

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение Электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчет системы электроснабжения ООО «Горсети» с детальной проработкой цеха производственно-ремонтной базы

УДК 658.26

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Матюхова Наталья Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев И.О.	К.Т.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Шестакова В.В.	К.Т.Н., доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	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</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), УК-5 *(ОК-6)), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5 *(ОК-6), УК-7 *(ОК-8)), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5*(ОК-6), УК-7 *(ОК-8), УК-8 *(ОК-9), ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-6 *(ОК-7), УК-7 *(ОК-8)), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
По профилям подготовки		
P7	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> .	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-1 *(ОК-1, ОК-2), УК-2 *(ОК-3, ОК-4), УК-3 *(ОК-5), УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ОПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2 *(ОК-3, ОК-4), ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P9	Уметь проектировать <i>электроэнергетические системы и их компоненты</i> .	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2*(ОК-3, ОК-4), ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>

P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P12	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-4, ОПК-5, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п.1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>

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

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ «__» _____ 2020 г. В.В. Шестакова

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А5Д1	Матюховой Наталье Владимировне

Тема работы:

Расчет системы электроснабжения ООО «Горсети» с детальной проработкой цеха производственно-ремонтной базы	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.02.2020г. №58-25

Срок сдачи студентом выполненной работы:	июнь 2020 года.
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Получены по материалам преддипломной практики:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Генплан предприятия 2. План цеха 3. Электрические нагрузки завода 4. Типы и мощности электроприемников в цехе
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о предприятии 2. Определение расчетной нагрузки цеха 3. Определение расчетной нагрузки предприятия 4. Картограмма и определение центра электрических нагрузок 5. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов 6. Компенсация реактивной мощности 7. Схема внешнего электроснабжения 8. Схема внутривозвратной сети выше 1000 В 9. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

	<p>10. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В</p> <p>11. Электроснабжение цеха</p> <p>12. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники</p> <p>13. Построение эпюры отклонения напряжения</p> <p>14. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В</p> <p>15. Построение карты селективности действия аппаратов защиты</p> <p>16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>17. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Картограмма нагрузок</p> <p>2. Распределительная сеть</p> <p>3. Схема силовой сети цеха</p> <p>4. Однолинейная схема цеха</p> <p>5. Схема электрическая принципиальная</p> <p>6. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.ф.н., Трубченко Т. Г.
Социальная ответственность	Ассистент ООД, Мезенцева И.Л.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	февраль 2020 года
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев И.О.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Матюхова Наталья Владимировна		

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

Инженерная школа энергетики

Отделение электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроснабжение

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения (осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.02.2020	<i>Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет нагрузок цеха.</i>	10
20.02.2020	<i>Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок.</i>	15
07.03.2020	<i>Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.</i>	15
26.03.2020	<i>Выбор и проверка внутрив заводских линий. Расчет потерь в КТП и внутрив заводских линиях. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП. Выбор и проверка питающих линий ГПП.</i>	10
28.03.2020	<i>Расчет токов КЗ выше 1 кВ. Проверка внутрив заводских линий по токам КЗ.</i>	5
04.04.2020	<i>Выбор и проверка высоковольтного оборудования</i>	10
11.04.2020	<i>Выбор распределительных пунктов в сети ниже 1000В. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В. Выбор аппаратов защиты и построение карты селективности действия защитных аппаратов. Построение эюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.</i>	10
15.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
18.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев И.О.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 152 с., 17 рис., 46 табл., 36 источников, 6 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, электроэнергия.

Объектом исследования является электрическая часть ООО «Горсети».

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 элегазовые выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках и в коробах. 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.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В разделе приведены все сокращения и графические обозначения, используемые при выполнении курсового проекта.

Сокращения

ГПП – главная понизительная подстанции 220-35/10 кВ;

ТП – трансформаторная подстанция 6-10 кВ;

РП – распределительный пункт 6-10 кВ;

ВРУ – вводное распределительное устройство 0,4 кВ;

РУвн – распределительное устройство высокого напряжения, свыше 1000 В;




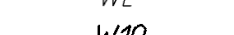
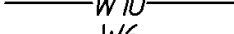
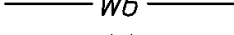
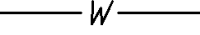
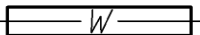






РУнн – распределительное устройство низкого напряжения, ниже 1000 В;

ЦН – центр электрических нагрузок;

ВЛ – воздушная линия электропередач;

КЛ – кабельная линия электропередач.

Графические обозначения

	– Воздушная линия электропередач 6-10 кВ
	– Воздушная линия электропередач 0,4 кВ
	– Воздушная линия электропередач 0,4 кВ
	– Кабельная линия 6-10 кВ
	– Кабельная линия 0,4 кВ
	– Кабельная линия в термостойкой защитной трубе
	– Главная понизительная подстанция (размер фигуры чертится в соответствии с масштабом чертежа и классом напряжения подстанции)
	– Трансформаторная подстанция 6-10/0,4 кВ
	– Распределительное устройство 6-10 кВ
	– Распределительное устройство 0,4 кВ
	– Опора воздушной линии проходная
	– Опора воздушной линии анкерная концевая
	– Опора воздушной линии анкерная поворотная
	– Анкерное крепление провода на опоре воздушной линии

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»;
2. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001;
3. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
4. СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»;
5. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
6. ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
7. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
8. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
9. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».

Оглавление

Введение	13
1 Общие сведения об объекте электроснабжения	14
1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности	14
1.2 Технологический процесс	16
1.3 Инженерные изыскания	16
1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности	16
1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности	17
1.3.3 Инженерные изыскания по гидрологическим условиям местности	18
1.4 Особенности электроснабжения предприятия	18
1.5 Исходные данные	18
2 Электроснабжение объектов на территории предприятия	24
2.1 Определение расчетной нагрузки цеха	24
2.2 Расчет электрических нагрузок предприятия	32
2.3 Картограмма электрических нагрузок	36
2.4 Распределение источников питания по территории предприятия	41
2.5 Разработка линий электроснабжения выше 1000 В по территории предприятия	47
2.6 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	50
2.7 Разработка линий электроснабжения до 1000 В по территории предприятия	58
3 Внешнее электроснабжение предприятий	60
3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения	60
3.2 Выбор силового оборудования	62
3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей	62
3.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	64
3.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	67
3.2.4 Выбор ограничителя перенапряжения	69
3.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	69

3.3	Разработка схемы закрытого распределительного устройства	70
4	Электроснабжение промышленных потребителей в здании цеха ПРБ	72
4.1	Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания	72
4.2	Расчет номинальных параметров электроприемников	74
4.3	Выбор защитных аппаратов и проводников	76
4.4	Оценка установившегося отклонения напряжений	85
4.5	Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	90
4.6	Построение карты селективности действия аппаратов защиты	93
5	Учет электроэнергии в сетях бытовых потребителей	95
5.1	Существующая организация учета электроэнергии	95
5.2	Приборы учета электрической энергии и их характеристики	96
5.3	Структура потребителей электроэнергии	101
5.4	Расчеты с бытовыми потребителями электроэнергии	101
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	103
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	104
6.2	Анализ конкурентных технических решений	105
6.3	SWOT-анализ	107
6.4	Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы	109
6.5	Выводы	115
7	Социальная ответственность	118
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	120
7.2	Производственная безопасность	122
7.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов	122
7.4	Экологическая безопасность	130
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	131
7.6	Выводы по разделу	132
	Заключение	133
	Список использованных источников	135

Приложение А ДП-ФЮРА.3710000.132.Э4 Картограмма электрических нагрузок	138
Приложение Б ДП-ФЮРА.3710000.133.Э4 Распределительная сеть	139
Приложение В. ДП-ФЮРА.3710000.134.Э4 Схема силовой сети цеха ПРБ	140
Приложение Г. ДП-ФЮРА.3710000.135.Э4 Электроснабжение цеха ПРБ. Однолинейная схема	150
Приложение Д. ДП-ФЮРА.3710000.136.Э4 Схема электрическая принципиальная	151
Приложение Е. ДП-ФЮРА.3710000.137.Э4 Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности	152

Введение

Научно-технический процесс диктует необходимость совершенствования промышленной энергетики: создание экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, систем освещения, автоматизированных систем управления технологическими процессами, внедрение микропроцессорной техники, элегазового оборудования, новейших преобразовательных устройств.

Важнейшей экономической задачей является надежное и экономическое обеспечение промышленного предприятия электроэнергией надлежащего качества в соответствии с графиком ее потребления.

Системой электроснабжения называется совокупность электротехнических установок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Современные системы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять определенным требованиям:

- экономичность;
- надежность;
- безопасность;
- удобство эксплуатации;
- гибкость при дальнейшем развитии без существенного переустройства существующей схемы;
- максимальное приближение источников высокого напряжения к центрам электрических нагрузок потребителей;
- минимизация потерь электроэнергии...

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения ООО "Горсети", используя при проектировании данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании цеха ПРБ, сделать выводы.

1 Общие сведения об объекте электроснабжения

1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности

Организация ООО «Горсети» образована в марте 1964 году, а официально зарегистрирована 28 октября 2003 г. в г. Томск. Основными направлениями деятельности ООО «Горсети» являются: передача, распределение электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям.

На сегодняшний день предприятие обслуживает кабельные и воздушные городские сети, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, а также ПС и ВЛ 35 кВ.

В целях минимизации потерь и улучшения качества поставляемой электроэнергии ООО «Горсети» одним из первых в коммунальной энергетике страны развернуло масштабную работу по установке приборов учета на границах ответственности, что позволило получить реальные результаты уже на промежуточном этапе выполнения этой задачи.

Предприятие наладило выпуск двухтрансформаторных подстанций 2КТПН, которые обеспечивают потребности города и поставляются в другие регионы страны. Разработаны два вида панелей КСО: с системой высоковольтного учета и с вакуумным выключателем отечественного производства, неоднократно отмеченные наградами на отраслевых выставках.

В 2008 году ООО «Горсети» приняло на себя ответственность за обслуживание и развитие тяговых подстанций и контактных сетей городского электротранспорта. За это время модернизирована существующая система электроснабжения трамваев и троллейбусов, построены километры новых контактных сетей, открыты дополнительные маршруты городского транспорта.

Направления деятельности предприятия на сегодняшний день:

1. Передача электроэнергии по электрическим сетям от центров питания до потребителей Томска и Томского района:

- монтаж и эксплуатация городских электросетей;
- обеспечение технологического присоединения вновь строящихся объектов к городским электросетям;
- проектирование сетей внешнего электроснабжения 10/6/0,4 кВ;

- выполнение строительно-монтажных работ по внешнему электроснабжению строящихся объектов;
- подготовка исполнительной документации на кабельные и воздушные линии электропередач.

2. Работы по испытаниям и измерениям электроустановок:

- энергоаудит;
- установка и поверка приборов учета с АСКУЭ и многотарифными учетами.,

3. Определение повреждений на кабельных линиях электропередач:

- бестраншейная прокладка коммуникаций.

4. Изготовление трансформаторных подстанций:

- монтаж ячеек КСО-366 с высоковольтным учетом;
- монтаж малогабаритных высоковольтных ячеек КСО с вакуумными выключателями;
- ремонт и испытания силовых трансформаторов;
- оперативно-диспетчерское управление силовых установок.

5. Монтаж и эксплуатация контактных сетей и тяговых подстанций городского электротранспорта.

6. Монтаж сетей освещения автодорог и прилегающих территорий:

- монтаж и эксплуатация сетей городского уличного освещения;
- монтаж и обслуживание архитектурной подсветки зданий и сооружений;
- монтаж и обслуживание праздничной иллюминации улиц.

Большое значение ООО «Горсети» уделяет развитию персонала, считая высокий уровень профессиональной подготовки одним из ключевых факторов надежности работы энергосистемы. Подготовка производственного персонала является одной из важных задач Общества, процесс профессионального развития персонала и повышения профессионально - квалификационного потенциала работников является системным, обеспечивает не только обязательное обучение, но и развитие персонала в соответствии со спецификой бизнес-процессов ООО «Горсети».

1.2 Технологический процесс

На территории ООО «Горсети» располагается небольшое количество цехов. Часть из них является основными производственными цехами (производственно-ремонтная база (ПРБ), трансформаторно-механическое хозяйство (ТМХ), лабораторно-испытательный комплекс (ЛИК)), часть вспомогательными (насосная, авторемонтный бокс и гараж, склад), а также несколько административно-бытовых комплексов.

Трансформаторно-механическое хозяйство занимается изготовлением трансформаторных подстанций и сборкой ячеек КСО.

Производственно-ремонтная база производит ремонт и текущее обслуживание различного электротехнического оборудования.

В лабораторно-испытательном комплексе производится наладка и испытание различного технологического оборудования, применяемого в городских сетях, начиная с силовых трансформаторов и заканчивая различными мелкими приборами (амперметры, ваттметры, вольтметры...).

Авторемонтный бокс занимается ремонтом автомобильной техники, находящейся на балансе предприятия.

Складское помещение используется для временного хранения произведенного технологического оборудования.

В АБК располагается руководство компании, бухгалтерия, столовая и другой персонал.

1.3 Инженерные изыскания

1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности

Томск расположен на границе Западно-Сибирской равнины и отрогов Кузнецкого Алатау на правом берегу реки Томи, в 50 км от места её впадения в реку Обь. Город расположен на краю таёжной природной зоны: к северу простираются труднопроходимые леса и болота, к югу – чередуются широколиственные и смешанные леса и лесостепи. Географические координаты объекта $56^{\circ}29'19''$ с.ш. $84^{\circ}57'08''$ в.д. [2].

Томск находится в часовой зоне МСК+4. Смещение применяемого времени относительно UTC составляет +7:00 [2].

Тип местности: равнинная. Высота над уровнем Балтийского моря: 50 метров [2].

Сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64: 6 баллов [3].

Почвы, которыми представлен покров территории г. Томска могут быть отнесены к подзолистым и серым лесным [4].

1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности

Тип климата – континентально-циклонический (переходный от европейского умеренно континентального к сибирскому резко континентальному) [2].

Годовое количество осадков – 568 мм. Основная их часть выпадает в тёплый период года [2].

Температура воздуха наиболее холодных суток $-47\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютная минимальная температура воздуха $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютная максимальная температура воздуха $+36\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца $+23,7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ [5].

Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе: 84-875 МДж/м². Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на вертикальную поверхность при безоблачном небе: 93-673 МДж/м² [5].

Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль: Ю. Преобладающее направление ветра за июнь - август: Ю [5]. Томск относится к III зоне по ветровому давлению [6].

Среднегодовая продолжительность гроз: от 40 до 60 часов [6].

Томск относится ко II зоне по гололеду, характеризующейся нормативной толщиной стенки гололеда 15 мм [6].

1.3.3 Инженерные изыскания по гидрологическим условиям местности

Основную угрозу проектируемому объекту могут представлять разливы рек в паводковый период. Следовательно, необходимо предусмотреть вынос объектов электроснабжения из опасных зон. Отдельное внимание уделить установке оборудования на неподтопляемых территориях и планированию трасс линий.

При невозможности выноса оборудования следует рассмотреть вопрос о применении высоких фундаментов, гидрозащиты сооружений, а также альтернативных вариантах электроснабжения.

1.4 Особенности электроснабжения предприятия

Проектируемый объект относится к II категории по надежности электроснабжения.

Питание объекта будет осуществляться от одной из действующих подстанций либо напрямую от электростанции, в зависимости от установленной мощности предприятия и напряжения питающих линий, значение которых будет определено дальнейшими расчетами.

В соответствии с категорией объекта, питание будет осуществляться по двухцепной линии электропередачи. Распределение электроэнергии по территории предприятия будет осуществляться кабельными линиями с изоляцией из сшитого полиэтилена, а также самонесущими изолированными проводами марки СИП-3.

1.5 Исходные данные

Исходными данными к проектированию являются:

1. Генеральный план предприятия (рисунок 1.1);
2. Сведения об электрических нагрузках, характеристика среды производственных помещений, характеристика потребителей электроэнергии (таблица 1.1);
3. План рассматриваемого цеха (рисунок 1.2.);
4. Сведения об электрических нагрузках цеха (таблица 1.2.);
5. Длина питающей линии (таблица 1.1).

Генплан позволяет определить размеры цехов и длины будущих кабельных линий, а также место их прокладки и место расположения трансформаторных подстанций.

План цеха аналогично позволяет определить оптимальное расположение пунктов питания электроприемников и трасс распределительной и питающей сети.

Сведения об электрических нагрузках дают возможность определить расчетные мощности цехов, выбрать сечения линий и оборудование.

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок предприятия

Потребитель	Категория	Напряжение, кВ	Среда	Установленная мощность, кВт
1 АБК 1	III	0,38	нормальная	250
2 Насосная	II	0,38 (СД) 10,0	влажная	450 2 × 1000
3 Лабораторно-испытательный комплекс	III	0,38	нормальная	250
4 Авторемонтный бокс	III	0,38	нормальная	80
5 ПРБ	III	0,38	нормальная	–
6 АБК 2	III	0,38	нормальная	285
7 ТМХ	II	0,38	нормальная	880
8 Гараж	III	0,38	нормальная	110
9 Склад	III	0,38	нормальная	50
10 Сторонние потребители	II	10,0	–	4000
Источник питания L = 2,1 км	–	–	–	–

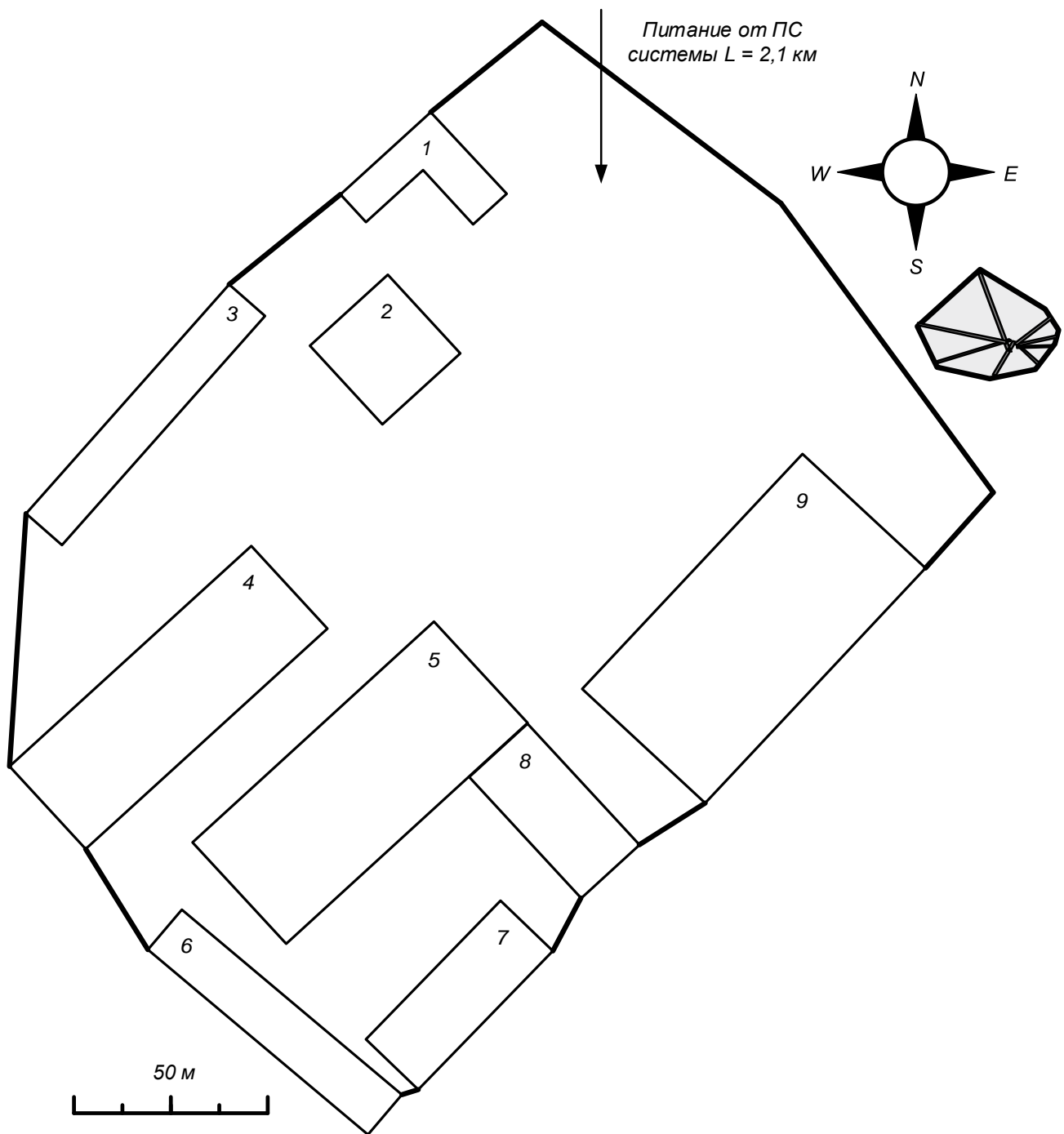


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках цеха ПРБ

Наименование	$P_{\text{ном}}$, кВт	$k_{\text{дсп}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	2	3	4	5
1 Вытяжная вентиляция	10,0	0,65	0,80	0,75
2 Приточная вентиляция	10,0	0,65	0,80	0,75
3 Вытяжная вентиляция	10,0	0,65	0,80	0,75
4 Приточная вентиляция	10,0	0,65	0,80	0,75
5 Стенд разборки электродвигателей	8,2	0,40	0,75	0,88
6 Стенд разборки электродвигателей	8,2	0,40	0,75	0,88
7 Стенд контроля подшипников	5,4	0,40	0,75	0,88
8 Пресс	7,1	0,25	0,65	1,17
9 Пресс	7,1	0,25	0,65	1,17
10 Точильный станок	2,2	0,16	0,50	1,73
11 Сверлильный станок	2,4	0,16	0,50	1,73
12 Зубофрезерный станок	10,5	0,16	0,50	1,73
13 Зубофрезерный станок	10,5	0,16	0,50	1,73
14 Ножницы листовые	12,0	0,16	0,50	1,73
15 Ножницы листовые	12,0	0,16	0,50	1,73
16 Расточной станок	5,1	0,16	0,50	1,73
17 Расточной станок	5,1	0,16	0,50	1,73
18 Сверлильный станок	5,3	0,16	0,50	1,73
19 Сверлильный станок	5,3	0,16	0,50	1,73
20 Компрессор	18,0	0,70	0,80	0,75
21 Калорифер	12,0	0,75	0,95	0,33
22 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73
23 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73
24 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73
25 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73
26 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73
27 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73
28 Станок дисковый	2,3	0,16	0,50	1,73
29 Станок дисковый	2,3	0,16	0,50	1,73
30 Шлифовальный станок	6,4	0,16	0,50	1,73
31 Ножницы кривошипные	4,7	0,16	0,50	1,73
32 Компрессор	7,8	0,70	0,80	0,75
33 Калорифер	10,0	0,75	0,95	0,33
34 Печь индукционная	16,1	0,70	0,95	0,33
35 Масляная ванна	15,3	0,70	0,95	0,33
36 Вытяжная вентиляция	5,0	0,65	0,80	0,75
37 Масляная ванна	15,3	0,70	0,95	0,33
38 Сварочный агрегат ПВ = 60%	14,0	0,30	0,35	2,68
39 Сварочный агрегат ПВ = 60%	14,0	0,30	0,35	2,68

окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5
40 Выпрямитель сварочный	15,0	0,30	0,35	2,68
41 Сварочный полуавтомат	4,4	0,30	0,35	2,68
42 Вытяжная вентиляция	5,0	0,65	0,80	0,75
43 Вытяжная вентиляция	5,0	0,65	0,80	0,75
44 Приточная вентиляция	18,0	0,65	0,80	0,75
45 Шкаф сушильный	9,9	0,70	0,95	0,33
46 Шкаф сушильный	9,9	0,70	0,95	0,33
47 Пресс	6,4	0,25	0,65	1,17
48 Пресс	6,4	0,25	0,65	1,17
49 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73
50 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73
51 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73
52 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73
53 Кран-балка ПВ = 25%	32,0	0,06	0,50	1,73
54 Кран-балка ПВ = 25%	32,0	0,06	0,50	1,73
55 Координатно-расточной станок	8,8	0,16	0,50	1,73
56 Координатно-расточной станок	8,8	0,16	0,50	1,73
57 Молот	12,1	0,20	0,65	1,17
58 Молот	12,1	0,20	0,65	1,17
59 Компрессор	8,4	0,70	0,80	0,75
60 Калорифер	10,0	0,75	0,95	0,33
61 Точильный станок	4,0	0,16	0,50	1,73
62 Точильный станок	4,0	0,16	0,50	1,73
63 Балансировочный станок	5,3	0,16	0,50	1,73
64 Балансировочный станок	5,3	0,16	0,50	1,73

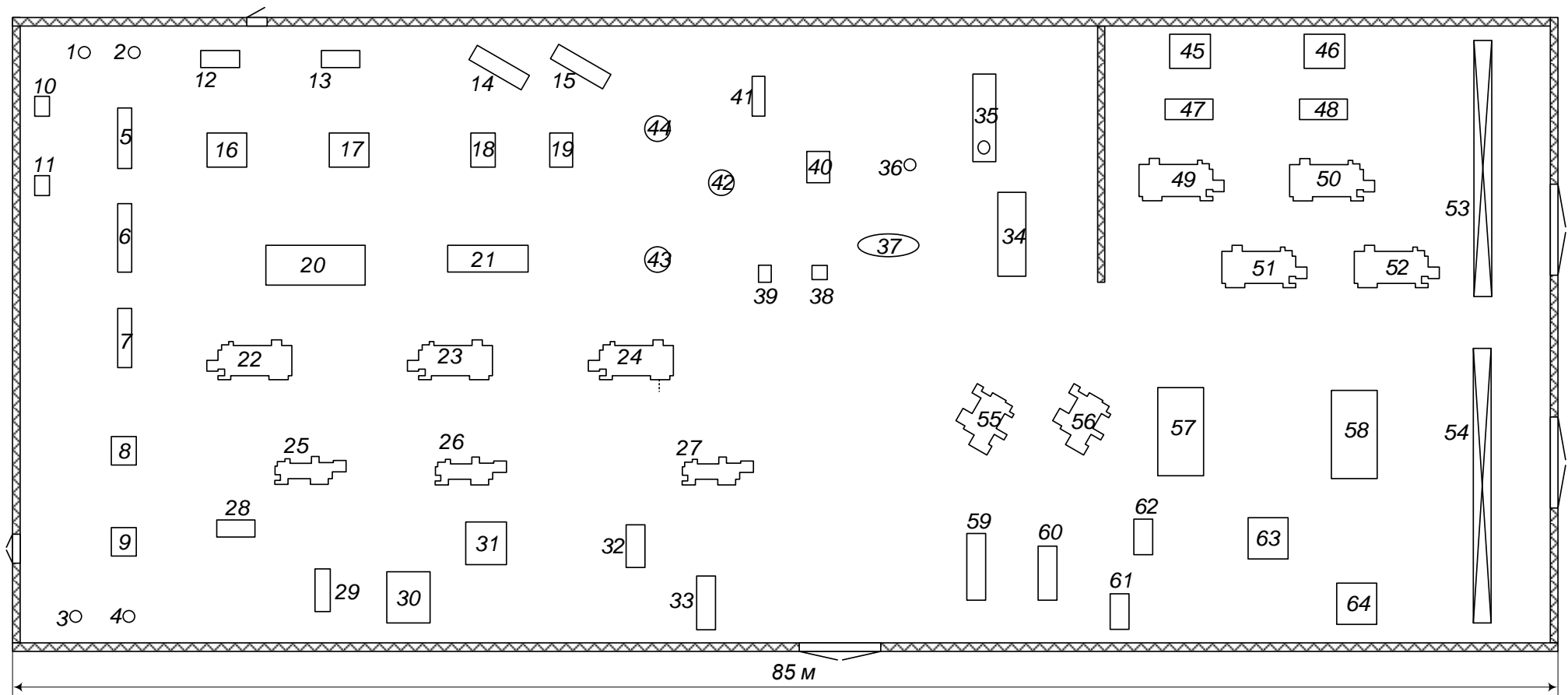


Рисунок 1.2 – План цеха ПРБ

2 Электроснабжение объектов на территории предприятия

2.1 Определение расчетной нагрузки цеха

Предварительно распределим приемники цеха по пунктам питания. На рисунке 2.1 изображен предварительный план цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников.

Для определения расчетной нагрузки цеха воспользуемся методом упорядоченных диаграмм. Суть метода заключается в том, что расчетная нагрузка находится по коэффициенту максимума и эффективному числу электроприемников. Для этого все электроприемники цеха разбиваются на две группы с одинаковыми режимами работы:

- «А» электроприемники с переменным графиком нагрузки ($K_{и} < 0,6$);
- «Б» электроприемники с практически постоянным графиком нагрузки ($K_{и} \geq 0,6$; $K_{з} \geq 0,9$; $K_{в} = 1$).

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

Кран-балка ПВ = 25%

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 32,0 \cdot \sqrt{0,25} = 16,0 \text{ кВт.}$$

Сварочный агрегат ПВ = 60%

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 14,0 \cdot \sqrt{0,60} = 10,8 \text{ кВт.}$$

Пример расчета для распределительного пункта ПР6.

Суммарная номинальная мощность электроприемников группы «А»

$$P_{ном.Σ} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 16,0 + 36,2 + 24,2 = 76,4 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования $K_{и}$, $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$ для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [9, стр. 19, табл. 1.7].

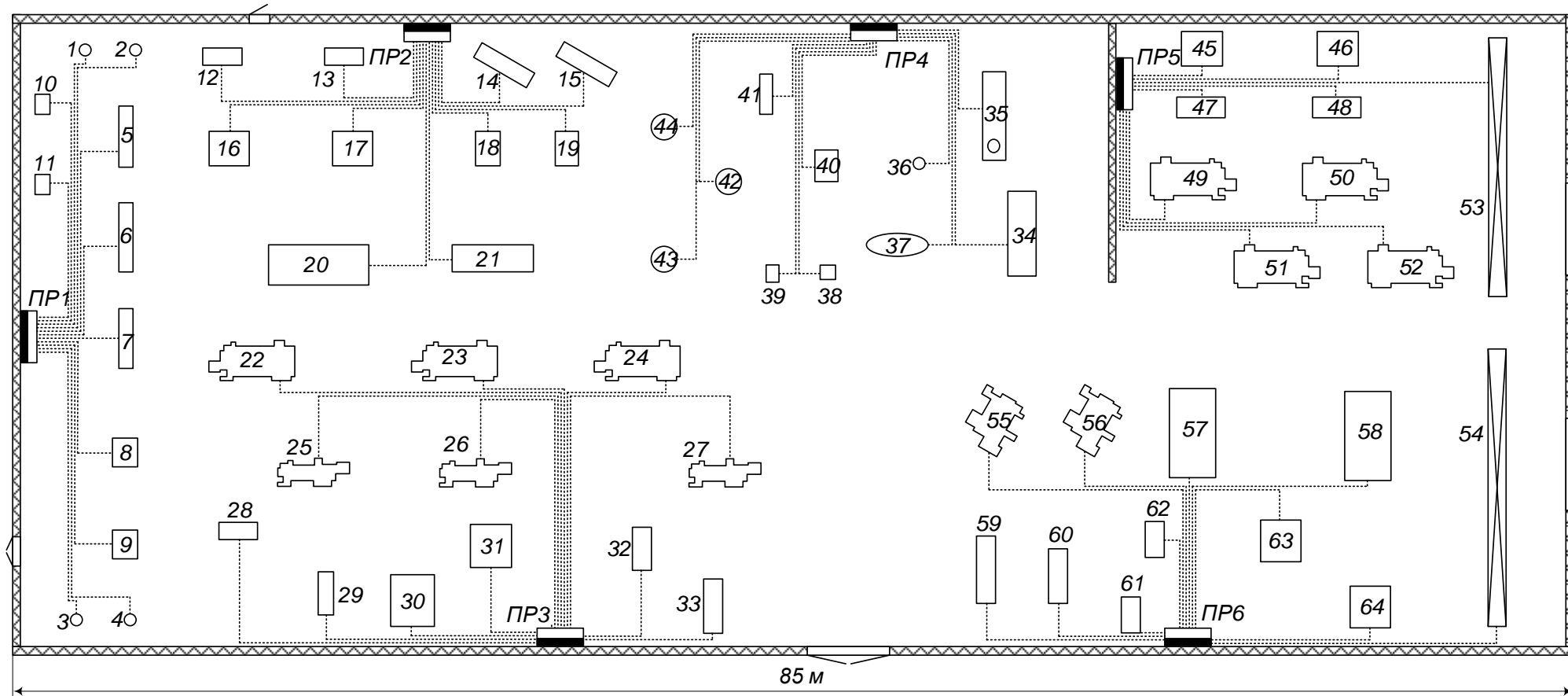


Рисунок 2.1 – Предварительный план распределительной сети цеха

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену на примере кран-балки

$$P_{\text{CM}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ.}\Sigma} = 0,06 \cdot 16,0 = 1,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{CM}} = P_{\text{CM}} \cdot \text{tg}\varphi = 1,0 \cdot 1,73 = 1,7 \text{ кВАр},$$

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

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

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

Итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для группы "А"

$$P_{\text{CM}}^{\text{"А"}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{CM},i} = 1,0 + 5,8 + 4,8 = 11,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{CM}}^{\text{"А"}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{CM},i} = 1,7 + 10,0 + 5,7 = 17,4 \text{ кВАр}.$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.max}}}{P_{\text{НОМ.min}}} = \frac{16,0}{4,0} = 4,0 > 3.$$

Средневзвешенный коэффициент использования по группе

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{CM}}^{\text{"А"}}}{P_{\text{НОМ.}\Sigma}} = \frac{11,6}{76,4} = 0,15.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{CM}}^{\text{"А"}}}{P_{\text{CM}}^{\text{"А"}}} = \frac{17,4}{11,6} = 1,50.$$

Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{НОМ.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{76,4^2}{791,9} = 7,4 \text{ шт},$$

принимаем $n_{\text{э}} = 7$ шт.

Коэффициент максимума активной мощности [9, стр. 21, табл. 1.8]

$$K_{\text{М}} = 2,34.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_{\text{М}} = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная мощности для группы "А"

$$P_p^{''A''} = K_M \cdot P_{CM}^{''A''} = 2,34 \cdot 11,6 = 27,1 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{''A''} = K'_M \cdot Q_{CM}^{''A''} = 1,1 \cdot 17,4 = 19,1 \text{ кВт}.$$

С учетом того, что в группе "Б" количество приемников не превышает трех штук, расчетные активная и реактивная мощности рассчитываются по суммарной номинальной мощности приемников группы

$$P_p^{''B''} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^{''B''} = 18,4 \text{ кВт}, \quad Q_p^{''B''} = \sum_{i=1}^n (P_{НОМ.i}^{''B''} \cdot \text{tg}\varphi_i) = 9,6 \text{ кВАр}.$$

Расчетная активная, реактивная и полная мощности пункта

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''B''} = 27,1 + 18,4 = 45,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''B''} = 19,1 + 9,6 = 28,7 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{45,5^2 + 28,7^2} = 53,8 \text{ кВА}.$$

Расчётный тока пункта

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{53,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 81,8 \text{ А}.$$

Определение пикового тока пункта

Номинальный и пусковой токи самого мощного электроприемника пункта

$$I_{НОМ}^{\max} = 109,3 \text{ А},$$

$$I_{ПУСК}^{\max} = 546,3 \text{ А}.$$

Пиковый ток пункта

$$I_{ПИК.П} = I_{ПУСК}^{\max} + (I_p - K_{u.\max} \cdot I_{НОМ}^{\max}) = 546,3 + (81,8 - 0,06 \cdot 109,3) = 621,5 \text{ А}.$$

Для освещения цеха применяется светодиодное освещение.

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

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,006 \cdot 2975 = 17,9 \text{ кВт},$$

где $F_{ц}$ – площадь цеха, м^2 ;

$P_{уд.о}$ – удельная установленная мощность осветительной нагрузки [8, табл. 7.2], $\text{кВт}/\text{м}^2$.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{p.o} = K_{co} \cdot P_{H.o} = 0,95 \cdot 17,9 = 17,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o = 17,0 \cdot 0,48 = 8,2 \text{ кВар},$$

где K_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки [9, стр. 22, табл. 1.10];

$\operatorname{tg}\varphi_o$ – для светодиодных ламп.

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ &= \sqrt{(358,8 + 17,0)^2 + (246,2 + 8,2)^2} = 453,8 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{453,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 689,5 \text{ А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{ном}^{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{32,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 109,3 \text{ А}.$$

Пусковой ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{пуск}^{max} = K_{пуск} \cdot I_{ном}^{max} = 5 \cdot 109,3 = 546,3 \text{ А}.$$

Пиковый ток цеха

$$I_{пик.ц} = I_{пуск}^{max} + (I_p - K_{u.max} \cdot I_{ном}^{max}) = 546,3 + (689,5 - 0,06 \cdot 109,3) = 1229,2 \text{ А}.$$

Расчет электрических нагрузок цеха сведён в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок цеха по пунктам питания

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП, п	Установленная мощность		$m = P_{\text{ном. max}} / P_{\text{ном. min}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Расчетная нагрузка			$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{пик}}$, А
		$P_{\text{ном}}$, кВт	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт					$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$, кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$, кВАр			$P_{\text{р}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}$, кВт	$Q_{\text{р}} = (1 \div 1,1) \cdot Q_{\text{см}}$, кВАр	$S_{\text{р}} = \sqrt{(P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2)}$, кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-1																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Стенды разные	3	5,4 ÷ 8,2	21,8		0,40	0,75	0,88	8,7	7,7							
2 Пресс	2	7,1 ÷ 7,1	14,2		0,25	0,65	1,17	3,6	4,2							
3 Станки разные	2	2,2 ÷ 2,4	4,6		0,16	0,50	1,73	0,7	1,3							
Итого по группе "А"	7	2,2 ÷ 8,2	40,6	>3	0,32	0,70	1,01	13,0	13,1	5	1,98	25,7	14,4	29,5		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
4 Вентиляция	4	10,0 ÷ 10,0	40,0		0,65	0,80	0,75	26,0	19,5							
Итого по группе "Б"	4	10,0 ÷ 10,0	40,0		0,65	0,80	0,75	26,0	19,5		1	26,0	19,5	32,5		
Итого по ПР-1	11	2,2 ÷ 10,0	80,6		0,48	0,77	0,84	39,0	32,6			51,7	33,9	61,8	94,0	228,0
Пункт распределительный ПР-2																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Станки разные	8	5,1 ÷ 12,0	65,8		0,16	0,50	1,73	10,5	18,2							
Итого по группе "А"	8	5,1 ÷ 12,0	65,8	<3	0,16	0,50	1,73	10,5	18,2	8	2,22	23,3	20,1	30,8		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
2 Компрессор	1	18,0 ÷ 18,0	18,0		0,70	0,80	0,75	12,6	9,5							
3 Калорифер	1	12,0 ÷ 12,0	12,0		0,75	0,95	0,33	9,0	3,0							
Итого по группе "Б"	2	12,0 ÷ 18,0	30,0		0,72	0,87	0,57	21,6	12,4			30,0	17,4	34,7		
Итого по ПР-2	10	5,1 ÷ 18,0	95,8		0,34	0,72	0,95	32,1	30,6			53,3	37,5	65,2	99,0	297,3

продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-3																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Станки разные	10	2,3 ÷ 25,0	120,7		0,16	0,50	1,73	19,3	33,4							
Итого по группе "А"	10	2,3 ÷ 25,0	120,7	>3	0,16	0,50	1,73	19,3	33,4	6	2,40	46,4	36,8	59,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2 Компрессор	1	7,8 ÷ 7,8	7,8		0,70	0,80	0,75	5,5	4,1							
3 Калорифер	1	10,0 ÷ 10,0	10,0		0,75	0,95	0,33	7,5	2,5							
Итого по группе "Б"	2	7,8 ÷ 10,0	17,8		0,73	0,89	0,51	13,0	6,6			17,8	9,1	20,0		
Итого по ПР-3	12	2,3 ÷ 25,0	138,5		0,23	0,63	1,24	32,3	40,0			64,2	45,9	78,9	119,9	533,1
Пункт распределительный ПР-4																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Сварочное оборудование	4	4,4 ÷ 15,0	41,1		0,30	0,35	2,68	12,3	33,0							
Итого по группе "А"	4	4,4 ÷ 15,0	41,1	>3	0,30	0,35	2,68	12,3	33,0	3	2,32	28,6	36,3	46,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2 Печи, ванны, шкафы	3	15,3 ÷ 16,1	46,7		0,70	0,95	0,33	32,7	10,7							
3 Вентиляция	4	5,0 ÷ 18,0	33,0		0,65	0,80	0,75	21,5	16,1							
Итого по группе "Б"	7	5,0 ÷ 18,0	79,7		0,68	0,90	0,50	54,1	26,8		1	54,1	26,8	60,4		
Итого по ПР-4	11	4,4 ÷ 18,0	120,8		0,55	0,74	0,90	66,5	59,8			82,8	63,1	104,1	158,2	399,4
Пункт распределительный ПР-5																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Пресс	2	6,4 ÷ 6,4	12,8		0,25	0,65	1,17	3,2	3,7							
2 Токарно-винторезный станок	4	20,2 ÷ 20,2	80,8		0,16	0,50	1,73	12,9	22,4							
3 Кран-балка ПВ = 25%	1	16,0 ÷ 16,0	16,0		0,06	0,50	1,73	1,0	1,7							
Итого по группе "А"	7	6,4 ÷ 20,2	109,6	>3	0,16	0,52	1,63	17,1	27,8	6	2,42	41,4	30,6	51,5		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
4 Шкаф сушильный	2	9,9 ÷ 9,9	19,8		0,70	0,95	0,33	13,9	4,6							
Итого по группе "Б"	2	9,9 ÷ 9,9	19,8		0,70	0,95	0,33	13,9	4,6			19,8	6,5	20,8		
Итого по ПР-5	9	6,4 ÷ 20,2	129,4		0,24	0,69	1,05	30,9	32,4			61,2	37,1	71,6	108,8	648,5

окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-6																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Кран-балка ПВ = 25%	1	16,0 ÷ 16,0	16,0		0,06	0,50	1,73	1,0	1,7							
2 Станки разные	6	4,0 ÷ 8,8	36,2		0,16	0,50	1,73	5,8	10,0							
3 Молот	2	12,1 ÷ 12,1	24,2		0,20	0,65	1,17	4,8	5,7							
Итого по группе "А"	9	4,0 ÷ 16,0	76,4	>3	0,15	0,56	1,50	11,6	17,4	7	2,34	27,1	19,1	33,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
4 Компрессор	1	8,4 ÷ 8,4	8,4		0,70	0,80	0,75	5,9	4,4							
5 Калорифер	1	10,0 ÷ 10,0	10,0		0,75	0,95	0,33	7,5	2,5							
Итого по группе "Б"	2	8,4 ÷ 10,0	18,4		0,73	0,89	0,51	13,4	6,9			18,4	9,6	20,7		
Итого по ПР-6	11	4,0 ÷ 16,0	94,8		0,26	0,72	0,97	25,0	24,2			45,5	28,7	53,8	81,8	621,5
Итого силовая нагрузка	64	2,2 ÷ 25,0	659,9		0,34	0,72	0,97	225,8	219,7			358,8	246,2	435,5		
Электрическое освещение			17,9	$K_{co} =$	0,95	0,90	0,48	17,0	8,2			17,0	8,2			
Итого по цеху	64	2,2 ÷ 25,0	677,7		0,36	0,73	0,94	242,8	227,9			375,7	254,5	453,8	689,5	1229,2

2.2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Расчетная полная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом освещения, потерь мощности в трансформаторах 6-10/0,4 кВ, 220-35/10 кВ и линиях электропередач.

На начальном этапе разработки проекта, для определения приближенных нагрузок предприятия, мощности источника питания, выбора силового электротехнического оборудования допускается использовать метод «Коэффициента спроса» (K_c). Если заказчик не предоставил актуальных данных объекта K_c допустимо определять по справочной литературе. Коэффициента спроса является характеристикой группы электроприемников или потребителя с равномерной нагрузкой, то есть в группе настолько много электроприемников, что максимумы нагрузок не носят выраженного характера.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов 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 [9, стр. 13, табл. 1.6];

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

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

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

Для систематизации рассчитанных нагрузок используется таблица 2.2.

Пример расчета (АБК 1)

$$P_{уст} = 250,0 \text{ кВт}, \quad K_c = 0,40, \quad \cos\varphi = 0,70, \quad \operatorname{tg}\varphi = 1,02.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,40 \cdot 250,0 = 100,0 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 100,0 \cdot 1,02 = 102,0 \text{ кВАр},$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,009 \cdot 911 = 8,2 \text{ кВт}.$$

Таблица 2.2 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	$P_{уст},$ кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$F,$ m^2	$P_{уд\ o},$ Вт/ m^2	$P_{но},$ кВт	$K_{со}$	$P_{ро},$ кВт	$Q_{ро},$ кВАр	$P_p+P_{ро},$ кВт	$Q_p+Q_{ро},$ кВт	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии д1000 о В															
1 АБК 1	250,0	0,40	0,70	1,02	100,0	102,0	911	9	8,2	0,90	7,4	3,6	107,4	105,6	150,6
2 Насосная	450,0	0,60	0,80	0,75	270,0	202,5	755	5	3,8	0,95	3,6	1,7	273,6	204,2	341,4
3 ЛИК	250,0	0,50	0,80	0,75	125,0	93,8	978	9	8,8	0,90	7,9	3,8	132,9	97,6	164,9
4 Авторемонтный бокс	80,0	0,30	0,70	1,02	24,0	24,5	2460	5	12,3	0,60	7,4	3,6	31,4	28,1	42,1
5 ПРБ	659,9	–	0,72	0,97	358,8	246,2	2975	6	17,9	0,95	17,0	8,2	375,7	254,5	453,8
6 АБК 2	285,0	0,40	0,70	1,02	114,0	116,3	1012	9	9,1	0,90	8,2	4,0	122,2	120,3	171,5
7 ТМХ	880,0	0,35	0,75	0,88	308,0	271,6	938	6	5,6	0,95	5,3	2,6	313,3	274,2	416,4
8 Гараж	110,0	0,30	0,70	1,02	33,0	33,7	871	5	4,4	0,60	2,6	1,3	35,6	34,9	49,9
9 Склад	50,0	0,40	0,80	0,75	20,0	15,0	3621	5	18,1	0,60	10,9	5,3	30,9	20,3	36,9
Территория завода	0	–	–	–	0	0	30094	0,16	4,8	1	4,8	2,3	4,8	2,3	5,4
Итого п0,38 о кВ	3014,9	–	–	–	1352,8	1105,6	$\Sigma F_{ц} = 14521$		92,9	–	75,1	36,4	1427,8	1142,0	1828,3
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
2 Насосная	2000,0	0,60	0,84	0,65	1200,0	778,1	–	–	–	–	–	–	1200,0	778,1	1430,2
10 Сторонние потребители	4000,0	–	0,75	0,88	4000,0	3527,7	–	–	–	–	–	–	4000,0	3527,7	5333,3
Итого п10 о кВ	6000,0	–	–	–	5200,0	4305,8	–	–	–	–	–	–	5200,0	4305,8	6751,3

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{p.o} = K_{co} \cdot P_{н.о} = 0,90 \cdot 8,2 = 7,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o = 7,4 \cdot 0,48 = 3,6 \text{ кВАр}.$$

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(100,0 + 7,4)^2 + (102,0 + 3,6)^2} = 150,6 \text{ кВА}.$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

$$\sum P_p^H = 1352,8 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^H = 1105,6 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_{p.o} = 75,1 \text{ кВт}, \quad \sum Q_{p.o} = 36,4 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_p^B = 5200,0 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^B = 4305,8 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением $d1000 \text{ о В}$ за максимально загруженную смену

$$S_p^H = \sqrt{\left(\sum P_p^H + \sum P_{p.o}\right)^2 + \left(\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o}\right)^2} = \\ = \sqrt{(1352,8 + 75,1)^2 + (1105,6 + 36,4)^2} = 1828,3 \text{ кВА}.$$

Приближенно потери мощности в цеховых трансформаторах и питающих проводниках [10, стр. 32]

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 1828,3 = 36,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 1828,3 = 182,8 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_L = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 1828,3 = 54,8 \text{ кВт},$$

где ΔP_T – потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

ΔQ_T – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр;

ΔP_L – потери активной мощности в линиях, кВт.

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

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum P_p^H + \sum P_p^B \right) \cdot K_{p,m} + P_{p,o} + \Delta P_T + \Delta P_L =$$

$$= (1352,8 + 5200,0) \cdot 0,95 + 75,1 + 36,6 + 54,8 = 6391,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum Q_p^H + \sum Q_p^B \right) \cdot K_{p,m} + Q_{p,o} + \Delta Q_T =$$

$$= (1105,6 + 4305,8) \cdot 0,95 + 36,4 + 186,2 = 5360,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{6391,6^2 + 5360,0^2} = 8341,6 \text{ кВА}.$$

где $K_{p,m} = 0,9 \div 0,95$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [10, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{T,ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 8341,6 = 166,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T,ГПП} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 8341,6 = 834,2 \text{ кВАр},$$

где $\Delta P_{T,ГПП}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{T,ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T,ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T,ГПП})^2} =$$

$$= \sqrt{(6391,6 + 166,8)^2 + (5360,0 + 834,2)^2} =$$

$$= \sqrt{6558,5^2 + 6194,2^2} = 9021,2 \text{ кВА}.$$

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

В общем случае рекомендуется передавать мощность до 10 МВА на напряжении 35 кВ, мощность 10-120 МВА на напряжении 110 кВ и мощность 120-150 МВА на напряжении 220 кВ [11, стр. 46].

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП используется формула Илларионова

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,1} + \frac{2500}{6,558}}} = 40,2 \text{ кВ},$$

где L – длина питающей линии, км;

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

С учетом рекомендаций принимаем напряжение $U_{\text{ном}} = 35$ кВ.

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_c = \alpha \cdot P_p = 0,24 \cdot 6558,5 = 1574,0 \text{ кВАр},$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [10, стр. 35].

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств

$$Q_{\text{кУ}} = Q_p - Q_c = 6194,2 - 1574,0 = 4620,2 \text{ кВАр}.$$

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

$$\begin{aligned} S_{\text{р.ГПП}} &= \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{кУ}})^2} = \sqrt{6558,5^2 + (6194,2 - 4620,2)^2} = \\ &= \sqrt{6558,5^2 + 1574,0^2} = 6744,7 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Таким образом, в данном подразделе была определены полная расчетная мощность главной понизительной подстанции и уровень напряжения линии, питающей ГПП.

2.3 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на плане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствует 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.

Картограмма позволяет составить визуальное отображение структуры силовых нагрузок на предприятии. На основе построенной картограммы электрических нагрузок определяется центр электрических нагрузок, который является оптимальным метом для размещения источника питания. В реальных условиях, учитывая наличие дорог, зданий и естественных препятствий источник питания (ГПП) может быть сдвинут в сторону питающей линии.

Для определения ЦЭН энергосистемы на план местности наносятся оси координат. Начало системы координат выбирается произвольно. Координаты каждого объекта x_i и y_i определяется в миллиметрах относительно начала координат для точки, в которой установлен источник питания объекта или его локальном центре нагрузок (при отсутствии данных допускается определять координаты геометрического центра объекта).

Пример расчета (АБК 1)

$$S_p = 150,6 \text{ кВА}, \quad S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{7,4^2 + 3,6^2} = 8,2 \text{ кВА},$$

$$x = 84,7 \text{ мм}, \quad y = 199,0 \text{ мм},$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{150,6}{\pi \cdot 1,20}} = 6,3 \text{ мм},$$

где S_p – расчетная полная мощность цеха, кВА;

m – масштаб для определения площади круга нагрузки, кВА/мм².

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 8,2}{150,6} = 19,6 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 150,6 \cdot 84,7 = 12756,0 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 150,6 \cdot 199,0 = 29969,9 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Для построения зоны рассеяния ЦЭН

$$S_x = S_y = \frac{S_p}{\sum_{i=1}^n S_{pi}} = \frac{150,6}{3257,7} = 0,046,$$

$$\sigma_x^2 = S_x \cdot (x - x_0)^2 = 0,046 \cdot (84,7 - 76,1)^2 = 3,446,$$

$$\sigma_y^2 = S_y \cdot (y - y_0)^2 = 0,046 \cdot (199,0 - 123,6)^2 = 262,784.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 2.3.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{247799,7}{3257,7} = 76,1 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{402667,1}{3257,7} = 123,6 \text{ мм}.$$

Построение зоны рассеяния ЦЭН.

Параметры нормального закона распределения

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n S_{xi} \cdot (x_i - x_0)^2 = 290,3, \quad \sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n S_{yi} \cdot (y_i - y_0)^2 = 3185,8,$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{\sigma_x} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{290,3} \cdot \sqrt{2}} = 0,0415,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{\sigma_y} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{3185,8} \cdot \sqrt{2}} = 0,0125,$$

Полуоси эллипса рассеяния

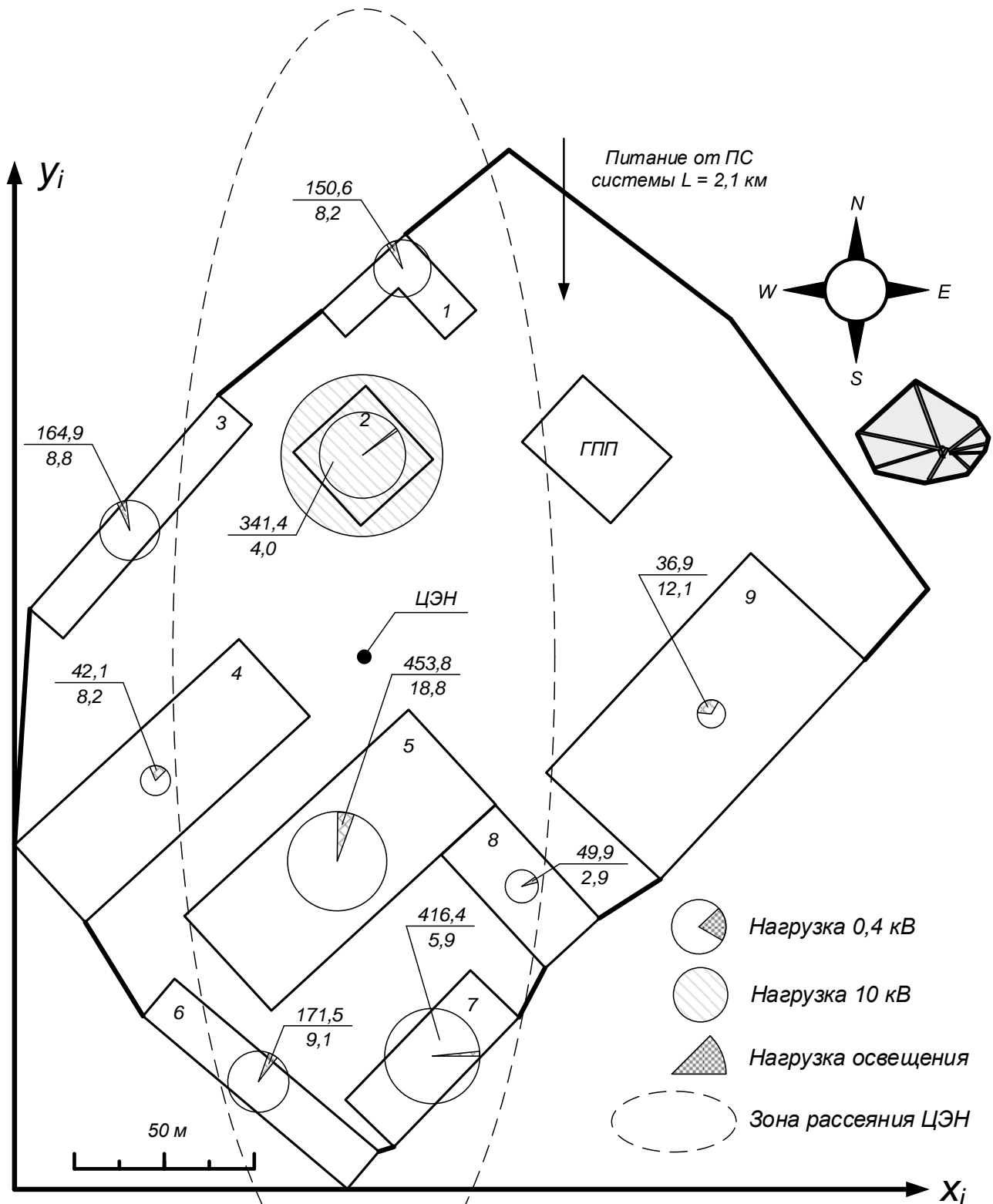
$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,0415} = 41,7 \text{ мм}, \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,0125} = 138,3 \text{ мм}.$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 2.2.

Так как ЦЭН попал в зону расположения цехов, то расположение ГПП смещается в сторону питающей линии.

Таблица 2.3 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	S_{pi} , кВА	$S_{p.o.i}$, кВА	r , мм	α , град	x_i , мм	y_i , мм	$S_{pi} \cdot x_i$, кВА·мм	$S_{pi} \cdot y_i$, кВА·мм	$\frac{S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}$	σ_x^2	σ_y^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребители электроэнергии до 1000 В											
1 АБК 1	150,6	8,2	6,3	19,6	84,7	199,0	12756,0	29969,9	0,046	3,446	262,784
2 Насосная	341,4	4,0	9,5	4,2	77,2	162,2	26356,9	55376,8	0,544	0,699	810,035
3 Лабораторно-испытательный комплекс	164,9	8,8	6,6	19,2	28,6	149,5	4716,2	24652,6	0,051	114,049	33,940
4 Авторемонтный бокс	42,1	8,2	3,3	70,1	33,6	90,6	1414,4	3813,8	0,013	23,304	14,077
5 ПРБ	453,8	18,8	11,0	14,9	72,5	73,7	32900,1	33444,7	0,139	1,772	346,943
6 АБК 2	171,5	9,1	6,7	19,1	55,0	23,1	9430,2	3960,7	0,053	23,358	531,660
7 ТМХ	416,4	5,9	10,5	5,1	92,5	29,5	38516,2	12283,5	0,128	34,518	1131,956
8 Гараж	49,9	2,9	3,6	20,9	112,5	66,1	5612,0	3297,4	0,015	20,326	50,639
9 Склад	36,9	12,1	3,1	117,7	154,0	105,3	5685,5	3887,6	0,011	68,832	3,798
Потребители электроэнергии выше 1000 В											
2 Насосная	1430,2	–	19,5	–	77,2	162,2	110412,2	231980,1	–	–	–
Итого	3257,7	–	–	–	–	–	247799,7	402667,1	–	290,3	3185,8



- ГПП Главная понижительная подстанция
- ЦЭН Центр электрических нагрузок
- $\frac{453,8}{18,8}$ Расчетная мощность цеха, кВА
Расчетная мощность освещения цеха, кВА

Рисунок 2.2 – Картограмма нагрузок

2.4 Распределение источников питания по территории предприятия

Трансформаторные подстанции 6-10 кВ должны быть установлены в центрах своих электрических нагрузок.

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается одинаковой (по возможности) для всей группы.

Загрузка двухтрансформаторных подстанций по полной мощности не должна превышать 70%, однострансформаторных - 90%.

Вопрос выбора мест установки ТП на прямую связан с обеспечением категории надежности электроснабжения. Потребители I и II категории надежности требуют двух независимых источников питания, следовательно должны быть запитаны от двухтрансформаторной подстанции или РП 0,4 кВ, питающегося от такой.

Удельная плотность нагрузки [10, стр. 37, табл. 2.5]

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{ц,\Sigma}} = \frac{1828,3}{14520,5} = 0,126 \text{ кВА/м}^2,$$

принимаем $S_{\text{НОМ.Т}} = 630 \text{ кВА}$.

Минимальное число цеховых трансформаторов

$$N_{\text{Т.0}} = \frac{\Sigma(P_p^H + P_{\text{р.0}})}{\beta_{\text{Т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{1427,8}{0,7 \cdot 630} = 3,24 \text{ шт.},$$

принимаем $N_{\text{Т}} = 4 \text{ шт.}$

Активная нагрузка на один трансформатор

$$P_1 = \frac{\Sigma(P_p^H + P_{\text{р.0}})}{N_{\text{Т}}} = \frac{1427,8}{4} = 357,0 \text{ кВт.}$$

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

$$N_{\text{Т.1}} = \frac{P_{\text{р.1}}}{P_1} = \frac{107,4}{357,0} = 0,301 \text{ шт.}$$

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

Результаты расчетов располагаются в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Число трансформаторов в цехах предприятия

Наименования цехов	Категория	$P_{p,i}$, кВт	Количество тр-ов N_i , шт
1 АБК 1	III	107,4	0,301
2 Насосная	II	273,6	0,766
3 Лабораторно-испытательный комплекс	II	132,9	0,372
4 Авторемонтный бокс	III	31,4	0,088
5 ПРБ	III	375,7	1,053
6 АБК 2	III	122,2	0,342
7 ТМХ	II	313,3	0,878
8 Гараж	III	35,6	0,100
9 Склад	III	30,9	0,086

Для более оптимального распределения трансформаторов по территории предприятия примем трансформаторы разной мощности. Параметры принятых трансформаторов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные по трансформаторам [9, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$P_{хх}$, кВт	$Q_{хх}$, кВАр	$P_{кз}$, кВт	$Q_{кз}$, кВАр	U_k , %	$I_{хх}$, %
ТМ-400/10	0,40	10,0	0,4	1,20	8,4	5,5	22,0	5,5	2,10
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

На основании расчетов и группирования нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций и проверяем загрузку трансформаторов по активной и полной мощности.

Пример расчета коэффициента загрузки по полной мощности для ТП1

$$\beta_T = \frac{P_{p,ТП1}}{N_{T,ТП1} \cdot S_{ном,Т}} = \frac{545,3}{2 \cdot 400} = 0,682 \text{ шт,}$$

коэффициент загрузки соответствует норме для двухтрансформаторной подстанции.

Пример расчета коэффициента загрузки по полной мощности для ТП1

$$\beta_T = \frac{S_{p,ТП1}}{N_{T,ТП1} \cdot S_{ном,Т}} = \frac{699,0}{2 \cdot 400} = 0,874 \text{ шт,}$$

коэффициент загрузки не соответствует норме для двухтрансформаторной подстанции.

Результаты группирования нагрузок и расчета коэффициентов загрузки трансформаторов сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

№ ТП	N _т , шт	S _{ном.т} , кВА	Потреб-ли энергии (номер по генплану)	Место расположения на генплане	P _{р.ТП} , кВт	Загрузка тр-ров по активной мощности	S _{р.ТП} , кВА	Загрузка тр-ров по полной мощности	Q _{р.ТП} , кВАр
ТП1	2	400	1, 2, 3, 4	Цех №2	545,3	0,682	699,0	0,874	435,5
ТП2	2	630	5, 6, 7, 8, 9	Цех №5	877,8	0,697	1128,4	0,896	704,1

Расчеты показали, что некоторые трансформаторные подстанции перегружены по полной мощности. Следовательно, необходимо произвести компенсацию реактивной мощности.

Пример расчета для ТП1.

Требуемое значение коэффициента мощности

$$\cos\varphi_{\text{треб}} = 0,80, \quad \text{tg}\varphi_{\text{треб}} = 0,75.$$

Начальный коэффициент мощности ТП1

$$\text{tg}\varphi_{\text{факт}} = \frac{Q_{\text{ТП1}}}{P_{\text{ТП1}}} = \frac{435,5}{545,3} = 0,80.$$

Расчетная мощность конденсаторных установок

$$Q_{\text{КУ. расч}} = P_{\text{ТП1}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{факт}} - \varphi_{\text{треб}}) = 545,3 \cdot (0,80 - 0,75) = 26,5 \text{ кВАр.}$$

Принимаем к установке две УКРМ типа УКМ 58-0,4-160 У3 [12].

Полная реактивная мощность, генерируемая УКРМ

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ.ном}} \cdot n_{\text{КУ}} = 160,0 \cdot 2 = 320,0 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность ТП1 с учетом мощности УКРМ

$$S_{\text{ТП1}} = \sqrt{P_{\text{ТП1}}^2 + (Q_{\text{ТП1}} - Q_{\text{КУ}})^2} = \sqrt{545,3^2 + (435,5 - 320,0)^2} = 557,4 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки ТП1 с учетом компенсации реактивной мощности

$$\beta_{\text{з.ТП1}} = \frac{S_{\text{р.ТП1}}}{N_{\text{т.ТП1}} \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{557,4}{2 \cdot 400} = 0,697,$$

коэффициент загрузки соответствует норме.

Результирующий коэффициент мощности ТП1

$$\text{tg}\varphi_{\text{рез}} = \frac{Q_{\text{ТП1}} - Q_{\text{КУ}}}{P_{\text{ТП1}}} = \frac{435,5 - 320,0}{545,3} = 0,21, \quad \cos\varphi_{\text{рез}} = 0,98,$$

коэффициент мощности соответствует норме.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Расчет компенсации реактивной мощности

№ ТП	Начальные параметры						Результирующие параметры					
	N _т , шт	P _{р.ТП} , кВт	Q _{р.ТП} , кВАр	cosφ _{треб}	tgφ _{треб}	tgφ _{факт}	Q _{КУ.расч} , кВАр	Q _{КУ.ном} , кВАр	n _{ку} , шт	S _{ТП} , кВА	K _з	cosφ _{рез}
ТП1	2	545,3	435,5	0,80	0,75	0,80	26,5	160,0	2	557,4	0,697	0,98
ТП2	2	877,8	704,1	0,80	0,75	0,80	45,8	350,0	2	877,8	0,697	1,00

Суммарная мощность компенсирующих устройств по таблице 2.7

$$Q_{КУ.Σ} = \sum (Q_{КУ.ном} \cdot n_{КУ}) = 1020,0 \text{ кВАр.}$$

Проверка возможности цеховых трансформаторов пропустить реактивную мощность на сторону 0,4 кВ

$$Q_1 = \sqrt{(N_T \cdot \beta \cdot S_{ном.Т})^2 - \left(\sum (P_p^H + P_{p.o}) \right)^2} =$$

$$= \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 400 + 2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 1427,8^2} = 201,6 \text{ кВАр.}$$

Расчетная мощность конденсаторных установок

$$Q_{КУ.расч} = \sum (Q_p^H + Q_{p.o}) - Q_1 =$$

$$= 1142,0 - 201,6 = 940,4 \text{ кВАр} < Q_{КУ.Σ} = 1020,0 \text{ кВАр,}$$

расчетная мощность компенсирующих устройств меньше, чем суммарная мощность УКРМ, выбранная для увеличения коэффициента мощности и уменьшения коэффициента загрузки трансформаторов. Следовательно, данная проверка выполняется.

На данном предприятии имеется синхронная высоковольтная нагрузка. Принимаем к рассмотрению двигатели типа СТД с параметрами [11, стр. 172, табл. П7.3.]

- номинальное напряжение двигателя U_{ном} = 10 кВ;
- номинальная активная мощность P_{сд} = 1000 кВт;
- номинальная реактивная мощность Q_{сд} = 505 кВАр;
- КПД η = 95,79 %;
- число двигателей n_{сд} = 2.

Коэффициент загрузки синхронных двигателей по активной мощности

$$\beta_{\text{сд}} = \frac{P_{\text{синх}}}{P_{\text{сд}} \cdot n_{\text{сд}}} = \frac{2000}{1000 \cdot 2} = 1,0,$$

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

Напряжение на зажимах синхронного двигателя

$$U_{\text{сд}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{сн}}}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{10,0}{10,0} = 1,0.$$

Наибольшая допустимая перегрузка двигателя по реактивной мощности [11, стр. 173, табл. П7.5.]

$$\alpha_{\text{м}} = 1,23.$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность двигателей

$$Q_{\text{м}} = \frac{n_{\text{сд}} \cdot \alpha_{\text{м}} \cdot Q_{\text{сд}}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 505}{95,79} \cdot 100 = 1296,9 \text{ кВАр.}$$

Таким образом, для компенсации частично или полностью можно использовать реактивную мощность, вырабатываемую высоковольтными синхронными двигателями.

Полная расчетная мощность трансформаторов ГПП, с учетом уточненного значения компенсации реактивной мощности

$$\begin{aligned} S_{\text{р.ГПП}} &= \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{КУ}})^2} = \sqrt{6558,5^2 + (6194,2 - 1020,0)^2} = \\ &= \sqrt{6558,5^2 + 5174,2^2} = 8353,8 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

На рисунке 2.3 приведен план предприятия с предварительным размещением трансформаторных подстанций, ГПП, РП, РУвн и трасс линий электропередачи.

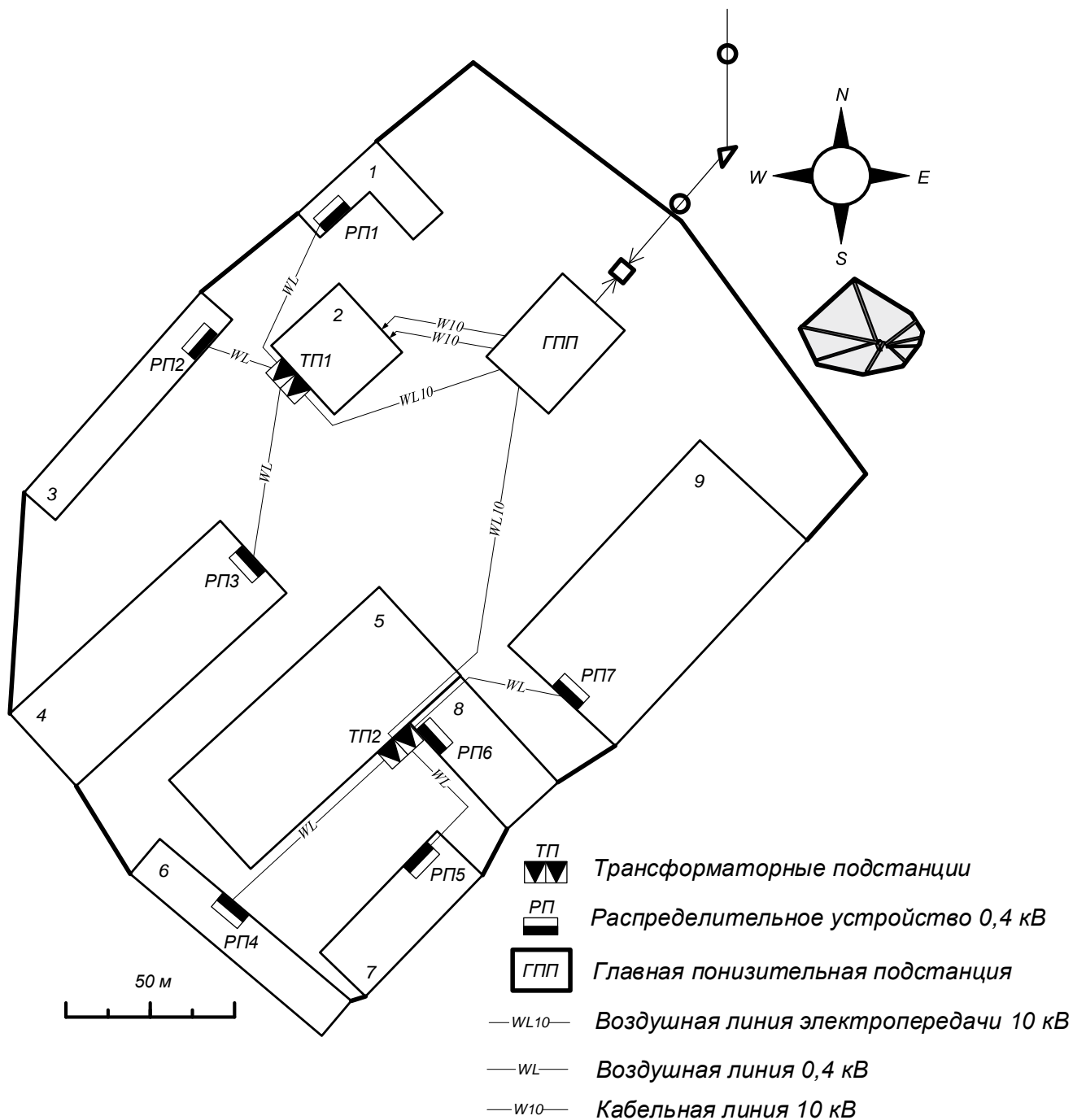


Рисунок 2.3 – План предприятия с предварительным расположением объектов электроснабжения

Разработанная схема электроснабжения надежна, так как используются преимущественно радиальные линии. Схема экономична и эффективна, так как длины линий минимальны на всех уровнях напряжения.

2.5 Разработка линий электроснабжения выше 1000 В по территории предприятия

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется самонесущим изолированным проводом марки СИП-3 с прокладкой на железобетонных опорах. Питание высоковольтных двигателей осуществляем кабельными линиями с алюминиевыми жилами марки АПВнг, проложенными в траншее.

Упрощенная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 2.4.

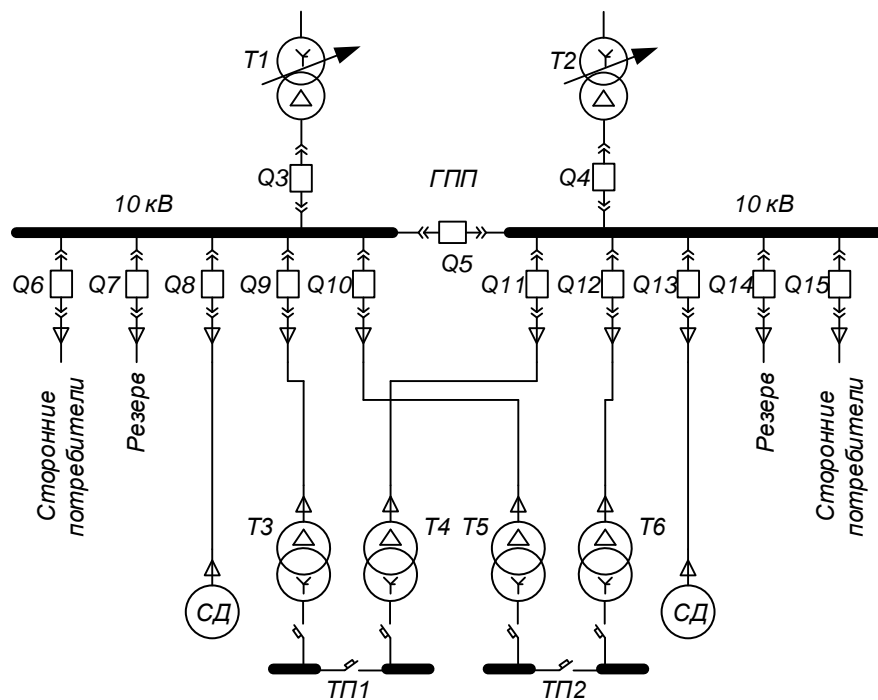


Рисунок 2.4 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

Примеры расчета

Участок ГПП – ТП1

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n_T \cdot (\Delta P_{xx} + \beta_T^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1,20 + 0,697^2 \cdot 5,5) = 7,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = n_T \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta_T^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (8,40 + 0,697^2 \cdot 22,0) = 38,2 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{7,7^2 + 38,2^2} = 38,9 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_T \cdot S_{\text{ном.т}} + \Delta S_T}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 400 + 38,9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 24,2 \text{ А},$$

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

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

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

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} + \Delta S_{\text{Т}}}{(n_{\text{Ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 400 + 38,9}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 48,4 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{24,2}{1,2} = 20,2 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока [16, табл. 1.3.36], А/мм².

Намечаем СИП-3 ближайшего стандартного сечения с параметрами [13] $S = 35 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 160 \text{ А}$.

Фактическая длина воздушной линии

$$L_{\text{факт}} = 1,03 \cdot L = 1,03 \cdot 0,065 = 0,067 \text{ км},$$

где L – длина линии по генплану, км;

1,03 – 3% запас длины провода на стрелу провеса.

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

$$I_{\text{доп}} = 160 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 24,2 \text{ А},$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 160 = 208,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 48,4 \text{ А}.$$

Проверка кабеля на потерю напряжения $\Delta U_{\text{НОМ}} < 5\%$ [1, стр. 141]

$$\cos \varphi = 0,98, \quad \sin \varphi = 0,21,$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left(\frac{r_0}{n_{\text{Ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_0}{n_{\text{Ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 24,2 \cdot 0,067 \cdot \left(\frac{0,890}{2} \cdot 0,98 + \frac{0,305}{2} \cdot 0,21 \right) = 2,261 \text{ В}, \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{НОМ, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{2,261}{10000} \cdot 100\% = 0,023\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Участок ГПП-Высоковольтный двигатель

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,84} = 68,8 \text{ А,}$$

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

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{68,8}{1,2} = 57,3 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АПВВнг с параметрами [20] $S = 50/25 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 195 \text{ А}$.

Фактическая длина кабельной линии

$$\begin{aligned} L_{\text{факт}} &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + L) = \\ &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + 0,064) = 0,078 \text{ км,} \end{aligned}$$

где L – длина линии по генплану, км;

1,04 – 4% запас длины кабеля на непрямолинейную прокладку;

1,02 – 2% запас длины кабеля на разделку;

0,005 – запас длины кабеля на выход из ТП и на ввод в цех, км.

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 195 = 175,5 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 68,8 \text{ А,}$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент прокладки [6].

Проверка кабеля на потерю напряжения $\Delta U_{\text{ном}} < 5\%$ [1, стр. 141]

$$\cos\varphi = 0,84, \quad \sin\varphi = 0,54,$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left(\frac{r_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos\varphi + \frac{x_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin\varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 68,8 \cdot 0,078 \cdot (0,641 \cdot 0,84 + 0,184 \cdot 0,54) = 10,271 \text{ В,} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ном, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10,271}{10000} \cdot 100\% = 0,103\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицы 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8 – Выбор сечений проводников сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$\Delta S_{г,}$ кВА	$U_{ном,}$ кВ	$L_{факт,}$ км	$n_{ц,}$ шт	Расчетная нагрузка		$S_{э,}$ мм ²	Марка и сечение	$K_{пр}$	Допустимая нагрузка	
						$I_{расч,}$ А	$I_{расч.ав,}$ А				$I_{доп,}$ А	$1,3 \cdot I_{доп,}$ А
ГПП-ТП1	800,0	38,9	10	0,067	2	24,2	48,4	20,2	СИП-3-6(1 × 35)	1,0	160,0	208,0
ГПП-ТП2	1260,0	59,9	10	0,121	2	38,1	76,2	31,8	СИП-3-6(1 × 35)	1,0	160,0	208,0
РУ1 – СД	1191,8	–	10	0,078	1	68,8	–	57,3	АПВВнг-1(3 × 50/25)	0,90	175,5	–

Таблица 2.9 – Определение потерь напряжения во внутривоздушной сети

Участок	$U_{ном,}$ кВ	Марка провода	$L_{факт,}$ км	$I_{расч,}$ А	$n_{ц,}$ шт	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$\Delta U_{ном,}$ %
ГПП-ТП1	10	СИП-3-6(1 × 35)	0,067	24,2	2	0,890	0,305	0,98	0,21	0,023
ГПП-ТП2	10	СИП-3-6(1 × 35)	0,121	38,1	2	0,890	0,305	1,00	0,00	0,062
ГПП – СД	10	АПВВнг-1(3 × 50/25)	0,078	68,8	1	0,641	0,184	0,84	0,54	0,103

Таким образом, был произведен выбор питающих проводников и выполнены проверки по условию нагрева и по допустимой потере напряжения. Все проводники пригодны для эксплуатации.

2.6 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 дальнейшего расчета необходимо знать параметры трансформаторов ГПП и воздушной линии, питающей предприятие.

При двух установленных на подстанции трансформаторов, при аварии с одним из параллельно работающих трансформаторов, оставшийся в работе принимает на себя его нагрузку.

Номинальная мощность трансформаторов ГПП

$$S_{T,расч} = \frac{S_{p,ГПП}}{n_T \cdot \beta_T} = \frac{8353,8}{2 \cdot 0,7} = 5967,0 \text{ кВА},$$

где $S_{p,ГПП}$ – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП, кВА;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП;

n_T – число трансформаторов на ГПП.

Полученное значение $S_{T,расч}$ округляется до ближайшего большего стандартного значения. Исходя из расчета, принимаем к установке на главной понизительной подстанции двухобмоточные трансформаторы марки ТМН-6300/35 с номинальной мощностью $S_T = 6300$ кВА.

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

$$S_{p,ГПП} = 8353,8 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{ном,Т} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА}.$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия в послеаварийном режиме.

Таблица 2.10 – Параметры трансформаторов [15]

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$P_{хх}$, кВт	$Q_{хх}$, кВАр	$P_{кз}$, кВт	$Q_{кз}$, кВАр	U_k , %	$I_{хх}$, %
ТМН-6300/35	6,3	35,0	11,0	9,2	56,7	46,5	472,5	7,5	0,90

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{S_{p,ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8353,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 68,9 \text{ А}.$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{расч.п/ав} = \frac{S_{p,ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8353,8}{\sqrt{3} \cdot 35} = 137,8 \text{ А}.$$

Экономическое сечение

$$S_{э} = \frac{I_{расч}}{j_{э}} = \frac{68,9}{1} = 68,9 \text{ мм}^2,$$

где j_0 – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [16, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод марки АС-120/19 с $I_{\text{доп}} = 390$ А [15, стр. 82, табл. 3.15.].

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

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

Проверка выполняется.

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

– Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 2,05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{68,9} = 58,0 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 2,1 \text{ км,}$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое значение потери напряжения [1, стр. 27], %;

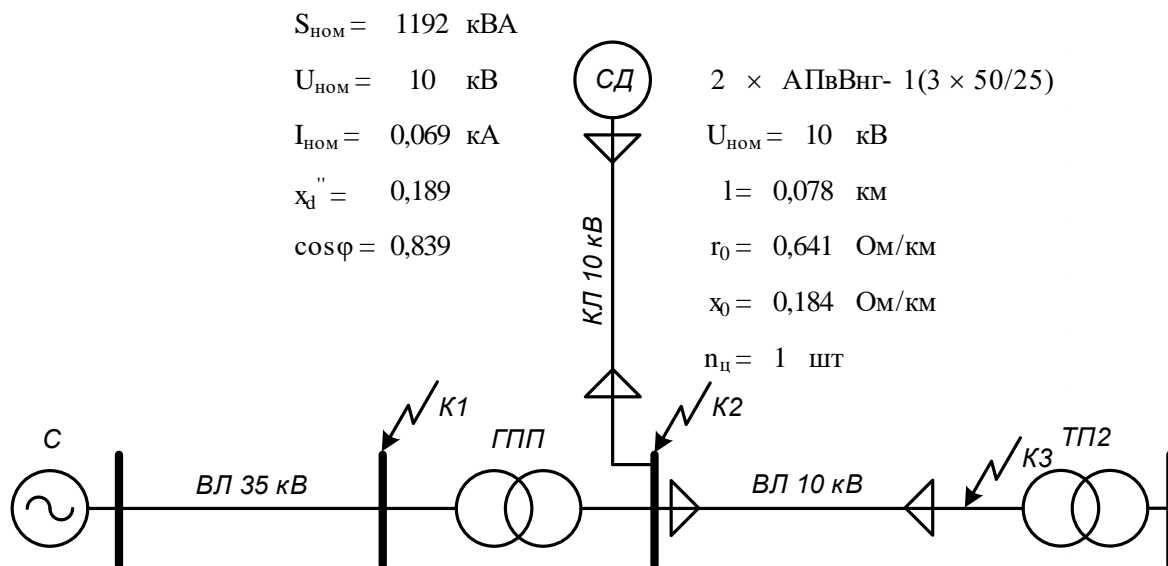
$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина линии, км;

$L_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1% [14, стр. 440, табл. П.4].

Проверка выполняется.

– Проверка на корону: для линий 35 кВ не проводится.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения, рисунок 2.5 и на её основе схему замещения, рисунок 2.6. 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.



$S_c = \infty$	2×АС-120/19	ТМН-6300/35	СИП-3- 6(1 × 35)
$x_c = 0$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$S_{НОМ} = 6,3 \text{ МВА}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
	$l = 2,1 \text{ км}$	$U_K = 7,5 \%$	$l = 0,121 \text{ км}$
	$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$		$r_0 = 0,890 \text{ Ом/км}$
	$x_0 = 0,414 \text{ Ом/км}$		$x_0 = 0,305 \text{ Ом/км}$
	$n_{ц} = 2 \text{ шт}$		$n_{ц} = 2 \text{ шт}$

Рисунок 2.5 – Расчетная схема рассматриваемого участка

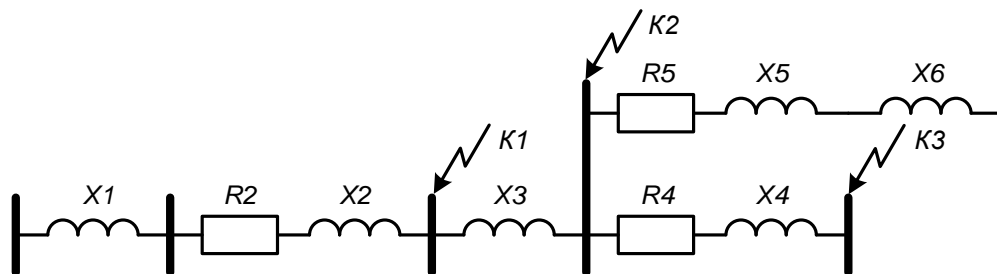


Рисунок 2.6 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем базисные величины

$S_б = 100 \text{ МВА}, \quad U_{ср.ном1} = 37,0 \text{ кВ}, \quad U_{ср.ном2} = 10,5 \text{ кВ},$

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА},$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Параметры схемы замещения

Система

$$S_c = \infty, \quad X_c = X_1 = \frac{S_б}{S_c} = 0.$$

Воздушная линия

$$R_2 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном1}^2} = 0,244 \cdot 2,1 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,037,$$

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном1}^2} = 0,414 \cdot 2,1 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,064.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,190.$$

СИП-3

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном2}^2} = 0,890 \cdot 0,121 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,098,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном2}^2} = 0,305 \cdot 0,121 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,034.$$

Кабельная линия, питающая высоковольтный двигатель

$$R'_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном2}^2} = 0,641 \cdot 0,078 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,045,$$

$$X'_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{ср.ном2}^2} = 0,181 \cdot 0,078 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,013.$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$R_5 = \frac{R'_5}{n_{д}} = \frac{0,045}{2} = 0,023, \quad X_5 = \frac{X'_5}{n_{д}} = \frac{0,013}{2} = 0,007,$$

Высоковольтный двигатель

сопротивление одного двигателя

$$X'_6 = \frac{x''_d \cdot S_6}{S_{ном}} = \frac{0,189 \cdot 100}{1,192} = 15,858,$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$X_6 = \frac{X'_6}{n_{д}} = \frac{15,858}{2} = 7,929.$$

а) Точка К1

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки К1

$$R_C = R_2 = 0,037, \quad X_C = X_1 + X_2 = 0 + 0,064 = 0,064.$$

Эквивалентное сопротивление цепочки двигателя относительно точки К1
 $R_D = R_5 = 0,023, \quad X_D = X_3 + X_5 + X_6 = 1,190 + 0,007 + 7,929 = 9,126.$

Результирующее сопротивление в точке К1

$$R_{\text{рез1}} = \frac{R_C \cdot R_D}{R_C + R_D} = \frac{0,037 \cdot 0,023}{0,037 + 0,023} = 0,014,$$

$$X_{\text{рез1}} = \frac{X_C \cdot X_D}{X_C + X_D} = \frac{0,064 \cdot 9,126}{0,064 + 9,126} = 0,063,$$

$$Z_{\text{рез1}} = \sqrt{R_{\text{рез1}}^2 + X_{\text{рез1}}^2} = \sqrt{0,014^2 + 0,063^2} = 0,065.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{61}}{Z_{\text{рез1}}} = \frac{1,560}{0,065} = 24,1 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{a1} = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{0,063}{314 \cdot 0,014} = 0,0142 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0142} = 1,495.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,495 \cdot 24,1 = 51,1 \text{ кА.}$$

б) Точка К2

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки К2

$$R_C = R_2 = 0,037, \quad X_C = X_1 + X_2 + X_3 = 0 + 0,064 + 1,190 = 1,254.$$

Эквивалентное сопротивление цепочки двигателя относительно точки К2

$$R_D = R_5 = 0,023, \quad X_D = X_5 + X_6 = 0,007 + 7,929 = 7,935.$$

Результирующее сопротивление в точке К2

$$R_{\text{рез2}} = \frac{R_C \cdot R_D}{R_C + R_D} = \frac{0,037 \cdot 0,023}{0,037 + 0,023} = 0,014,$$

$$X_{\text{рез2}} = \frac{X_C \cdot X_D}{X_C + X_D} = \frac{1,254 \cdot 7,935}{1,254 + 7,935} = 1,083,$$

$$Z_{\text{рез2}} = \sqrt{R_{\text{рез2}}^2 + X_{\text{рез2}}^2} = \sqrt{0,014^2 + 1,083^2} = 1,083.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{Z_{рез2}} = \frac{5,499}{1,083} = 5,1 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{a2} = \frac{X_{рез2}}{\omega \cdot R_{рез2}} = \frac{1,083}{314 \cdot 0,014} = 0,2442 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд2} = 1 + e^{-0,01/T_{a2}} = 1 + e^{-0,01/0,2442} = 1,960.$$

Ударный ток КЗ в точке К2

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,960 \cdot 5,1 = 14,1 \text{ кА.}$$

в) Точка К3

Сопротивление от источника до точки К3

$$R_{рез3} = R_{рез2} + R_4 = 0,014 + 0,098 = 0,112,$$

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_4 = 1,083 + 0,034 = 1,116,$$

$$Z_{рез3} = \sqrt{R_{рез3}^2 + X_{рез3}^2} = \sqrt{0,112^2 + 1,116^2} = 1,122.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К3

$$I_{к3} = \frac{I_{б2}}{Z_{рез3}} = \frac{5,499}{1,122} = 4,9 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_{a3} = \frac{X_{рез3}}{\omega \cdot R_{рез3}} = \frac{1,116}{314 \cdot 0,112} = 0,0317 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд3} = 1 + e^{-0,01/T_{a3}} = 1 + e^{-0,01/0,0317} = 1,729.$$

Ударный ток КЗ в точке К3

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд3} \cdot I_{к3} = \sqrt{2} \cdot 1,729 \cdot 4,9 = 12,0 \text{ кА.}$$

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

а) Проверка СИП-3

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_k = I_{к2}^2 \cdot (\tau + T_{a2}) = 5077,4^2 \cdot (0,07 + 0,2442) = 8101047,3 \text{ А}^2 \cdot \text{сек,}$$

где τ – расчетное время срабатывания выключателя [18, стр. 630, табл. П4.4], с.

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{8101047,3}}{90} = 31,6 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 35 \text{ мм}^2,$$

где C_T – коэффициент, зависящий от материала проводника [1, стр. 28] $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$;

$S_{\text{факт}}$ – сечение линии, питающей подстанцию, мм^2 .

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

б) Проверка кабеля АПвВнг

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_k = I_{k2}^2 \cdot (\tau + T_{a2}) = 5077,4^2 \cdot (0,07 + 0,2442) = 8101047,3 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

где τ – расчетное время срабатывания выключателя [18, стр. 630, табл. П4.4], с.

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{8101047,3}}{90} = 31,6 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

Проверка медного экрана кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

Так как продолжительность короткого замыкания отличается от 1 с, то необходимо определить поправочный коэффициент

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{(\tau + T_{a2})}} = \frac{1}{\sqrt{(0,07 + 0,2442)}} = 1,78 \text{ с},$$

где t – продолжительность короткого замыкания, с.

Допустимый ток медного экрана

$$I_{к.э} = k \cdot S_{м.э} \cdot K = 0,191 \cdot 25 \cdot 1,78 = 8,5 \text{ кА},$$

где k – коэффициент, равный 0,191 $\text{кА}/\text{мм}^2$ [21], с;

$S_{м.э}$ – номинальное сечение медного экрана, мм^2 .

Двухфазное короткое замыкание

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 0,87 \cdot I_k^{(3)} = 0,87 \cdot 5,1 = 4,4 \text{ кА} < I_{к.э} = 8,5 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Расчет токов КЗ по остальным участкам сведем в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{\text{ср.ном}}$, кВ	I_b , кА	$R_{\text{рез}}$	$X_{\text{рез}}$	$Z_{\text{рез}}$	I_k , кА	T_a , с	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$, кА	B_k , $A^2 \cdot c$	S_{min} , MM^2
К1	37,0	1,560	0,014	0,063	0,065	24,1	0,0142	1,495	51,1	–	–
К2	10,5	5,499	0,014	1,083	1,083	5,1	0,2442	1,960	14,1	8101047,3	31,6
К3	10,5	5,499	0,112	1,116	1,122	4,9	0,0317	1,729	12,0	–	–

По результатам расчета токов короткого замыкания выбранные проводники были проверены на термическую стойкость. Расчет показал, что выбранные сечения превышают минимально допустимое.

2.7 Разработка линий электроснабжения до 1000 В по территории предприятия

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения.

Для питания РП принимаем провод марки СИП-2 с прокладкой на опорах и по стенам зданий. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Пример расчета проводника, питающего РП1

Мощность нагрузки РП

$$P_p = 107,4 \text{ кВт}, \quad Q_p = 105,6 \text{ кВАр}, \quad S_p = 150,6 \text{ кВА}.$$

Расчётный ток РП

$$I_p = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150,6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 228,8 \text{ А}.$$

Намечаем провод марки СИП-2-1(3×70 + 1×95) с $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$ [19].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 240 \text{ А} > I_p = 228,8 \text{ А}.$$

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,169 \cdot 228,8 \cdot 0,047 = 1,8\% < 5\%,$$

где l – длина рассматриваемой линии с запасом длины провода на стрелу провеса 3%, км;

5% – допустимое значение потерь напряжения;

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [10, стр. 91, табл. П.2.11],
% / (А·км).

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Расчёт по остальным участкам сведём в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор и проверка проводников 0,4 кВ

Участок	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$\cos\varphi$	I_p , А	Марка и сечение проводника	$I_{доп}$, А	ΔU_0 , %/(А·км)	l , км	ΔU , %
ТП1 - РП1	107,4	105,6	150,6	0,71	228,8	СИП-2-1(3×70 + 1×95)	240	0,169	0,047	1,8
ТП1 - РП2	132,9	97,6	164,9	0,81	125,3	СИП-2-2(3×25 + 1×35)	130	0,240	0,020	0,6
ТП1 - РП3	31,4	28,1	42,1	0,75	64,0	СИП-2-1(3×16 + 1×25)	100	0,735	0,052	2,5
ТП2 - РП4	122,2	120,3	171,5	0,71	260,5	СИП-2-1(3×95 + 1×95)	300	0,130	0,063	2,1
ТП2 - РП5	313,3	274,2	416,4	0,75	158,2	СИП-2-4(3×70 + 1×95)	240	0,044	0,040	0,3
ТП2 - РП6	35,6	34,9	49,9	0,71	75,8	СИП-2-1(3×16 + 1×25)	100	0,642	0,052	2,5
ТП2 - РП7	30,9	20,3	36,9	0,84	56,1	СИП-2-1(3×16 + 1×25)	100	0,817	0,052	2,4

Таким образом, были выбраны проводники на напряжение 0,4 кВ, питающие распределительные пункты. Проверка по нагреву расчетным током и по потере напряжения показали, что проводники пригодны для эксплуатации.

3 Внешнее электроснабжение предприятий

Понижающая подстанция состоит из трех основных частей: открытого распределительного устройства 35 кВ; силового трансформатора; закрытого распределительного устройства 10 кВ.

В данной работе рассматривается вариант тупиковой подстанции. Основными элементами открытого распределительного устройства являются: разъединители, отделители и короткозамыкатели; измерительные трансформаторы тока и напряжения; высоковольтный выключатель.

Основным элементом понижающей подстанции служит силовой трансформатор с напряжением первичной обмотки 35 кВ.

Для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ требуется разработка закрытого распределительного устройства. Размер этого устройства напрямую зависит от количества присоединений на данном напряжении. Каждое присоединение к шинам 10 кВ требует отдельную ячейку КРУ. В общем случае, для нормального функционирования распределительной сети требуется не только подключить все цеховые трансформаторные подстанции, но и устройства компенсации реактивной мощности 10 кВ, измерительные трансформаторы 10 кВ и оставить места под резервные линии.

3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения

Состав оборудования открытого распределительного устройства подстанции определяется его главной схемой соединений. В настоящее время оборудование выбранной схемы ОРУ может поставляться комплектно.

В пункте 2.2 было рассчитано экономически целесообразная величина напряжения питающих линий по формуле Илларионова. С учетом рекомендаций было принято напряжение питающих линий $U_{ном} = 35$ кВ.

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями Q1 и Q2 и неавтоматической перемычкой [22]. При нарушении в трансформаторе T1, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой Q4 и высокой Q2 стороне. Секционный выключатель низкой стороны Q5 подключит секцию, оставшуюся без напряжения.

Разъединители QS3 и QS4 в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора Т2 или выключателя в цепи трансформатора Q2 или Q4 есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки QS3 и QS4. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.1.

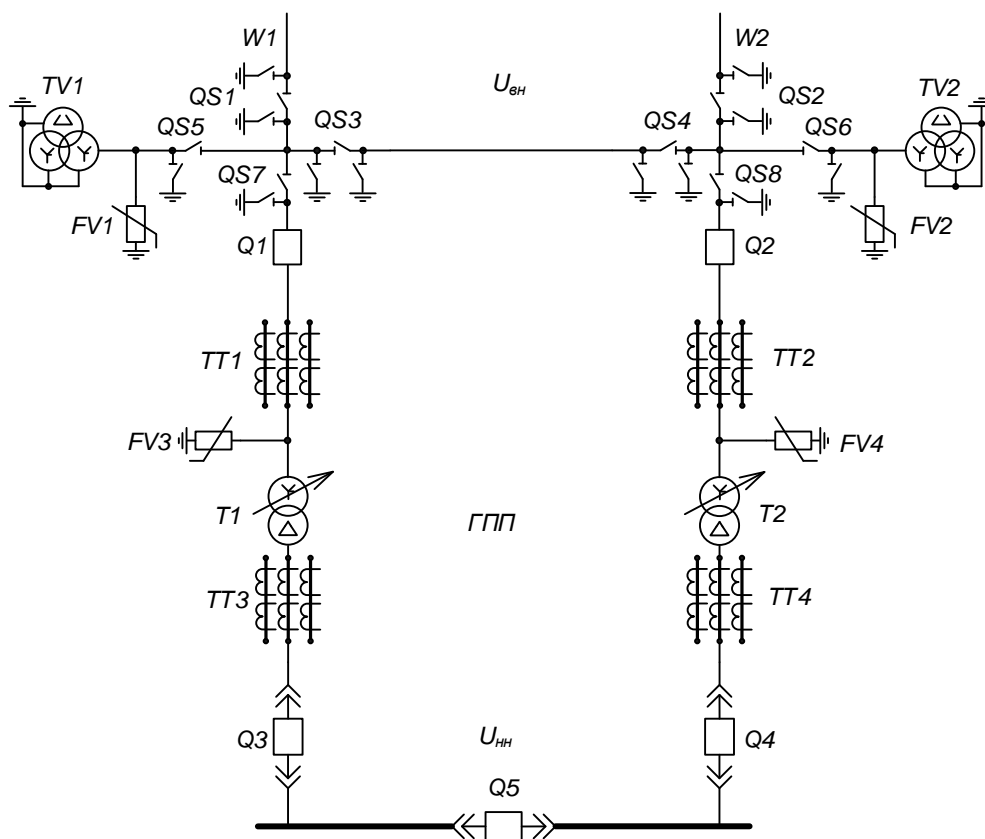


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

Электроснабжение потребителей первой и второй категории осуществляется с помощью двухтрансформаторной подстанции. При использовании двух трансформаторов коэффициент загрузки не должен превышать 0,7, что объясняется возможностью сохранения работоспособности электроустановки при выходе из строя одного из трансформаторов. Работа исправного трансформатора допускается с загрузкой 1,4, но не более 5 дней подряд по 6 часов.

В пункте 2.6 была определена расчетная мощность трансформаторов ГПП с учетом определенной мощности компенсирующих устройств. К установке на главной понизительной подстанции приняты два двухобмоточных трансформатора марки ТМН-6300/35.

Электроснабжение ГПП осуществляется по двухцепной воздушной линии электропередач, проложенной на стальных опорах сталеалюминевыми проводами марки АС.

В пункте 2.6 было выбрано сечение воздушной линии электропередачи методом экономической плотности тока. Так же были проведены необходимые проверки – проверка на перегрузочную способность, по допустимой потере напряжения, на механическую прочность и на корону. Марка провода и сечение линии принято АС-120/19.

3.2 Выбор силового оборудования

3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП элегазовый выключатель ВВУ-35-40/630-УХЛ1.

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП электромагнитный выключатель ВЭ-10-20/1250-У3.

Параметры выключателя приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры выключателя [23, 24]

№	Параметр	Значение	
		ВВУ	ВЭ
1	Тип	ВВУ	ВЭ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	35	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	630	630
4	Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$, кА	25	20
5	Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	25	20
6	Пик тока электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	63	51
7	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	25,0	20,0
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Полное время отключения выключателя $t_{отк.в}$, с	0,06	0,05
10	Климатическое исполнение	ХЛ1	У3

Пример выбора выключателя на стороне ВН трансформатора ГПП

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

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

– по току $I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{8353,8}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 137,8 \text{ А} < I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А};$$

– по отключающей способности $I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{отк.НОМ}}$

$$I_{\text{н,т}} = 24,1 \text{ кА} < I_{\text{н,т}} = 25,0 \text{ кА};$$

– на электродинамическую стойкость $I_{\text{н,0}} \leq I_{\text{дин}}$, $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{н,0}} = 24,1 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 25,0 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 51,0 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА};$$

– по термической стойкости $B_{\text{к}} \leq I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} + T_{\text{а}}) = 24,1^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,014) = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25,0^2 \cdot 3 = 1875,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}} = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке на высокой стороне трансформатора ГПП разъединитель РДЗ-35/1000-УХЛ1.

Так как на низкой стороне используются выкатные тележки, то разъединитель не устанавливается.

Параметры разъединителя приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры разъединителя [18, стр. 630, табл. П4.4]

№	Параметр	Значение
1	Тип	РДЗ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ	35
3	Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$, А	1000
4	Амплитуда предельного сквозного тока $i_{\text{пр.с}}$, кА	63
5	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$, кА	25,0
6	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$, с	4
7	Климатическое исполнение	УХЛ1

Пример выбора разъединителя на стороне ВН трансформатора ГПП

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$

$$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ};$$

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

$$I_{\max} = 137,8 \text{ A} < I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A};$$

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

$$i_{\text{уд}} = 51,0 \text{ кА} < i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25,0^2 \cdot 4 = 2500,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

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

Дальнейший расчет сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Выбор выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Выключатель ВВУ-35-40/630-УХЛ1	Разъединитель РДЗ-35/1000-УХЛ1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 137,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н,т}} = 24,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 25 \text{ кА}$	–
$I_{\text{н,0}} = 24,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$	–
$i_{\text{уд}} = 51,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-20/1250-У3	Разъединитель
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{\max} = 482,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	
$I_{\text{н,т}} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	
$I_{\text{н,0}} = 5,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	
$i_{\text{уд}} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 20,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

3.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также 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 [18, стр. 371, рис. 4.104; 18, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 3.4 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 3.4 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

Намечаем трансформаторы тока ТФЗМ35Б У1 и ТШЛ-10 У3.

Параметры трансформатор тока приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры трансформаторов тока [25, стр. 294, табл. 5.9]

№	Параметр	Значение	
		ТФЗМ	ТШЛ
1	Тип	ТФЗМ	ТШЛ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	35	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	400	2000
4	Вторичный номинальный ток трансформатора тока I_2 , А	5	5
5	Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	84	—
6	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	21,0	—
7	Кратность	—	35
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном}$, Ом	1,2	0,8
10	Класс точности	0,5	0,5
11	Климатическое исполнение	У1	У3

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 3.4 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Проверка трансформаторов тока

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

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

– по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8353,8}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 137,8 \text{ А} < I_{ном} = 400 \text{ А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

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

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами (таблица 3.4).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.доп}} = Z_{2ном} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [18, стр. 374].

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

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{1,11} = 0,25 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление алюминиевого провода [18, стр. 374], Ом/мм²;

$l_{\text{пр}}$ – длина провода [18, стр. 375], м.

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ [18, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,071 + 0,05 = 0,161 \text{ Ом} < Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}.$$

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

$$i_{\text{уд}} = 51,0 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 84 \text{ кА};$$

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

$$B_{\text{к}} = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 21^2 \cdot 3 = 1323,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП выбирается аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТТ1, ТТ2 Сторона ВН трансформатора	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 137,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$
	$B_k = 742,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1323,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 51,0 \text{ кА}$	$I_{дин} = 84 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,161 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
ТТ3, ТТ4 Сторона НН трансформатора	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 482,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
	$B_k = 20,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 14,1 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,411 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,800 \text{ Ом}$

3.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а также 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 [18, стр. 371, рис. 4.104; 18, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 3.7 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 3.7 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$n_{обм}, \text{ шт}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}, \text{ шт}$	Потр. мощн.	
								P, Вт	Q, ВАр
Сторона ВН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Э – 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 W	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	6	0,1	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	6	0,1	0,0
Итого:								10,2	0,0

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП трансформатор напряжения ЗНОМ-35 У1.

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП трансформатор напряжения НТМИ-10

Параметры трансформаторов напряжения приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Параметры трансформаторов напряжения [25, стр. 326, табл. 5.13]

№	Параметр	Значение	
		ЗНОМ	НТМИ
1	Тип	ЗНОМ	НТМИ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ	35	10
3	Номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}$, В·А	150	120
4	Класс точности	0,5	0,5
5	Климатическое исполнение	У1	У3

а) Проверка трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$

$$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

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

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Проверка трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$

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

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

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

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 [18, стр. 375].

3.2.4 Выбор ограничителя перенапряжения

Так как неизвестны все параметры рассматриваемой сети, то примем ограничитель по напряжению установки.

Принимаем к установке ограничитель напряжения марки ОПН-35.

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

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$$

Проверка выполняется.

3.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

На подстанции имеются следующие нагрузки собственных нужд [18, стр. 640, табл. П.6.2]:

– подогрев выключателей ОРУ

$$P_{\text{выкл}\Sigma} = n_{\text{выкл}} \cdot P_{\text{выкл}} = 2 \cdot 4,4 = 8,8 \text{ кВт.}$$

– подогрев шкафов

$$P_{\text{шк}\Sigma} = n_{\text{шк}} \cdot P_{\text{шк}} = 20 \cdot 1,0 = 20,0 \text{ кВт.}$$

– отопление, освещение, вентиляция ЗРУ

$$P_{\text{о.ЗРУ}} = 20,0 \text{ кВт.}$$

– освещение ОРУ

$$P_{\text{о.ОРУ}} = 5,0 \text{ кВт.}$$

Установленная мощность нагрузки собственных нужд

$$P_{уст} = P_{\text{выкл}\Sigma} + P_{\text{шк}\Sigma} + P_{\text{о.ЗРУ}} + P_{\text{о.ОРУ}} = 8,8 + 20,0 + 20,0 + 5,0 = 53,8 \text{ кВт.}$$

Мощность трансформатора собственных нужд

$$S_{тр} \geq P_{расч} = k_c \cdot P_{уст} = 0,8 \cdot 53,8 = 43,0 \text{ кВт,}$$

где k_c – коэффициент спроса [18, стр. 475].

Принимаем к установке два трансформатора типа ТСН-63.

3.3 Разработка схемы закрытого распределительного устройства

Распределительное устройство 10 кВ представляет собой набор ячеек КРУ, объединенных общей шиной. Все ячейки расположены в модельном здании в одном зале. Количество ячеек зависит от количества подключений. Под подключениями понимаются как потребители, так и вспомогательное оборудование, компенсирующие устройства, трансформаторы напряжения, секционный аппарат и вводные аппараты.

При электроснабжении потребителей первой и второй категории необходимо две секции шин. В каждой секции находится одна ячейка с выключателем для подключения к питающему трансформатору. Секционный выключатель устанавливается на первой секции шин, а на второй секции ячейка с одним разъединителем.

Для подключения потребителей устанавливаются ячейки с выключателями по количеству присоединений к каждой шине.

Для подключения УКРМ выделяется по ячейке с выключателем на каждую секцию.

Для подключения трансформаторов напряжения выделяется по ячейке с разъединителем, разрядником и предохранителем на каждую секцию.

Собственные нужды подстанции удовлетворяются посредством трансформаторов собственных нужд, подключенных по одному на каждую секцию через ячейку с выключателем.

Пониженное напряжение с питающих трансформаторов передается по жестким шинам через проходные изоляторы, расположенные в стене здания, на вводные выключатели, подключенные к секциям шин распределительного устройства. Камеры одностороннего обслуживания (ячейки), располагаются рядами вдоль стен здания. На торцевой стене размещаются шкафы собственных нужд. Здание оборудовано двумя выходами.

Количество, состав и назначение ячеек КРУН приведено на рисунке 3.2.

Порядковый номер ячейки в КРУ		3-7, 14-18	8, 13	10	11	2, 19	9, 12	1, 20
Номинальное напряжение, кВ	10							
Номинальный ток сборных шин, А	1600							
Вид оперативного тока, значение, В	пост., 220							
Схема главных цепей								
Назначение ячейки		Линия, резерв	Ввод	Секционный выключатель	Секционный выключатель	ТСН	ТН	УКРМ
ТСН мощность, кВА		–	–	–	–	63	–	–
ТТ класс точности		0,5	–	0,5	–	0,5	–	–
ТН класс точности		–	–	–	–	–	0,5	–
Ток плавкой вставки предохранителя		–	–	–	–	–	5	–
Тип выключателя		ВЭ-10-20/630	ВЭ-10-20/630	ВЭ-10-20/1600	–	ВЭ-10-20/630	–	ВЭ-10-20/630
Учет электрической энергии (да/нет)		да	да	нет	нет	да	нет	нет
Релейная защита		да	да	нет	нет	да	нет	нет
Количество ячеек КРУ		10	2	1	1	2	2	2

Рисунок 3.2 – Ячейки КРУ

4 Электроснабжение промышленных потребителей в здании цеха ПРБ

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания и определяются расчётные электрические нагрузки.

Выбирается схема и способ прокладки сети. Выбор способа прокладки производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки.

Производится выбор аппаратов защиты и сечений проводников.

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Строится эпюра отклонения напряжений для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее мощного и удаленного электроприёмника для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного режима.

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

4.1 Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания

Распределение приемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к распределительному пункту. Рекомендуется оставлять в резерв одну-две группы, чтобы в случае установки нового оборудования не было проблем с его подключением.

Цех имеет нормальную среду, но в цехе много различного технологического оборудования. Электроприемники и распределительные пункты запитываются по радиальным линиям, проложенным в коробах и на лотках. Большая часть линий располагается в кабельном полуэтаже.

На рисунке 4.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников.

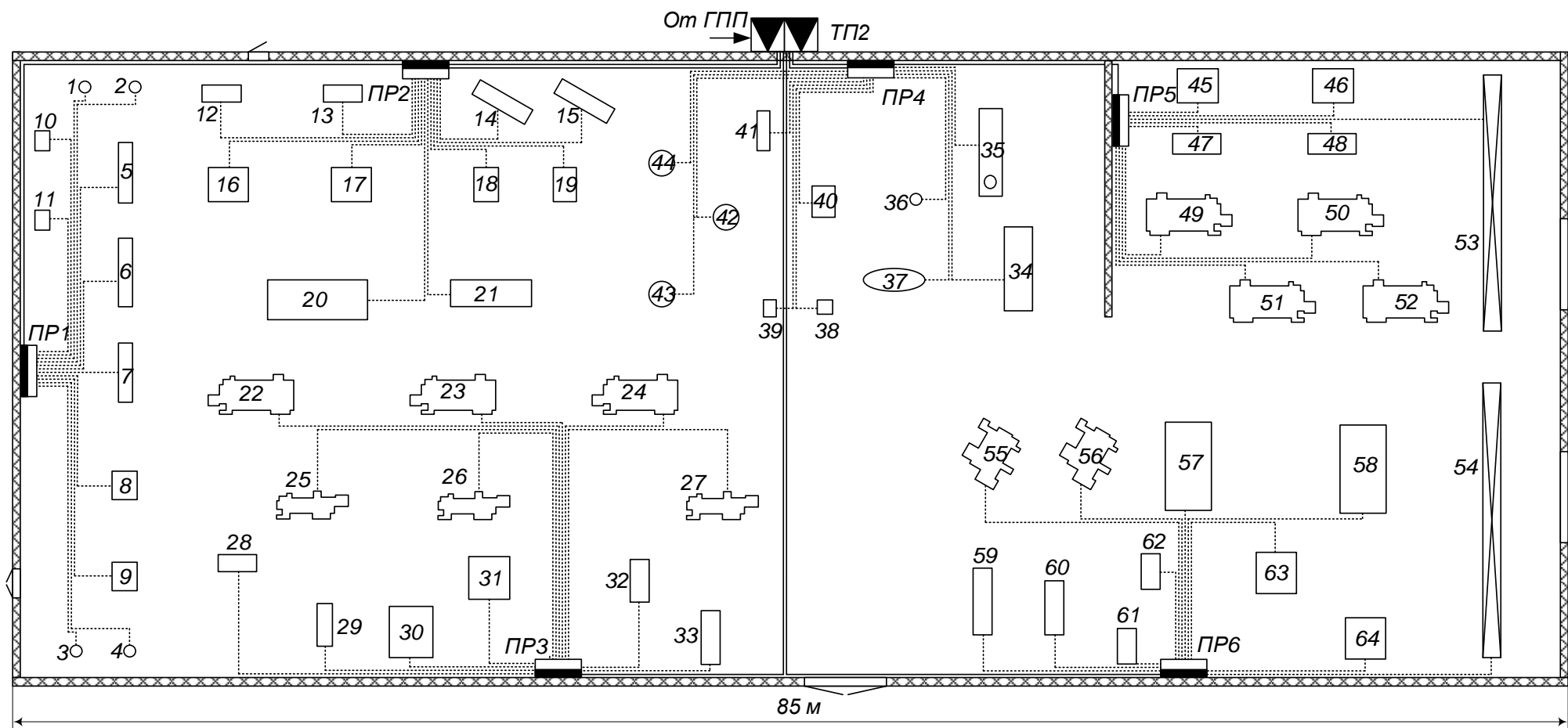


Рисунок 4.1 – План силовой и распределительной сети цеха

Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников.

В качестве распределительных пунктов принимаем пункты марки ПР11-7123. Данный пункт рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

4.2 Расчет номинальных параметров электроприемников

Для дальнейших расчетов необходимо определить номинальные параметры электроприемников. Примеры расчета номинальных и пусковых токов электроприемников

Кран-балка

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{32,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 109,3 \text{ А},$$
$$I_{\text{ПУСК}} = K_{\text{ПУСК}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 109,3 = 546,3 \text{ А},$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение электроприемника, кВ;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности;

η – КПД электроприёмника;

$K_{\text{ПУСК}}$ – кратность пускового тока.

Сварочный агрегат

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{14,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,35} = 60,8 \text{ А},$$
$$I_{\text{ПУСК}} = K_{\text{ПУСК}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 60,8 = 182,3 \text{ А}.$$

Калорифер

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{12,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 19,2 \text{ А}.$$

Определение номинальных параметров электроприемников сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Распределение приемников по пунктам питания и определение их номинальных параметров

Наименование оборудования	п, шт	$P_{\text{ном}}$, кВт	$k_{\text{исп}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	η	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПР1 ПР11-7123									
Вытяжная вентиляция	2	10,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	21,1	147,7
Приточная вентиляция	2	10,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	21,1	147,7
Стенд разборки электродвигателей	2	8,2	0,40	0,75	0,88	0,89	5	18,7	93,3
Стенд контроля подшипников	1	5,4	0,40	0,75	0,88	0,89	5	12,3	61,5
Пресс	2	7,1	0,25	0,65	1,17	0,89	5	18,6	93,2
Точильный станок	1	2,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	7,5	37,6
Сверлильный станок	1	2,4	0,16	0,50	1,73	0,89	5	8,2	41,0
ПР2 ПР11-7123									
Зубофрезерный станок	2	10,5	0,16	0,50	1,73	0,89	5	35,8	179,2
Ножницы листовые	2	12,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	41,0	204,9
Расточной станок	2	5,1	0,16	0,50	1,73	0,89	5	17,4	87,1
Сверлильный станок	2	5,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	18,1	90,5
Компрессор	1	18,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	38,4	192,1
Калорифер	1	12,0	0,75	0,95	0,33	1,0	–	19,2	–
ПР3 ПР11-7123									
Токарный станок	3	25,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
Разметочный станок	3	10,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
Станок дисковый	2	2,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	7,9	39,3
Шлифовальный станок	1	6,4	0,16	0,50	1,73	0,89	5	21,9	109,3
Ножницы кривошипные	1	4,7	0,16	0,50	1,73	0,89	5	16,0	80,2
Компрессор	1	7,8	0,70	0,80	0,75	0,89	5	16,6	83,2
Калорифер	1	10,0	0,75	0,95	0,33	1,0	–	16,0	–
ПР4 ПР11-7123									
Печь индукционная	1	16,1	0,70	0,95	0,33	1,0	–	25,7	–
Масляная ванна	2	15,3	0,70	0,95	0,33	1,0	–	24,5	–
Вытяжная вентиляция	3	5,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	10,6	73,9
Сварочный агрегат ПВ = 60%	2	14,0	0,30	0,35	2,68	0,98	3	60,8	182,3
Выпрямитель сварочный	1	15,0	0,30	0,35	2,68	0,98	3	65,1	195,3
Сварочный полуавтомат	1	4,4	0,30	0,35	2,68	0,98	3	19,1	57,3
Приточная вентиляция	1	18,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	38,0	265,9
ПР5 ПР11-7123									
Шкаф сушильный	2	9,9	0,70	0,95	0,33	1,0	–	15,8	–
Пресс	2	6,4	0,25	0,65	1,17	0,90	5	16,6	83,1
Токарно-винторезный станок	4	20,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	69,0	344,8
Кран-балка ПВ = 25%	1	32,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	109,3	546,3

окончание таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПР6 ПР11-7123									
Кран-балка ПВ = 25%	1	32,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	109,3	546,3
Координатно-расточной станок	2	8,8	0,16	0,50	1,73	0,89	5	30,0	150,2
Молот	2	12,1	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,8	158,9
Компрессор	1	8,4	0,70	0,80	0,75	0,89	5	17,9	89,6
Калорифер	1	10,0	0,75	0,95	0,33	1,0	–	16,0	–
Точильный станок	2	4,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	13,7	68,3
Балансировочный станок	2	5,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	18,1	90,5

4.3 Выбор защитных аппаратов и проводников

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 питающих 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.

Условия выбора выключателей [4, стр. 182]:

1. По нагреву расчетным током нагрузки: $I_{\text{ном.ав}} \geq I_{\text{ном.расц}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{дл}}$;
2. По условию перегрузки пусковым током:

$$I_{\text{кз}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} - \text{для одного ЭП};$$

$$I_{\text{кз}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} - \text{для группы ЭП};$$

$$I_{\text{кз}} \geq K \cdot I_{\text{ном.расц}} - \text{для группы ЭП (} K = I_{\text{кз}}/I_{\text{ном.расц}} \text{)},$$

где $I_{\text{дл}} = I_{\text{ном}}$ – для одного ЭП;

$$I_{\text{дл}} = I_{\text{р}} - \text{для группы ЭП};$$

$I_{\text{ном.ав}}$ – номинальный ток автомата;

$I_{\text{ном.расц}}$ – номинальный ток расцепителя;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток группы ЭП;

K – кратность отсечки;

$I_{\text{пик}}$ – пиковый ток;

$I_{\text{max.пуск}}$ – пусковой ток двигателя (или трансформатора) наибольшей мощности в данной группе ЭП;

$I_{\text{max.ном}}$ – номинальный ток двигателя (или трансформатора) наибольшей мощности в данной группе ЭП;

$I_{\text{кз}}$ – номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ.

Условие выбора проводников [4, стр. 184]:

1. По нагреву расчетным током нагрузки: $I_{\text{доп}} \geq I_p / K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}$;

2. Согласование с аппаратом защиты: $I_{\text{доп}} \geq K_3 \cdot I_3 / K_{\text{п1}}$;

3. По допустимой потере напряжения: $\Delta U_{\text{р\%}} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l$,

где $K_{\text{п1}}$ $K_{\text{п2}}$ – поправочные коэффициенты на условие прокладки;

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

I_3 – номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата;

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В;

I_p – расчетный ток линии;

l – длина рассматриваемой линии.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего автоматического выключателя подстанции

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{\text{р.ПС}} = \frac{S_{\text{р.ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{877,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1333,6 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора подстанции

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

Максимальный рабочий ток трансформатора подстанции

$$I_{\text{max.раб}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 957,2 = 1340,1 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$\begin{aligned} I_{\text{пик.ПС}} &= I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{max.раб}} - K_{\text{u.max}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = \\ &= 546,3 + (1340,1 - 0,06 \cdot 109,3) = 1879,8 \text{ А.} \end{aligned}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА53–43 с параметрами $I_{\text{НОМ.ав}} = 1600 \text{ А}$,
 $I_{\text{ТЕПЛ}} = 1600 \text{ А}$ [10, стр. 87-88].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{ТЕПЛ}} = 1600 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{МАХ.РАБ}} = 1,1 \cdot 1340,1 = 1474,1 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{ПИК.ПС}} = 1,25 \cdot 1879,8 = 2349,7 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{ПИК.ПС}}}{I_{\text{ТЕПЛ}}} = \frac{2349,7}{1600} = 1,5,$$

принимаем $K = 2,0$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{Э.0}} = K \cdot I_{\text{ТЕПЛ}} = 2,0 \cdot 1600 = 3200 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{ПИК.ПС}} = 2349,7 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Выбор секционного автоматического выключателя подстанции

Максимальный рабочий ток трансформатора

$$I_{\text{МАХ.РАБ}} = 1340,1 \text{ А.}$$

Расчетный ток секционного выключателя

$$I_{\text{Р.СВ}} = 0,7 \cdot I_{\text{МАХ.РАБ}} = 0,7 \cdot 1340,1 = 938,0 \text{ А.}$$

Пиковый ток сборных шин

$$\begin{aligned} I_{\text{ПИК.СШ}} &= I_{\text{ПУСК}}^{\text{МАХ}} + (I_{\text{Р.СН}} - K_{\text{У.МАХ}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{МАХ}}) = \\ &= 546,3 + (938,0 - 0,06 \cdot 109,3) = 1477,8 \text{ А.} \end{aligned}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74–43 с параметрами $I_{\text{НОМ.ав}} = 1600 \text{ А}$,
 $I_{\text{ТЕПЛ}} = 1250 \text{ А}$.

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{ТЕПЛ}} = 1250 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{Р.СВ}} = 1,1 \cdot 938,0 = 1031,8 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{ПИК.СШ}} = 1,25 \cdot 1477,8 = 1847,2 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{ПИК.СШ}}}{I_{\text{ТЕПЛ}}} = \frac{1847,2}{1250} = 1,5,$$

принимаем $K = 2,0$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 1250 = 2500 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик.СШ} = 1847,2 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

в) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_p = 94,0 \text{ А}, \quad I_{пик} = 228,0 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74–40 с параметрами $I_{ном.ав} = 800 \text{ А}$,
 $I_{тепл} = 130 \text{ А}$.

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 130 \text{ А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 94,0 = 103,4 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 228,0 = 285,0 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик}}{I_{тепл}} = \frac{285,0}{130} = 2,2,$$

принимаем $K = 2,5$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,5 \cdot 130 = 325,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик} = 285,0 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4×70) с $I_{доп} = 140 \text{ А}$ [9, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{доп} = 140 \text{ А} > \frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}} = \frac{94,0}{1,0 \cdot 1,0} = 94,0 \text{ А.}$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{доп} = 140 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{п1}} = \frac{1 \cdot 130}{1,0} = 130,0 \text{ А,}$$

где I_3 – ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$K_{п1}$ – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды [1, стр. 185, табл. 9.1];

$K_{п2}$ – поправочный коэффициент, учитывающий количество совместных проложенных линий [1, стр. 185, табл. 9.2; стр. 186, табл. 9.3];

k_3 – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ) [1, стр. 187, табл. 9.4].

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,185 \cdot 94,0 \cdot 0,071 = 1,24\% < 5\%,$$

где l – длина рассматриваемой линии с учетом непрямолинейной прокладки кабеля (обрезка, обход конструкций и оборудования...), км;

5% – допустимое значение потерь напряжения;

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [10, стр. 91, табл. П.2.11], %/(А·км).

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

г) Участок ПР1 – Вытяжная вентиляция

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{ном} = 21,1 \text{ А}, \quad I_{пуск} = 147,7 \text{ А}.$$

Намечаем к установке автомат марки ВА13–29 с параметрами $I_{ном.ав} = 63 \text{ А}$, $I_{тепл} = 25 \text{ А}$.

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 25 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{ном} = 1,1 \cdot 21,1 = 23,2 \text{ А}.$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 147,7 = 221,6 \text{ А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{пуск}}{I_{тепл}} = \frac{221,6}{25} = 8,9,$$

принимаем $K = 12$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.0} = K \cdot I_{тепл} = 12 \cdot 25 = 300 \text{ А} > 1,5 \cdot I_{пуск} = 221,6 \text{ А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4×6) с $I_{\text{доп}} = 32 \text{ А}$.

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 32 \text{ А} > \frac{I_p}{K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}} = \frac{21,1}{1,0 \cdot 0,70} = 30,1 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 32 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{п1}}} = \frac{1 \cdot 25}{1,0} = 25 \text{ А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 4.2 (для распределительных пунктов) и таблицу 4.3 (для отдельных электроприемников).

Таблица 4.2 – Выбор аппаратов защиты и проводников питающей сети

Участок	$\frac{I_p}{I_{пик}}$, А	$1,1 \cdot I_p$, А	$1,25 \cdot I_{пик}$, А	Автомат			Способ подключения	$K_{п1}$	$K_{п2}$	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}}$, А	K_3	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{п1}}$, А	Кабель		L, м	cosφ	ΔU ₀ , %	ΔU _p , %	
				Тип	К	$\frac{I_{тепл}}{I_{э.о.}}$, А							Марка	I _{доп} , А					
Отходящий выключатель ТП	$\frac{1340,1}{1879,8}$	1474,1	2349,7	ВА53 – 43	2,0	$\frac{1600}{3200}$	В коробе, на лотках	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Секционный выключатель ТП	$\frac{938,0}{1477,8}$	1031,8	1847,2	ВА74 – 43	2,0	$\frac{1250}{2500}$		–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТП - ПР1	$\frac{94,0}{228,0}$	103,4	285,0	ВА74 – 40	2,5	$\frac{130}{325}$		1	1,00	94,0	1,00	130,0	АВВГ- 1(4 × 70)	140	0,071	0,77	0,185	1,24	
ТП - ПР2	$\frac{99,0}{297,3}$	108,9	371,7	ВА74 – 40	3,5	$\frac{130}{455}$		1	0,85	116,5	1,00	130,0	АВВГ- 1(4 × 70)	140	0,031	0,72	0,169	0,51	
ТП – ПР3	$\frac{119,9}{533,1}$	131,9	666,3	ВА74 – 40	4,5	$\frac{190}{855}$		1	0,85	141,1	1,00	190,0	АВВГ- 1(4 × 120)	200	0,058	0,63	0,100	0,70	
ТП – ПР4	$\frac{158,2}{399,4}$	174,0	499,2	ВА74 – 40	4,0	$\frac{190}{760}$		1	0,75	210,9	1,00	190,0	АВВГ- 1(4 × 150)	235	0,015	0,74	0,092	0,22	
ТП – ПР5	$\frac{108,8}{648,5}$	119,6	810,6	ВА74 – 40	6,0	$\frac{190}{1140}$		1	0,75	145,0	1,00	190,0	АВВГ- 1(4 × 120)	200	0,032	0,69	0,109	0,38	
ТП – ПР6	$\frac{81,8}{621,5}$	89,9	776,8	ВА74 – 40	6,5	$\frac{190}{1235}$		1	0,85	96,2	1,00	190,0	АВВГ- 1(4 × 120)	200	0,069	0,72	0,109	0,61	

Таблица 4.4 – Выбор аппаратов защиты и проводников электроприёмников

Приемник	I _{ном} , А	I _{пуск} , А	1,1·I _{ном} , А	1,5·I _{пуск} , А	Автомат				K _{п1}	K _{п2}	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}}$, А	K _з	$\frac{K_з \cdot I_з}{K_{п1}}$, А	Кабель	
					Тип	К	I _{тепл} , А	I _{э.о.} , А						Марка	I _{доп} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пункт распределительный ПР1															
Вытяжная вентиляция	21,1	147,7	23,2	221,6	ВА51 – 31	10,0	25,0	250,0	1,00	0,70	30,1	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 6)	32
Приточная вентиляция	21,1	147,7	23,2	221,6	ВА51 – 31	10,0	25,0	250,0	1,00	0,70	30,1	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 6)	32
Стенд разборки электродвигателей	18,7	93,3	20,5	140,0	ВА51 – 31	7,5	25,0	187,5	1,00	0,70	26,7	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Стенд контроля подшипников	12,3	61,5	13,5	92,2	ВА51 – 31	7,5	16,0	120,0	1,00	0,70	17,6	1,00	16,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Пресс	18,6	93,2	20,5	139,9	ВА51 – 31	7,5	25,0	187,5	1,00	0,70	26,6	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Точильный станок	7,5	37,6	8,3	56,3	ВА51 – 31	7,5	10,0	75,0	1,00	0,70	10,7	1,00	10,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Сверлильный станок	8,2	41,0	9,0	61,5	ВА51 – 31	7,5	12,5	93,8	1,00	0,70	11,7	1,00	12,5	АВВГ-1(4 × 4)	27
Пункт распределительный ПР2															
Зубофрезерный станок	35,8	179,2	39,4	268,9	ВА51 – 31	7,5	40,0	300,0	1,00	0,70	51,2	1,00	40,0	АВВГ-1(4 × 16)	60
Ножницы листовые	41,0	204,9	45,1	307,3	ВА51 – 31	7,5	50,0	375,0	1,00	0,70	58,5	1,00	50,0	АВВГ-1(4 × 16)	60
Расточной станок	17,4	87,1	19,2	130,6	ВА51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,70	24,9	1,00	20,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Сверлильный станок	18,1	90,5	19,9	135,7	ВА51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,70	25,9	1,00	20,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Компрессор	38,4	192,1	42,3	288,1	ВА51 – 31	7,5	50,0	375,0	1,00	0,70	54,9	1,00	50,0	АВВГ-1(4 × 16)	60
Калорифер	19,2	–	21,1	–	ВА51 – 31	–	25,0	–	1,00	0,70	27,4	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 6)	32
Пункт распределительный ПР3															
Токарный станок	85,4	426,8	93,9	640,2	ВА51 – 31	7,5	100,0	750,0	1,00	0,70	121,9	1,00	100,0	АВВГ-1(4 × 70)	140
Разметочный станок	34,1	170,7	37,6	256,1	ВА51 – 31	7,5	40,0	300,0	1,00	0,70	48,8	1,00	40,0	АВВГ-1(4 × 16)	60
Станок дисковый	7,9	39,3	8,6	58,9	ВА51 – 31	7,5	10,0	75,0	1,00	0,70	11,2	1,00	10,0	АВВГ-1(4 × 4)	27
Шлифовальный станок	21,9	109,3	24,0	163,9	ВА51 – 31	7,5	25,0	187,5	1,00	0,70	31,2	1,00	25,0	АВВГ-1(4 × 6)	32
Ножницы кривошипные	16,0	80,2	17,7	120,4	ВА51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,70	22,9	1,00	20,0	АВВГ-1(4 × 4)	27

окончание таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Компрессор	16,6	83,2	18,3	124,8	BA51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,70	23,8	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Калорифер	16,0	–	17,6	–	BA51 – 31	–	20,0	–	1,00	0,70	22,8	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Пункт распределительный ПР4															
Печь индукционная	25,7	–	28,3	–	BA13 – 29	–	31,5	–	1,00	0,75	34,3	1,00	31,5	ABBГ-1(4 × 10)	42
Масляная ванна	24,5	–	26,9	–	BA13 – 29	–	31,5	–	1,00	0,75	32,6	1,00	31,5	ABBГ-1(4 × 10)	42
Вытяжная вентиляция	10,6	73,9	11,6	110,8	BA51 – 31	10,0	12,0	120,0	1,00	0,75	14,1	1,00	12,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Сварочный агрегат ПВ = 60%	60,8	182,3	66,9	273,5	BA51 – 31	7,5	80,0	600,0	1,00	0,75	81,0	1,00	80,0	ABBГ-1(4 × 35)	90
Выпрямитель сварочный	65,1	195,3	71,6	293,0	BA51 – 31	7,5	80,0	600,0	1,00	0,75	86,8	1,00	80,0	ABBГ-1(4 × 35)	90
Сварочный полуавтомат	19,1	57,3	21,0	86,0	BA51 – 31	7,5	25,0	187,5	1,00	0,75	25,5	1,00	25,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Приточная вентиляция	38,0	265,9	41,8	398,8	BA51 – 31	10,0	50,0	500,0	1,00	0,75	50,6	1,00	50,0	ABBГ-1(4 × 16)	60
Пункт распределительный ПР5															
Шкаф сушильный	15,8	–	17,4	–	BA13 – 29	–	20,0	–	1,00	0,85	18,6	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Пресс	16,6	83,1	18,3	124,7	BA51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,85	19,6	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Токарно-винторезный станок	69,0	344,8	75,9	517,3	BA51 – 31	7,5	80,0	600,0	1,00	0,85	81,1	1,00	80,0	ABBГ-1(4 × 35)	90
Пункт распределительный ПР6															
Кран-балка ПВ = 25%	109,3	546,3	120,2	819,4	BA57 – 35	8,0	125,0	1000,0	1,00	0,85	128,5	1,00	125,0	ABBГ-1(4 × 70)	140
Координатно-расточной станок	30,0	150,2	33,0	225,3	BA51 – 31	7,5	40,0	300,0	1,00	0,85	35,3	1,00	40,0	ABBГ-1(4 × 10)	42
Молот	31,8	158,9	35,0	238,3	BA51 – 31	7,5	40,0	300,0	1,00	0,85	37,4	1,00	40,0	ABBГ-1(4 × 10)	42
Компрессор	17,9	89,6	19,7	134,4	BA51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,85	21,1	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Калорифер	16,0	–	17,6	–	BA13 – 29	–	20,0	–	1,00	0,85	18,8	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Точильный станок	13,7	68,3	15,0	102,4	BA51 – 31	7,5	16,0	120,0	1,00	0,85	16,1	1,00	16,0	ABBГ-1(4 × 4)	27
Балансировочный станок	18,1	90,5	19,9	135,7	BA51 – 31	7,5	20,0	150,0	1,00	0,85	21,3	1,00	20,0	ABBГ-1(4 × 4)	27

4.4 Оценка установившегося 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 – ТПЗ – ПР6 – ЭП №54.

Расчетные данные приемника №54

$$P_{\text{НОМ}} = 32,0 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{НОМ}} = 55,4 \text{ кВАр}, \quad S_{\text{НОМ}} = 64,0 \text{ кВА}.$$

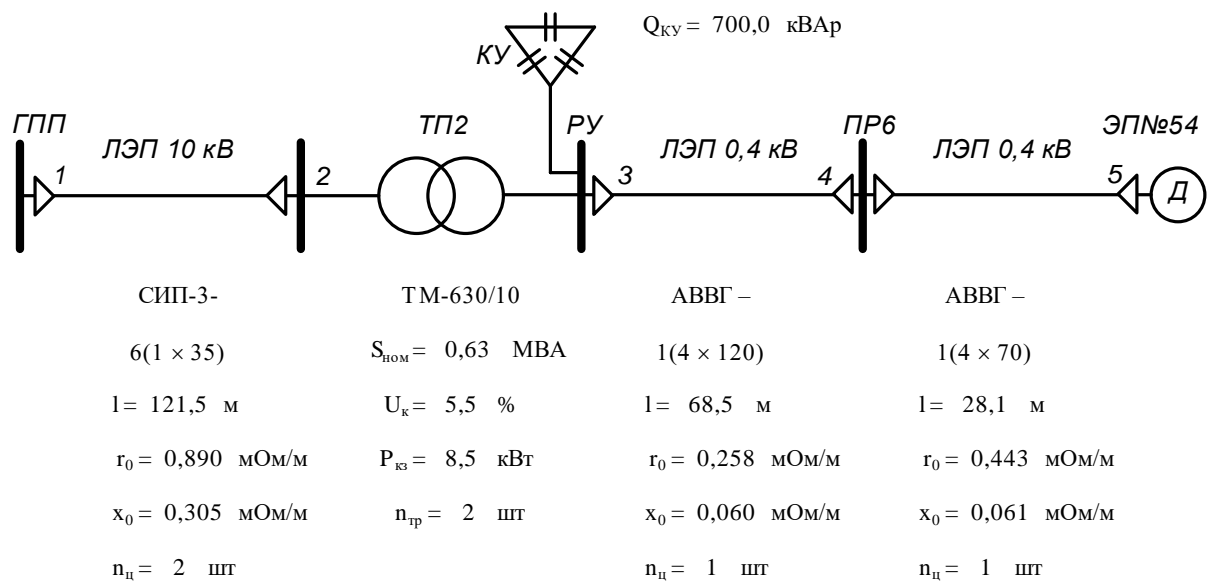


Рисунок 4.2 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,890 \cdot 121,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0541 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,305 \cdot 121,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0185 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{ц.ТП} = 877,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{12} = \sum Q_{ц.ТП} - Q_{КУ} = 704,1 - 700 = 4,1 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12,\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{877,8 \cdot 0,0541 + 4,1 \cdot 0,0185}{10 \cdot 10,5^2} = 0,043\%.$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,043 \cdot \frac{10500}{100} = 4,5 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 4,5 = 10495,5 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

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

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

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta_T = \frac{S_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{877,8}{2 \cdot 630} = 0,697.$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{877,8}{877,8} = 1,00, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{4,1}{877,8} = 0,0.$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = \\ &= 0,697 \cdot (1,349 \cdot 1,00 + 5,332 \cdot 0,0) + \frac{0,697^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,0 - 5,332 \cdot 1,00) = \\ &= 0,945\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 0,945 \cdot \frac{10495,5}{100} = 99,1 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10495,5 - 99,1 = 10396,3 \text{ В.}$$

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

$$U_3^{\text{нн}} = U_3 = 400 \cdot \frac{10396,3}{10500} = 396,1 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 68,5}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0177 \text{ Ом,}$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 68,5}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0041 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{ПР}} = 45,5 \text{ кВт,} \quad Q_{34} = Q_{\text{ПР}} = 28,7 \text{ кВар.}$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45,5 \cdot 0,0177 + 28,7 \cdot 0,0041}{10 \cdot 0,396^2} = 0,589\%.$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,589 \cdot \frac{396,1}{100} = 2,3 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 396,1 - 2,3 = 393,7 \text{ В.}$$

Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 28,1}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0124 \text{ Ом,}$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 28,1}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0017 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{НОМ}} = 32,0 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = Q_{\text{НОМ}} = 55,4 \text{ кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45, \%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{32,0 \cdot 0,0124 + 55,4 \cdot 0,0017}{10 \cdot 0,394^2} = 0,318\%.$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45, \%} \cdot \frac{U_4}{100\%} = 0,318 \cdot \frac{393,7}{100} = 1,3 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 4-5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 393,7 - 1,3 = 392,5 \text{ В.}$$

Для расчёта режима минимальной нагрузки необходимо по графикам нагрузки предприятия определить коэффициенты минимальной нагрузки по активной и реактивной мощности.

В качестве послеаварийного режима рассмотрим выход из строя одного трансформатора в цеховой подстанции, в связи с чем отключается одна из цепей, питающая данную подстанцию.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Расчётные данные для построения эпюр отклонения напряжений

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	877,8	877,8	45,5	32,0
Q_i , кВАр	4,1	4,1	28,7	55,4
S_i , кВА	877,8	877,8	53,8	64,0
R_i , Ом	0,054	—	0,0177	0,0124
X_i , Ом	0,019	—	0,0041	0,0017
$\cos\varphi$	—	1,000	—	—
$\sin\varphi$	—	0,005	—	—
β_T	—	0,697	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,043	0,945	0,589	0,318
ΔU_i , В	4,5	99,1	2,3	1,3
U_i , В	10495,5	396,1	393,7	392,5

окончание таблицы 4.4

Минимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	614,4	614,4	31,9	32,0
Q_i , кВАр	2,7	2,7	18,6	55,4
S_i , кВА	614,4	614,4	36,9	64,0
R_i , Ом	0,054	—	0,0177	0,0124
X_i , Ом	0,019	—	0,0041	0,0017
$\cos\varphi$	—	1,000	—	—
$\sin\varphi$	—	0,004	—	—
β_T	—	0,488	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,033	0,663	0,406	0,315
ΔU_i , В	3,3	66,3	1,6	1,2
U_i , В	9996,7	397,2	395,6	394,4
Послеаварийный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	877,8	877,8	45,5	32,0
Q_i , кВАр	4,1	4,1	28,7	55,4
S_i , кВА	877,8	877,8	53,8	64,0
R_i , Ом	0,108	—	0,0177	0,0124
X_i , Ом	0,037	—	0,0041	0,0017
$\cos\varphi$	—	1,000	—	—
$\sin\varphi$	—	0,005	—	—
β_T	—	1,393	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,086	1,863	0,600	0,325
ΔU_i , В	9,1	195,5	2,4	1,3
U_i , В	10490,9	392,2	389,9	388,6

По результатам расчетов строим эпюры отклонения напряжений. Эпюры представлена на рисунке 4.3.

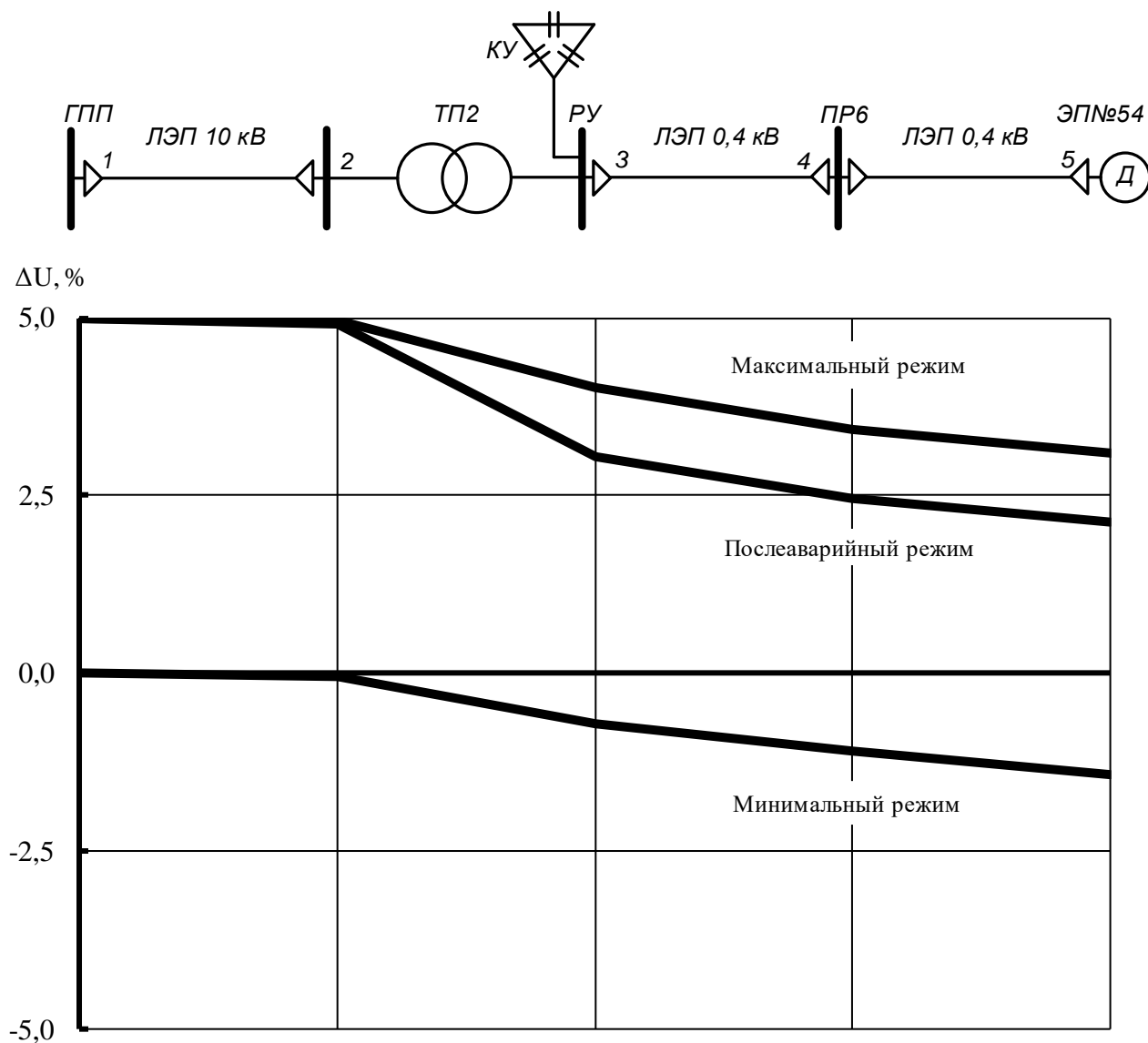


Рисунок 4.3 – Эпюры отклонения напряжений

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

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

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения, рисунок 4.4 и на её основе схему замещения, рисунок 4.5.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП2 – ПР6 – ЭП №54.

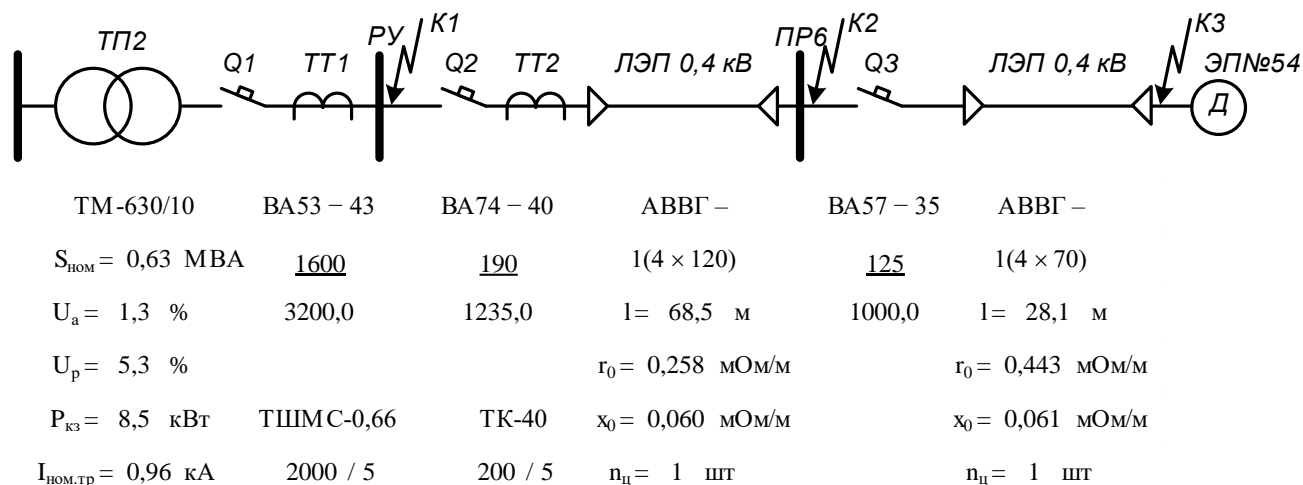


Рисунок 4.4 – Расчетная схема

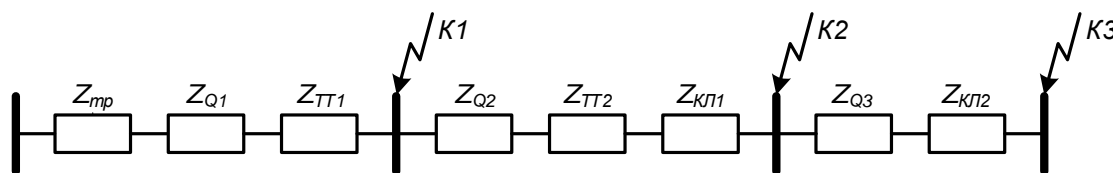


Рисунок 4.5 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{тр} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{1,349}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 3,4 \text{ мОм},$$

$$X_{тр} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{5,332}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 13,5 \text{ мОм},$$

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

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

Автоматы Q2, Q3

$$Z_{Q2} = \sqrt{R_{Q2}^2 + X_{Q2}^2} = \sqrt{0,36^2 + 0,28^2} = 0,46 \text{ мОм},$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{R_{Q3}^2 + X_{Q3}^2} = \sqrt{0,74^2 + 0,55^2} = 0,92 \text{ мОм.}$$

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

Трансформатор тока ТТ2

$$Z_{ТТ2} = \sqrt{R_{ТТ2}^2 + X_{ТТ2}^2} = \sqrt{0,20^2 + 0,30^2} = 0,36 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{КЛ1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,258 \cdot 68,5}{1} = 17,7 \text{ мОм,}$$

$$X_{КЛ1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,060 \cdot 68,5}{1} = 4,1 \text{ мОм,}$$

$$Z_{КЛ1} = \sqrt{R_{КЛ1}^2 + X_{КЛ1}^2} = \sqrt{17,7^2 + 4,1^2} = 18,2 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{КЛ2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,443 \cdot 28,1}{1} = 12,4 \text{ мОм,}$$

$$X_{КЛ2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,061 \cdot 28,1}{1} = 1,7 \text{ мОм,}$$

$$Z_{КЛ2} = \sqrt{R_{КЛ2}^2 + X_{КЛ2}^2} = \sqrt{12,4^2 + 1,7^2} = 12,6 \text{ мОм.}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

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

Ток короткого замыкания в точке К1

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

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{рез1}}{\omega \cdot R_{рез1}} = \frac{13,5}{314 \cdot 3,4} = 0,0126 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

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

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

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

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$k_{уд}$	T_a , с	I_K , кА	$i_{уд}$, кА
К1	14,0	1,452	0,0126	16,5	33,9
К2	32,9	1,024	0,0027	7,0	10,2
К3	46,4	1,005	0,0019	5,0	7,1

4.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

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

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

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Данные для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП2	ПР6	Кран-балка №54
Расчетный ток I_p , А	1340,1	81,8	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	1879,8	621,5	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	–	109,3
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	–	546,3
Ток КЗ I_K , А	16533,2	7010,3	4974,9
Тип аппарата	ВА53 – 43	ВА74 – 40	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном,расц}$, А	1600	190	125,0
– при КЗ $I_{КЗ}$, А	3200,0	1235,0	1000,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 4.6.

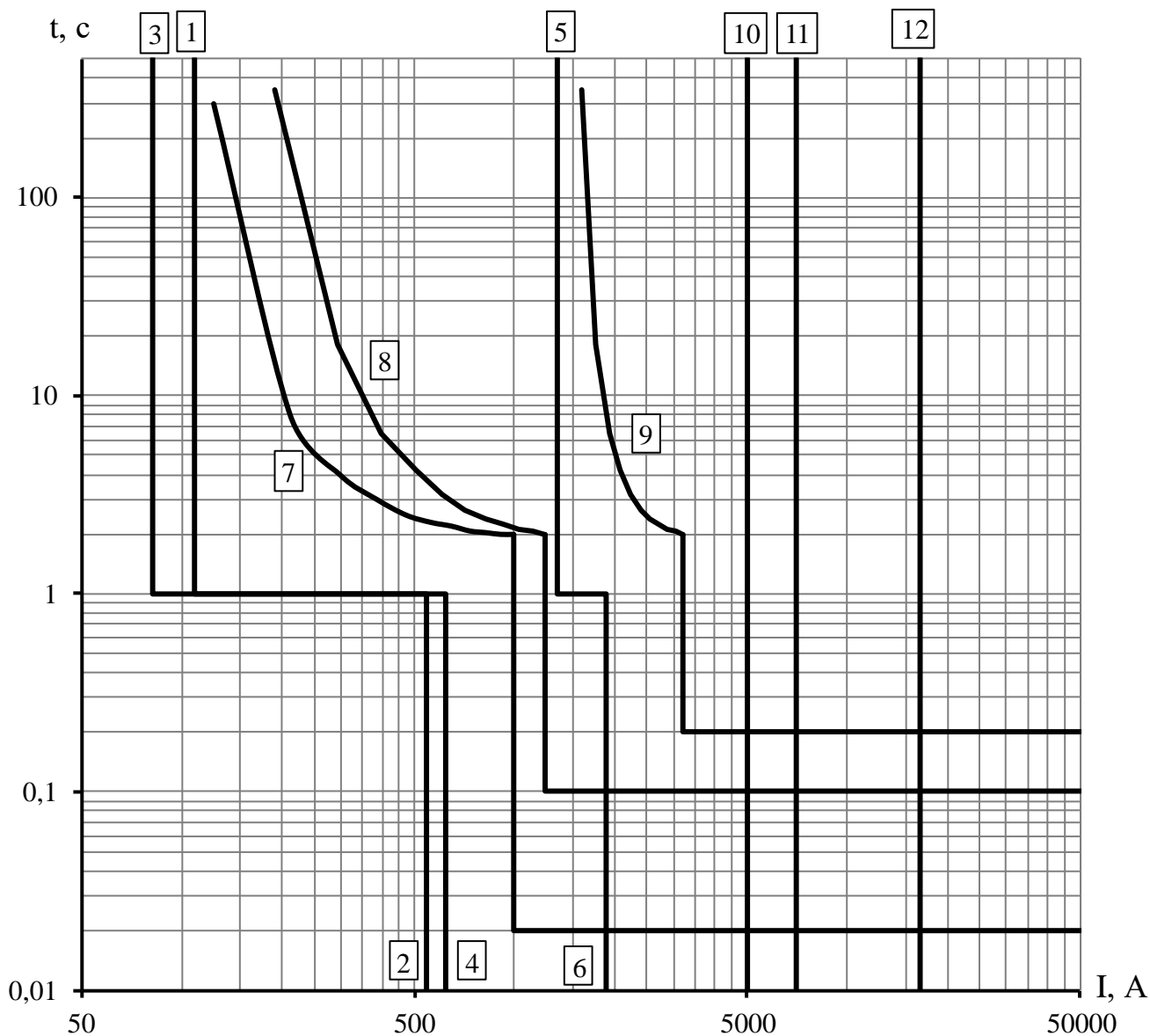
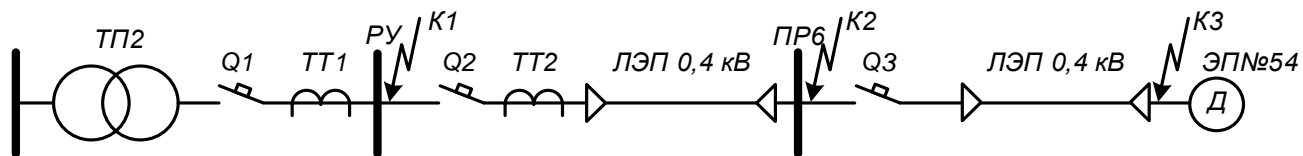


Рисунок 4.6 – Карта селективности действия аппаратов защиты

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.

5 Учет электроэнергии в сетях бытовых потребителей

5.1 Существующая организация учета электроэнергии

Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии на оптовом рынке ЕЭС России и розничном рынке электропотребления. Правильная организация учета электроэнергии важна потому, что ее производство, передача распределение и потребление практически совпадает во времени и допущенная ошибка в учете электроэнергии не поддается исправлению методом повторного измерения. Именно поэтому все установки, вырабатывающие передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учета.

Учет электроэнергии может быть предназначен:

- для определения технико-экономических показателей работы энергосистемы и потребителей;
- для расчетов потребителей с энергоснабжающей организацией за потребленную электроэнергию и смежных энергосистем за перетоки энергии;
- для контроля расхода электроэнергии внутри электроустановки потребителя.

Счетчики, устанавливаемые у потребителей для учета расхода энергии, используются не только для определения технико-экономических показателей, но и для расчета за потребленную электроэнергию между энергосистемой и потребителями. Указанный учет является, таким образом, и расчетным учетом. Данный учет, представляет наибольший интерес с точки зрения энергосбережения.

Требование об установке счетчиков на границе раздела балансового разграничения для всех категорий потребителей.

Счетчики для расчета с населением устанавливаются на каждую квартиру и целиком на дом, которые принадлежит гражданам на правах личной собственности.

5.2 Приборы учета электрической энергии и их характеристики

Основными параметрами выбора учета является рабочая мощность (нагрузка) электроустановки; уровень напряжения электроустановки, на которой организуется учет; система электросети, в которой организуется учет.

По значению рабочей мощности электроустановки выбирается номинальный ток счетчика и коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока.

В зависимости от уровня напряжения электроустановки выбирается номинальное напряжение счетчика и коэффициент трансформации измерительных трансформаторов напряжения. В зависимости от системы электросети учет может быть однофазным, трехфазным трехпроводным (в трехпроводной сети с изолированной нейтралью), трехфазным четырехпроводным (в трехфазной электросети с глухо заземленной нейтралью).

По классу точности учета электроэнергии счетчики активной энергии делятся на классы точности 0,5; 1,0; 2,0 и 2,5, а счетчики реактивной энергии – на классы 1,5; 2,0 и 3,0. Класс точности счетчика определяет наибольшую допустимую относительную погрешность счетчика в процентах, определяющую при нормальных условиях.

Основные технические данные индукционных счетчиков отечественного производства приведены в таблицах 5.1, 5.2.

Повышение точности измерения мощности и энергии требует учета особенностей энергетических процессов при наличии нагрузок, ухудшающих форму кривой напряжения и создающих колебания напряжения и не симметрию. Точность измерения мощности и энергии потребляемой нагрузкой в системе электроснабжения, определяется не только классом точности прибора, но и структурой измерительного прибора, т.е. зависит от того, насколько применяемое устройство учитывает искажающие свойства нагрузок. Электронные счетчики электроэнергии позволяют более точно учитывать электроэнергию, имеющую значительные отклонения от норм по качеству, что очень важно при повышенной точности измерений.

Данные приборы учета обладают широкими возможностями по измерению активной и реактивной мощности и электроэнергии, кроме того, имеют широкий набор дополнительных функций. Важным достоинством электронных счетчиков является возможность использования многотарифной системы расчетов за электроэнергию.

Таблица 5.1 – Основные технические данные однофазных индукционных счетчиков активной энергии с классом точности 2.5, 2

Параметры	Тип счетчика							
	СО - 2М	СО - 2М2	СО-И446	СО-И445	СО-447	СО-И448	СО-И449	СО-505
Номинальные напряжения, В	127, 220	127, 220	110, 127, 220, 250	110, 127, 220, 230, 250	110, 115, 120, 127, 220, 230, 240, 250	110, 115, 120, 127, 220, 230, 240, 250	127, 220	127, 220
Номинальные токи, А	5; 10	5; 10	5; 10	2,5; 5; 10; 20	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10	2,5; 5; 10; 20	5; 10
Класс точности	2,5	2,5	2,5 2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5
Диапазон учитываемых нагрузок (% $I_{ном}$)	10-200	10-300	10-340	5-400	5-500	5-600	5-400 (600)	300
Температурный коэффициент:								
при $\cos\phi = 1$ град	0,1	0,1	0,1	0,05	0,075	0,075	0,075	0,1
при $\cos\phi = 0,5$ град	0,125	0,125	0,125	0,07	0,1	0,1	0,1	0,125
Погрешность от изменения напряжения на $\pm 10\%$: при $100\% I_{ном}$ при $10\% I_{ном}$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$
	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$
Погрешность от изменения номинальной частоты на $\pm 5\%$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
Межремонтный срок службы, лет	5	8	15	15	15	15	20	8
Габариты с крышкой, не более, мм	217×130×115	217×139×115	217×135×115	203×130×126	203×130×126	203×130×126	204×120×116	217×139×115

Таблица 5.2 – Основные технические данные трехфазных индукционных счетчиков активной энергии

Тип счетчика	Подключение	Номинальный ток, А	Номинальное линейное напряжение, В	Габариты (высота × ширина × глубина)
САЗУ-И670М	Непосредственное	5; 10	127; 220; 380	282×173×134
	Через трансформаторы напряжения и тока	Первичный: 5*; 10*; 20; 30; 40; 50; 65; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000 Вторичный: 5;	Первичное: 380; 500; 660; 3000; 6000; 10000; 35000	
	Через трансформаторы тока	Первичный: 10; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000 Вторичный: 5	Вторичное: 100; 127; 220; 380	
САЗ-И670П	Через любые трансформаторы тока и напряжения	1; 5	100; 127; 220; 380	282×173×134
САЗ-И677	Непосредственное	20; 30; 50	127; 220; 380	294×165×121
СА4-И672М	Непосредственное	5; 10	220; 380	282×173×134
	Трансформаторное для включения с трансформаторами тока	Первичный: 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000 Вторичный: 5	220; 380	
СА4-И672П	Через любые трансформаторы тока	5	220; 380	282×173×134
СА4-И678	Непосредственное	20; 30; 50	220; 380	294×165×121



Стандартные технические требования к счетчикам состоят из следующих основных групп:

- стандартные значения электрических величин (номинальные и максимальные значения тока, напряжения и частоты);
- механические требования (требования к конструкции в целом, к корпусу, зажимам, дисплею измеряемых величин, выходным устройствам, маркировке; защите от пыли, воды, огня и т.п.);
- климатические требования (установленные и предельные диапазоны температур и относительной влажности);
- электрические требования (требования по потребляемой мощности, влиянию напряжения питания, токовым перегрузкам, самонагреву и т.д.);
- электромагнитная совместимость (требования по защите от электромагнитных помех и подавлению радиопомех);
- метрологические требования (требования к точности в различных климатических условиях и при воздействии влияющих величин);
- другие (дополнительные) требования (требования к телеметрическому передающему устройству счетчика, к транспортировке, хранению и т.д.).

Соответствие выпускаемых счетчиков установленным стандартным и индивидуальным требованиям производителя обеспечивается посредством системы испытаний, включающих в себя приемо-сдаточные и госконтрольные при запуске продукции в серию и периодические, проводимые в том числе и в случаях модернизации счетчиков. Серийные образцы подвергаются приемосдаточным испытаниям, включающим проверку функционирования и метрологических характеристик в нормальных условиях эксплуатации (при отсутствии действия влияющих факторов, т.е. величин, способных оказать влияние на рабочие характеристики счетчика). Считается, что при строгом выполнении требований конструкторской документации и соблюдении техпроцессов указанная система испытаний гарантирует должное качество счетчиков и полное соответствие стандартам и техническим условиям производителя.

Основные технические данные современных электронных счетчиков приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Основные технические данные современных электронных счетчиков

<i>Прибор учета</i>	<i>Характеристики</i>
<p data-bbox="268 215 411 241">ЦЭ 6807П</p> 	<p data-bbox="515 215 1513 286">Новый счетчик электроэнергии ЦЭ6807П класса точности 1,0 или 2,0 с шунтом в качестве датчика тока.</p> <p data-bbox="515 297 1513 416">Измерение и учет активной электроэнергии в однофазных двухпроводных цепях переменного тока путем непосредственного подключения.</p>
<p data-bbox="268 483 411 510">ЦЭ 6803В</p> 	<p data-bbox="515 483 1513 517">Измерение и учет электроэнергии по одному или двум тарифам.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="515 528 1513 562">– Класс точности: 2,0 <li data-bbox="515 573 1513 640">– Номинальное фазное (линейное) напряжение: 57,7 (100)В; 127 (220)В; 220 (380)В <li data-bbox="515 651 1513 685">– Номинальный ток: 1А; 5А; 10А <li data-bbox="515 696 1513 730">– Телеметрический выход <p data-bbox="515 741 1513 846">Самый популярный трехфазный счетчик электроэнергии 4-го поколения. Достигает наивысшей надежности в своем классе. Выпускается с 1990 г.</p>

ЦЭ6827М (М1)



Измерение и учет электроэнергии по четырем тарифам в двенадцати временных зонах.

- Класс точности: 1,0; 2,0
- Номинальное напряжение: 220В
- Номинальный ток: 5А; 10А
- Хранение профилей нагрузок (получасовых значений энергии) в течении 2-х месяцев
- Защита информации паролем
- Интерфейсы: RS-485, оптопорт

Изготавливаются исполнения со встроенным радио- и PLC-модемом.

СЭБ-2.08



Счетчики предназначены для многотарифного учета активной энергии в двухпроводных сетях переменного тока частотой 50 Гц индивидуально или в составе любых автоматизированных систем учета.

Нормативно-правовое обеспечение

- Соответствие ГОСТ 30207-94, ИЛГШ.411152.116 ТУ.
- Сертификат соответствия № РОСС RU .АЯ74.В02233.
- Сертификат об утверждении типа средств измерений RU .С.34.011.А №14933.

Технические особенности электросчетчика СЭБ-2.08

- Переключение тарифов осуществляется подачей внешнего управляющего напряжения 12 В, поступающего по двухпроводной линии связи.
- Два электромеханических отсчетных устройства отображают количество потребленной энергии в кВт · ч по каждому из тарифов с точностью до десятых долей.
- Два светодиодных индикатора – основного («дневного») и льготного («ночного») тарифа.
- Телеметрический выход.
- В качестве датчика тока используются токовый трансформатор или шунт.
- При производстве печатных плат используется SMD -монтаж

<p style="text-align: center;">СЕ 200</p> 	<p>Особенности электросчетчика СЕ200</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная защита от хищений – Два измерительных элемента – Малое собственное энергопотребление – Наличие стандартного и оптического телеметрического выхода – Световой индикатор работы – Наличие в счетчике механического или электронного сумматора – Устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям <p>Характеристики надежности электросчетчика СЕ200</p> <ul style="list-style-type: none"> – Минимальная наработка на отказ – 160 000 часов – Межповерочный интервал – 16 лет – Средний срок службы – 30 лет
<p style="text-align: center;">СЕ 102</p> 	<p>Осуществляет измерение активной энергии в однофазных двухпроводных цепях переменного тока. В качестве датчика тока используется шунт.</p> <p>Счетчик электроэнергии СЕ102 выпускается в 2-х корпусных исполнениях: S6 и R5.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Соответствует ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) – Сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ <p>Особенности электросчетчика СЕ102:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Малое собственное энергопотребление – Наличие стандартного и оптического телеметрического выхода – Световой индикатор работы – Наличие в электросчетчиках механического или электронного сумматора. – Устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям. <p>Характеристики надежности электросчетчика СЕ102</p> <ul style="list-style-type: none"> – Минимальная наработка на отказ – 160 000 часов – Межповерочный интервал – 16 лет – Средний срок службы – 30 лет.

СЭТ1



Класс точности 1.0/2.0

Номинальное напряжение, В 220

Базовый и максимальный ток, А 5-50

Порог чувствительности, Вт, не более 2,75/5,5

Передаточное число (А) основного передающего устройства, имп/кВт·ч 6400

Длительность импульсов основного передающего устройства, с, не менее 0,12

Полная потребляемая мощность, Вт, не более 2

Диапазон рабочих температур, °С -40...+55

Габаритные размеры, мм 185x109x70

Масса, кг, не более 0,62

Средняя наработка до отказа, час 140000

Межповерочный интервал, лет 16

Средний срок службы, лет 30

5.3 Структура потребителей электроэнергии

В зависимости от выполняемых функций, возможностей обеспечения схемы внешнего электроснабжения, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, тарифов и систем расчетов за электроэнергию, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей электроэнергии принято делить на следующие условные группы:

- промышленные и приравненные к ним потребители;
- производственные сельскохозяйственные потребители;
- оптовые потребители - перепродавцы;
- бытовые потребители;
- обобщественно-коммуникальные потребители – учреждения, организации, предприятия торговли и др.

5.4 Расчеты с бытовыми потребителями электроэнергии

Доля бытовых потребителей в суммарном электропотреблении всегда была относительно невелика. Однако их количество значительно превышает количество всех других потребителей электроэнергии. Расчеты с бытовыми потребителями занимают большой удельный вес в работе ресурсоснабжающей организации.

Система расчетов с бытовыми потребителями осуществляется по принципу самообслуживания, когда гарантирующий поставщик высылает ежемесячно абонентам счет – квитанцию, в которой указана вся необходимая информация в соответствии с Постановлением (указывает сроки оплаты за потребленную электроэнергию, скидки льготной категории граждан и информацию о порядке самостоятельной выписке ежемесячных счетов).

Оплаченные счета поступают в отделение ресурсоснабжающей организации, где они проверяются и просчитываются, а затем разносятся по лицевым счетам потребителей, открытые в энергоснабжающей организации на каждого бытового потребителя. В лицевом счете отражаются данные по абоненту, данные о расчетном счетчике абонента и данные контроля расчетов абонента. За собой гарантирующий поставщик оставляет работу по проверке и обработке оплаченных потребителями счетов и контроль над своевременной оплатой.

В настоящее время в соответствии с Правилами предоставления коммунальных услуг гражданам, утвержденными постановлением Правительства РФ от 23.05.2006 г. № 307, собственники помещений в многоквартирном доме вносят плату за приобретенное у ресурсоснабжающей организации количество электрической энергии исходя из показаний приборов учета, установленных на границе сетей, входящих в состав общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме, с системами коммунальной инфраструктуры. Общее количество электрической энергии, определенное исходя из показаний коллективных (общедомовых) приборов учета, распределяется между собственниками помещений при наличии индивидуальных приборов учета – пропорционально их показаниям.

Нормативы потребления электроэнергии установлены постановлением администрации Томской области от 14.12.2006г. № 153а; количество электроэнергии, расходуемое на работу электрооборудования, являющегося общей собственностью многоквартирного дома, включено в норматив электроснабжения.

Начиная с середины 2008 года, жители города стали получать счет – квитанции с дополнительной графой ОДН (общедомовые нужды).

Основными причинами больших начислений на ОДН являются:

- ветхость и изношенность внутри домовых сетей и электрооборудования;
- несанкционированное подключение жителей жилых домов к сетям общего пользования;
- недоучет электрической энергии индивидуальными приборами учета с класса точности 2,5 с истекшим сроком госповерки;
- наличие жилых помещений, не оборудованных приборами учета.

Общедомовой прибор учета отражает реальное потребление электроэнергии всеми жильцами дома. Снижение расхода электроэнергии на общедомовые нужды является результатом экономии и точного учета расхода электроэнергии каждым жильцом в каждой квартире дома.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А5Д1	Матюхова Наталья Владимировна

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Примерный бюджет проекта – 2057 тыс руб.; - В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 - Минимальный размер оплаты труда (на 2019 год) составляет 11280 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- Отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ; - Накладные расходы 16%; - Районный коэффициент 30%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	- Инициализация проекта и его технико-экономическое обоснование; - Анализ конкурентных технических решений; - SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета проектной работы.	- Планирование выполнения работ по проекту; - Расчет бюджета затрат на проектирование; - Составление сметы затрат на основное электрооборудование рассматриваемого объекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	- Описание потенциального эффекта
Перечень графического материала:	
1. Календарный план-график выполнения проекта (Диаграмма Ганта).	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент, к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Матюхова Наталья Владимировна		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе проектируется предприятие ООО "Горсети". Наибольшее внимание, согласно специальности, уделено расчету схемы электроснабжения.

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проектируемого предприятия. Для этого будет проведен анализ конкурентоспособности, SWOT-анализ, осуществлено планирование работ по расчету электрической части проекта и рассчитан бюджет затрат.

Работы по выполнению проекта производилась группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и инженера.

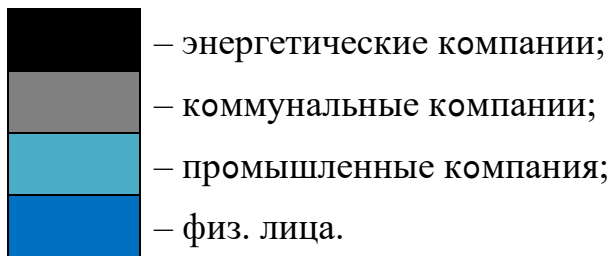
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данное предприятие может представлять интерес для организаций, работающих в сфере коммунальных услуг, электроэнергетическом секторе, промышленном секторе, а также для физических лиц. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям – размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид продукции							
		Электроэнергия		Мелкая аппаратура		Камеры сборные одностороннего обслуживания		Трансформаторные подстанции	
Размер потребителя	Крупные								
	Средние								
	Мелкие и физ. лица								



По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель, не зависимо от размера предприятия. Но такие товары как подстанции и ячейки, востребованы только крупными энергетическими и промышленными компаниями.

6.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих предприятий, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в производственный процесс, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблица 6.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими предприятиям ОАО «Сибирские приборы и системы», г. Омск и ООО «Приборы», г. Новосибирск. Эти предприятия наиболее близко расположены к Томску, и схожи по производимой продукции, а также имеют общий рынок сбыта.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Таблица 6.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,10	3	2	2	0,30	0,20	0,20
2. Надежность	0,10	3	2	3	0,30	0,20	0,30
3. Безопасность	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
4. Функциональная мощность	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
5. Энергоэффективность	0,15	5	2	2	0,75	0,30	0,30
6. Современная элементная база	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Уровень проникновения на рынок	0,20	4	5	4	0,80	1,00	0,80
2. Цена	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	3	1,00	0,60	0,60
Итого	1,00	37	24	26	4,20	2,95	2,95

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется

$$K = \sum(B_i \cdot B_i),$$

где K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя, в долях единицы;

B_i – балл i -го показателя.

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие новое и на это потребуется некоторое время.

6.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 6.3.

Таблица 7.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1. Высокая степень поддержки государством</p> <p>С2. Высокая ресурсоэффективность</p> <p>С3. Удобное местоположение предприятия</p> <p>С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Сл1. Текучесть кадров</p> <p>Сл2. Ограниченность выпускаемой продукции</p> <p>Сл3. Отсутствие дополнительных услуг</p> <p>Сл4. Сложность транспортировки продукции</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Увеличение активов за счет строительства сетей</p> <p>В2. Использование новых источников энергии</p> <p>В3. Определение целевой аудиторий</p> <p>В4. Привлечение инвесторов</p>	<p>Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников энергии.</p> <p>Выход на новые рынки или сегменты рынка</p>	<p>Качественная работа с потенциальными потребителями.</p> <p>Расширение сетевых активов.</p> <p>Работа с потенциальными инвесторами.</p>
<p>Угрозы</p> <p>У1. Новые игроки на рынке</p> <p>У2. Нестабильная ситуация в экономике</p> <p>У3. Быстрое устаревание оборудования</p> <p>У4. Ограничение экспорта продукции</p>	<p>Анализ деятельности новых игроков на рынке.</p> <p>Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.</p>	<p>Своевременное обновление оборудования.</p> <p>Решение проблем с транспортной логистикой</p>

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 6.4. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 6.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	–	–
	B2	+	+	+	+
	B3	–	–	–	+
	B4	+	–	–	–
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Угрозы	У1	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0
	У3	+	0	–	–
	У4	0	–	+	–
Результат	У1C1C3; У2C1C2; У3C1; У4C3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	–	+	–	+
	B2	–	+	+	0
	B3	–	+	+	+
	B4	–	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Угрозы	У1	0	0	+	–
	У2	–	+	–	–
	У3	–	+	0	0
	У4	–	+	–	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия – повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- заниматься не только расширением номенклатуры товара, но и предлагать услуги по монтажу, доставке и наладке;
- решать вопросы логистики.

6.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 6.5).

На основе таблицы 6.5 строится календарный план-график рисунок 6.1. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения технического проекта составляет 94 дня.

Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{зп}} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}},$$

где $I_{\text{зп}}$ – заработная плата;

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

$I_{\text{со}}$ – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

Таблица 6.5 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель Инженер	2 5
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	5
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	2
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Технико-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	2
6	Выбор трансформаторов ГПП. Технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения	Руководитель Инженер	1 3
7	Расчет внутривозвратной сети предприятия	Инженер	10
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	2
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	3
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель Инженер	2 8
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	2
12	Расчет молниезащиты	Инженер	2
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	2
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	3
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель Инженер	2 20
16	Чертежные работы	Руководитель Инженер	2 18
Итого по каждой должности		Руководитель Инженер	9 94

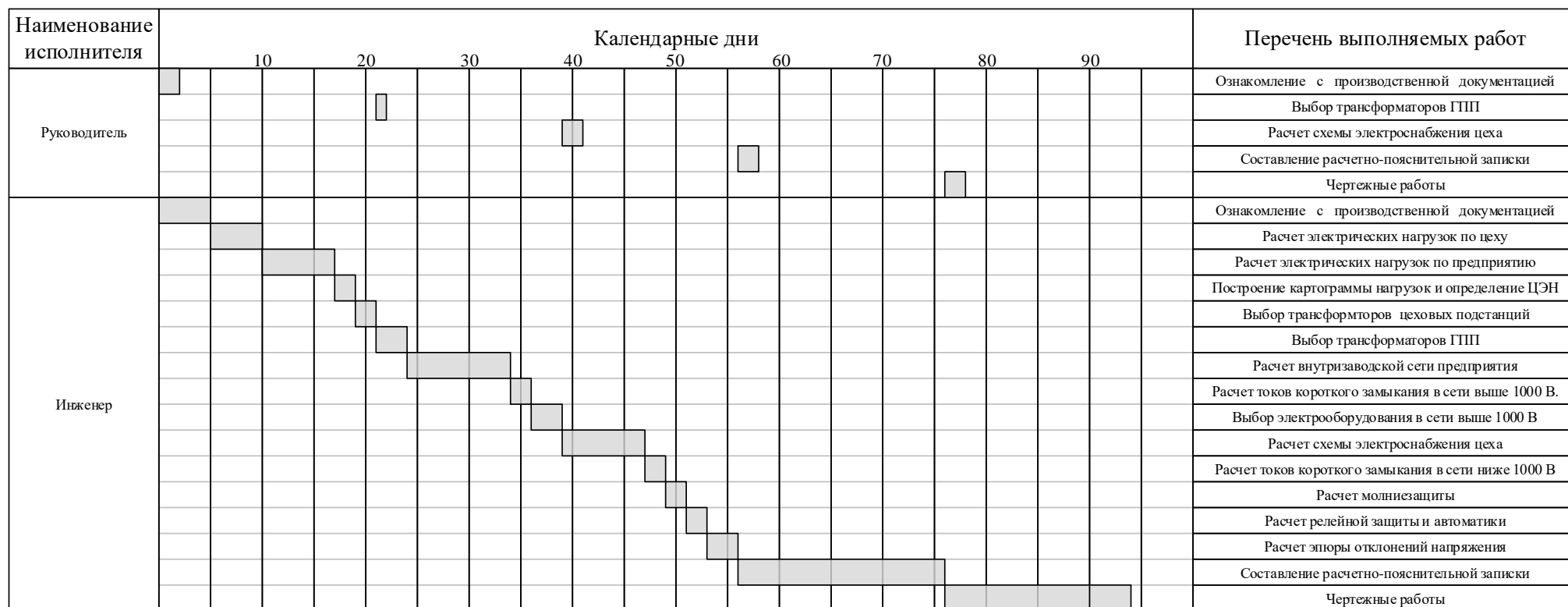


Рисунок 6.1 – Календарный план выполнения проекта

1) Расчет зарплаты

а) Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных часов

$$I_{\text{зп.рук}}^{\phi} = n_{\text{ч}} \cdot I_{\text{ч}} = 72 \cdot 300 = 21600 \text{ руб.}$$

где $n_{\text{ч}}$ – количество отработанных часов по факту;

$I_{\text{ч}}$ – стоимость одного часа работы руководителя.

б) Месячная зарплата инженера

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = 3\text{П}_0 \cdot K_1 \cdot K_2 = 17500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 25025,0 \text{ руб.}$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп.инж}}^{\phi} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{25025,0}{21} \cdot 94 = 112016,7 \text{ руб.}$$

в) Итого ФЗП сотрудников

$$\text{ФЗП} = I_{\text{зп.рук}}^{\phi} + I_{\text{зп.инж}}^{\phi} = 6000 + 112016,7 = 133616,7 \text{ руб.}$$

2) Материальные затраты

Таблица 6.6 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	600,0	600,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1650,0	1650,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	2716,0

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп.КТ}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{КТ}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{47}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 772,6 \text{ руб.}$$

где $T_{\text{исп.КТ}}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{\text{кал}}$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{\text{КТ}}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, Руб	Количество	Т _э , дней	И _{ам} , руб
Компьютер	30000,0	1	47	772,6
Принтер	5000,0	1	9	24,7
Итого И _{ам} , руб	–	–	–	797,3

4) Отчисления на социальные нужды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от ФЗП

$$I_{co} = 0,3 \cdot 133616,7 = 40085,0 \text{ руб.}$$

5) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от ФЗП, затрат на материалы, амортизации и отчислений на социальные нужды

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (\text{ФЗП} + I_m + I_{ам} + I_{co}) =$$

$$= 0,1 \cdot (133616,7 + 2716,0 + 797,3 + 40085,0) = 17721,5 \text{ руб.}$$

6) Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)

$$I_{накл} = 0,16 \cdot \text{ФЗП} = 0,16 \cdot 133616,7 = 21378,7 \text{ руб.}$$

7) Бюджет затрат на электрооборудование

Бюджет затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Бюджет затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
				Оборудование	Монтаж	Оборудование	Монтаж
1	КТП 630/10 × 2	Шт	2	625,40	125,08	1250,80	250,16
2	ПР11-7123-21УЗ	Шт	6	14,20	2,84	85,20	17,04
	ЯОУ 85-01	Шт	6	3,55	0,71	21,30	4,26
3	Автомат ВА53 – 43	Шт	3	5,60	1,12	16,80	3,36
	Автомат ВА74 – 40	Шт	5	4,10	0,82	20,50	4,10
	Автомат ВА47 – 100	Шт	5	1,15	0,23	5,75	1,15
	Автомат ВА47 – 63	Шт	41	0,84	0,17	34,44	6,89

окончание таблицы 6.8

4	Кабель АВВГнг-4 × 4	КМ	0,127	12,54	2,51	1,59	0,32
	Кабель АВВГнг-4 × 6	КМ	0,115	16,54	3,31	1,90	0,38
	Кабель АВВГнг-4 × 10	КМ	0,154	25,11	5,02	3,87	0,77
	Кабель АВВГнг-4 × 16	КМ	0,167	36,26	7,25	6,06	1,21
	Кабель АВВГнг-4 × 25	КМ	0,124	55,91	11,18	6,93	1,39
	Кабель АВВГнг-4 × 35	КМ	0,047	72,23	14,45	3,39	0,68
	Кабель АВВГнг-4 × 50	КМ	0,061	99,13	19,83	6,05	1,21
	Кабель АВВГнг-4 × 70	КМ	0,024	153,73	30,75	3,69	0,74
	Кабель АВВГнг-4 × 95	КМ	0,074	198,01	39,60	14,65	2,93
	Кабель АВВГнг-4 × 120	КМ	0,100	241,95	48,39	24,20	4,84
	Кабель АВВГнг-4 × 150	КМ	0,027	297,69	59,54	8,04	1,61
	Кабель АВВГнг-4 × 185	КМ	0,047	360,95	72,19	16,96	3,39
	Провод АПВ-2 × 2,5	КМ	0,974	1,51	0,30	1,47	0,29
Итого по цеху, тыс. руб						1533,59	306,72

8) Затраты на разработку проекта, оборудование и монтаж

$$\begin{aligned}
 K_{\text{пр}} &= \Phi\text{ЗП} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}} = \\
 &= 1180,02 + 2,72 + 0,80 + 35,41 + 15,69 + 18,88 + 1533,59 + 306,72 = \\
 &= 2026,57 \text{ тыс. руб.}
 \end{aligned}$$

Расчет бюджета затрат разработку проекта сведем в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Бюджет затрат на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, тыс.руб.
1	ФЗП	133,62
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	2,72
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	0,80
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	40,09
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	17,72
6	Накладные расходы $I_{\text{н}}$	21,38
7	Бюджет затрат на электрооборудование $K_{\text{об}}$	1533,59
8	Затраты на монтаж $K_{\text{монт}}$	306,72
Цена проекта $K_{\text{пр}}$		2056,63

Из расчетов видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления.

Сумма затрат на электрооборудование и монтаж составляет наибольшую часть, но эта сумма напрямую не относится к выполнению проекта. Эта сумма могла бы пойти уже на реализацию проекта. Но в ней учтены только сумма затрат на небольшую часть предприятия, расчет которой был определен заданием к дипломированию. Но даже при таком раскладе видно, что при создании нового предприятия затраты на оборудование и монтаж будут значительно превышать сумму, выделенной на расчетную часть проекта.

6.5 Выводы

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1) Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности.

Расчет показал, что продукция предприятия востребована в различных сегментах рынка. Данное предприятие наиболее интересно крупному промышленному и энергетическому сектору. Но даже для мелких компаний и физических лиц продукция так же представляет интерес.

2) Проведён анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных технических решений в сравнении с аналогичными предприятиями ОАО «Сибирские приборы и системы» и ООО «Приборы», показал, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля.

Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие новое и на это потребуется некоторое время

3) SWOT-анализ.

Был проведён SWOT-анализ, который показывает слабые и сильные стороны предприятия, а также угрозы и возможности на рынке в целом и по отношению к конкурирующим организациям, в частности.

По результатам анализа можно сделать выводы, что предприятию необходимо проводить анализ деятельности новых игроков на рынке, своевременно обновлять технологическое оборудование. Для стабильной работы ограничить поставки зарубежного сырья и комплектующих и в целом делать упор на внутренний рынок. Необходимо расширять ассортимент продукции, предлагать различные услуги (монтаж, наладка, обслуживание...). Уделять время решению проблем с логистикой и заниматься повышением профессионализма персонала. При этом явными преимуществами является удобное месторасположение и поддержка государством.

4) Планирование выполнения работ по проекту.

Было произведено распределение обязанностей по выполнению проекта и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая продолжительность работ составила 94 дня. При этом инженер принимал участие в работе каждый день, а научный руководитель производил контроль работы и помогал при расчете наиболее ответственных разделов проекта.

5) Формирование бюджета затрат.

Также был сформирован бюджет затрат на разработку проекта, который составил 2057 тыс.руб.

Расчет показал, что трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки и составляют 115 тыс.руб. Минимальные затраты составляют материалы и амортизационные отчисления, в сумме около 3,5 тыс.руб.

Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата руководителя – 21 600 руб., заработная плата инженера – 112016,7 руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30 % от оклада.

Накладные и прочие расходы составили в сумме 39100 руб. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

В целом по работе можно сделать вывод, что проектируемое предприятие имеет высокий коммерческий потенциал, оно конкурентноспособно и перспективно, но в современных условиях требует постоянного совершенствования, обновления материальной базы и повышение профессионализма сотрудников.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А5Д1	Матюхова Наталья Владимировна

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

Тема ВКР:

**Расчет системы электроснабжения ООО «Горсети» с детальной проработкой цеха
производственно-ремонтной базы**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочая зона – цех производственно-ремонтной базы ООО «Горсети». Объектом исследования является электротехническое оборудование цеха</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p align="center">№426-ФЗ Трудовой кодекс РФ ГОСТ 12.0.003-2015; ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.4.3359-16; СП 60.13330.2016; ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ Р 55710-2013; СП.52.13330.2016 ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н; ПОТЭУ; ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 17.0.001-86 ГОСТ 17.2.1.01-86 ГОСТ 17.11.02-86</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1.</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - повышенные уровни электромагнитных излучений; - недостаточный уровень освещения; - электробезопасность; - движущиеся машины и механизмы. <p>2.</p> <p>Обоснование мероприятий по снижению воздействия – это сохранение здоровья и жизни человека</p>

<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>При работе цеха происходит загрязнение атмосферы. Загрязнение атмосферы. Вредные выбросы в атмосферу поступают в виде твердых частиц (зола и сажа), а также газообразных токсичных веществ: оксидов серы, азота, углерода (SO₂, SO₃, NO_x, CO), фтористых соединений, углеводородов (CH₄, C₂H₄), а также канцерогенных углеводородов.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС на объекте – аварии, пожар, инфекция Одной из наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A5D1	Матюхова Н.В.		

7 Социальная ответственность

Целью ВКР является электроснабжение электроприёмников цеха производственно-ремонтной базы ООО «Горсети» и всего предприятия в целом.

В цехе ПРБ изготавливают и собирают трансформаторные подстанции, изготавливают уличную иллюминацию, производят ремонтные работы.

Из физических факторов, воздействующих на людей в рабочей зоне, можно выделить такие как:

- отклонение параметров микроклимата;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенные уровни электромагнитных излучений
- недостаточный уровень освещения.
- электробезопасность;
- движущиеся механизмы и машины.

В данном разделе проанализируем условия труда с точки зрения наличия возможности появления опасных и вредных факторов, влияние которых может оказывать негативное воздействие на организм работников предприятия, рассмотрим мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике и по повышению устойчивости объекта при чрезвычайных ситуациях.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Сферы деятельности и специальности связанные с вредными условиями труда, указываются в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки», в Федеральном законе РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями по Трудовому кодексу РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций». Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

К основным организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ в электроустановках, относятся:

- контроль состояния условий труда;
- организация работ по охране труда;
- инструктаж;
- 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;
- подготовка рабочего места.

Рабочее место в электроустановке цеха готовится заранее, до начала привлечения бригады на инструктаж оперативным либо оперативно-ремонтным персоналом. При этом выполняются предусмотренные нарядом отключения и заземления силового оборудования, ограждаются места работ и подходы к ним, вывешиваются необходимые плакаты безопасности не только на первичном оборудовании, но и на щитах и панелях управления, с которых может быть случайно подано напряжение.

Со всех сторон рабочего места должен быть обеспечен видимый разрыв силовых цепей, отделяющий его от напряжения электроустановки.

В организационные вопросы обеспечения безопасности труда входит разработка производственных инструкций на рабочем месте, в данном случае это электроустановки, а также должностные инструкции электротехнического персонала по обслуживанию данных электроустановок. Проведение обучения электромонтеров и проверка знаний.

7.2 Производственная безопасность

Основные факторы с местом их возникновения и нормами изложены в ГОСТ 12.0.003-2015 и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Основные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.4.3359-16; СП 60.13330.2016
2. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014; СанПиН 2.2.4.3359-16
3. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012 – 2004; СанПиН 2.2.4.3359-16
4. Повышенные уровни электромагнитных излучений		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16
5. Недостаточный уровень освещения		+	+	ГОСТ Р 55710-2013 СП.52.13330.2016
6. Электробезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.038 – 82; ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н; ПОТЭУ
7. Механические травмы		+	+	ГОСТ 12.0.003-2015

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

Микроклимат влияет на тепловое состояние организма и его теплообмен с окружающей средой. Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха, что возможно в зимний период, способствуют усилению конвективного теплообмена и процесса теплоотдачи при испарении пота, что может привести к переохлаждению организма, что в свою очередь может вызвать респираторные заболевания, ангину. В свою очередь, при высокой температуре, что возможно в летние месяцы, практически все выделяемое организмом тепло отдается в окружающую среду при испарении пота. Это может вызывать тепловые удары, судороги.

Допустимые величины показателей микроклимата, таблица 2, устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины, таблица 3.

Таблица 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 _{опт}				Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	IIa	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Теплый	IIa	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,1	0,4

Таблица 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

В цехе ПРБ ООО «Горсети» температура воздуха в теплый период года составляет 26-35 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-25 °С,

относительная влажность составляет 17-71%, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией, Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Повышенный уровень шума

Шум – это неприятный или нежелательный звук либо совокупность звуков, мешающих восприятию полезных сигналов, нарушающих тишину, оказывающих вредное или раздражающее действие на организм человека, снижающих его работоспособность. Повышение звукового давления негативно влияет на органы слуха. Для измерения громкости (в децибелах дБ) часто используется двущкальный шумомер. Общие требования безопасности приведены в ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».

Шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значение которых приведены в СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» (пункт III). Общие требования по шумовой безопасности для электротехнического персонала сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Общие требования по шумовой безопасности

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц				Уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	
Постоянные рабочие места в производственных помещениях	110	99	92	86	80

В цехе ПРБ ООО «Горсети» источниками шума являются станки и вентиляторы.

На рабочих местах операторов станков шум может достигать 100 дБА, что превышает гигиенический норматив на 20 дБА. Шум на различных участках цеха носит постоянный характер, поскольку уровень звука за смену изменяется во

времени не более, чем на 5 дБ. Характер шума, генерируемого оборудованием, широкополосный.

В качестве защиты от шума применяются индивидуальные средства защиты, а также звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями и укрытия в кожухи источников шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противозумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

Повышенный уровень вибрации

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», Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

Для снижения уровня вибрации оборудования производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и, в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установок. Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

Производственная вибрация, имея широкий частотный диапазон колебаний, воздействует посредством раздражения периферических нервных окончаний в местах контакта, вызывая изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека.

Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений.

Изменения в физиологическом состоянии организма проявляются в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Общие требования по вибрационной безопасности для электротехнического персонала сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Повышенные уровни электромагнитных излучений

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

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

Длительное воздействие интенсивных электромагнитных излучений промышленной частоты может вызывать повышенную утомляемость, головные боли, появление сердечных болей, нарушение функций центральной нервной системы.

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

Недостаточный уровень освещения

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с СП все цеха завода имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а также зависит от погодных условий. Поэтому цеха завода обеспечиваются естественным и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие светодиодные и газоразрядные лампы. Требования к освещению для рабочих мест указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Нормы освещённости помещений цеха

Помещения	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Помещение цеха	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10

Электробезопасность

Основными документами, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Поражение электрическим током персонала, работающего с электроустановками, является опасным для жизни человека и наступает при соприкосновении его с сетью не менее чем в двух точках.

По степени опасности поражения людей электрическим током цех ПРБ относится к категории 2 – помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

1. Термическое воздействие тока проявляется в ожогах;
2. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
3. Механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;
4. Биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает непроизвольное сокращение мышц.

При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека.

Для защиты персонала от поражения электрическим током в цехе используются следующие меры: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение; зануление.

Кроме того, используются индивидуальные электротехнические средства.

В установках до 1000 В используются диэлектрические перчатки, указатели напряжения, диэлектрические коврики и боты, изолирующие подставки, а также инструмент с изолированными рукоятками. Запрещается работа в электроустановках без защитной каски, с засученными рукавами, брюками, в неисправных не зашнурованных ботинках.

Обеспечивается недоступность к токоведущим частям путем ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступную высоту.

Блокировки применяются в электроустановках, в которых часто производятся работы на ограждаемых токоведущих частях и электрических аппаратах. Электрические блокировки осуществляют разрыв цепи специальными контактами, которые устанавливаются на дверях кожухов.

Движущиеся машины и механизмы

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

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.

7.4 Экологическая безопасность

Под охраной окружающей среды понимают совокупность международных, государственных и региональных правовых актов, инструкций и стандартов, доводящих общие юридические требования до каждого конкретного загрязнителя и обеспечивающих его заинтересованность в выполнении этих требований, конкретных природоохранных мероприятий по претворению в жизнь этих требований.

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

При работе цеха происходит загрязнение атмосферы. Вредные выбросы в атмосферу поступают в виде твердых частиц (зола и сажа), а также газообразных токсичных веществ: оксидов серы, азота, углерода (SO_2 , SO_3 , NO_x , CO), фтористых соединений, углеводородов (CH_4 , C_2H_4), а также канцерогенных углеводородов.

Выброс твердых частиц можно снизить с помощью различных золоуловителей: инерционными сухими или мокрыми фильтрами, электрофильтрами, комбинированными устройствами.

К сфере защиты ОС и рационального использования природных ресурсов относится и экономия ресурсов, в частности, энергетических.

Реальным вкладом здесь может стать экономия электрической и тепловой энергии на территории предприятия. Во-первых, это улучшает экономические показатели деятельности предприятия (уменьшение расходов на электротепловую энергию). Во-вторых, экономия энергии означает уменьшение газа, мазута, угля, сжигаемого в топках котлов котельной и одновременное уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрен пожар в ГРУ и ТСН цеха напряжением 6 кВ и основные противопожарные мероприятия.

При возникновении пожара в трансформаторе, первым делом его нужно отключить от сети. После снятия напряжения, тушение пожара следует производить любыми средствами пожаротушения.

Если возникло внутреннее повреждение на трансформаторе, с внутренним выбросом масла через выхлопную трубу или через нижний разъем (срез болтов и деформация фланца разъема) и возникновением пожара внутри трансформатора, необходимо вводить средства тушения пожара внутрь трансформатора, через верхние люки и через деформированный разъем.

Тушение пожаров на отдельно стоящих ТП напряжением 6 кВ по всей схеме электроснабжения должно проводиться со снятием напряжения, путем отключения выключателя питающей линии на подстанции или ближайшего к месту пожара коммутационного аппарата (выключателя или выключателя нагрузки) в закрытых ТП или секционирующих КРУН 6 кВ в РП.

Разъединитель перед ТП должен быть отключен дежурным или электротехническим персоналом организации (объекта), имеющим право оперативных переключений. При наличии на разъединителе стационарных заземляющих ножей в сторону ТП необходимо включать их быстро с помощью дополнительной рукоятки-трубы к приводу с использованием диэлектрических перчаток и бот.

Не допускается отключать под нагрузкой горящий силовой трансформатор ТП установленным перед ним разъединителем 6-10 кВ во избежание возникновения электрической дуги на разъединителе из-за возможного выброса масла из трансформатора и попадания его на персонал по причине незначительного расстояния между ТП и приводом разъединителя.

Категорически запрещается прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре в случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения.

На случай возникновения пожара на распределительной подстанции будут применяться следующие средства пожаротушения: четыре углекислотных (ОУ-8) огнетушителя, два ящика с песком объемом 0,5 м³ расположенных вблизи трансформаторов и укрупленные стальные лопатами.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара должны осуществлять назначенные для этого лица. Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли». Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей строго запрещается.

7.6 Выводы по разделу

В ходе данной работы были рассмотрены важные моменты обеспечения безопасности на производстве, благодаря чему были созданы комфортные и безопасные условия труда для сотрудников предприятия. Минимизирована вероятность получения травм и хронических заболеваний. Принятые меры так же повышают производительность труда и положительно влияют на качество выпускаемой продукции.

Необходимо внедрение рассмотренных норм и правил на производство, так как от этого зависит жизнь и здоровье обслуживающего персонала.

Важно не только внедрение, но и строгий контроль за выполнением рассмотренных норм и правил.

Заключение

Целью работы было осуществление электроснабжения электроприёмников цеха ПРБ ООО «Горсети» и всего предприятия в целом.

Одной из задач было проведение инженерных изысканий, связанных с изучением климата, географических и геологических условий местности. С учетом изученных условий производилось дальнейшее проектирование объекта электроснабжения, выбор оборудования, соответствующего климатическим условиям, и канализация электрической энергии.

Первым этапом для достижения цели было предварительное определение расчетной электрической нагрузки цеха методом упорядоченных диаграмм.

Расчетная электрическая нагрузка предприятия была определена методом коэффициента спроса. При расчете были учтены потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, и потери в высоковольтных линиях.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определен центр электрических нагрузок предприятия. Максимально близко к центру электрических нагрузок, с учетом расположения объектов и подъездных путей, была установлена главная понизительная подстанция.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. С учетом выбранного числа трансформаторов был произведен расчет и выбор компенсирующих устройств. Компенсация реактивной мощности позволила уменьшить загрузку трансформаторов цеховых подстанций, а также привести коэффициент мощности цехов к требуемому значению.

Распределительная сеть 10 кВ по территории предприятия выполнена самонесущим изолированным проводом марки СИП-3 с прокладкой на железобетонных опорах. Питание высоковольтных двигателей осуществлено кабельными линиями с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВВнг, проложенными в коробах. Питание осуществлено по радиальным линиям.

По результатам расчета короткого замыкания проводники 10 кВ были проверены на термическую стойкость, а медный экран кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена по допустимому току короткого замыкания.

При разработке схемы внешнего электроснабжения учитывалась категоричность электроприемников объекта, а также простота и надежность схемы. Было выбрано оборудование открытого распределительного устройства, проведены проверки по номинальным параметрам, а также на стойкость токам короткого замыкания.

В качестве закрытого распределительного устройства были приняты ячейки КРУ. Такое РУ позволяет безопасно производить обслуживание, осуществлять ремонт и замену элементов высоковольтного оборудования.

Следующим этапом было осуществлено электроснабжение промышленных потребителей в здании цеха. На данном этапе электроприемники были распределены по пунктам питания, были рассчитаны номинальные параметры приемников, а также была определена расчетная нагрузка цеха с учетом распределения электроприемников.

Приёмники цеха запитываются от распределительных пунктов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам и в коробах. 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.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

Список использованных источников

1. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / Л.П. Сумарокова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) – Томск: Изд-во ТПУ, 2012.
2. Томск [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Томск>
3. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
4. Почвы: характеристики и карты [Электронный ресурс]. – <https://ezrf.ru/poleznye-stati/pochvy-harakteristiki-i-karty>
5. СНиП 23-01-99 Строительная климатология
6. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство 2011, о г.
7. Томская область [Электронный ресурс]. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Томская_область
8. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
9. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
10. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания/ А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013.
11. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
12. Конденсаторные установки УКМ 58 [Электронный ресурс]. – <http://khomovelectro.ru/catalog/kondesatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-ukm-58.html>
13. Провода самонесущие изолированные СИП-1, СИП-2, СИП-3, СИП-4 [Электронный ресурс]. – <https://all-energo.ru/store/kpp/provod/sip>

14. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
16. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство 2011, г.
17. Логинова С.Е., Логинов А.В., Ударов В.М., Шийко А.П. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–20 кВ с самонесущими изолированными и защищёнными проводами. Книга 4. Система защищенных проводов напряжением 6-20 кВ. Том 2. Редакция 2. С-Пб: ENSTO – «РОСЭП», 2013 г.
18. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 1987.
19. Выбор сечений изолированных проводов СИП [Электронный ресурс]. – <https://docplayer.ru/60629224-Vybor-secheniy-izolirovannyh-provodov-sip.html>
20. АПВВнг [Электронный ресурс]. – https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvvng-ls_kamkabel/
21. Выбор экрана кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на термическую устойчивость [Электронный ресурс]. – <https://raschet.info/vybor-jekrana-kabelja-s-izoljaciej-iz-sshitogo-polijetilena-na-termicheskuju-ustojchivost/>
22. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС».
23. Вакуумные выключатели серии ВВУ-35. [Электронный ресурс]. – <http://www.etk-oniks.ru/Vyklyuchateli-vysokovoltnye/VVU-35.html>
24. Выключатель элегазовый ВГТ-110. [Электронный ресурс]. – <http://www.energospes.ru/catalog/product/497>
25. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

26. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
27. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч. 2 Расчет токов короткого замыкания в электроустановках д1000 о В: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
28. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».
29. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001
30. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
31. СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
32. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
33. ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
34. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
35. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
36. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».