text{ч.}$$

Из графиков видно, что предприятие работает практически с постоянной загрузкой, число часов использования максимальной нагрузки превышает 8000 часов. Для расчета трансформаторов примем коэффициент загрузки равный 0,5.

В качестве примера произведем выбор мощности трансформаторов для ТП4

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{p8} + S_{p9} + S_{p11}}{\beta_{тр} \cdot n_{тр}} = \frac{1740,6 + 463,3 + 138,0}{0,5 \cdot 2} = 2341,9 \text{кВа,}$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность цеха, кВА;

$\beta_{тр}$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{тр}$  – количество трансформаторов, шт.

Принимаем трансформатор 2500 кВА. Рассчитаем фактический коэффициент загрузки при работе на трансформаторах в нормальном режиме работы

$$\beta_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{2341,9}{2500 \cdot 2} = 047.$$

В случае выхода из строя одного трансформатора

$$\beta_{\text{тр.п/ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{2341,9}{2500 \cdot 1} = 094.$$

Результаты расчетов и параметры выбранных трансформаторов располагаются в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

№ п /	Ошибка! объектов	№ ПС	S <sub>р</sub> , кВ	S <sub>тр.расч</sub>	S <sub>тр.справ</sub>	Норм. режим		П/ав режим	
						n <sub>тр.норм</sub> шт	β <sub>тр.норм</sub>	n <sub>тр.п/ав</sub> шт	β <sub>тр.п/ав</sub>
1	Цеха 1, 2, 3, 5	ТП1	1695,	1695,7	1600,	2	0,53	1	1,06
2	Цеха 6, 4, 12, 13	ТП2	<b>Ошиб</b>	2249,	2500,0	2	0,45	1	0,90
3	Цех 7	ТП3	1385,	1385,	1600,0	2	0,43	1	0,87
4	Цеха 8, 9, 11	ТП4	2341,	2341,9	2500,	2	0,47	1	0,94
5	Цеха 14, 15, 16, 19, 20	ТП5	<b>Ошиб</b>	1997,	2500,0	2	0,40	1	0,80
6	Цеха 21, 22, 23, 24	ТП6	2238,	2238,0	2500,	2	0,45	1	0,90
7	Цеха 10, 17, 18, 25	ТП7	<b>Ошиб</b>	1973,	2500,	2	0,39	1	0,79

Таблица 3.4 – Параметры трансформаторов [1, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ	P <sub>хх</sub> , кВт	Q <sub>хх</sub> , кВА	P <sub>кз</sub> , кВт	Q <sub>кз</sub> , Ошибк	U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
ТМ-1600/10	1,60	10,0	0,4	3,3	20,8	18,0	88,0	5,5	1,30
ТМ-2500/10	2,50	10,0	0,4	4,6	25,0	25,0	137,5	5,5	1,00

Общие коэффициенты загрузки по трансформаторам разных мощностей

$$\beta_{\text{тр.расч}}^{1600} = \frac{\sum S_p^{1600}}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{3081,5}{1600 \cdot 4} = 0,48,$$

$$\beta_{\text{тр.расч}}^{2500} = \frac{\sum S_p^{2500}}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{10800,3}{2500 \cdot 10} = 0,43.$$

На основании расчетов, на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, рисунок 3.4.

Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

$$\Delta P_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 4 \cdot (3,30 + 0,48^2 \cdot 18,0) = 29,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 4 \cdot (20,80 + 0,48^2 \cdot 88,0) = 164,8 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 10 \cdot (4,60 + 0,43^2 \cdot 25,0) = 92,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{хх}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 10 \cdot (25,00 + 0,43^2 \cdot 137,5) = 506,6 \text{ кВАр}$$

Суммарные потери мощности

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{тр}}^{1600} + \Delta P_{\text{тр}}^{2500} = 29,9 + 92,7 = 122,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{тр}}^{1600} + \Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = 164,8 + 506,6 = 671,4 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sqrt{\Delta P_{\text{тр}}^2 + \Delta Q_{\text{тр}}^2} = \sqrt{122,6^2 + 671,4^2} = 682,5 \text{ кВа}.$$

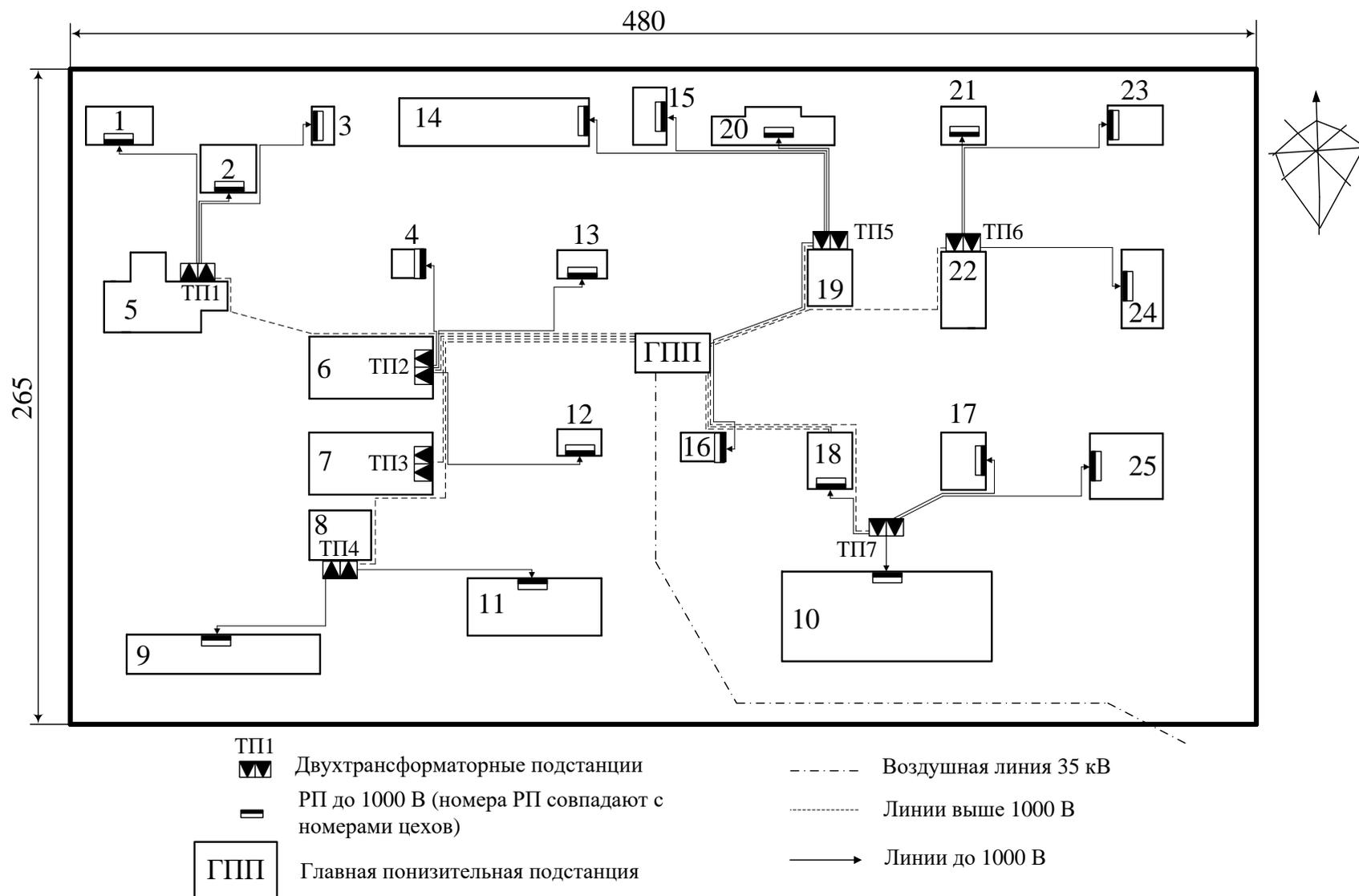


Рисунок 3.4 – План расположения трансформаторных подстанций на территории предприятия

### 3.4 Схема внутривозовских сетей выше 1000 В

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

Схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.5.

#### ГПП – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}} + S_{\text{р}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ А.}$$

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

$S_{\text{р}}$  – расчетная мощность высоковольтной нагрузки РУ, кВА;

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

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

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 16000}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 184,8 \text{ А.}$$

Экономическое сечение при работе предприятия с  $T_{\text{max}} > 5000$  час/год и питания кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока  $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$  [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{92,4}{1,4} = 66,0 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВББШв

$$F = 95 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{доп}} = 170 \text{ А. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].}$$

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 170 = 170,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 92,4 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

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

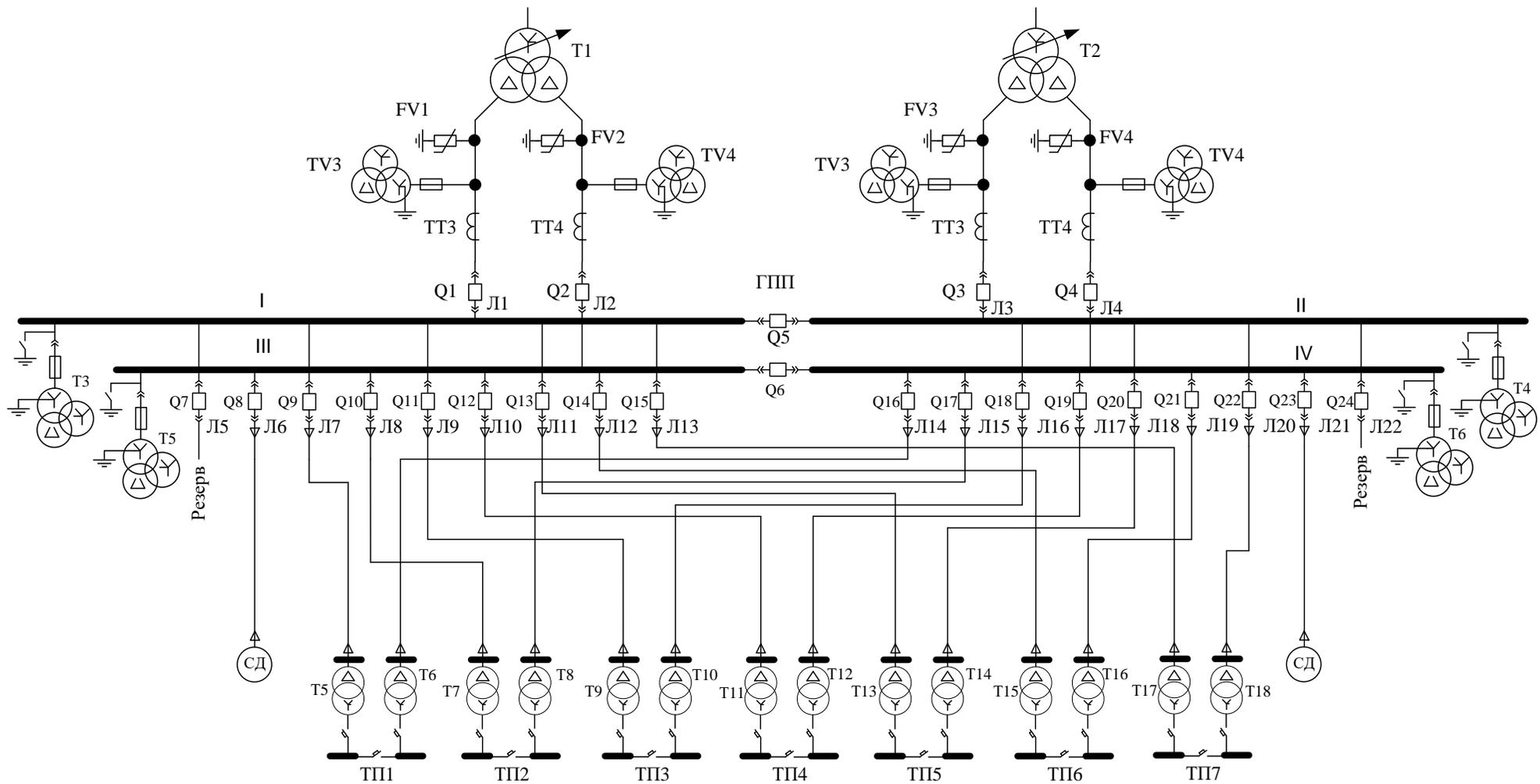


Рисунок 3.5 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

## ГПП-СД 630 кВт

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,84} = 43,5\text{А.}$$

где  $P_{\text{сд}}$  – номинальная мощность двигателя, кВт.

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{43,5}{1,4} = 31,0\text{мм}^2$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВББШв

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

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0\text{А} > I_{\text{расч}} = 43,5\text{А,}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

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

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5– Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

№ п /	Участок	Мощность участка, а,	п ц,	U ном,	L,	Ошибка! нагрузка		F эк,	Способ прокладки	K пр	Марка и Ошибка!	Допустимая	
						I расч,	I расч.ав,					I' доп,	1,3 · I' доп,
1	ГПП – ТП1	3200,0	2	10	Оши	92,4	184,8	66,0	Эстакады	1,00	АВББШ в - 2 (305)	170,0	221,0
2	ГПП – ТП2	5000,0	2	10	0,095	Оши	288,7	103,1		1,00	Ошибка! - 2 (3)	Оши	305,5
3	ГПП – ТП3	3200,0	2	10	Оши	92,4	184,8	66,0		1,00	АВББШ в - 2 (305)	Оши	221,0
4	ГПП – ТП4	5000,0	2	10	Оши	144,3	Оши	103,1		1,00	АВББШ в - 2 (3150)	235,0	305,5
5	ГПП – ТП5	5000,0	2	10	0,069	144,3	Оши	103,1		1,00	Ошибка! - 2 (3)	235,0	305,5
6	ГПП – ТП6	5000,0	2	10	0,107	Оши	288,7	103,1		1,00	Ошибка! - 2 (3)	Оши	305,5
7	ГПП – ТП7	5000,0	2	10	Оши	144,3	288,7	Оши		1,00	АВББШ в - 2 (3150)	Оши	305,5
8	ГПП – СД	752,8	1	10	0,082	43,5	–	31,0		1,00	АВББШ в - 1 (325)	90,0	–

Определение потерь мощности в линиях электропередачи.

Определение сопротивлений участков сведем в таблицу вместе со справочными данными линий.

Таблица 3.6 – Определение сопротивлений и проводимостей линий

№ у	Участок	U <sub>ном</sub> ,	Марка	L,	n <sub>ц</sub> ,	r <sub>0</sub> Ом/км	x <sub>0</sub> Ом/км	R Ом	X Ом	S <sub>уч</sub> , МВА
1	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	0,95	2	0,32	0,08	0,95	7,6	1,696
2	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	95	2	0,20	0,079	9,7	3,7	2,249
3	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	0,95	2	0,32	0,08	0,95	5,4	1,386
4	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	20	2	0,206	0,07	20,6	7,9	2,342
5	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	69	2	0,206	0,07	7,1	2,7	1,998
6	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	0,95	2	0,20	0,07	0,95	4,2	2,238
7	ГПП –	10	АВБ6Шв-2 (3	14	2	0,206	0,07	14,6	5,6	1,973
8	ГПП –	10	АВБ6Шв - 3	82	2	0,89	0,095	36,6	3,9	0,964

Потери мощности в линиях

$$\Delta S_1 = \frac{S_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_1 = \left(\frac{1,696}{10}\right)^2 \cdot (29,93 + j7,62) = 0,861 + j0,219$$

$$= 0,886 e^{j14,3} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_2 = \frac{S_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 = \left(\frac{2,249}{10}\right)^2 \cdot (9,79 + j3,75) = 0,495 + j0,190$$

$$= 0,530 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_3 = \frac{S_3^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 = \left(\frac{1,386}{10}\right)^2 \cdot (21,32 + j5,43) = 0,409 + j0,104$$

$$= 0,422 e^{j14,3} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_4 = \frac{S_4^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_4 = \left(\frac{2,342}{10}\right)^2 \cdot (20,68 + j7,93) = 1,134 + j0,435$$

$$= 1,215 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_5 = \frac{S_5^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_5 = \left(\frac{1,998}{10}\right)^2 \cdot (7,14 + j2,74) = 0,285 + j0,109$$

$$= 0,305 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_6 = \frac{S_6^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_6 = \left(\frac{2,238}{10}\right)^2 \cdot (11,02 + j4,23) = 0,552 + j0,212$$

$$= 0,591 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_7 = \frac{S_7^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_7 = \left(\frac{1,973}{10}\right)^2 \cdot (14,64 + j5,61) = 0,570 + j0,219$$

$$= 0,611 e^{j21,0} \text{ кВА}$$

$$\Delta S_8 = \frac{S_8^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_8 = \left( \frac{0,964}{10} \right)^2 \cdot (36,68 + j3,92) = 0,341 + j0,036$$

$$= 0,343 e^{j6,0} \text{ кВА}$$

Суммарные потери в ЛЭП

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{ЛЭП}} &= \Delta S_1 + \Delta S_2 + \Delta S_3 + \Delta S_4 + \Delta S_5 + \Delta S_6 + \Delta S_7 + \Delta S_8 = \\ &(0,8607 + j0,2191) + (0,495 + j0,1899) + (0,4094 + j0,1042) \\ &+ (1,1340 + j0,4349) + (0,2851 + j0,1093) \\ &+ (0,5521 + j0,2117) + (0,5700 + j0,2186) \\ &+ (0,3406 + j0,0364) = 4,6469 + j1,5241 = 4,890 e^{j18,2} \text{ кВА.} \end{aligned}$$

### 3.5 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.

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_{\text{э}} = \alpha \cdot P_p = 0,29 \cdot 9613,2 = 2787,8 \text{ кВАр.}$$

где  $\alpha$  – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [3, стр. 35]

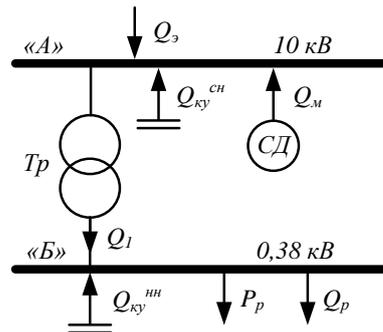


Рисунок 3.6 – Схема распределения реактивной мощности

На данном предприятии имеется синхронная высоковольтная нагрузка. Принимаем к рассмотрению двигателя типа СД с параметрами [5, стр. 172, табл. П7.3.]

- номинальное напряжение двигателя  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ;
- номинальная активная мощность  $P_{\text{СД}} = 630 \text{ кВт}$ ;
- номинальная реактивная мощность  $Q_{\text{СД}} = 320 \text{ кВАр}$ ;
- КПД  $\eta = 95,53\%$ ;
- коэффициент  $D_1 = 2,27 \text{ кВт}$ ;
- коэффициент  $D_2 = 3,11 \text{ кВт}$ ;
- число двигателей  $n_{\text{СД}} = 2$ .

Коэффициент загрузки синхронных двигателей по активной мощности

$$\beta_{\text{СД}} = \frac{P_{\text{синх}}}{P_{\text{СД}} \cdot n_{\text{СД}}} = \frac{1260,0}{630 \cdot 2} = 1,00,$$

где  $P_{\text{синх}}$  – синхронная нагрузка на стороне ВН, кВт.

Напряжение на зажимах синхронного двигателя

$$U_{\text{СД}} = \frac{U_{\text{ном}}^{\text{сн}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{10,0}{10,0} = 1,00.$$

Наибольшая допустимая перегрузка двигателя по реактивной мощности [5, стр. 173, табл. П7.5.]

$$\alpha_m = 1,23.$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность двигателей

$$Q_m = \frac{n_{\text{СД}} \cdot \alpha_m \cdot Q_{\text{СД}}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 320 \cdot 100}{95,53} = 824,0 \text{ кВАр.}$$

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тр}} \cdot \beta \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - (P_{\text{р.н}} + P_{\text{р.о}})^2}$$

$$= \sqrt{(4 \cdot 0,88 \cdot 1600 + 10 \cdot 0,43 \cdot 2500)^2 - 9284,6^2}$$

$$= 10319,9 \text{кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_3 + Q_M - Q_1 = 2787,8 + 824,0 - 10124,0 = -6512,2 \text{кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{\text{ку.расч}}^{\text{СН}} = Q_1 - Q_3 - Q_3 = 10124,0 - 824,0 - 2787,8 = 6512,2 \text{кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-6,3(10,5)-900-У1с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

–номинальное напряжение  $U_{\text{ном.ку}} = 10,5 \text{кВ}$ ;

–номинальная мощность  $Q_{\text{ном.ку}} = 900 \text{кВАр}$ ;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{\text{ку}} = \left( \frac{U_{\text{ном}}^{\text{СН}}}{U_{\text{ном.ку}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{ном.ку}} = \left( \frac{10,0}{10,5} \right)^2 \cdot 900 = 816,3 \text{кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне СН

$$n_{\text{ку.расч}} = \frac{Q_{\text{ку.расч}}^{\text{СН}}}{Q_{\text{ку}}} = \frac{6512,2}{816,3} = 8,0 \text{шт}$$

принимаем  $n_{\text{ку}} = 8 \text{шт.}$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{\text{ку}}^{\text{СН}} = Q_{\text{ку}} \cdot n_{\text{ку}} = 816,3 \cdot 8 = 6530,6 \text{кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_B = Q_1 - Q_{\text{р.н}} = 10319,9 - 10124,0 = 195,9 \text{кВАр.}$$

Компенсация со стороны низкого напряжения не требуется.

Мощность, генерируемая синхронными двигателями

$$Q = Q_M = 824,0 \text{кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ку}}^{\text{СН}} + Q_{\text{ку}}^{\text{НН}} + Q = 6530,6 + 0,0 + 824,0 = 7354,6 \text{кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом точного значения реактивной мощности компенсирующих устройств

$$S_{\text{р.ГПП}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{13050,6^2 + (12131,4 - 5885,9)^2}$$

$$= \sqrt{13050,6^2 + 6245,5^2} = 14468,1 \text{кВА.}$$

Расчетная мощность ГПП с учетом компенсации реактивной мощности

$$S_{\text{расч.ГПП}} = S_{\text{тр}\Sigma} + S_{\text{в.н}\Sigma} + \Delta S_{\text{л}\Sigma} + \Delta S_{\text{тр}\Sigma} - Q_{\text{ку}\Sigma}$$

$$= 31400 + 1260,0 + 4,9 + 682,5 - 7354,6 = 25992,8$$

### 3.6 Составление схемы внешнего электроснабжения

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 3.7.

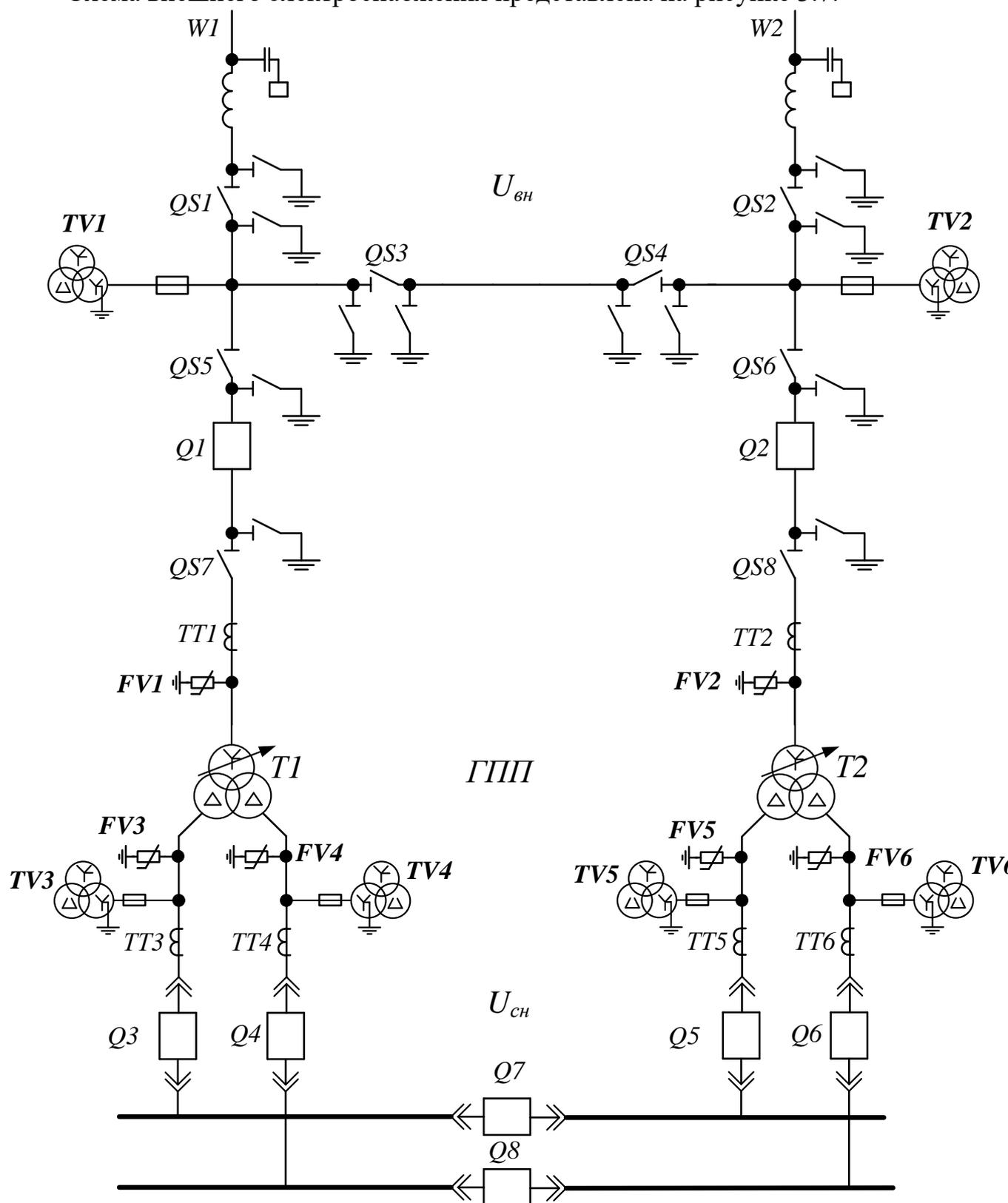


Рисунок 3.7 – Схема внешнего электроснабжения

W1, W2 - воздушная линия; TV1 ÷ TV6 - трансформаторы напряжения; FV1 ÷ FV6 - ограничители перенапряжения; QS1 ÷ QS8 - разъединители; Q1 ÷ Q8 - выключатели; T1, T2 - силовые трансформаторы.

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя

в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора.

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,2} + \frac{2500}{26,0}}} = 92,5 \text{кВ},$$

где L, км – длина питающей линии;

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

С учетом рекомендаций принимаем к рассмотрению напряжение питающих линий

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{кВ}.$$

### 3.7 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформаторов определим исходя из расчетной мощности ГПП с учетом потерь во внутривоздушной сети

Номинальная мощность трансформаторов (пункт 3.7)

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{\beta_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{25992,8}{2 \cdot 0,5} = 25992,8 \text{кВа}.$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{\text{ном.тр}} = 25000 \text{кВа},$$

Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{25992,8}{2 \cdot 25000} = 0,52.$$

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

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 2500 = 35000,0 \text{кВа} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\text{max}} = 0,78 \cdot 25992,8 = 20265,5 \text{кВа}.$$

Таблица 3.7 – Параметры трансформаторов [2, стр. 207, табл. 5.12], [2, стр. 209, табл. 5.13], [2, стр. 212, табл. 5.17]

Тип	S ном ,	U вн ,	U нн ,	P xx ,	Q xx ,	P кз ,	Q кз ,	U к ,	I xx ,	Цена руб
ТРДН-25000/110	25,	11	10,	27,	175,	Оши	2625,	10,	0,7	7925400
ТРДН-25000/110	25,	23	11,	22,	225,	120,	Ошиб	11,	0,9	9520000

### 3.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Выбор сечения линии производится для двух видов трансформаторов с последующим технико-экономическим сравнением двух вариантов.

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

#### ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН–25000/110

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{А}.$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 25000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 262,4 \text{А}.$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{131,2}{1,0} = 131,2 \text{мм}^2,$$

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод АС 120/19 с  $I_{\text{доп}}=390 \text{А}$  [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 мм<sup>2</sup>. Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 6,40 \cdot 5 \cdot \frac{390}{131,2} = 95,1 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 24,2 \text{ км},$$

–Проверка на корону.

Принимаем к установке двухцепную свободностоящую стальную опору типа ПС110–6, с подвеской проводов шестиугольником.

Расстояние между соседними проводами по теореме Пифагора

$$D_{12} = D_{13} = \sqrt{6^2 + 2,1^2} = 6,4\text{м.}$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{6,4 \cdot 6,4 \cdot 12,0} = 7,9\text{м.}$$

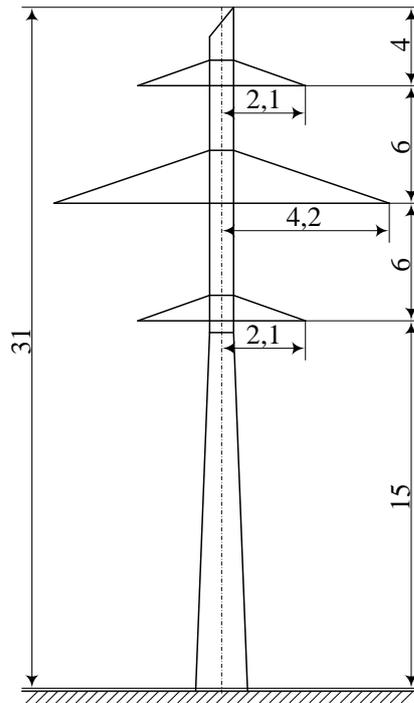


Рисунок 3.5 – Промежуточная опора

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r_0)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,76)^{0,38}} \right] = 35,7 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}$$

где  $r_0$ , см – радиус провода [2, стр. 72, табл. 3.5].

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{785,6}{0,76}} = 17,0 \text{ кВ/см.}$$

По условию:  $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$ , имеем

$$1,07 \cdot 17,0 = 18,2 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 35,7 = 32,2 \text{ кВ/см.}$$

Проверка выполняется.

### ВЛЭП 220кВ, трансформаторы ТРДН-25000/220

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 25000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 131,2 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{65,6}{1,0} = 65,6 \text{ мм}^2,$$

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод АС 240/39 с  $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$  [6, стр. 82, табл. 3.15.]

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

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 610 = 793,0\text{А.}$$

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 мм<sup>2</sup>. Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 17,5 \cdot 5 \cdot \frac{610}{65,6} = 813,5 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 24,2\text{км},$$

–Проверка на корону.

Принимаем к установке двухцепную свободностоящую стальную опору типа П220–2Т, с подвеской проводов шестиугольником.

Расстояние между соседними проводами по теореме Пифагора

$$D_{12} = \sqrt{6,5^2 + 2,9^2} = 7,1\text{м.}$$

$$D_{13} = \sqrt{6,5^2 + 2,2^2} = 6,9\text{м}$$

$$D_{23} = \sqrt{13^2 + 0,7^2} = 13,0\text{м}$$

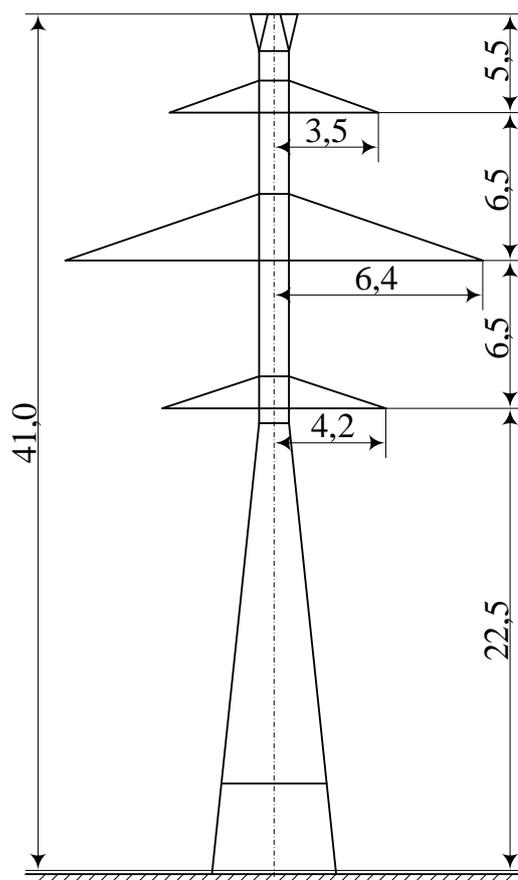


Рисунок 3.9 – Промежуточная опора

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{7,1 \cdot 6,9 \cdot 13,0} = 8,6 \text{ м.}$$

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,08)^{0,38}} \right] \\ = 33,9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

где  $r_0$ , см – радиус провода [2, стр. 72, табл. 3.5].

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{0,08 \cdot \lg \frac{859,9}{0,08}} = 24,9 \text{ кВ/см.}$$

По условию:  $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$ , имеем

$$1,07 \cdot 24,9 = 26,6 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 33,9 = 30,5 \text{ кВ/см.}$$

Проверка выполняется.

### 3.9 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение

#### воздушных линий электропередачи

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

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

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].

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.

Произведем расчет капитальных затрат на сооружение ВЛЭП и схемы внешнего электроснабжения для двух уровней номинального напряжения. При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

$$\gamma = 1,2.$$

### ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН–25000/110

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 2284800 \cdot 24,2 \cdot 1,2 = 66350592,0 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 8389500,0 \cdot 1,2 = 10067400,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

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

$$2 \cdot 140 \cdot \left( \frac{131,2}{390} \right)^2 \cdot 24,2 \cdot 7593,1 \cdot 0,020 = 116483,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}}$$

$$= 0,100 \cdot 66350592,0 + 0,067 \cdot 10067400,0 = 7309575,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

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

$$= 0,008 \cdot 66350592,0 + 0,059 \cdot 10067400,0 = 1124781,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

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

$$= 0,193 \cdot 10067400,0 + 116483,7 \cdot 7309575,0 + 1124781,3$$

$$= 20579138,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### ВЛЭП220 кВ, трансформаторы ТРДН-25000/220

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 3141600 \cdot 24,2 \cdot 1,2 = 91232064,0 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 17136000,0 \cdot 1,2 = 20563200,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

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

$$2 \cdot 210 \cdot \left( \frac{65,6}{610} \right)^2 \cdot 24,2 \cdot 7593,1 \cdot 0,020 = 17855,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}}$$

$$= 0,100 \cdot 91232064,0 + 0,067 \cdot 20563200,0 = 10500940,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} \\ = 0,008 \cdot 91232064,0 + 0,049 \cdot 20563200,0 = 1737453,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} \\ = 0,152 \cdot 91232064,0 + 0,193 \cdot 20563200,0 + 17855,2 \\ + 10500940,8 + 1737453,3 = 30092220,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 3.10 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

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

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

$C_{\text{пот}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах,

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

$C_{\text{обсл}}$  – отчисления на обслуживание трансформаторов, руб;

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

#### Трансформатор ТРДН-25000/110

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{\text{тр}} = K \cdot n_{\text{тр}} \cdot \gamma = 7925400 \cdot 2 \cdot 1,2 = 19020960,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \cdot \Delta C_{\text{э}} \\ = 2 \cdot (27,0 \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot 120,0 \cdot 7593,1) \cdot 0,020 = 19310,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,067 \cdot 19020960,0 = 1274404,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,059 \cdot 19020960,0 = 1122236,6 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{об}} = E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{тр}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} = \\ 0,193 \cdot 19020960,0 + 19310,5 + 1274404,3 + 1122236,6 = 6086996,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

#### Трансформатор ТРДН-25000/220

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{\text{тр}} = K \cdot n_{\text{тр}} \cdot \gamma = 9520000 \cdot 2 \cdot 1,2 = 22848000,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \cdot \Delta C_{\text{э}}$$

$$= 2 \cdot (22,0 \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot 120,0 \cdot 7593,1) \cdot 0,020 = 17558,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,067 \cdot 22848000,0 = 1530816,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,049 \cdot 22848000,0 = 1119552,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

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

$$0,193 \cdot 22848000,0 + 17558,5 + 1530816,0 + 1119552,0 = 7077590,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 3.11 Техничко-экономическое сравнения вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение ЛЭП, питающих ГПП

U ном'	Тр-тор –	Сечени е	к з	K <sub>ЛЭП</sub> , руб	K <sub>об</sub> , руб	C <sub>пот</sub> , Ошибка	C <sub>ам</sub> , руб/год	C <sub>обсл</sub> , руб/год	Z <sub>ЛЭП</sub> , руб/год
110	ТРДН-	АС	0,3	66350592	Ошибка	116483	Ошибка	1124781,	20579138,
220	ТРДН-	АС	0,1	Ошибка	20563200	17855,	Ошибка	1737453,	30092220,7

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

U ном'	Тр-тор –	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	β	K <sub>тр</sub> , руб	C <sub>пот</sub> , руб/го	C <sub>ам</sub> , руб/год	C <sub>обсл</sub> , руб/год	Z <sub>тр</sub> , руб/год
110	ТРДН-	120,0	27,0	0,5	Ошибка	19310,	1274404,	Ошибка	6086996,8
220	ТРДН-	120,0	22,0	0,5	22848000	Ошибка	1530816,	1119552,	7077590,5

Суммарные приведенные затраты по вариантам

$$Z^{110} = Z_{\text{ЛЭП}}^{110} + Z_{\text{тр}}^{110} = 20579138,2 + 6086996,8 = 26666134,9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$Z^{220} = Z_{\text{ЛЭП}}^{220} + Z_{\text{тр}}^{220} = 30092220,7 + 7077590,5 = 37169811,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Окончательно принимаем к установке вариант с трансформаторами 25000 кВА на напряжение 110 кВ. Данный вариант является наиболее целесообразным по технико-экономическим показателям.

### 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 3.11 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 – ТП7.

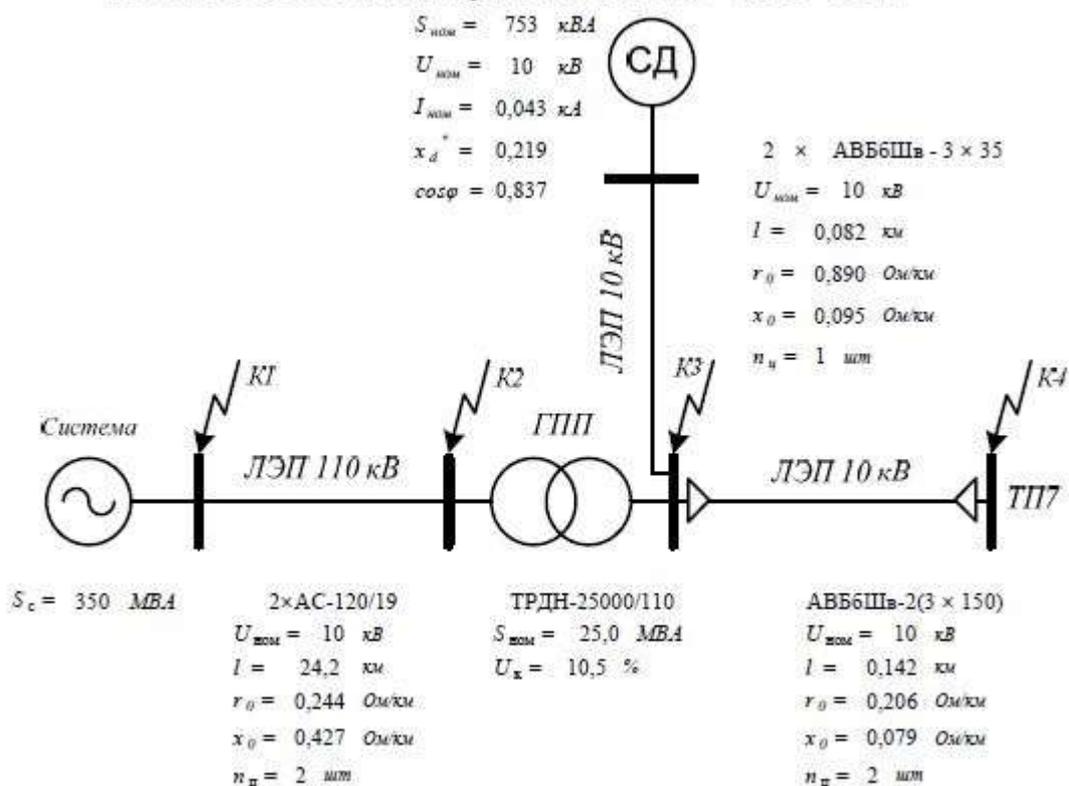


Рисунок 3.10 – Расчетная схема рассматриваемого участка

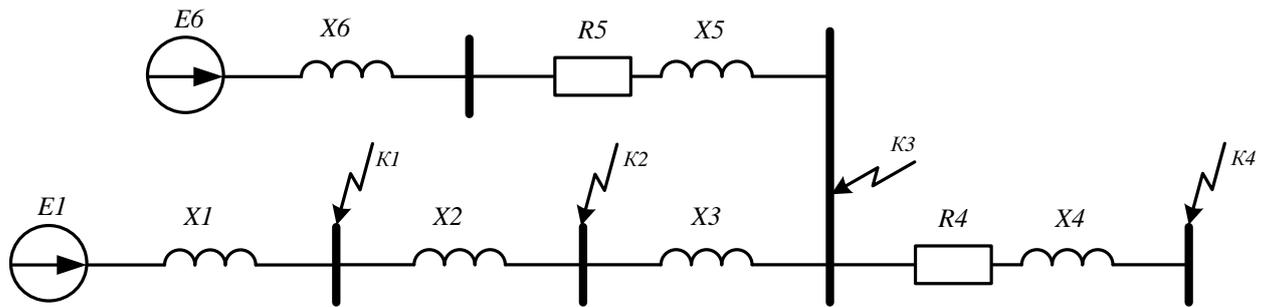


Рисунок 3.11 – Схема замещения рассматриваемого участка

По исходным данным определяем мощность системы. Приблизительно принимаем за мощность системы мощность отключения выключателя на присоединении подстанции к системе

$$S_c = 350 \text{ МВА.}$$

Принимаем за базисные величины

$$S_6 = 100 \text{ МВА, } U_{61} = 37,0 \text{ кВ, } U_{62} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА, } I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

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

Сопротивления элементов

Система

$$X_c = X_1 = \frac{S_6}{S_c} = \frac{100}{350} = 0,286.$$

Воздушная линия

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{61}^2} = 0,427 \cdot 24,2 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,755.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25,0} = 0,420.$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{62}^2} = 0,206 \cdot 0,142 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,027,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{62}^2} = 0,079 \cdot 0,142 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,010.$$

Кабельная линия

$$R_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{62}^2} = 0,890 \cdot 0,082 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,067,$$

$$X_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{62}^2} = 0,095 \cdot 0,082 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,007.$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$R_6 = \frac{R'_6}{n_{сд}} = \frac{0,067}{2} = 0,033,$$

$$X_6 = \frac{X'_6}{n_{сД}} = \frac{0,007}{2} = 0,004.$$

Синхронный двигатель

сопротивление одного двигателя

$$X'_7 = \frac{x''_d \cdot S_6}{S_{НОМ}} = \frac{0,219 \cdot 100}{0,753} = 29,093;$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$X_7 = \frac{X'_7}{n_{сД}} = \frac{29,093}{2} = 14,546$$

$$U_{НОМ} = \frac{U_{НОМ}}{U_{62}} = \frac{10,0}{10,5} = 0,952, \quad I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ}}{I_{62}} = \frac{0,043}{5,5} = 0,008,$$

$$E_7 = \sqrt{(U_{НОМ} \cdot \cos \varphi_{НОМ})^2 + (U_{НОМ} \cdot \sin \varphi_{НОМ} + I_{НОМ} \cdot X'_7)^2} \\ = \sqrt{(0,952 \cdot 0,837)^2 + (0,952 \cdot 0,547 + 0,008 \cdot 29,093)^2} = 1,095.$$

### Расчет короткого замыкания для точки К1.

Эквивалентное сопротивление цепочки СД относительно точки К1

$$Z_{сД} = \sqrt{(R_6 + R_5)^2 + (X_7 + X_6 + X_5 + X_3 + X_2)^2} \\ = \sqrt{(0,033)^2 + (14,546 + 0,004 + 0,420 + 0,755)^2} = 15,725.$$

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки

К1

$$Z_C = X_1 = 0,286.$$

Результирующее сопротивление в точке К1

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_{сД} \cdot Z_C}{Z_{сД} + Z_C} = \frac{15,725 \cdot 0,286}{15,725 + 0,286} = 0,281.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{к1} = \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,560}{0,281} = 5,561 \text{кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,561 = 12,6 \text{кА},$$

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 3.11..

Таблица 3.10 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

	$U_6,$	$I_6,$	$Z_{\Sigma}$	$k_{уд}$	$T_a,$	$I_k,$	$i_{уд},$
--	--------	--------	--------------	----------	--------	--------	-----------

Терминал	кВ	кА	–	–	сек	кА	кА
К1	37,0	1,560	0,281	1,608	0,02	5,561	12,6
К2	37,0	1,560	0,973	1,608	0,02	1,604	3,6
К3	10,5	5,499	1,327	1,869	0,01	4,143	10,9
К4	10,5	5,499	1,356	1,869	0,01	4,056	10,7

По найденным значениям тока короткого замыкания необходимо проверить высоковольтные кабельные линии на термическую стойкости, а так же произвести выбор высоковольтного оборудования.

Произведем проверку высоковольтной кабельной линии 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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 4142,7^2 \cdot 0,3 = 5148578,7 \text{А}^2 \cdot \text{сек.}$$

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

Термически стойкое сечение равно

$$F_{\text{min}} = \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{5148578,7}{85} = 26,7 \text{мм}^2 < F_{\text{real}} = 150 \text{мм}^2,$$

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

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

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 ВЭК-110Б-40/2000

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

номинальное напряжение  $U_{ном} = 110\text{кВ}$ ;

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

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

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

пик тока электродинамической стойкости  $i_{дин} = 80\text{кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{тер} = 31,5\text{кА}$ ;

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

полное время отключения выключателя  $t_{отк.в} = 0,06\text{с}$ .

Проверка выключателя

–по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110,0\text{кВ} = U_{ном} = 110,0\text{кВ};$$

–по току  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25992,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 136,4\text{А} < I_{ном} = 2000,0\text{А};$$

–по отключающей способности  $I_{н,t} \leq I_{отк.ном}$

$$I_{н,t} = 5,561\text{кА} < I_{отк.ном} = 40,0\text{кА};$$

–по электродинамической стойкости  $I_{п,0} \leq I_{дин}$ ,  $i_{уд} \leq i_{дин}$

$$I_{п,0} = 5,561\text{кА} < I_{дин} = 40\text{кА},$$

$$i_{уд} = 12,6\text{кА} < i_{дин} = 80\text{кА};$$

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

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{отк.в} + T_a) = 5,561^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,020) = 39,579\text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969,0 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 39,579\text{кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969,0\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-110/1000

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

номинальное напряжение  $U_{ном} = 110\text{кВ}$ ;

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

амплитуда предельного сквозного тока  $i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$ ;

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

Проверка разъединителя

–по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

–по току  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 136,4 \text{ А} < I_{ном} = 1000,0 \text{ А};$$

–по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{пр.с}$

$$i_{уд} = 12,6 \text{ кА} < i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

–по термической стойкости  $B_k \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$

$$B_k = 39,579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем однотипное, 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 ВЭК-110Б-40/2000	Разъединитель РДЗ-110/1000
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 136,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$I_{n,0} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{уд} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-20/630	Разъединитель
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 396,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,0} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## **4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока**

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а так же для 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	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>

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 ТФЗМ110

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

номинальное напряжение  $U_{ном} = 110\text{кВ}$ ;

номинальный ток  $I_{ном} = 150\text{А}$ ;

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

ток электродинамической стойкости  $i_{дин} = 30\text{кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{тер} = 5,0\text{кА}$ ;

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

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

;

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 110,0\text{кВ} = U_{ном} = 110,0\text{кВ};$$

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

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25992,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 136,4\text{А} < I_{ном} = 150,0\text{А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26\text{Ом},$$

где  $S_{приб}$  – мощность потребляемая приборами (таблица 4.2).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,10 = 0,84 \text{ Ом},$$

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

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0238 \cdot 8}{0,84} = 0,27 \text{ мм}^2$$

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

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

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 8}{4} = 0,0570 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,26 + 0,057 + 0,10 = 0,4170 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2000 \text{ Ом}.$$

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

$$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 30 \text{ кА};$$

– проверка трансформатора тока на термическую стойкость  $B_{\text{к}} \leq R_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 39,579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5,0^2 \cdot 3 = 75,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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	$U_{\text{сет}} = 1 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 1 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 396,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
ТА2 ТФЗМ 110 Сторона ВН трансформатора	$U_{\text{сет}} = 1 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 1 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 136,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 75,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 30 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,417 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

### 4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения 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 установ	Прибор	Тип	$S_{обм}$	n <sub>обм</sub>	cos φ	sin φ	n <sub>приб</sub>	Потр. мощн	
								P, Вт	Q,
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтмет	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотоме	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
	Счетчик	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
<b>Итого:</b>								<b>25,</b>	<b>0,0</b>
Сторона НН <b>Ошибка!</b>	Вольтмет	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
	Счетчик	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
<b>Итого:</b>								<b>10,</b>	<b>0,0</b>

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения

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

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

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

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

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,4^2 + 0,0^2} = 10,4\text{В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 120\text{В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НКФ-110

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ;

номинальная мощность  $S_{\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$ ;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,0^2 + 0,0^2} = 25,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

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 с планом 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 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.



## **5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА**

### **5.1 Назначение РЗА**

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются ее срабатывания при повреждении защищаемого элемента и несрабатывания при КЗ за пределами этого элемента. С целью ограничения отказов функционирования защите придаются определенные свойства. Основные из них – селективность, устойчивость и надежность функционирования.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

–обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;

–чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;

–максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;

–наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Релейная защита выполняется на реле различных типов. Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

–по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;

–по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;

–по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

### **5.2 Защиты трансформатора**

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

–многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

–однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

–витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения.

### 5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий

Для защиты трансформатора небольшой и средней мощности от коротких замыканий в его обмотках на выводах и в соединениях используют токовую отсечку без выдержки времени и токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя. При этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателем. Срабатывая, защита действует на отключение выключателей.

Недостатком отсечки без выдержки времени является неполная защита трансформатора. В её зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на замыкания на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения.

Для устранения этого недостатка токовую отсечку без выдержки времени дополняют максимальной токовой защитой, которая является вместе с тем защитой трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий. При установке на трансформаторе защита действует на отключение выключателя со стороны высшего напряжения. Для повышения чувствительности к повреждениям внутри бака защита со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

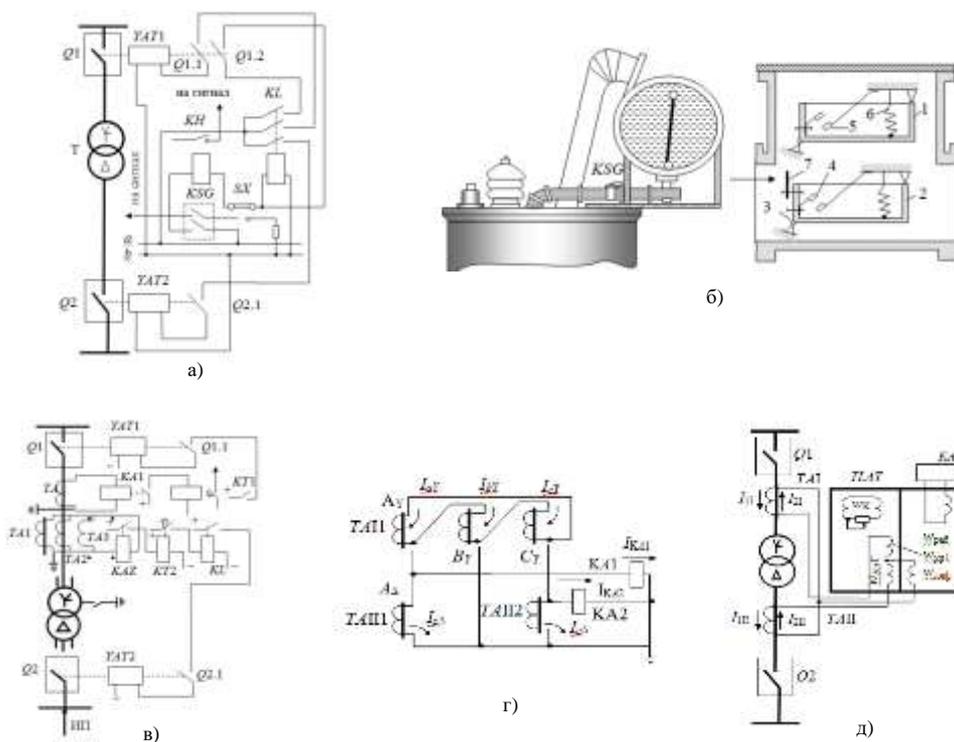


Рисунок 5.1 – Примеры схем релейной защиты трансформаторов

а) схема газовой защиты; б) газовое реле защиты трансформатора; в) токовая защита нулевой последовательности; г) дифференциальная отсечка; д) дифференциальная токовая защита.

## 5.4 Газовая защита

Баки трансформаторов заполняются маслом. Ток короткого замыкания, проходящий через место установки токовой защиты при повреждении внутри бака трансформатора, определяется числом замкнувшихся витков и поэтому может оказаться недостаточным для ее действия. Однако витковые замыкания представляют опасность для трансформатора и должны отключаться.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода. Токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют. В этом случае применяют газовую защиту, фиксирующую появление в баке трансформатора газа. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги или недопустимого нагрева.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (рисунок 5.16) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Недостаток защиты – не реагирование на повреждения вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Так же, вследствие несовершенства конструкции современных газовых реле защиту приходится выводить из действия при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др.

## 5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки; дифференциальной защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока; дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством максимальных реле тока КА1 и КА2, например РТ – 40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств.

Достоинства – быстродействие и простота. Однако из-за большого тока срабатывания токовая отсечка иногда недостаточна чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах небольшой мощности.

Для выполнения дифференциальной токовой защиты с насыщающимися трансформаторами используются реле с НТТ типа РНТ – 565. Реле РНТ – 565 применяется при низкой чувствительности токовой отсечки или если требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия. Благодаря НТТ защита отстраивается от бросков тока намагничивания. Если чувствительность защиты с реле типа РНТ недостаточна, то дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением.

## 5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 5.2.

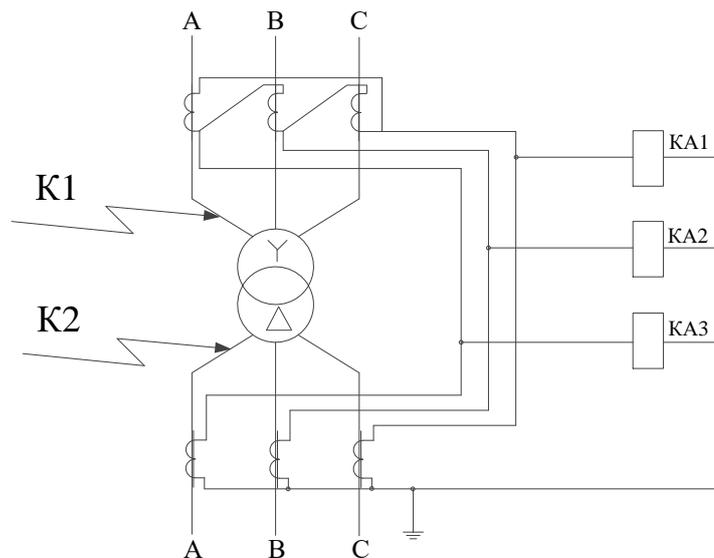


Рисунок 5.2 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

При создавшемся аварийном режиме в зоне защиты в работу вступает дифференциальная защита и отключает повреждение без выдержки времени

со стороны НН и ВН одновременно.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

<i>Числовое значение для стороны</i>	
<i>110,0</i>	<i>6,0</i>
Номинальные токи защищаемого трансформатора	
$I_{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 183,7\text{А.}$	$I_{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 2020,7\text{А.}$
Схема соединения обмоток трансформаторов	
Y	Δ
Окончание таблицы 6.1	
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
Δ	Y
Коэффициент схемы	
$K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$	$K_{сх}^{(3)} = 1$
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{А.ВН} = \frac{200}{5} = 40,0$	$K_{А.НН} = \frac{3000}{5} = 600,0$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{АΔ} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 183,7}{5} = 63,6$	$K_{АY} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{5} = \frac{1 \cdot 2020,7}{5} = 404,1$
Вторичный ток в плечах защиты	
$I_{2ВН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{K_{А.ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 183,7}{40,0} = 8,0\text{А.}$	$I_{2НН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{K_{А.НН}} = \frac{1 \cdot 2020,7}{600,0} = 3,4\text{А.}$
Токи КЗ	
$I_{кз.ВН} = 1603,9\text{А.}$	$I_{кз.НН} = 4142,7\text{А.}$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока  
 $I'_{Нб} = I_{Нб.тр} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \Psi_i \cdot I_{кз.ВН.max} = 1 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 1603,9 = 160,4\text{А,}$   
 где  $K_a$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [11, стр. 156];

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока [11, стр. 156];  
 $\Psi_i$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока [11, стр. 156].

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового трансформатора

$I''_{Нб} = I_{Нб.рег} = \Delta U_{*a} \cdot K_{ток} \cdot I_{кз.ВН.max} = 0,16 \cdot 1,0 \cdot 1603,9 = 256,9\text{А,}$   
 где  $\Delta U_{*a}$  – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, равная половине диапазона регулирования силового трансформатора;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения (для двухобмоточного

трансформатора) [11, стр. 157].

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = 160,4 + 256,9 = 417,3\text{А.}$$

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 417,3 = 542,5\text{А,}$$

где  $K_{\text{над}}$  – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас [11, стр. 158].

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{вн}} = 1,3 \cdot 183,7 = 238,8\text{А.}$$

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з}} = 542,5\text{А.}$$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_{\text{р}} = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{кз.вн.мин}}}{K_{\text{А.вн}}} = 1,5 \cdot \frac{1603,9}{40,0} = 60,1\text{А.}$$

При двухфазном КЗ на стороне НН ток повреждения проходит через обмотки трансформатора тока стороны ВН, соединенные в треугольник. Предварительный ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 542,5}{40,0} = 23,5\text{А.}$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{60,1}{23,5} = 2,56 > 2.$$

Проверка выполняется, можно вести расчет дальше. Необходимо определить число витков обмоток реле. Расчет начинается с определения числа витков обмотки ВН, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением.

Таблица 5.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН

$$I_{\text{с.р.вн.расч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 542,5}{40,0} = 23,5\text{А.}$$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН

$$W_{\text{вн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.вн.расч}}} = \frac{100}{23,5} = 4,3\text{шт, принимаем } W_{\text{вн}} = 4,0\text{шт.}$$

Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН

$$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{вн}}} = \frac{100}{4,0} = 25,0\text{А.}$$

Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН

$$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{25,0 \cdot 40,0}{\sqrt{3}} = 577,4А.$$

Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН

$$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{577,4 \cdot 110,0}{10,0} = 6350,9А.$$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН

$$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{4 \cdot 8,0}{3,4} = 9,4шт, \text{ принимаем } W_{нн} = 9,0шт.$$

Ток небаланса, составляющая  $I''_{нб}$

$$I'''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{9,4 - 9,0}{9,4} \cdot 1603,9 = 76,0А.$$

## Окончание таблицы 5.2

Первичный расчетный ток небаланса

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} = 160,4 + 256,9 + 76,0 = 493,3А.$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 493,3 = 641,3А.$$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН

$$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.вн}} = \frac{100}{25,0} = 4,0шт, \text{ принимаем } W_{вн} = 4,0шт.$$

Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН

$$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{4,0} = 25,0А.$$

Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН

$$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{25,0 \cdot 40,0}{\sqrt{3}} = 577,4А.$$

Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН

$$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{577,4 \cdot 110,0}{10,0} = 6350,9А.$$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН

$$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{4 \cdot 8,0}{3,4} = 9,4шт, \text{ принимаем } W_{нн} = 9,0шт.$$

Ток небаланса, составляющая  $I''_{нб}$

$$I'''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{9,4 - 9,0}{9,4} \cdot 1603,9 = 76,0А.$$

Первичный расчетный ток небаланса

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} = 160,4 + 256,9 + 76,0 = 493,3\text{А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 493,3 = 641,3\text{А.}$$

Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН

$$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 641,3}{40,0} = 27,8\text{А.}$$

Окончательно принятое число витков

$$W_{\text{вн}} = 4,0\text{шт}; \quad W_{\text{нн}} = 9,0\text{шт.}$$

Проверка по уравнению

$$I_{2\text{вн}} \cdot W_{\text{вн}} = 8,0 \cdot 4,0 = 31,8 \cong I_{2\text{нн}} \cdot W_{\text{нн}} = 3,4 \cdot 9,0 = 30,3$$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_{\text{р}} = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{кз.вн.мин}}}{K_{\text{А.вн}}} = 1,5 \cdot \frac{1603,9}{40,0} = 60,1\text{А.}$$

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{60,1}{27,8} = 2,17 > 2.$$

Расчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

## ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли

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	"Положению об оплате труда ТПУ". Приказ 25.05.2016 №5994
2. Продолжительность выполнения ТП	По приблизительной оценке, продолжительность ТП составляет 100 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 трудоёмкости 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
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли		

## **6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью данного раздела является обоснование целесообразного использования технического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы, при этом детально рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- Составление SWOT-анализа электроснабжения Бухарского нефтеперерабатывающего завода
- Планирование технико-конструкторских работ
- Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта.

### **6.1. SWOT-анализ работы электроснабжения Бухарского нефтеперерабатывающего завода**

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента и представляет собой комплексное исследование технического проекта [14].

Применительно к проектируемой частотно-регулируемому электроприводу дренажных насосов, в нефтеперерабатывающем заводе SWOT-анализ позволит оценить сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы.

Для проведения SWOT-анализа составляется матрица SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы. [14,15].

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения:

С – сильные стороны проекта;

Сл – слабые стороны проекта;

В – возможности;

У – угрозы;

Матрица SWOT приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>C1. Отсутствие щеточно-коллекторного узла</p> <p>C2. Низкие массогабаритные показатели</p> <p>C3. Высокий КПД</p> <p>C4. Простое техническое обслуживание</p> <p>C5. Низкие вибро-шумовые характеристики</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Большой срок выхода результата проекта на рынок</p> <p>Сл2. Высокая стоимость производства</p> <p>Сл3. Необходимость нахождения источника переменного тока рядом с местом работы</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>V1. Повышения качества продукции</p> <p>V2. Автоматизация технологического процесса</p> <p>V3. Снижение затрат на транспортировку готовой продукции</p> <p>V4. Снижение затрат на техническом обслуживании</p>	<p>V1C2C3C5;</p> <p>V2C1C4;</p> <p>V3C2C3;</p> <p>V4C1C4.</p>	<p>V3Сл2;</p> <p>V4Сл1Сл2Сл3.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на технологии производства</p> <p>У2. Ограничения на экспорт технологии</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации продукции</p> <p>У4. Угрозы выхода из строя сложного рабочего органа</p>	<p>У1С5;</p> <p>У3С2С3;</p> <p>У4С2С4.</p>	<p>У1Сл1Сл2Сл3;</p> <p>У2Сл1;</p> <p>У3Сл1Сл3;</p> <p>У4Сл1Сл3.</p>

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации.

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).

Анализ интерактивных матриц, приведенных в таблицах 6.2 и 6.3, показывает, что сильных сторон у проекта значительно больше, чем слабых. Кроме того, угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

Таблица 6.2. Интерактивная матрица возможностей

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

Таблица 6.3. Интерактивная матрица угроз

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

При разработке технического проекта системы электроснабжения предприятия инженер нацелен на проектирование с возможно большим внедрением сильных сторон. Это влияет, прежде всего, на качество и востребованность спроектированной системы электроснабжения, что немало важно для потребителей.

Несмотря на то, что для данного анализа сильных сторон, не исключен случай, когда какая-либо одна из слабых сторон окажется наиболее сильным фактором, негативно влияющим на работу системы электроснабжения, чем все вместе взятые сильные стороны. Для данного случая таким фактором может быть Сл2 - «Высокая стоимость производства». К примеру, при любом проектировании систем с использованием более простых универсальных электрических и конструктивных систем внутризаводской и внутрицеховой сети всегда будет присутствовать сложность в эксплуатации, ввиду наличия высокой ответственности и сложности технической системы для персонала и для потребителей. Но именно для этого разрабатываются и совершенствуются разработки универсальных, простых и безопасных систем с использованием автоматизированного управления, что позволит нам минимизировать влияние слабых сторон.

## **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 нефтеперерабатывающего завода.

### **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 – Составление и утверждение технического задания – включает в себя изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу;

№ 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 – Проектирование системы внутризаводского электроснабжения – выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок, выбор высоковольтного оборудования;

№ 5 – Проектирование системы внутрицехового электроснабжения – расчет нагрузок по цеху с учетом загруженности всех электроприемников, выбор защитной аппаратуры;

№ 6 – Проведение графических построений – построение схемы внутризаводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.

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

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

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

№10 – Подготовка к защите ВКР – подготовка презентации и согласование с преподавателем для защиты перед аттестационной государственной комиссией.

Таблица 6.4 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования завода	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Расчеты и проектирование системы электроснабжения нефтеперерабатывающего завода	3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Дипломник
	4	Проектирование системы внутрицехового электроснабжения	Дипломник, научный руководитель
	5	Проектирование системы внутрицехового электроснабжения	Дипломник, научный руководитель
	6	Проведение графических построений	
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник, Научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	8	Составление пояснительной записки	Дипломник
	9	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель
Сдача выпускной квалификационной работы	10	Подготовка к защите ВКР	Дипломник, Научный руководитель

## 6.2.2 Определение трудоемкости выполнения ТП

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: [14]:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макс i}}{5}$$

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

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

$t_{макс i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн. В таблице 6.5. приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 6.5 – Календарная продолжительность работ

№	Название работы	Трудоёмкость работ, рабочие дни					
		Минимально возможная трудоемкость выполнения заданной $i$ -ой работы		Максимально возможная трудоемкость выполнения заданной $i$ -ой работы		Ожидаемая трудоемкость выполнения $i$ -ой работы	
		Науч. рук-ль	Дипломник	Науч. рук-ль	Дипломник	Науч. рук-ль	Дипломник
1	Составление и утверждение технического задания	1	-	1	-	1	-
2	Подбор и изучение материалов по теме	-	2	-	5	-	3
3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	-	24	-	28	-	26
4	Проектирование системы внутризаводского электроснабжения	1	22	1	26	1	24
5	Расчеты системы внутрицехового электроснабжения	1	26	1	28	1	27

6	Проведение графических построений	-	1	-	2		2
7	Оценка эффективности полученных результатов	1	4	1	6	1	5
8	Составление пояснительной записки	-	5	-	12		8
9	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	1	-	1	-	1	
10	Сдача и защита выпускной квалификационной работы	2	3	2	4	2	3

### 6.2.3 Разработка графика проведения технического проекта

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР [14]. На основе таблицы 6.5. строим план-график проведения работ (таблица 6.6).

Таблица 6.6 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп-ли	$T_{pi}$ , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	-												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	3	-												
3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Дипломник	26	—————												
4	Проектирование системы внутризаводского электроснабжения	Руководитель	1													
		Дипломник	24				—————									
5	Расчет силовой части электроснабжения предприятия	Руководитель	1													
		Дипломник	27							—————						
6	Проведение графических построений и обоснований	Дипломник	2													
7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1													
		Дипломник	5													
8	Составление пояснительной записки	Дипломник	8													
9	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Руководитель	1													
10	Сдача и защита выпускной квалификационной работы	Руководитель	2													
		Дипломник	3													

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Продолжительность выполнения технического проекта составит 118 календарных и 100 рабочих дней. Из них:

- 7 – рабочий дни у научного руководителя
- 98 – рабочий дни у инженера дипломника

### 6.3. Составление сметы затрат на разработку ТП

Смета затрат включает в себя следующие статьи.

материальные затраты;

полная заработная плата исполнителей технического проекта;

отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

накладные расходы.

#### 6.3.1. Расчет материальных затрат

В материальные затраты включаются затраты на канцелярские принадлежности, и т.п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} ,$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расхi}$  – 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.);

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте канцелярского магазина ТД „Канцелярский мир”.

Таблица 6.6. – 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	505	505
Линейка	Шт.	1	85	85
Мультифора	Шт.	10	2	20
Блокнот	Шт.	1	100	100
Корректор	Шт.	1	55	55
Итого:				1200

### 6.3.2. Расчет полной заработной платы исполнителей темы

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как [14]:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  
 $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) исполнителя рассчитывается исходя из трудоемкости работ и квалифицированных исполнителей по следующей формуле

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{дн} = \frac{Z_{тс} \cdot Z_{р.к.}}{F_d}$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$Z_{р.к.}$  – районная доплата, руб.;

$F_d$  – количество рабочих дней в месяце (26 при 6-дневной рабочей неделе), раб. дн.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад	Месячный основной оклад работника руб.	Средняя заработная плата работника руб.	Продолжительность работ, выполняемых работником раб.дн.	Основная заработная плата одного работника руб.
Руководитель	33664	43764	1683	7	11780
Бакалавр	12300	16000	615	98	60270
Итого $Z_{осн}$ :					72050

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

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

Расчёт полной заработной платы приведён в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Расчет полной заработной платы

Исполнители	коэффициент дополнительн ой заработной платы. кдоп, руб	Основная зарботная плата одного работника Зосн, руб.	Дополнительная зарботная плата Здоп, руб.	Полная зарботная плата Зп, руб.
Руководитель	15%	11780	1767	13500
Бакалавр	12%	60270	7232	67500
Итого:		72050	9000	81000

### 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 исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) [15].

На 2015 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot 81,0 = 24,5 \text{ тыс.руб.}$$

### 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, размножение материалов и т.д.

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

### 6.3.5. Формирование сметы затрат технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при заключении договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции [15].

Определение бюджета затрат на технический проект приведен в таблице 6.9.

Таблица 6.9. – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Структура затрат %
Материальные затраты ТП	1,2	0,9
Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	81,0	63,8
Отчисления во внебюджетные фонды	24,5	19,3
Накладные расходы	20,3	16,0
Итого	127,0	100,0

В ходе выполнения данного параграфа была рассчитана продолжительность выполнения технического проекта, которая составляет 98 раб. дней для инженера и 7 для руководителя. Составлен календарный график выполнения работ. Смета затрат на разработку технического проекта составляет 127 тыс.руб, из которых более половины (64%) составляют затраты на оплату труда. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

#### 6.4 Определение ресурсоэффективности проекта

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиям к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Экономичность: оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.

2. Гибкость: возможность частых перестроек технологии производства и развития предприятия.

3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для электротехнического персонала, так и для не электротехнического;

4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии: качество электроэнергии, удовлетворяющее требованиям ГОСТ 13109-97.

5. Надежность: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступного, автоматизированного и адаптивного по конструкции техническим характеристикам электрооборудования на предприятии.

7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня потребления энергии в зданиях либо при технологических процессах на производстве.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Экономичность	0,15	4
2. Гибкость	0,10	4
3. Безопасность	0,15	5
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии	0,18	5
5. Надежность	0,20	5
6. Простота и удобство в эксплуатации	0,07	5
7. Энергоэффективность	0,15	4
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технического проекта составит [14]:

$$I_{p-учн1} = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,6$$

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

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта. Установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности экономичности технического производства.

- при планировании технических работ был разработан график занятости для двух исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.

- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта, позволяет увеличить эффективность производства нефтеперерабатывающего завода путем улучшения энергоэффективности, энергосбережения при внедрении более универсального оборудования, требующего меньше затрат при переработки нефти.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли

<b>Школа</b>	Инженерная школа энергетики (ИШЭ)	<b>Отделение</b>	Электроэнергетика и электротехника
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (ЭОО)

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Бухарской нефтеперерабатывающей завод
--	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы безопасности.</b>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность</b>  <b>2.1</b> Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. <b>2.2</b> Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.	Проанализировать потенциально возможные опасные и вредные факторы при разработке электроснабжения Бухарского нефтеперерабатывающего завода и эксплуатации оборудования:  <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности</li> <li>– поражения электрическим током</li> <li>– повышенный уровень шума и вибрации</li> <li>– неудовлетворительное освещение</li> <li>– неудовлетворительный микроклимат</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность</b>	Анализ воздействия на литосферу 1) Разливы трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники;  2) Образование отходов, связанных с заменой комплектующих разрабатываемого оборудования, образование золоотвалов
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>
--	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б2	Асанбаев Икром Акбарали угли		

## **7. Социальная ответственность**

Ранее в предыдущем разделе ВКР был произведен результат электроснабжения Бухарского нефтеперерабатывающего завода.

Данный раздел ВКР посвящен выполнению анализа и разработке мер по обеспечению безопасных условий труда при ее выполнении. Произведен анализ опасных и вредных факторов таких как: поражения электрическим током, механические травмы, пожароопасность, шум и вибрация, неудовлетворительный микроклимата, недостаточная освещенность рабочей зоны.

### **7.1. Правовые и организационные вопросы безопасности**

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- 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;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

### **7.2. Производственная безопасность объекта исследования**

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 рассмотрена мастерская ООО Бухарского НПЗ. 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 электрического цеха может столкнуться со следующими опасными производственными факторами:

1. Опасные факторы:
  - механические травмы;
  - поражения электрическим током;
  - пожаровзрывоопасность
2. Вредные факторы:
  - неудовлетворительное освещение
  - шум;
  - вибрации;
  - неудовлетворительный микроклимат

## 7.2.2 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 цехе большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования. При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация.

## 7.2.3 Электробезопасность

Гигиеническое 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 рассматриваемый электрический цех относится к помещению с повышенной опасностью, так как в цехе расположена трансформаторная подстанция. В цехе отсутствует токопроводящая пыль и повышенная 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.

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 тяги, 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.

На подстанция имеется комплект предупредительных плакатов.

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

Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.

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

На подстанции имеется список лиц административно – технического персонала утвержденный главным энергетиком предприятия, имеющих право единоличного осмотра подстанций.

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 электрорезиновые 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;
- 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.

#### **7.2.4 Шум и 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].

Вибрацию в рассматриваемом 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.

#### **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. При данном производственном процессе уровень шумов не выходит за нормативы. [СанПиН 2.2.4.1191-03 СП 52.13330.2011]

Основным источником шума на подстанции является трансформатор. Шум, создаваемый трансформатором, в пределах допустимых значений. 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 так же 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.

### 7.2.5 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 электрическом цехе предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. При этом аварийное освещение представляет около 10% от общего освещения.

В цехе предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. Норма освещенности для рассматриваемого цеха приведена в таблице 7.1 [28].

Таблица 7.1. – Норма освещенности для рассматриваемого цеха

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Наименьший объект различения, мм	Освещённость (комбинированная система), Лк	Освещённость (общая система), Лк
IV	Средней точности	в	0,5-1,0	400	200

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. [СП52.13330.2016]

## 7.2.6 Микроклимат

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

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.

Для рассматриваемого электрического цеха установлены допустимые величины показателей микроклимата. Используется кондиционирование воздуха и отопление. Устройства систем вентиляции используются круглогодично. Теплозащитные экраны применяются по необходимости, в основном в теплый период.

Таблица 7.2 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t_{\text{опт}}$				Если $t^{\circ} < t^{\circ}_{\text{опт}}$	Если $t^{\circ} > t^{\circ}_{\text{опт}}$
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 рабочей зоне производственного помещения

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

Для рассматриваемого объекта установлены оптимальные 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.

### **Вредные вещества**

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [17] вредные вещества разделяют на 4 класса опасности:

В рассматриваемом цехе используются умеренно опасные (ПДК = 1,10 мг/м<sup>3</sup>) вредные вещества (бензин, азотная и соляная кислоты) Основной мерой борьбы с вредными веществами является применение системы вентилирования.

### **Производственная вентиляция**

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СНиП 2.04.05-91 [19].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м<sup>3</sup>/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.

## **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 маслonaполненным 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 обеспечивает 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. Если правила допускают, эти отходы выносятся на свалки. Твердые отходы, которые представляет вторичная упаковка, можно сортировать и отправлять на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

Также для поддержания экологического равновесия в природе, на заводе проводятся мероприятия по озеленению территории предприятия.

#### **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.

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.

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 м<sup>2</sup> защищаемой площади):

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2 (2 шт.), ОУ-5 (1 шт.);
- пенный огнетушитель ОВП-10 (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.

План эвакуации приведен на рисунке 7.1.

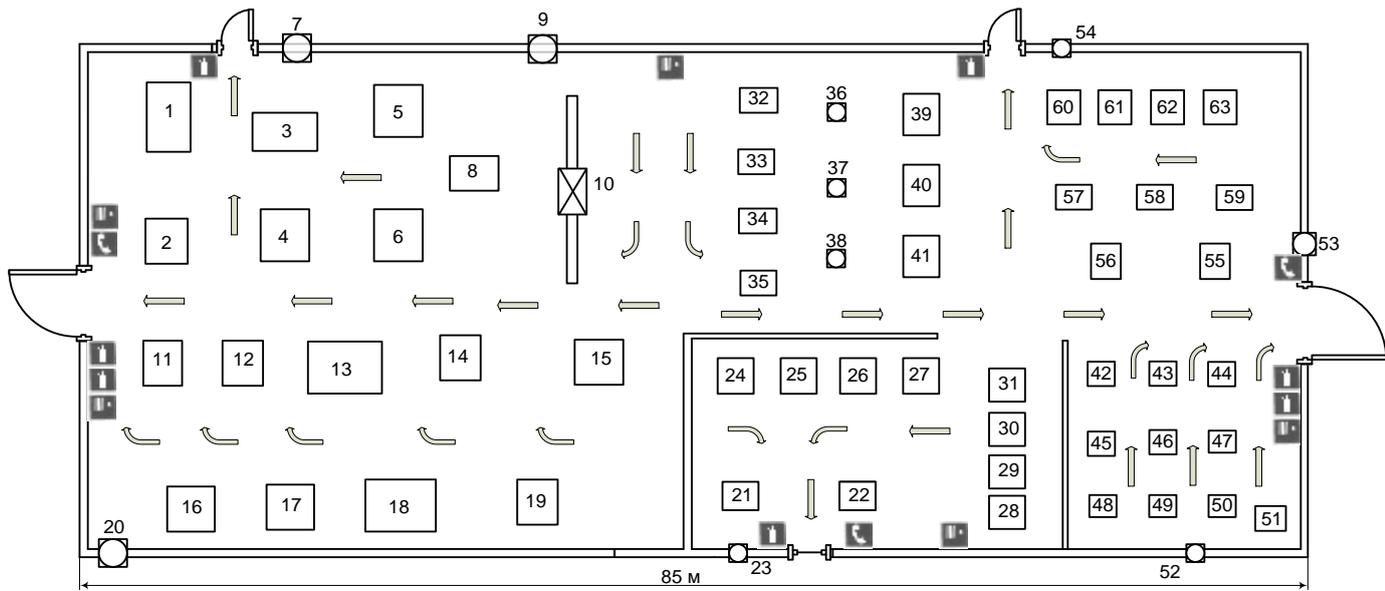


Рисунок 7.1 – План эвакуации

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников мастерских и всего предприятия в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха методом коэффициента максимума.

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприемников 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.

Далее были определены расчетные электрические нагрузки цехов предприятия методом коэффициента спроса, так же здесь была определена нагрузка освещения по цехам.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определён центр электрических нагрузок предприятия. Со смещением от центра электрических нагрузок в сторону ЛЭП, питающей предприятие, была установлена главная понизительная подстанция предприятия.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 1600 кВА и 2500 кВА, общее количество цеховых ТП равно четырнадцати. Здесь же были рассчитаны потери в трансформаторах цеховых подстанций.

Следующим этапом был расчет внутривародской сети. Были выбраны кабельные линии и рассчитаны потери в сети 10 кВ.

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.

С учетом выбранных трансформаторов и высоковольтной нагрузки была рассчитана компенсация реактивной мощности. А с учетом компенсации и потерь в кабельных линиях и трансформаторах была определена расчетная нагрузка ГПП.

На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТРДН-25000/110. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 110 кВ принята схема в виде мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На стороне 10 кВ принята одинарная секционированная система шин, с устройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 110 кВ.

По результатам расчета токов КЗ в сети выше 1000 В было выбрано высоковольтное оборудование. Так же, в этом пункте, была выбрана система учета электроэнергии.

Кроме того была рассмотрена релейная защита трансформаторов ГПП и произведен расчет дифференциальной защиты. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнен технический проект и решены следующие задачи:

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта. Установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности экономичности технического производства.

- при планировании технических работ был разработан график занятости для двух исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.

- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического 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.

## CONCLUSION

Implementation of power supply of all electroreceivers of workshops of the Bukhara oil refinery and all enterprise in general was the purpose of work. Definition of settlement electric loading of the shop by a maximum coefficient method was the first stage for achievement of the goal.

Implementation of power supply of the shop was the following stage. Electroreceivers of the shop are powered from distributive cases by four-vein cables with aluminum veins with polyvinylchloride isolation of the AVVG brand, with laying on trays. Protection of electroreceivers and cable lines is carried out by automatic switches of the VA brand.

The card of selectivity constructed by results of the choice of devices of protection has shown that the selectivity is provided. And the epyura of a deviation of tension constructed for the maximum, minimum and postemergency modes has shown that in all operating modes at electroreceivers tension in admissible limits is supported and the chosen sections are suitable for operation.

Further settlement electric loadings of shops of the enterprise have been determined by demand coefficient method, lighting loading has been determined by shops also here.

On settlement loadings of shops the cartogram of loadings has been constructed and the center of electric loadings of the enterprise is defined. With shift from the center of electric loadings towards the power line feeding the enterprise the main step-down substation of the enterprise has been established.

Further the number and power of shop transformers have been defined. Rated power of shop transformers is accepted equal 1600 kVA and 2500 kVA, the total of shop TP is equal to fourteen. Here losses in transformers of shop substations have been calculated.

Calculation of intra factory network was the following stage. Cable lines have been chosen and losses in network of 10 kV are calculated.

The distributive network higher than 1000 V across the territory of the enterprise is made by three-vein cables with aluminum veins, with a cover of the vulcanized polyethylene, armored, with an external cover from a polyvinylchloride hose of brand АББ6IIIВ, with laying on platforms.

Taking into account the chosen transformers and high-voltage loading compensation of jet power has been calculated. And taking into account compensation and losses in cable lines and transformers settlement loading of GPP has been defined

On GPP two dvukhobmotochny transformers of the TRDN-25000/110 brand are installed. Brand of GPP transformers and tension of the feeding lines it has been chosen on the basis of technical and economic calculation. On the party of 110 kV the scheme in the form of the bridge with switches in chains of lines and a repair crossing point is accepted from lines. On the party of 10 kV the unary partitioned system of tires, with the AVR device is accepted, the equipment is installed indoors. Power supply of the enterprise is carried out from substation of a power supply system on two air power lines of 110 kV.

By results of calculation of currents of KZ in network higher than 1000 V have been chosen the high-voltage equipment. Also, in this point, the system of accounting of the electric power has been chosen.

Besides relay protection of GPP transformers has been considered and calculation of differential protection is made. The calculated protection is rather sensitive and can be recommended for installation.

In an economic part calculation of the estimate of expenses on purchase, installation and maintenance of electric equipment, and also the estimate on development of the project has been made.

The analysis of dangerous and harmful factors at the enterprise, safety measures, production sanitation and fire safety is made. Also calculation of artificial lighting of the shop has been made.

On the inspections which are carried out in the course of calculations, according to the card of selectivity and on epyura of a deviation of tension it is possible to draw a conclusion that this model of power supply of the shop and all enterprise in general is reliable and serviceable.

## 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. Коршунова Л. А., Кузьмина Н. Г. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-воэкон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000.
16. ГОСТ 12.1.038-82 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
17. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

18. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”
19. ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
24. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.002-84 (1999) ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
26. СП.52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
27. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
28. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
29. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. ВППБ 01-02-95.
30. ГОСТ 17.0.001-86 Охране окружающей среды. Основные положения.
31. ГОСТ 17.2.1.01-86 Атмосфера.
32. ГОСТ 17.11.02-86 Гидросфера.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

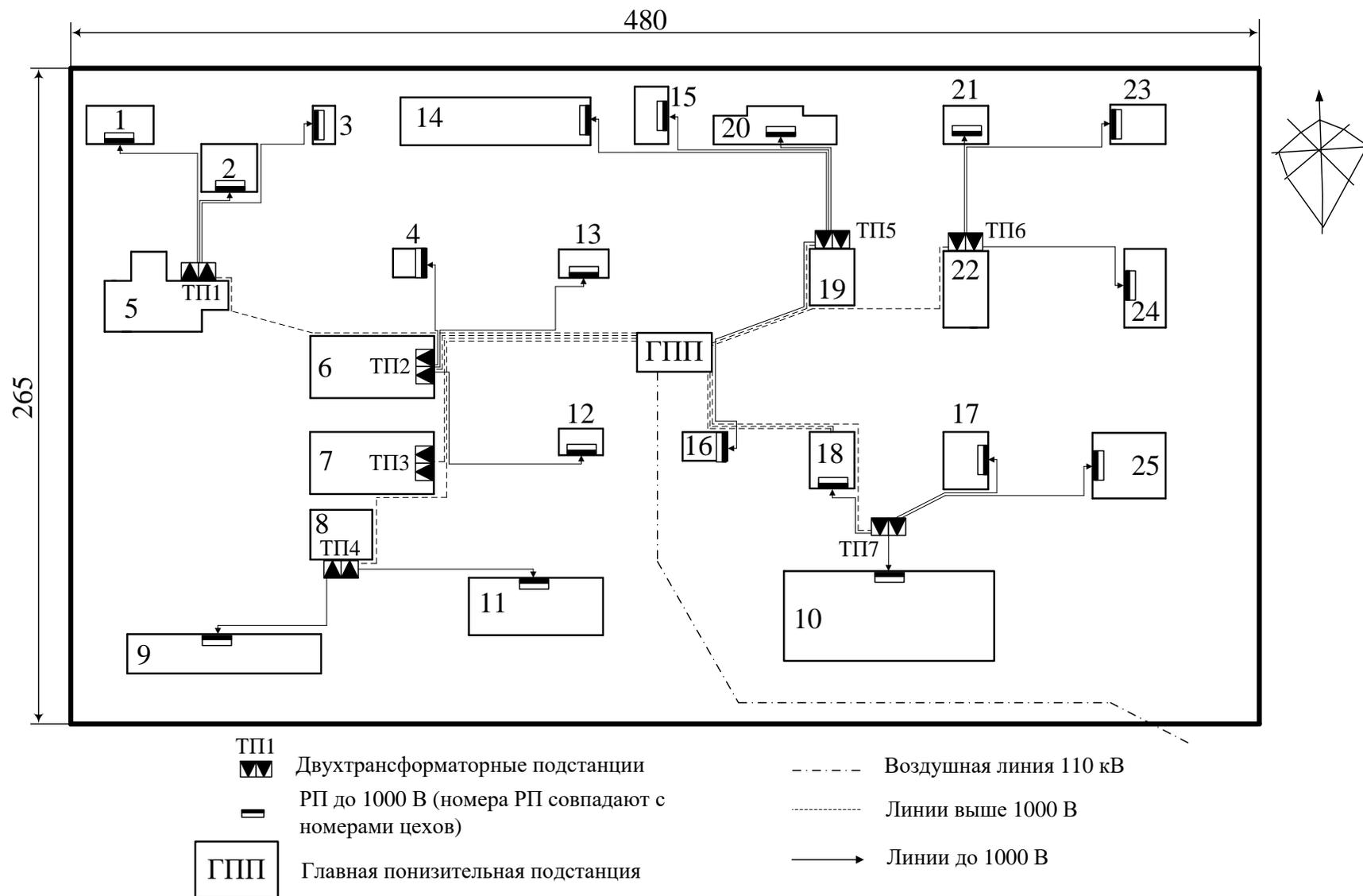


Рисунок А.1 – Генплан предприятия. Распределение электроэнергии

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

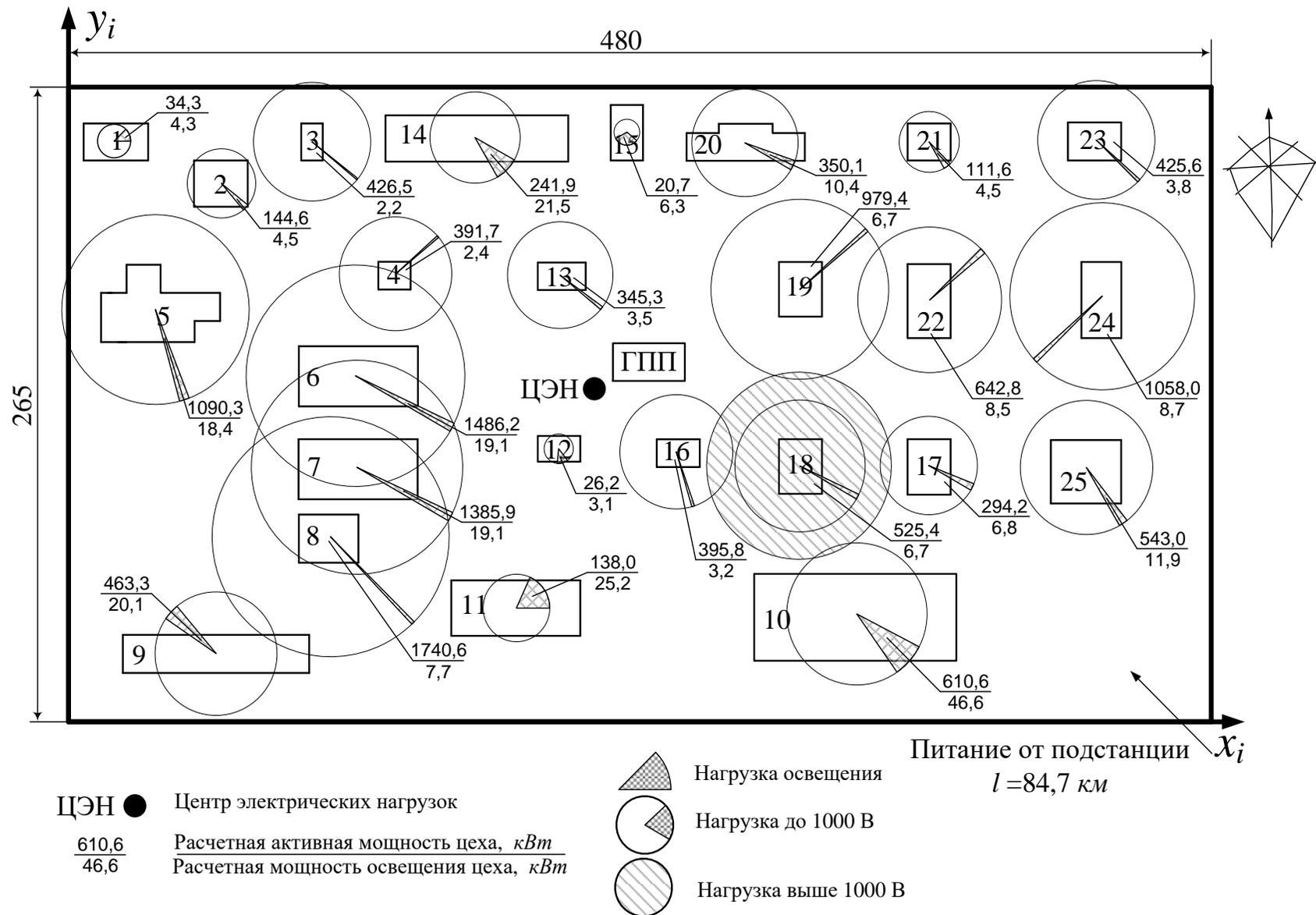


Рисунок Б.1 – Картограмма нагрузок

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

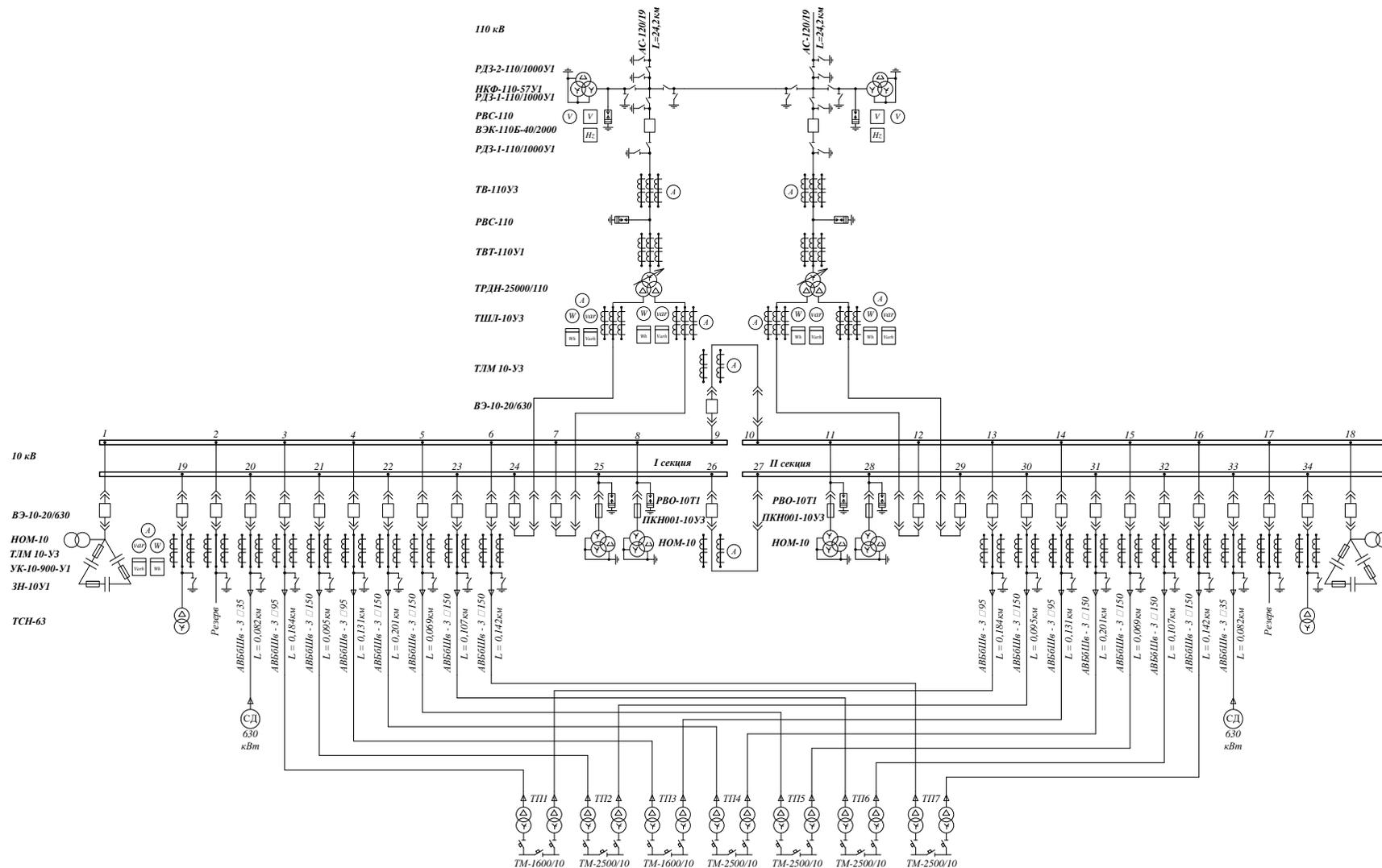


Рисунок В.1 – Схема электрическая принципиальная

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

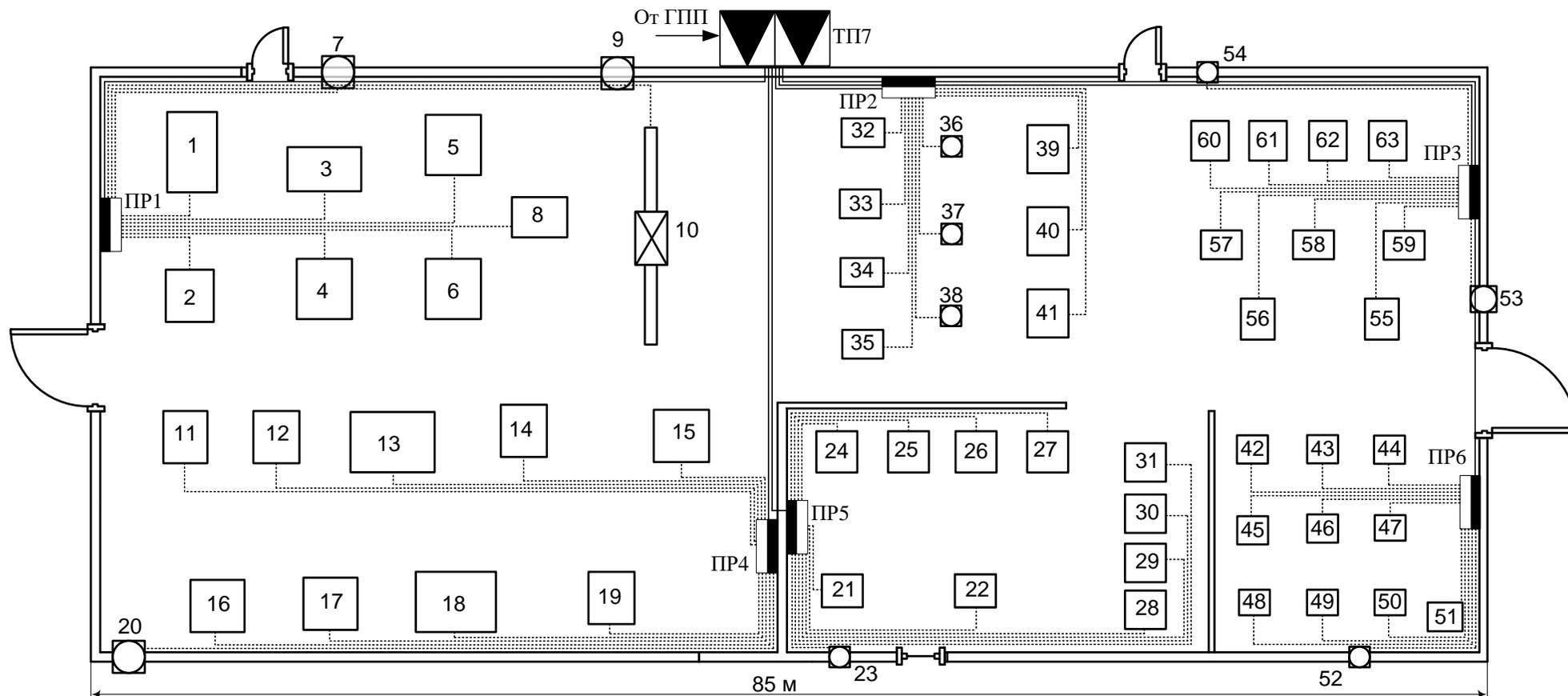


Рисунок Г.1 – Схема силовой сети мастерских

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ТП7

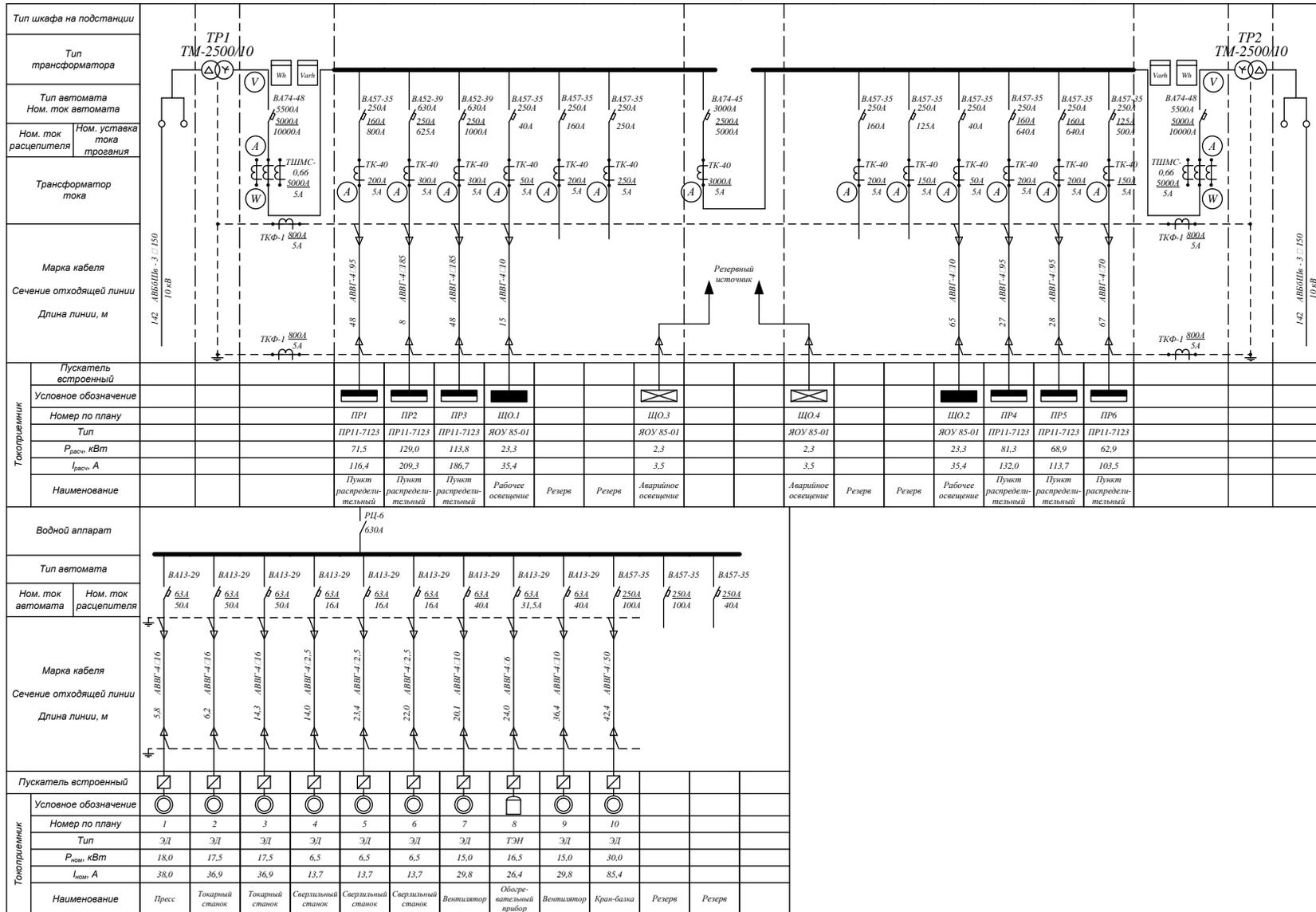
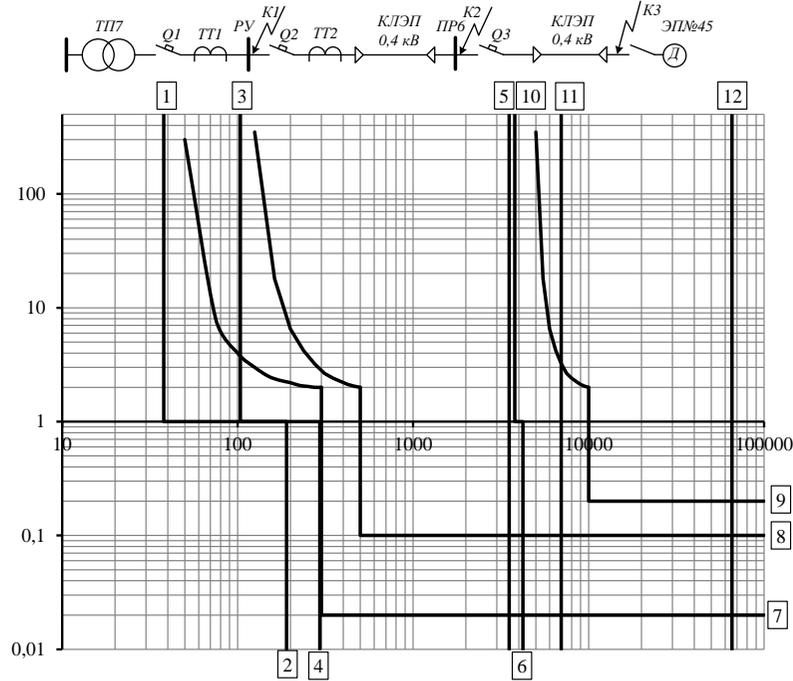


Рисунок Д.1 – Электроснабжение мастерских

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Карта селективности действия защитных аппаратов



Узел нагрузки	ТП7	ПР6	Станок №45
Расчетный ток $I_{\text{р}}$ , А	3798,4	103,5	—
Пиковый ток $I_{\text{пик}}$ , А	4220,0	294,4	—
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	—	—	38,0
Пусковой ток $I_{\text{пуск}}$ , А	—	—	189,9
Ток КЗ $I_{\text{кз}}$ , А	65608,0	6986,0	3526,9
<b>Тип аппарата</b>	<b>ВА74 – 48</b>	<b>ВА57 – 35</b>	<b>ВА13 – 29</b>
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{\text{ном.расц.}}$ , А	5000	125	50,0
– при КЗ $I_{\text{кз}}$ , А	10000,0	500,0	300,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Эпюра отклонений напряжения

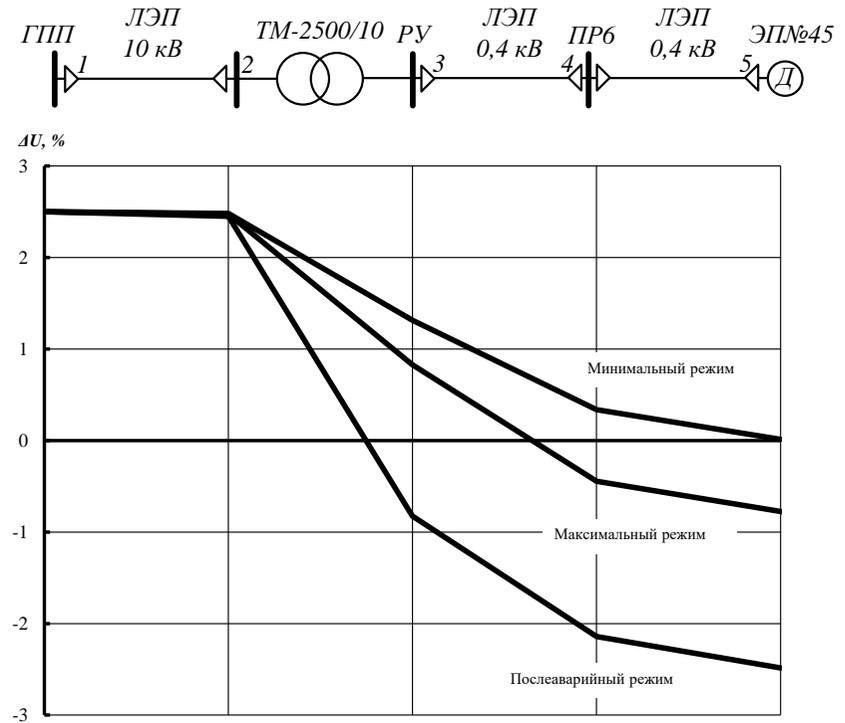


Рисунок Е.1 – Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности