

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО

«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения котельной ООО «Абаза-Энерго»

тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Ю. Г. Крайускас
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2022

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков

«__» _____ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы**

Студенту Краяускас Юрию Геннадьевичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 17-01(з-17) Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код)

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция схемы электроснабжения котельной ООО «Абаза-Энерго»

Утверждена приказом по институту № _____ от _____

Руководитель ВКР Е. В. Платонова, доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР данные по установленному электрооборудованию, существующей системе электроснабжения котельной.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Характеристика объекта проектирования

2 Характеристика действующей схемы электроснабжения объекта.

3 Цели и задачи ВКР

4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников

5 Светотехнический расчет освещения

5.1 Расчет рабочего освещения

5.2 Расчет аварийного освещения

5.3 Мощность осветительной нагрузки

6 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92)

7 Выбор мощностей и количества трансформаторов. Проверка необходимости компенсации реактивной мощности в сети

8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей, способов их прокладки

9 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей

10 Выбор сечений проводов и жил кабелей для подключения ЭП

11 Электротехнический расчет электрического освещения. Выбор щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры

11.1 Электротехнический расчет рабочего освещения

11.2 Электротехнический расчет аварийного освещения

12 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и проверка коммутационно-защитной аппаратуры по условиям устойчивости токам короткого замыкания

13 Расчет стоимости реконструкции системы электроснабжения котельной

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. План котельной с силовыми сетями

2. План котельной с осветительными сетями

3. Однолинейная схема электроснабжения

Руководитель ВКР

Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

Ю. Г. Краюускас

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 30 » марта 2022 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция схемы электроснабжения котельной ООО «Абаза-Энерго»» содержит 83 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, одно приложение.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, ОБЪЕКТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ДЕЙСТВУЮЩАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ОСВЕЩЕНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЗАЩИТНЫЙ АППАРАТ, КАБЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Объект исследования – котельная ООО «Абаза-Энерго».

Предмет исследования – система электроснабжения котельной.

Целью бакалаврской работы является реконструкция действующей системы электроснабжения для повышения надежности электроснабжения потребителей котельной.

В ходе выполнения работы была дана характеристика объекта проектирования и действующей схемы его электроснабжения. На предварительном этапе были рассчитаны электрические нагрузки на первом уровне для силовых электроприемников, а также количество и мощность светильников, рассчитана нагрузка на втором уровне электроснабжения для узлов питания. На основании этих полученных результатов были выбраны актуальные марки трансформаторов соответствующей мощности и с учетом применения компенсирующих устройств для повышения коэффициента мощности и выполнения договорных условий по электроснабжению.

Для защиты узлов второго уровня и индивидуальных электроприемников выбраны защитные аппараты (автоматические выключатели), и далее, с ними согласованы сечения проводников (кабельные линии различного сечения). Для выбора щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры произведены электротехнические расчеты рабочего и аварийного освещения.

В конечном счете, была посчитана стоимость реконструкции системы электроснабжения котельной.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения, касающиеся системы электроснабжения, могут быть использованы для реконструкции и проектирования котельных.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Reconstruction of the power supply scheme of the boiler house of Abaza-Energo LLC” contains 83 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, one application.

RECONSTRUCTION, DESIGN OBJECT, OPERATING POWER SUPPLY SCHEME OF THE OBJECT, ELECTRIC LOADS, LIGHTING, POWER TRANSFORMER, PROTECTIVE DEVICE, CABLE, SHORT CIRCUIT CURRENT.

The object of the study is the boiler house of Abaza-Energo LLC.

The subject of the study is the power supply system of the boiler house.

The purpose of the bachelor's work is the reconstruction of the existing power supply system to improve the reliability of power supply to consumers of the boiler house.

In the course of the work, a description of the design object and the current scheme of its power supply was given. At the preliminary stage, electrical loads were calculated at the first level for power receivers, as well as the number and power of lamps, the load at the second level of power supply for power units was calculated. Based on these results, the current brands of transformers of the appropriate power were selected, taking into account the use of compensating devices to increase the power factor and fulfill the contractual conditions for power supply.

To protect the nodes of the second level and individual electrical receivers, protective devices (circuit breakers) were selected, and further, the sections of conductors (cable lines of various sections) were coordinated with them. To select lighting panels, cables and protective equipment, electrical calculations of working and emergency lighting were made.

Ultimately, the cost of reconstructing the power supply system of the boiler house was calculated.

The practical significance of the research is due to the fact that the proposed types of electrical equipment and technical solutions related to the power supply system can be used for the reconstruction and design of boiler houses.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Характеристика объекта проектирования	9
2 Характеристика действующей схемы электроснабжения объекта	10
3 Цели и задачи ВКР	16
4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников	17
5 Светотехнический расчет освещения	23
5.1 Расчет рабочего освещения	23
5.2 Расчет аварийного освещения	25
5.3 Мощность осветительной нагрузки	27
6 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92)	28
7 Выбор мощностей и количества трансформаторов. Проверка необходимости компенсации реактивной мощности в сети	34
8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей, способов их прокладки	41
9 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей	42
10 Выбор сечений проводов и жил кабелей для подключения ЭП	46
11 Электротехнический расчет электрического освещения. Выбор щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры	50
11.1 Электротехнический расчет рабочего освещения	50
11.2 Электротехнический расчет аварийного освещения	54
12 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и проверка коммутационно-защитной аппаратуры по условиям устойчивости токам короткого замыкания	58
13 Расчет стоимости реконструкции системы электроснабжения котельной	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	79

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы высокой энергоемкости экономики, больших энергетических издержек в жилищно-коммунальном хозяйстве и государственном секторе актуальны как для России в целом, так и для любого региона в частности.

Реконструкция – совокупность работ по усовершенствованию (обновлению) объекта, приводящая к повышению технического уровня и экономических характеристик объекта, осуществляемая путем замены его конструктивных элементов и систем более эффективными.

Реконструкция котельных – комплекс технических мероприятий, направленных на полную замену оборудования, исчерпавшего свои ресурсы, устаревшего морально и физически, на новое, современное оснащение. Необходимость в этих мероприятиях определяется совокупностью нескольких факторов, из которых можно выделить не только развитие технологий и инноваций в электро- и теплоснабжения, но и физически и морально устаревшее энергетическое оборудование, требующее частичной или полной замены.

В реконструкции нуждается огромное количество котельных, многие из которых были построены три-четыре десятка лет назад. При том, что расчетный срок эксплуатации подобного оборудования составляет не более двух-трех десятков лет. Устаревшее оснащение не отвечает современным требованиям, становится причиной частых поломок, приводит к увеличению расходов на ремонт и содержание котельных, что в свою очередь способствует повышению тарифов на тепловую энергию.

Комплексные работы по модернизации котельных позволяют не только увеличить производительность, но и избежать выхода оборудования из строя и аварийных ситуаций, которые могут за этим последовать.

Реконструкция котельной, если она выполняется комплексно, позволит решить задачи в области совершенствования инженерных систем, в том числе систем теплоснабжения и электроснабжения:

- снижение расходов топлива, что способствует уменьшению себестоимости тепловой энергии;
- повышение производительности оборудования за счет применения оборудования с высокими энергетическими характеристиками в плане энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- сокращение затрат на содержание котельной;
- автоматизация оборудования;
- повышение качества теплоснабжения и электроснабжения;
- повышение безопасности в процессе эксплуатации;
- уменьшение объема вредных выбросов в атмосферу.

В свою очередь, котельные являются опасными производственными объектами, для которых не только составляется паспорт безопасности, производятся различные проверки, но и тщательным образом проектируются инженерные системы, в том числе системы электроснабжения.

Создать проект электроснабжения котельной или, тем более реконструировать систему электроснабжения, не имея опыта и определенных знаний, невозможно, т.к. котельная достаточно специфический объект. Такую работу следует доверять только профессиональным проектировщикам, имеющим опыт в данной сфере. Именно поэтому проект реконструкции системы электроснабжения котельной разрабатывается с особым вниманием ко всем нюансам и деталям. Инженерам нужно учесть использование дополнительного оборудования на случай сбоев, просчитать любые аварийные ситуации и быть особо внимательными в плане обеспечения безопасности.

В котельных размещают как электроосвещение, так и силовое оборудование. Проектировщики должны также уделить внимание и заземлению. Одной из важных особенностей котельной является необходимость постоянного контроля за работой приборов, оборудования и датчиков.

В котельной могут быть размещены осветительные приборы в защитном корпусе, согласно условиям эксплуатации. Также в котельной размещается силовое электрооборудование: силовые щиты и щиты с автопереключением вводов; блоки управления с пусковой аппаратурой; другие устройства и приборы; шкафы со счетчиками; защитная аппаратура и кабельные линии.

1 Характеристика объекта проектирования

Основной вид деятельности ООО «Абаза-Энерго» – производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями.

Общество осуществляет другие (дополнительные) виды деятельности:

- производство и продажа тепловой энергии;
- эксплуатация центральных систем питьевого водоснабжения и систем водоотведения;
- получение (покупка) электрической энергии с оптового рынка электрической энергии (мощности);
- эксплуатация тепловых сетей;
- эксплуатация электрических сетей;
- эксплуатация сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды;
- эксплуатация взрывоопасных и пожароопасных объектов;
- поставка (продажа) электрической энергии;
- природоохранная деятельность;
- иные виды деятельности, не запрещенные законодательством.

Котельная ООО «Абаза-Энерго» находится по адресу: город Абаза, ул. ТЭЦ 2А. Режим работы аварийно-диспетчерской службы круглосуточно.

К основным крупным агрегатам котельной относятся четыре паровых котла:

- паровой котел №1 (котел фирмы «Крупп» реконструированный), производительность 36 т/ч;
- паровой котел №2 (котел фирмы «Крупп» реконструированный), производительность 36 т/ч;
- паровой котел №3 (ТС-35У), производительность 35 т/ч;
- паровой котел №4 (К-35-40), производительность 35 т/ч.

Первые два котла были введены в эксплуатацию в 1955 году, третий – в 1960 году, а четвертый – в 1978 году.

Размеры основного помещения котельной составляют 100 метров на 40 метров. Это касается различных отметок: на уровне 0.000 м и на отм. 5.500 м.

На первом этаже находится основное помещение – помещение зольной, три вспомогательных помещения (инструментальная, токарное отделение №1, токарное отделение №2 и электрощитовая – РУ-0,4 кВ).

На втором этаже расположено основное оборудование, обслуживающее котлы и способствующее нормальному протеканию технологического процесса.

Помещение котельной жаркое, пыльное, относится к 3 – ей категории по молниезащите. Надбункерная галерея системы углеподачи относится к взрывоопасному помещению II а, ко 2 – ой категории по молниезащите.

2 Характеристика действующей схемы электроснабжения объекта

За множество лет существования и эксплуатации котельной оборудование сильно износилось, в том числе питающие его сети электроснабжения. Как видно из таблицы, годы установки и годы начала эксплуатации различного силового оборудования до настоящего момента составляют внушительную величину. Основная масса оборудования была введена в советское время в 1970-80 гг., есть оборудование, которое функционирует с 50-60 гг. прошлого века. Дымососы и вентиляторы последний раз заменялись в 90-е годы, т.е. более 25-35 лет назад. Полный перечень оборудования котельной (задействованного и незадействованного, с указанием различных характеристик) представлен в Приложении. Многие из него в настоящий момент демонтируются, т.к. потеряло свою надобность и функциональность. Как видно из Приложения, практически все оборудование снабжено очень устаревшей коммутационной аппаратурой.

Проверки кабельных линий не раз показывали, что изоляция некоторых кабелей находится в предпробойном состоянии, что может повлечь за собой протекание аварийных процессов, связанных с разными последствиями, в том числе с возникновением токов короткого замыкания.

Основные потребители на предприятии – это двигательная нагрузка. В цехах установлены только асинхронные двигатели мощностью от 0,5 кВт до 250 кВт, это такие установки, как: Дымососы, вентиляторы, компрессоры, насосы, приводы шлакозолоудаления, приводы задвижек, металлообрабатывающие станки и др.

Все электроприемники работают на 3-х фазном переменном токе, промышленной частоты $f=50$ Гц, напряжением $U=380$ В. Большая часть приемников работает в длительном режиме.

Предприятие в целом относится ко 2-ой группе по надежности электроснабжения. Большая часть приемников 2-ой группы (например, дымососы, вентиляторы, насосы и др.), но также имеются отдельные приемники 3-ей группы (станочное оборудование, подъемник).

Планы помещений котельной на различных отметках с существующим оборудованием представлены на рисунках 2.1-2.2.

На первом этаже (отм.0.000 м) находятся (рисунок 2.1):

- Дк1, Дк2, Дк3, Дк4 – дымососы соответственно котлов К-1, К-2, К-3 и К-4 (помещение зольной);
- Вк1, Вк2, Вк3, Дк4 – дымососы соответственно котлов К-1, К-2, К-3 и К-4 (помещение зольной);
- подъемник ТП-9 с гидротолкателем (помещение зольной);
- насосы: отопления, шуровщиков, пожарный насос (помещение зольной);
- насосы золосмывные: ЗСН-1, ЗСН-2, ЗСН-3 (помещение зольной).
- наждачный станок котельной (помещение зольной);
- две молотковые мельницы аксиальные (ММА 1 и ММА 2).

На втором этаже (отм.5.500 м) находятся (рисунок 2.2):

– КДУ ВК и КДУ ДК – клапаны дымоудаления для вентиляторов и дымососов каждого котла (К-1 – К-4) и дополнительно для котла К-4 еще три КДУ;

– электродвигатели БЦР 1,2,3,4 циклонов-разгрузителей каждого котла (К-1 – К-4).

– ГПЗ 1,2,3,4 – главные паровые задвижки котлов;

– шуровщики четырех котлов;

– вибраторы бункеров четырех котлов;

– насос аварийного слива воды.

Для котла К-4:

– обдувочные аппараты (тип ОМ), 2 шт., обдувочные аппараты (тип ОПР), 2 шт., обдувочные аппараты (тип ОГ), 4 шт., обдувочные аппараты (тип ОН), 6 шт.;

– четыре горелки;

– два растопочных и два перекачивающих насоса;

– питатели сырого угля (ПСУ- 1,2) с вибраторами.

Состояние электродвигателей технологического оборудования котельной представлено на рисунках 2.3-2.4.

Все оборудование запитано от силовых сборок и щитов управления (см. рисунок 2.2):

– щит ГЗУ;

– Щит управления К-1 и К-2;

– Щит управления К-3 и К-4;

– Сборки К 5, К 6, К 7;

– Сборка К – 3;

– Сборка К – 4 (2 шт.);

– ПДК ПСУ 1 , 2;

– Сборка обдувочных аппаратов.

Некоторые из щитов и их состояние показаны на рисунках 2.5-2.7.

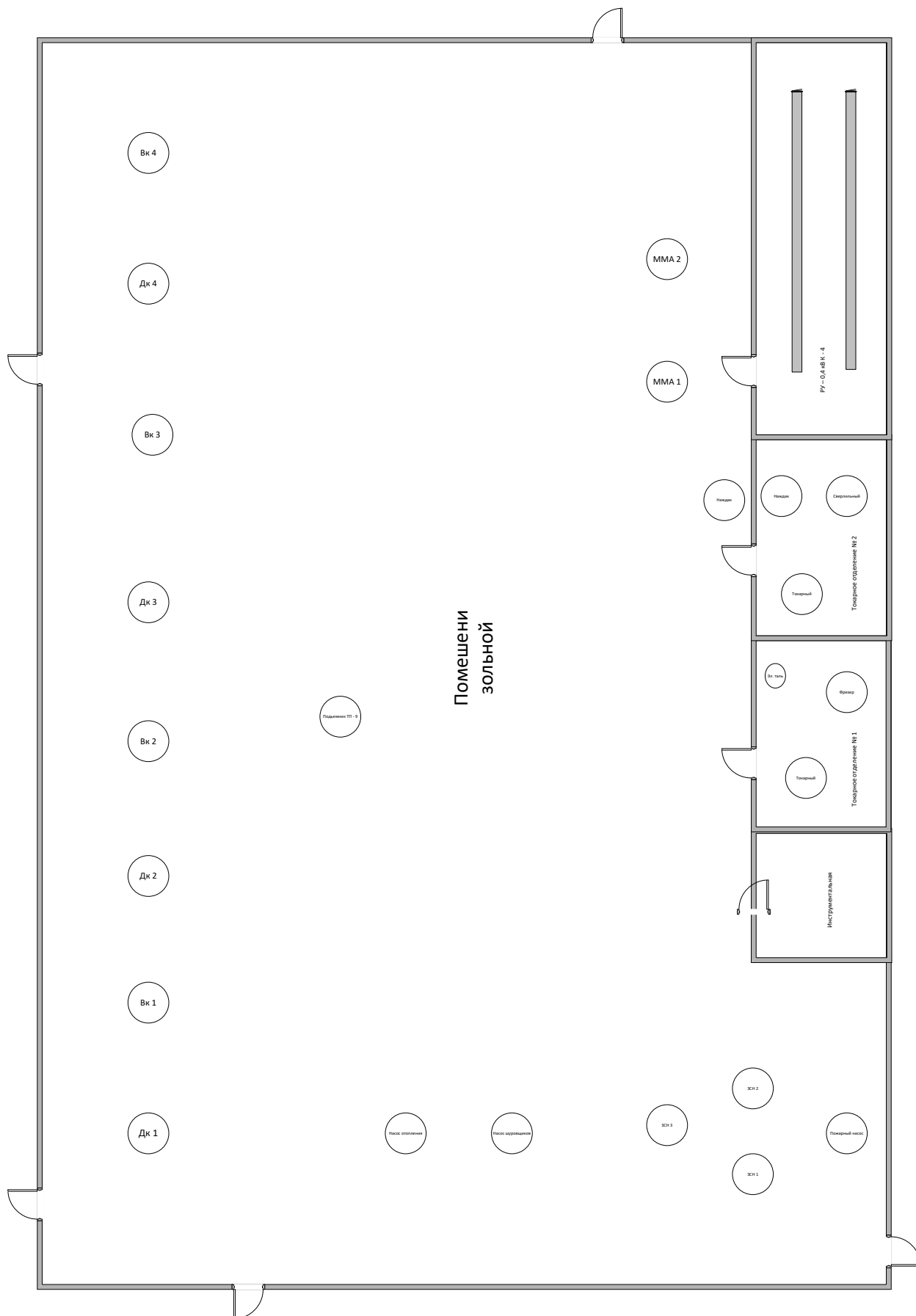


Рисунок 2.1 – План помещений котельной на отм. 0.000 м с расстановкой оборудования

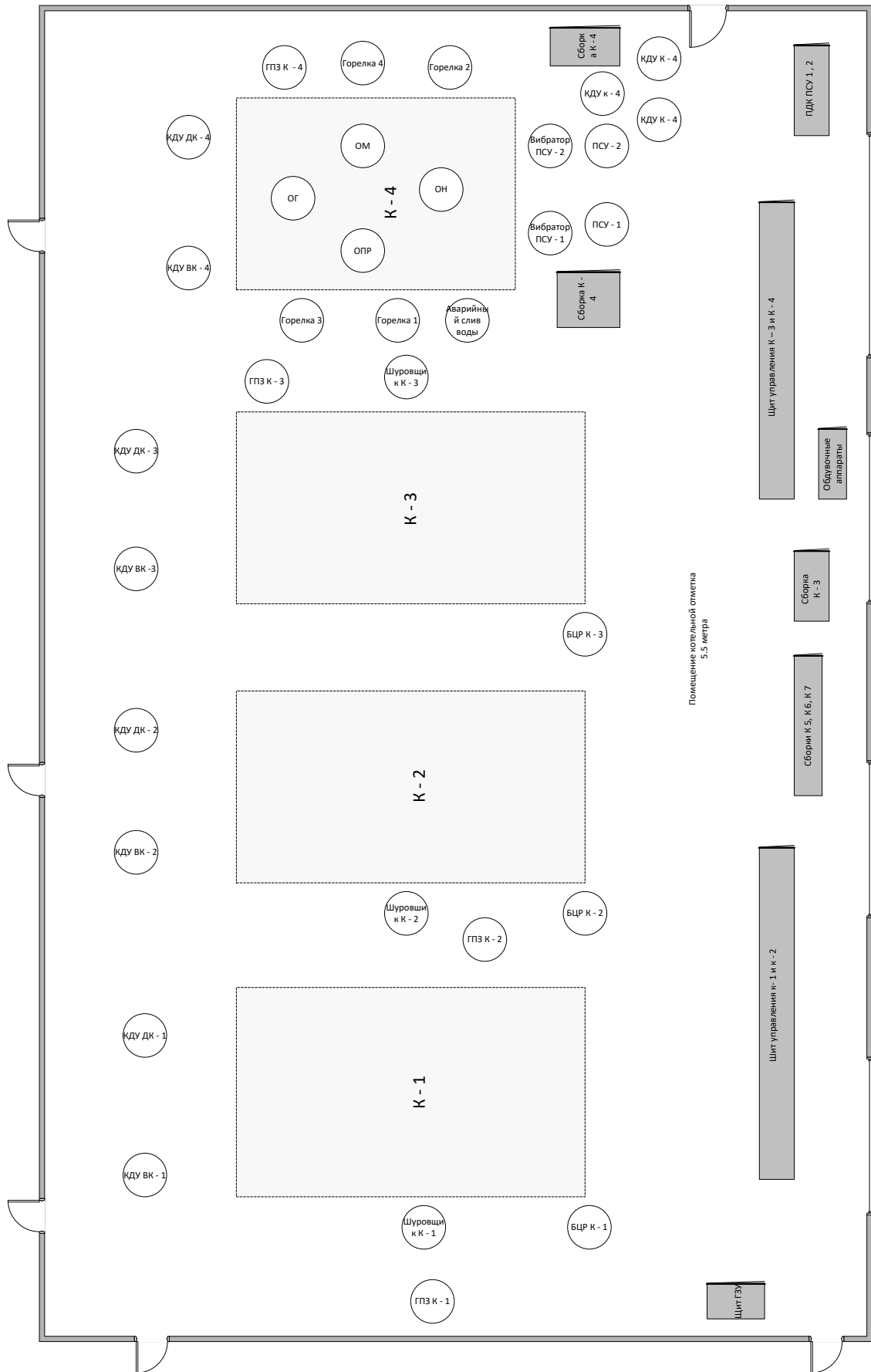


Рисунок 2.2 – План помещений котельной на отм. 5.500 м с расстановкой оборудования



Рисунок 2.3 – Электродвигатели дымососов и вентиляторов котлов
(Дк 1-4, Вк 1-4)



Рисунок 2.4 – Электродвигатели ЗСН, пожарного насоса,
насоса аварийного слива воды



Рисунок 2.5 – Щиты управления



Рисунок 2.6 – Сборки задвижек котлов



Рисунок 2.7 – Шкафы управления ПСУ

3 Цели и задачи ВКР

Объект исследования – котельная.

Предмет исследования – система электроснабжения котельной.

Целью ВКР является реконструкция действующей системы электроснабжения для повышения надежности электроснабжения потребителей котельной.

Задачами данной ВКР являются:

- произвести расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников котельной;
- сделать светотехнический расчет освещения, в том числе аварийного и рабочего освещения котельной на различных уровнях и оценить в киловаттах мощность осветительной нагрузки с учетом применения светодиодных светильников;
- произвести расчет электрических нагрузок узлов электрической сети в соответствии с актуальной методикой расчета согласно РТМ 36.18.32.4-92
- выбрать мощности и количество трансформаторов КТП, питающей котельную, трансформаторы выбрать с учетом применения компенсирующих устройств;
- произвести проверку необходимости компенсации реактивной мощности в сети;
- выбрать конструктивное исполнение электрической сети, марки проводов, кабелей, способов их прокладки;
- произвести расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей;
- выбрать сечения проводов и жил кабелей для подключения электроприемников;
- выполнить электротехнические расчеты рабочего и аварийного освещения для выбора щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры;
- произвести расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и проверить коммутационно-защитную аппаратуру по условиям устойчивости токам короткого замыкания;
- сделать расчет стоимости реконструкции системы электроснабжения котельной, учитывая стоимость кабельно-проводниковой продукции, распределительных пунктов, автоматических выключателей.

4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников

Для осуществления данного расчета сформируем первичные группы электроприемников. В качестве исходных данных для расчетов будем использовать технические характеристики электроприемников, представленные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технические характеристики электроприемников котельной

№	Наименование ЭП	$P_{ном}$ кВт	ПВ, %	Ки	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Число фаз
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Дымосос котла №1	110	100	0,6	0,8	0,75	3
2	Дымосос котла №2	110	100	0,6	0,85	0,62	3
3	Дымосос котла №3	125	100	0,6	0,87	0,57	3
4	Дымосос котла №4	100	100	0,6	0,84	0,65	3
5	Дут.вент. котла №1	75	100	0,6	0,84	0,65	3
6	Дут.вент. котла №2	90	100	0,6	0,85	0,62	3
7	Дут.вент. котла №3	90	100	0,6	0,8	0,75	3
8	Дут.вент. котла №4	110	100	0,6	0,9	0,48	3
9	Насос отопления	75	100	0,6	0,89	0,51	3
10	Насос шуровщиков	55	100	0,6	0,91	0,46	3
11	Пожарный насос	75	100	0,6	0,9	0,48	3
12	Золосмывной насос №1	55	100	0,6	0,9	0,48	3
13	Золосмывной насос №2	55	100	0,6	0,9	0,48	3
14	Золосмывной насос №3	55	100	0,6	0,92	0,43	3
15	Подъемник ТП-9	4	40	0,2	0,85	0,62	3
16	Мельница №1	75	100	0,6	0,92	0,43	3
17	Мельница №2	75	100	0,6	0,92	0,43	3
18	Токарный станок №1	22,7	100	0,14	0,75	0,88	3
19	Токарный станок №2	7,5	100	0,14	0,8	0,75	3
20	Фрезерный станок	18,5	100	0,14	0,82	0,7	3
21	Вертик.-сверлильный станок	2,8	100	0,14	0,84	0,65	3
22	Электроталь	4	40	0,2	0,78	0,8	3
23	Наждачный станок №1	2,8	100	0,14	0,84	0,65	3
24	Наждачный станок №2	1,1	100	0,14	0,8	0,75	3
25	КДУ ВК-1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
26	КДУ ДК-1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
27	КДУ ВК-2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
28	КДУ ДК-2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
29	КДУ ВК-3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
30	КДУ ДК-3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
31	КДУ ВК-4	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
32	КДУ ДК-4	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
33	КДУ К-4 №1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
34	КДУ К-4 №2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
35	КДУ К-4 №3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	3
36	Задвижка паровая ГПЗ К-1	2,8	100	0,6	0,85	0,62	3
37	Задвижка паровая ГПЗ К-2	2,8	100	0,6	0,85	0,62	3
38	Задвижка паровая ГПЗ К-3	2,8	100	0,6	0,85	0,62	3
39	Задвижка паровая ГПЗ К-4	2,8	100	0,6	0,85	0,62	3

№	Наименование ЭП	$P_{\text{ном}}$ кВт	ПВ, %	$K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Число фаз
1	2	3	4	5	6	7	8
40	Шуровщик котла №1	1,7	100	0,6	0,75	0,88	3
41	Шуровщик котла №2	1,7	100	0,6	0,75	0,88	3
42	Шуровщик котла №3	1,7	100	0,6	0,75	0,88	3
43	БЦР котла №1	3	100	0,6	0,8	0,75	3
44	БЦР котла №2	3	100	0,6	0,8	0,75	3
45	БЦР котла №3	3	100	0,6	0,8	0,75	3
46	Вибратор бункера К-1	1,2	100	0,6	0,74	0,91	3
47	Вибратор бункера К-2	1,2	100	0,6	0,74	0,91	3
48	Вибратор бункера К-3	1,2	100	0,6	0,74	0,91	3
49	Насос аварийного слива воды	30	100	0,6	0,86	0,59	3
50	Растопочный насос №1	1,5	100	0,6	0,83	0,67	3
51	Растопочный насос №2	1,5	100	0,6	0,83	0,67	3
52	Перекачивающий насос №1	8	100	0,6	0,84	0,65	3
53	Перекачивающий насос №2	13	100	0,6	0,89	0,51	3
54	Вибратор ПСУ-1	1,2	100	0,6	0,74	0,91	3
55	Вибратор ПСУ-2	1,2	100	0,6	0,74	0,91	3
56	ПСУ №1	3,4	100	0,6	0,82	0,7	3
57	ПСУ №2	3,4	100	0,6	0,82	0,7	3
58	Обдув.аппараты ОМ-0,35	1,2	100	0,6	0,76	0,86	3
59	Обдув.аппараты ОНР-5-58	1,2	100	0,6	0,76	0,86	3
60	Обдув.аппараты ОГ	3,4	100	0,6	0,76	0,86	3
61	Обдув.аппараты ОН	3,6	100	0,6	0,75	0,88	3
	ИТОГО	1496,88					

Расчет электрической нагрузки на первом уровне производится для каждого электроприемника в отдельности.

Для электроустановок, работающих в длительном режиме [5, 6]:

$$P_{p1} = P_{\text{ном}}, \quad (4.1)$$

В соответствии с НТП ЭПП-94 [5] расчетная нагрузка 1УР принимается равной номинальной нагрузке для электроустановок, работающих в повторно-кратковременном режиме:

$$P_{p1} = P_{\text{ном}} \sqrt{\text{ПВ}}. \quad (4.2)$$

Реактивная мощность электроустановки определяется по выражению:

$$Q_{p1} = P_{p1} \text{tg}\varphi = P_{p1} \text{tg}(\arccos(\cos\varphi)), \quad (4.3)$$

Полная мощность находится по выражению

$$S_{p1} = \sqrt{P_{p1}^2 + Q_{p1}^2}, \quad (4.4)$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (4.5)$$

Пусковой ток

$$I_{п} = K_{п} I_p, \quad (4.6)$$

где $K_{п}$ – кратность пускового тока [12].

Пример расчета по формулам (4.2) – (4.6) для ЭП №15 (подъемник):

$$P_{p1} = 4 \cdot \sqrt{0,4} = 2,53 \text{ кВт};$$

$$Q_{p1} = 2,53 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 1,57 \text{ кВар};$$

$$S_{p1} = \sqrt{2,53^2 + 1,57^2} = 2,98 \text{ кВА}.$$

$$I_{p1} = \frac{2,98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 4,52 \text{ А};$$

$$I_{п} = K_{п} \cdot I_{p1} = 5 \cdot 4,52 = 22,6 \text{ А}.$$

Для остальных электроприемников расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников котельной (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Расчет электрических нагрузок первичных групп электроприемников котельной

№	Наименование ЭП	$P_{ном}$ кВт	ПВ, %	Ки	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	P_{p1} , кВт	Q_{p1} , кВар	S_{p1} , кВА	I_p , А	$I_{пукс}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Дымосос котла №1	110	100	0,6	0,8	0,75	110	82,5	137,5	208,91	1044,55
2	Дымосос котла №2	110	100	0,6	0,85	0,62	110	68,2	129,43	196,62	983,10
3	Дымосос котла №3	125	100	0,6	0,87	0,57	125	71,25	143,88	218,3	1091,50
4	Дымосос котла №4	100	100	0,6	0,84	0,65	100	65	119,27	180,87	904,35
5	Дут.вент. котла №1	75	100	0,6	0,84	0,65	75	48,75	89,45	135,66	678,30
6	Дут.вент. котла №2	90	100	0,6	0,85	0,62	90	55,8	105,89	160,87	804,35
7	Дут.вент. котла №3	90	100	0,6	0,8	0,75	90	67,5	112,5	170,93	854,65
8	Дут.вент. котла №4	110	100	0,6	0,9	0,48	110	52,8	122,02	185,7	928,50
9	Насос отопления	75	100	0,6	0,89	0,51	75	38,25	84,19	128,03	640,15
10	Насос шуровщиков	55	100	0,6	0,91	0,46	55	25,3	60,54	91,83	459,15
11	Пожарный насос	75	100	0,6	0,9	0,48	75	36	83,19	126,61	633,05
12	Золосмывной насос №1	55	100	0,6	0,9	0,48	55	26,4	61,01	92,85	464,25
13	Золосмывной насос №2	55	100	0,6	0,9	0,48	55	26,4	61,01	92,85	464,25
14	Золосмывной насос №3	55	100	0,6	0,92	0,43	55	23,65	59,87	90,83	454,15
15	Подъемник ТП-9	4	40	0,2	0,85	0,62	2,53	1,57	2,98	4,52	22,60
16	Мельница №1	75	100	0,6	0,92	0,43	75	32,25	81,64	123,86	619,30
17	Мельница №2	75	100	0,6	0,92	0,43	75	32,25	81,64	123,86	619,30
18	Токарный станок №1	22,7	100	0,14	0,75	0,88	22,7	19,98	30,24	45,99	229,95

№	Наименование ЭП	$P_{ном}$, кВт	ПВ, %	Ки	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{р1}$, кВт	$Q_{р1}$, кВар	$S_{р1}$, кВА	I_p , А	$I_{пуск}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	Токарный станок №2	7,5	100	0,14	0,8	0,75	7,5	5,63	9,38	14,24	71,20
20	Фрезерный станок	18,5	100	0,14	0,82	0,7	18,5	12,95	22,58	34,28	171,40
21	Вертик.-сверлильный станок	2,8	100	0,14	0,84	0,65	2,8	1,82	3,34	5,06	25,30
22	Электроталь	4	40	0,2	0,78	0,8	2,53	2,02	3,24	4,93	24,65
23	Наждачный станок №1	2,8	100	0,14	0,84	0,65	2,8	1,82	3,34	5,06	25,30
24	Наждачный станок №2	1,1	100	0,14	0,8	0,75	1,1	0,83	1,38	2,09	10,45
25	КДУ ВК-1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
26	КДУ ДК-1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
27	КДУ ВК-2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
28	КДУ ДК-2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
29	КДУ ВК-3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
30	КДУ ДК-3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
31	КДУ ВК-4	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
32	КДУ ДК-4	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
33	КДУ К-4 №1	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
34	КДУ К-4 №2	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
35	КДУ К-4 №3	0,18	100	0,6	0,7	1,02	0,18	0,18	0,25	0,39	1,95
36	Задвижка паровая ГПЗ К-1	2,8	100	0,6	0,85	0,62	2,8	1,74	3,3	5	25,00
37	Задвижка паровая ГПЗ К-2	2,8	100	0,6	0,85	0,62	2,8	1,74	3,3	5	25,00
38	Задвижка паровая ГПЗ К-3	2,8	100	0,6	0,85	0,62	2,8	1,74	3,3	5	25,00
39	Задвижка паровая ГПЗ К-4	2,8	100	0,6	0,85	0,62	2,8	1,74	3,3	5	25,00
40	Шуровщик котла №1	1,7	100	0,6	0,75	0,88	1,7	1,5	2,27	3,44	17,20
41	Шуровщик котла №2	1,7	100	0,6	0,75	0,88	1,7	1,5	2,27	3,44	17,20
42	Шуровщик котла №3	1,7	100	0,6	0,75	0,88	1,7	1,5	2,27	3,44	17,20
43	БЦР котла №1	3	100	0,6	0,8	0,75	3	2,25	3,75	5,7	28,50
44	БЦР котла №2	3	100	0,6	0,8	0,75	3	2,25	3,75	5,7	28,50
45	БЦР котла №3	3	100	0,6	0,8	0,75	3	2,25	3,75	5,7	28,50
46	Вибратор бункера К-1	1,2	100	0,6	0,74	0,91	1,2	1,09	1,62	2,46	12,30
47	Вибратор бункера К-2	1,2	100	0,6	0,74	0,91	1,2	1,09	1,62	2,46	12,30
48	Вибратор бункера К-3	1,2	100	0,6	0,74	0,91	1,2	1,09	1,62	2,46	12,30
49	Насос аварийного слива воды	30	100	0,6	0,86	0,59	30	17,7	34,83	53	265,00
50	Растопочный насос №1	1,5	100	0,6	0,83	0,67	1,5	1,01	1,81	2,75	13,75
51	Растопочный насос №2	1,5	100	0,6	0,83	0,67	1,5	1,01	1,81	2,75	13,75
52	Перекачивающий насос №1	8	100	0,6	0,84	0,65	8	5,2	9,54	14,47	72,35
53	Перекачивающий насос №2	13	100	0,6	0,89	0,51	13	6,63	14,59	22,19	110,95
54	Вибратор ПСУ-1	1,2	100	0,6	0,74	0,91	1,2	1,09	1,62	2,46	12,30
55	Вибратор ПСУ-2	1,2	100	0,6	0,74	0,91	1,2	1,09	1,62	2,46	12,30
56	ПСУ №1	3,4	100	0,6	0,82	0,7	3,4	2,38	4,15	6,3	31,50
57	ПСУ №2	3,4	100	0,6	0,82	0,7	3,4	2,38	4,15	6,3	31,50
58	Обдув.аппараты ОМ-0,35	1,2	100	0,6	0,76	0,86	1,2	1,03	1,58	2,4	12,00
59	Обдув.аппараты ОНР-5-58	1,2	100	0,6	0,76	0,86	1,2	1,03	1,58	2,4	12,00
60	Обдув.аппараты ОГ	3,4	100	0,6	0,76	0,86	3,4	2,92	4,48	6,8	34,00
61	Обдув.аппараты ОН	3,6	100	0,6	0,75	0,88	3,6	3,17	4,8	7,29	36,45

Уточнённая расстановка оборудования с указанием номинальных мощностей показана на рисунках 4.1-4.2.

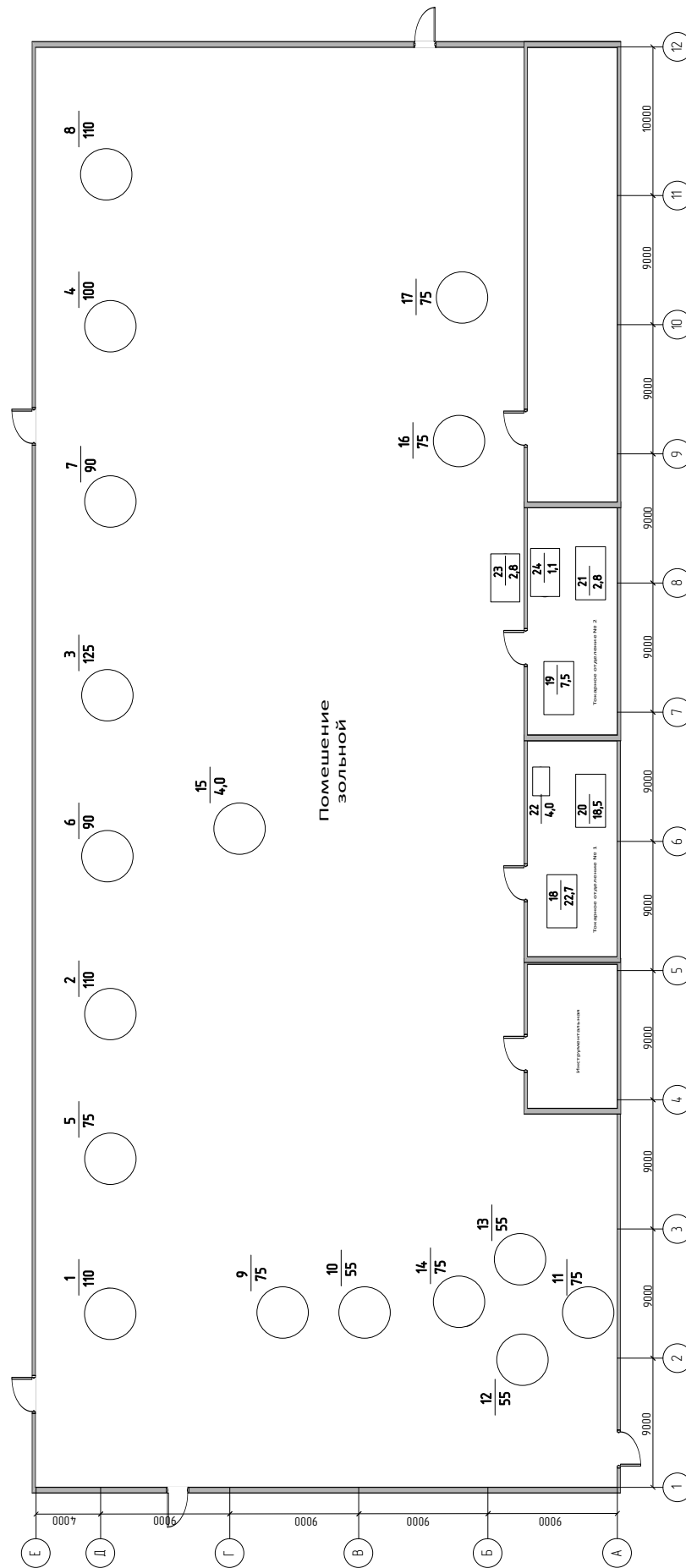


Рисунок 4.1 – Уточнённая расстановка оборудования с указанием номинальных мощностей (отм. 0.000 м)

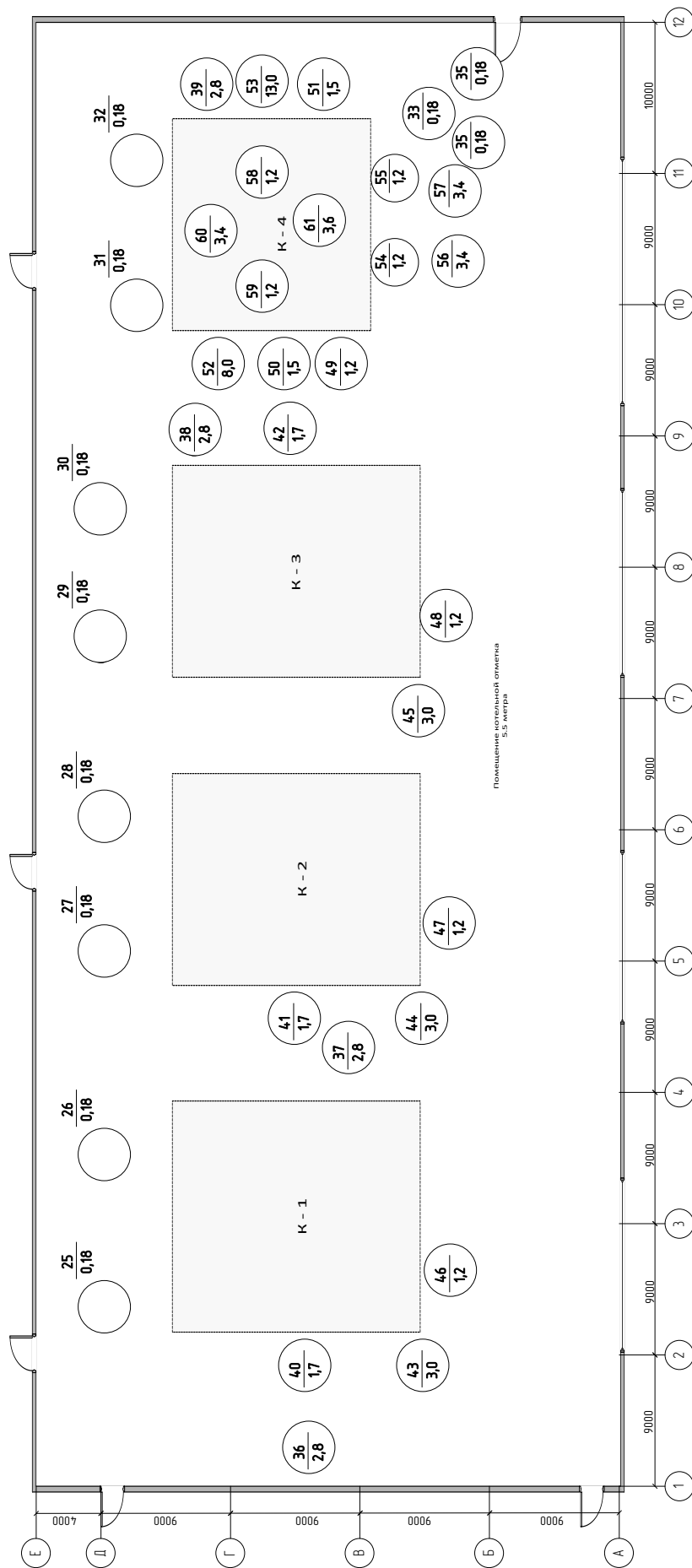


Рисунок 4.2 – Уточнённая расстановка оборудования с указанием номинальных мощностей (отм. 5.500 м)

5 Светотехнический расчет освещения

5.1 Расчет рабочего освещения

Для рабочего и аварийного освещения нужно применить современные светодиодные светильники. Поскольку это котельная, то необходимо предусмотреть светильники защищенного исполнения, как для рабочего, так и для аварийного освещения котельной на различных отметках.

Высота расчётной поверхности $h_p = 0.8\text{ м}$, расстояние от перекрытия до светильника $h_c = 1\text{ м}$.

Размеры первого этажа котельной: $L_{\text{ц}} \times B_{\text{ц}} \times H_{\text{ц}} = 100 \times 40 \times 5,5$.

Расчётная высота:

$$h = H_{\text{ц}} - h_c - h_p = 5,5 - 1 - 0,8 = 3,7\text{ м}.$$

$\lambda_{\text{э}} = L/h$ - расстояние между светильниками к расчётной высоте. Принимаем $\lambda_{\text{э}} = 2 \dots 2,4$ для светильников с широкой КСС [10].

$$L_A = \lambda_{\text{э}} \cdot h = 2,2 \cdot 3,7 = 8,2\text{ м}.$$

В ряду можно разместить $n = 12$ светильников, тогда расстояние от крайних светильников до стены

$$2 \cdot l_A = 100 - (12 - 1) \cdot 8,2 = 9,8 \Rightarrow l_A = 4,9\text{ м}.$$

Принимаем число рядов $m = 6$, тогда $L_B = 7\text{ м}$,

$$2 \cdot l_B = 40 - 7 \cdot (6 - 1) = 5 \Rightarrow l_B = 2,5\text{ м}.$$

В итоге общее число светильников в котельной на первом этаже

$$N = n \cdot m = 12 \cdot 6 = 72 \text{ шт. (рисунок 5.1).}$$

Отношение

$$\frac{L_B}{L_A} = \frac{8,2}{7} = 1,17 < 1,5.$$

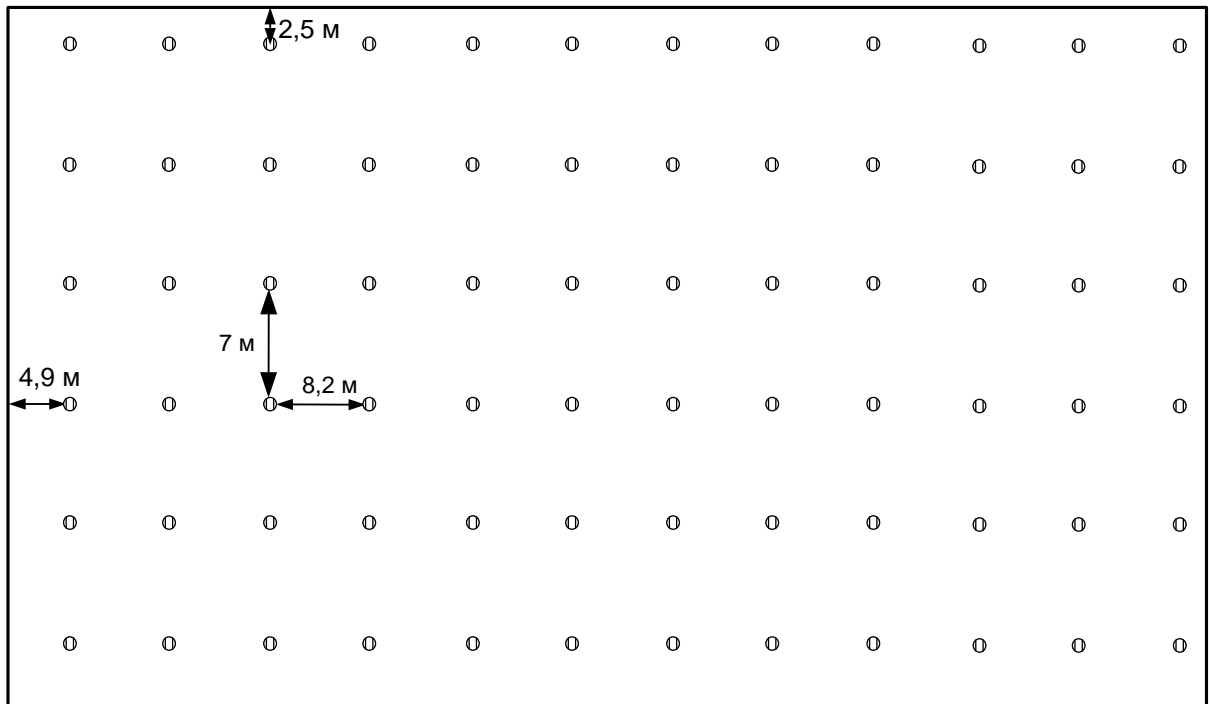


Рисунок 5.1 – План размещения светильников рабочего освещения

При расчете методом коэффициента использования светового потока световой поток светильника равен:

$$\Phi = (E_H \cdot K_{ЗАП} \cdot F \cdot z) / (N \cdot \eta), \quad (5.1)$$

где $K_{ЗАП}$ - коэффициент запаса,
 F - площадь поверхности, m^2 ,
 $z = E_{СР} / E_H$ - коэффициент минимальной освещенности,
 N - число светильников,
 η - коэффициент использования.

Индекс помещения:

$$i = \frac{L_{Ц} \cdot B_{Ц}}{h \cdot (L_{Ц} + B_{Ц})} = \frac{100 \cdot 40}{3,7 \cdot (100 + 40)} = 3,5, \quad (5.2)$$

принимаем $\eta = 0,7$ [10].

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 4000 \cdot 1,15}{72 \cdot 0,7} = 27381 \text{ Лм.}$$

Выбираем светодиодный светильник типа ДСП 3012 PRO мощностью 200 Вт со световым потоком $\Phi_{НОМ} = 28000$ лм.

Отклонение светового потока:

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_{\text{НОМ}} - \Phi_{\text{Р}}}{\Phi_{\text{Р}}} \cdot 100\% ; \quad (5.3)$$

$$\Delta\Phi = \frac{28000 - 27381}{27381} \cdot 100\% = 2,26\% < 10\% .$$

5.2 Расчет аварийного освещения

Расчет аварийного освещения выполняется аналогично, норма освещенности принимается 5% от основной, т.е. 10 лк.

Расчётная высота:

$$h = H_{\text{Ц}} - h_{\text{С}} - h_{\text{Р}} = 5,5 - 1 - 0,8 = 3,7 \text{ м.}$$

$$L_{\text{А}} = \lambda_{\text{э}} \cdot h = 2,2 \cdot 3,7 = 8,2 \text{ м.}$$

В ряду можно разместить $n = 12$ светильников, тогда расстояние от крайних светильников до стены

$$2 \cdot l_{\text{А}} = 100 - (12 - 1) \cdot 8,2 = 9,8 \Rightarrow l_{\text{А}} = 4,9 \text{ м.}$$

Принимаем число рядов $m = 6$, тогда $L_{\text{В}} = 7,5 \text{ м}$,

$$2 \cdot l_{\text{В}} = 40 - 7,5 \cdot (6 - 1) = 2,5 \Rightarrow l_{\text{В}} = 1,25 \text{ м.}$$

В итоге общее число светильников в котельной на первом этаже

$$N = n \cdot m = 12 \cdot 6 = 72 \text{ шт. (рисунок 5.1).}$$

Отношение

$$\frac{L_{\text{В}}}{L_{\text{А}}} = \frac{8,2}{7,5} = 1,09 < 1,5 .$$

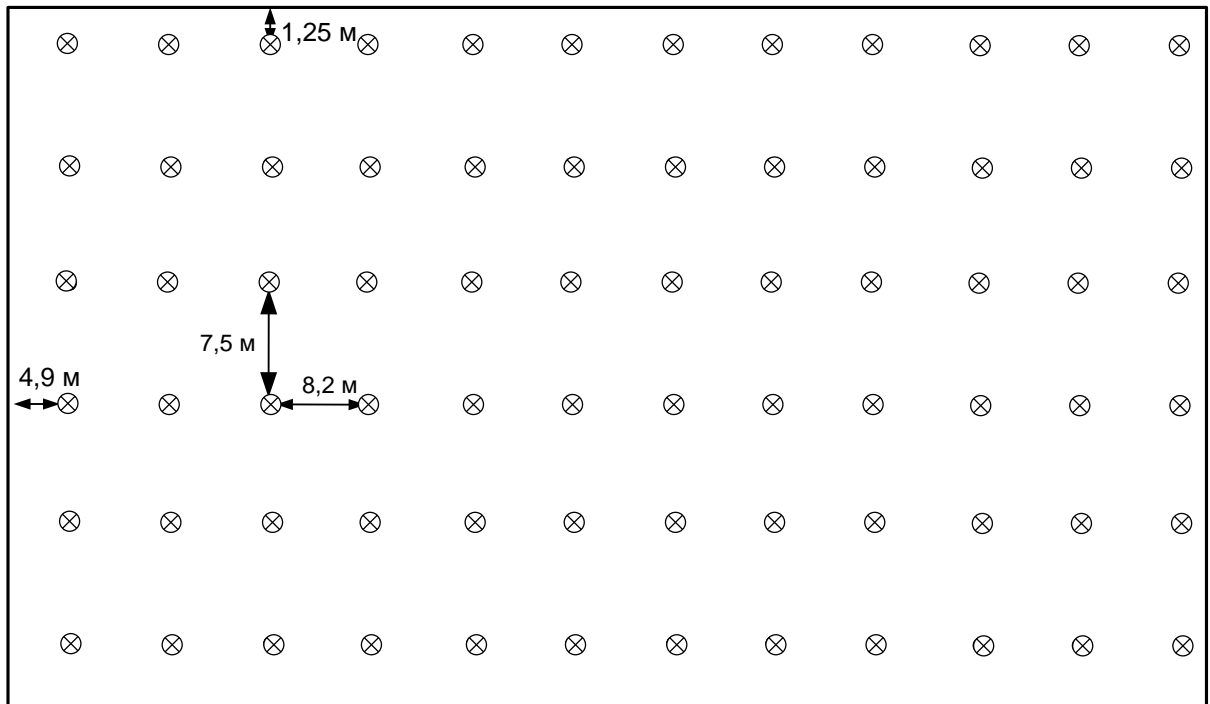


Рисунок 5.2 – План размещения светильников аварийного освещения

Индекс помещения:

$$i = \frac{100 \cdot 40}{3,7 \cdot (100 + 40)} = 3,5, \text{ принимаем } \eta = 0,68 [10].$$

$$\Phi_p = \frac{10 \cdot 1,5 \cdot 4000 \cdot 1,15}{72 \cdot 0,68} = 1409 \text{ Лм.}$$

Выбираем светодиодный светильник типа НСП 02 с лампой Онлайт-Filament A60 (цоколь E27) мощностью 15 Вт со световым потоком $\Phi_{\text{ном}} = 1400$ лм.

Отклонение светового потока:

$$\Delta\Phi = \frac{1400 - 1409}{1409} \cdot 100\% = -0,64\% > -10\%.$$

5.3 Мощность осветительной нагрузки

Мощность осветительной нагрузки необходимо вычислить с целью учета ее при выборе трансформаторов по нагрузке третьего уровня электроснабжения.

Т.к. котельная двухэтажная, то число рассчитанных светильников удваивается, т.е. $72 \times 2 = 144$ шт.

Активная мощность освещения:

$$P_{\text{осв}} = N P_{\text{ном}} K_c K_{\text{пра}}, \quad (5.4)$$

N – количество ламп;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность светильника, кВт;

K_c – коэффициент спроса, $K_c = 0,95$ – для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [12];

$K_{\text{пра}}$ – коэффициент пускорегулирующей аппаратуры, для светодиодных ламп $K_{\text{пра(ЛЛ)}} = 1,0$;

реактивная нагрузка осветительной сети:

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \operatorname{tg} \varphi, \quad (5.5)$$

где коэффициент мощности, $\cos \varphi_{\text{СЛ}} = 0,95$.

Таблица 5.1 – Расчет мощности рабочего освещения

N	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	K_c	$K_{\text{пра}}$	$P_{\text{осв}}, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$Q_{\text{осв}}, \text{кВт}$
72x2	0,2	0,95	1,0	27,36	0,95	0,329	9,0

Таким образом, мощность освещения составит 27,36 кВт (см. таблицу 5.1).

6 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети (в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92)

В соответствии с РТМ 36.18.32.4-92 [9] произведем все необходимые расчеты для узлов второго уровня и для котельной в целом.

Результат расчета электрических нагрузок в целом по котельной представлен в таблице 6.1, а по второму уровню – в таблице 6.2. При этом применяем распределение электроэнергии по котельной с помощью распределительных силовых пунктов. На рисунках 6.1-6.2 представлено данное распределение для каждой из отметок, на которых находится технологическое оборудование.

Таблица 6.1 – Расчет электрической нагрузки по всей котельной

Исходные данные																
по заданию технологов																
Наименование ЭП	Количество ЭП	Номинальная (установленная) мощность, кВт		по справочным данным			Расчетные величины			Эффективное число ЭП, n _э	Коэффициент расчетной нагрузки К _р	Расчетная мощность			Расчетный ток I _р , А	
		Одного ЭП Р _н	Общая Р _н =n _э ·P _н	Коэффициент использования, К _и	cosφ	tgφ	К _р ·P _н , кВт	К _р ·P _н ·tgφ, кВт	n _э ²			P _р , кВт	Q _р , кВт	S _р , кВт		
1	2	3	4	5	6			7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Дымосос котла №1	1	110	110	0,6	0,8	0,75	66	49,5	12100						
2	Дымосос котла №2	1	110	110	0,6	0,85	0,62	66	40,92	12100						
3	Дымосос котла №3	1	125	125	0,6	0,87	0,57	75	42,75	15625						
4	Дымосос котла №4	1	100	100	0,6	0,84	0,65	60	39	10000						
5	Дут.вент. котла №1	1	75	75	0,6	0,84	0,65	45	29,25	5625						
6	Дут.вент. котла №2	1	90	90	0,6	0,85	0,62	54	33,48	8100						
7	Дут.вент. котла №3	1	90	90	0,6	0,8	0,75	54	40,5	8100						
8	Дут.вент. котла №4	1	110	110	0,6	0,9	0,48	66	31,68	12100						
9	Насос отопления	1	75	75	0,6	0,89	0,51	45	22,95	5625						
10	Насос шуровщиков	1	55	55	0,6	0,91	0,46	33	15,18	3025						
11	Пожарный насос	1	75	75	0,6	0,9	0,48	45	21,6	5625						
12	Золосмывной насос №1	1	55	55	0,6	0,9	0,48	33	15,84	3025						
13	Золосмывной насос №2	1	55	55	0,6	0,9	0,48	33	15,84	3025						
14	Золосмывной насос №3	1	55	55	0,6	0,92	0,43	33	14,19	3025						
15	Подъемник ТП-9	1	4	4	0,2	0,85	0,62	0,8	0,5	16						
16	Мельница №1	1	75	75	0,6	0,92	0,43	45	19,35	5625						
17	Мельница №2	1	75	75	0,6	0,92	0,43	45	19,35	5625						
18	Токарный станок №1	1	22,7	22,7	0,14	0,75	0,88	3,18	2,8	515,29						
19	Токарный станок №2	1	7,5	7,5	0,14	0,8	0,75	1,05	0,79	56,25						
20	Фрезерный станок	1	18,5	18,5	0,14	0,82	0,7	2,59	1,81	342,25						
21	Вертик.-сверильный станок	1	2,8	2,8	0,14	0,84	0,65	0,39	0,25	7,84						
22	Электроталь	1	4	4	0,2	0,78	0,8	0,8	0,64	16						
23	Наждачный станок №1	1	2,8	2,8	0,14	0,84	0,65	0,39	0,25	7,84						
24	Наждачный станок №2	1	1,1	1,1	0,14	0,8	0,75	0,15	0,11	1,21						
25	КДУ ВК-1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
26	КДУ ДК-1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
27	КДУ ВК-2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
28	КДУ ДК-2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
29	КДУ ВК-3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
30	КДУ ДК-3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						
31	КДУ ВК-4	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324						

Исходные данные											Расчетные величины	Эффективное число Э.П., п.	Коэффициент расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток Iр, А		
по заданию технологов										по справочным данным				Рр, кВт	Qр, кВт	Sp, кВт			
Наименование ЭП	Количество Э.П.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования, Ки	cosφ	tgφ	Кр, кВт	Кр, tgφ, кВт	nр, %										
		Одного ЭП Рн	Общая Рн=пр,н							7	8	9							
1	2	3	4	5	6			7	8	9	10	11	12	13	14	15			
32	КДУ ДК-4	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324									
33	КДУ К-4 №1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324									
34	КДУ К-4 №2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324									
35	КДУ К-4 №3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324									
36	Задвижка паровая ГПЗ К-1	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84									
37	Задвижка паровая ГПЗ К-2	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84									
38	Задвижка паровая ГПЗ К-3	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84									
39	Задвижка паровая ГПЗ К-4	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84									
40	Шуровщик котла №1	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89									
41	Шуровщик котла №2	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89									
42	Шуровщик котла №3	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89									
43	БЦР котла №1	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9									
44	БЦР котла №2	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9									
45	БЦР котла №3	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9									
46	Вибратор бункера К-1	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44									
47	Вибратор бункера К-2	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44									
48	Вибратор бункера К-3	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44									
49	Насос аварийного слива воды	1	30	30	0,6	0,86	0,59	18	10,62	900									
50	Растопочный насос №1	1	1,5	1,5	0,6	0,83	0,67	0,9	0,6	2,25									
51	Растопочный насос №2	1	1,5	1,5	0,6	0,83	0,67	0,9	0,6	2,25									
52	Перекачивающий насос №1	1	8	8	0,6	0,84	0,65	4,8	3,12	64									
53	Перекачивающий насос №2	1	13	13	0,6	0,89	0,51	7,8	3,98	169									
54	Вибратор ПСУ-1	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44									
55	Вибратор ПСУ-2	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44									
56	ПСУ №1	1	3,4	3,4	0,6	0,82	0,7	2,04	1,43	11,56									
57	ПСУ №2	1	3,4	3,4	0,6	0,82	0,7	2,04	1,43	11,56									
58	Обдув.аппараты ОМ-0,35	1	1,2	1,2	0,6	0,76	0,86	0,72	0,62	1,44									
59	Обдув.аппараты ОПР-5-58	1	1,2	1,2	0,6	0,76	0,86	0,72	0,62	1,44									
60	Обдув.аппараты ОГ	1	3,4	3,4	0,6	0,76	0,86	2,04	1,75	11,56									
61	Обдув.аппараты ОН	1	3,6	3,6	0,6	0,75	0,88	2,16	1,9	12,96									
	ИТОГО СИЛОВАЯ НАГРУЗКА	61		1496,88	0,58	0,87	0,58	868,19	500,62	120575,29	19	0,89	772,69	448,16	893,25	1357,15			
	ОСВЕЩЕНИЕ												27,36	9	28,8	43,76			
	ВСЕГО												800,05	457,16	921,45	1400			

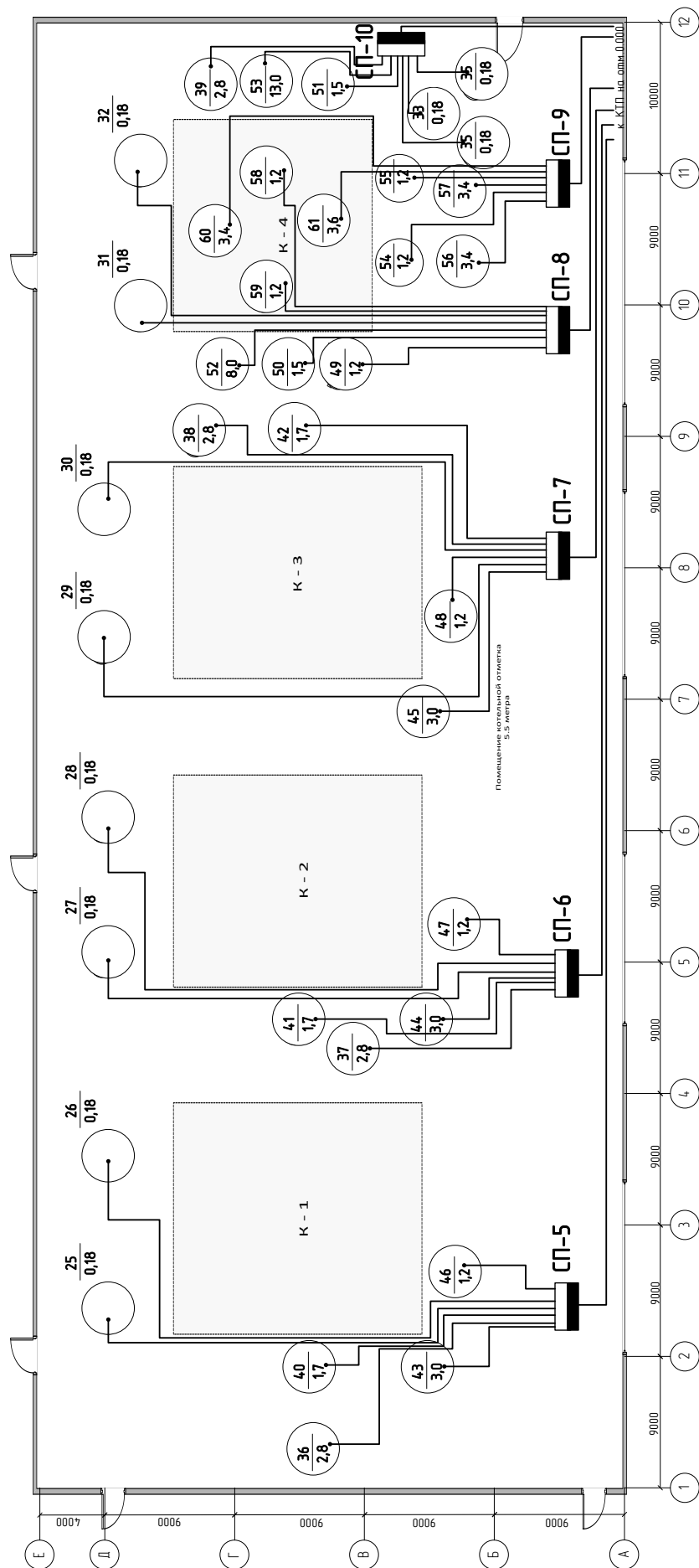


Рисунок 6.2 – Распределение электроэнергии по котельной (отм. 5.500 м)

Таблица 6.2 – Расчет нагрузок узлов второго уровня (силовых пунктов СП)

Исходные данные																		
Наименование ЭП	Количество ЭП	по заданию технологов					по справочным данным			Расчетные величины			Эффективное число ЭП, n	Коэффициент расчетной нагрузки Kr	Расчетная мощность			Расчетный ток Iр, А
		Номинальная, (установленная) мощность, кВт		Косφ	tgφ	K _{п.н.} , кВт	K _{п.н.} tgφ, кВт	n _р	P _р , кВт	Q _р , кВт	S _р , кВт							
		Одного ЭП P _н	Общая P _н =n _р P _н															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15				
СП-1																		
1	Дымосос котла №1	1	110	110	0,6	0,8	0,75	66	49,5	12100								
2	Дымосос котла №2	1	110	110	0,6	0,85	0,62	66	40,92	12100								
3	Дымосос котла №3	1	125	125	0,6	0,87	0,57	75	42,75	15625								
5	Дут.вент. котла №1	1	75	75	0,6	0,84	0,65	45	29,25	5625								
6	Дут.вент. котла №2	1	90	90	0,6	0,85	0,62	54	33,48	8100								
15	Подъемник ТП-9	1	4	4	0,2	0,85	0,62	0,8	0,5	16								
	ИТОГО	6		514	0,6	0,84	0,64	306,8	196,4	53566	5	1,08	331,34	233,26	405,21	615,65		
СП-2																		
4	Дымосос котла №4	1	100	100	0,6	0,84	0,65	60	39	10000								
7	Дут.вент. котла №3	1	90	90	0,6	0,8	0,75	54	40,5	8100								
8	Дут.вент. котла №4	1	110	110	0,6	0,9	0,48	66	31,68	12100								
16	Мельница №1	1	75	75	0,6	0,92	0,43	45	19,35	5625								
17	Мельница №2	1	75	75	0,6	0,92	0,43	45	19,35	5625								
	ИТОГО	5		450	0,6	0,87	0,56	270	149,88	41450	5	1,08	291,6	179,63	342,49	520,36		
СП-3																		
9	Насос отопления	1	75	75	0,6	0,89	0,51	45	22,95	5625								
10	Насос шуровщиков	1	55	55	0,6	0,91	0,46	33	15,18	3025								
14	Золосмывной насос №3	1	55	55	0,6	0,92	0,43	33	14,19	3025								
12	Золосмывной насос №1	1	55	55	0,6	0,9	0,48	33	15,84	3025								
13	Золосмывной насос №2	1	55	55	0,6	0,9	0,48	33	15,84	3025								
11	Пожарный насос	1	75	75	0,6	0,9	0,48	45	21,6	5625								
	ИТОГО	6		370	0,6	0,9	0,48	222	105,6	23350	6	1,06	235,32	124,25	266,11	404,31		
СП-4																		
18	Токарный станок №1	1	22,7	22,7	0,14	0,75	0,88	3,18	2,8	515,29								
22	Электроталь	1	4	4	0,2	0,78	0,8	0,8	0,64	16								
20	Фрезерный станок	1	18,5	18,5	0,14	0,82	0,7	2,59	1,81	342,25								
19	Токарный станок №2	1	7,5	7,5	0,14	0,8	0,75	1,05	0,79	56,25								
23	Наждачный станок №1	1	2,8	2,8	0,14	0,84	0,65	0,39	0,25	7,84								
24	Наждачный станок №2	1	1,1	1,1	0,14	0,8	0,75	0,15	0,11	1,21								
21	Вертик.-сверлильный станок	1	2,8	2,8	0,14	0,84	0,65	0,39	0,25	7,84								
	ИТОГО	7		59,4	0,14	0,79	0,78	8,55	6,65	946,68	4	2,4	20,52	17,61	27,04	41,08		
СП-5																		
25	КДУ ВК-1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324								
26	КДУ ДК-1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324								
36	Задвижка паровая ГПЗ К-1	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84								
40	Шуровщик котла №1	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89								
43	БЦР котла №1	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9								
46	Вибратор бункера К-1	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44								
	ИТОГО	6		9,06	0,6	0,79	0,77	5,44	4,17	21,2348	4	1,26	6,85	5,8	8,98	13,64		
СП-6																		
27	КДУ ВК-2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324								
28	КДУ ДК-2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324								
41	Шуровщик котла №2	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89								
37	Задвижка паровая ГПЗ К-2	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84								
44	БЦР котла №2	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9								
47	Вибратор бункера К-2	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44								
	ИТОГО	6		9,06	0,6	0,79	0,77	5,44	4,17	21,2348	4	1,26	6,85	5,8	8,98	13,64		

Исходные данные															Расчетные величины	Эффективное число ЭП., η_e	Коэффициент расчетной нагрузки Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток Iр, А							
по заданию технологов																		по справочным данным										
Наименование ЭП	Количество ЭП.	Номинальная, (установленная) мощность, кВт		по справочным данным			$K_{p,н}$, кВт	$K_{p,н} \cdot \text{tg}\varphi$, кВт	pr_n	Эффективное число ЭП., η_e	Коэффициент расчетной нагрузки Кр	Pр, кВт	Qр, кВт	Sp, кВт				Расчетный ток Iр, А										
		Одного ЭП P_n	Общая $P_n = \text{pr}_n$	Коэффициент использования, $K_{и}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15														
СП-7																												
29	КДУ ВК-3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
30	КДУ ДК-3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
38	Задвижка паровая ГПЗ К-3	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84																		
42	Шуровчик котла №3	1	1,7	1,7	0,6	0,75	0,88	1,02	0,9	2,89																		
45	БЦР котла №3	1	3	3	0,6	0,8	0,75	1,8	1,35	9																		
48	Вибратор бункера К-3	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44																		
	ИТОГО	6		9,06	0,6	0,79	0,77	5,44	4,17	21,2348	4	1,26	6,85	5,8	8,98	13,64												
СП-8																												
31	КДУ ВК-4	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
32	КДУ ДК-4	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
49	Насос аварийного слива воды	1	30	30	0,6	0,86	0,59	18	10,62	900																		
50	Растопочный насос №1	1	1,5	1,5	0,6	0,83	0,67	0,9	0,6	2,25																		
52	Перекачивающий насос №1	1	8	8	0,6	0,84	0,65	4,8	3,12	64																		
58	Обдв. аппараты ОМ-0,35	1	1,2	1,2	0,6	0,76	0,86	0,72	0,62	1,44																		
59	Обдв. аппараты ОНР-5-58	1	1,2	1,2	0,6	0,76	0,86	0,72	0,62	1,44																		
	ИТОГО	7		42,26	0,6	0,85	0,62	25,36	15,8	969,1948	2	1,33	33,73	23	40,83	62,03												
СП-9																												
54	Вибратор ПСУ-1	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44																		
55	Вибратор ПСУ-2	1	1,2	1,2	0,6	0,74	0,91	0,72	0,66	1,44																		
56	ПСУ №1	1	3,4	3,4	0,6	0,82	0,7	2,04	1,43	11,56																		
57	ПСУ №2	1	3,4	3,4	0,6	0,82	0,7	2,04	1,43	11,56																		
60	Обдв. аппараты ОГ	1	3,4	3,4	0,6	0,76	0,86	2,04	1,75	11,56																		
61	Обдв. аппараты ОН	1	3,6	3,6	0,6	0,75	0,88	2,16	1,9	12,96																		
	ИТОГО	6		16,2	0,6	0,78	0,81	9,72	7,83	50,52	5	1,08	10,5	9,36	14,07	21,38												
СП-10																												
33	КДУ К-4 №1	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
34	КДУ К-4 №2	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
35	КДУ К-4 №3	1	0,18	0,18	0,6	0,7	1,02	0,11	0,11	0,0324																		
39	Задвижка паровая ГПЗ К-4	1	2,8	2,8	0,6	0,85	0,62	1,68	1,04	7,84																		
53	Перекачивающий насос №2	1	13	13	0,6	0,89	0,51	7,8	3,98	169																		
51	Растопочный насос №2	1	1,5	1,5	0,6	0,83	0,67	0,9	0,6	2,25																		
	ИТОГО	6		17,84	0,6	0,87	0,56	10,71	5,95	179,1872	2	1,33	14,24	8,77	16,72	25,4												

7 Выбор мощностей и количества трансформаторов. Проверка необходимости компенсации реактивной мощности в сети

Определим суммарную активную мощность котельной, которая в соответствии с [1] включает в себя расчетную мощность силовой нагрузки, расчетную мощность осветительной нагрузки и потери мощности в линиях на низкой стороне:

$$P_p = P_p + P_{po} + \Delta P, \quad (7.1)$$

где $\Delta P = 0,034 * (P_p + P_{po})$ – потери в сети 0,4 кВ [5, 9]..

Определим суммарную реактивную мощность котельной:

$$Q_p = Q_p + Q_{po}, \quad (7.2)$$

Суммарная полная мощность:

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

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет мощностей на III-ем уровне электроснабжения

Наименование	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформ. шт., кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P_p	Q_p	S_p	
1	2	3	4	5	6
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,58	772,69	448,16	893,25	
Осветительная нагрузка	0,33	27,36	9	28,8	
Итого на стороне 0,4 кВ без учета потерь в сети 0,4 кВ	0,57	800,05	457,16	921,45	
Потери в сети 0,4 кВ		27,2			
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом потерь в сети 0,4 кВ	0,55	827,25	457,16	945,17	2*ТМЗ-630/10

Если известна расчетная мощность объекта проектирования P_p и коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, то можно определить расчетную номинальную мощность трансформатора по формуле [1], кВА:

$$S_{H.T.} = \frac{P_p}{\beta_{m.o}}, \quad (7.3)$$

где P_p – расчетная нагрузка котельной.

$\beta_{m,\delta}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов.

Тогда по формуле (7.3) находим:

$$S_{н.т.} = \frac{827,25}{1,4} = 590,89 \text{ кВА.}$$

Предварительно по расчетной нагрузке выбираем КТП-2х630/6/0,4 (комплектная трансформаторная подстанция, с установкой двух трансформаторов мощностью 630 кВА; первичное напряжение 6 кВ, вторичное 0,4 кВ) [11]. Каталожные данные трансформаторов приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Каталожные данные трансформаторов КТП

$S_{ном.т.}, \text{кВА}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{х}}, \%$
630	1,56	7,6	5,5	2,0

Наибольшая реактивная мощность Q_1 , которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ из сети 6 кВ без увеличения числа трансформаторов (для трансформаторов масляных и заполненных негорючей жидкостью) [1] определяется как

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot N \cdot \beta_m \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}. \quad (7.4)$$

$$Q_1 = \sqrt{(1,1 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 827,25^2} = 506,9 \text{ кВАр.}$$

Определяем мощность КУ на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_p - Q_1 = 457,16 - 506,9 = -49,74 \text{ кВАр.}$$

Исходя из этих соображений, поскольку мощность компенсирующих устройств получилась меньше нуля, то не требуется установка КУ.

Потери мощности в трансформаторах двухтрансформаторной КТП можно определить по выражениям:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (7.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n \cdot \frac{I_{\text{хх}} \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{u_{\text{кз}} \cdot S_p^2}{n \cdot 100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (7.5)$$

где n – количество трансформаторов;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, (кВт);

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, (кВт);

$I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода, %;

$u_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

С учетом потерь в трансформаторах и расчетной величины мощности компенсирующих устройств сформируем таблицу 7.3, с целью вычисления коэффициента реактивной мощности на стороне ВН (6 кВ) трансформаторов.

Экономическое значение коэффициента реактивной мощности в часы максимума нагрузки при напряжении 6-20 кВ составляет 0,4 (Приказ Министерства промышленности и энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»).

Таблица 7.3 – Расчетная нагрузка на высокой стороне трансформаторов

Наименование	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформ. шт., кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P_p	Q_p	S_p	
1	2	3	4	5	6
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом потерь в сети 0,4 кВ	0,55	827,25	457,16	945,17	2*ТМЗ-630/10
Мощность КУ в сети 0,4 кВ			0		
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом КУ	0,55	827,25	457,16	945,17	
Потери в трансформаторах		11,67	64,2		
Итого на стороне ВН 6 кВ	0,62	838,92	521,36	987,73	

В нашем случае коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,87$ (таблица 7.3), поэтому для обеспечения надлежащего качества электроэнергии и выполнения договорных условий необходимы КУ. Подбираем КУ так, чтобы добиться на высокой стороне

Результирующие нагрузки трансформаторной подстанции рекомендуется заносить в формуляр Ф202-90 [6], который составляется с учетом полученных результатов расчетов (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Результирующие нагрузки трансформаторной подстанции

Наименование	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформ. шт., кВА
		кВт	кВАр	кВА	
		P_p	Q_p	S_p	
1	2	3	4	5	6
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,58	772,69	448,16	893,25	
Осветительная нагрузка	0,33	27,36	9	28,8	
Итого на стороне 0,4 кВ без учета потерь в сети 0,4 кВ	0,57	800,05	457,16	921,45	
Потери в сети 0,4 кВ		27,2			
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом потерь в сети 0,4 кВ	0,55	827,25	457,16	945,17	
Мощность КУ в сети 0,4 кВ с учетом выполнения предельного $\text{tg}\varphi$			-200		2*АУКРМ-ЭМ 0,4-100-10
Итого на стороне 0,4 кВ с учетом КУ	0,31	827,25	257,16	866,3	2*ТМЗ-630/10
Потери в трансформаторах	$K_z=0,69;$ $K_{пер}=1,38$	10,3	57,96		
Итого на стороне ВН 6 кВ с учетом выполнения предельного $\text{tg}\varphi$	0,38	837,55	315,12	894,87	

Выбираем следующие две конденсаторные установки для подключения на каждую секцию 0,4 кВ КТП: АУКРМ-ЭМ-0,4-100-10, номинальная мощность 100 кВАр – выбираются две установки для обеспечения предельного $\text{tg}\varphi < 0,4$ на стороне ВН 6 кВ (таблица 7.4).

Таким образом, фактическая мощность комплектной конденсаторной установки:

$$Q_{\text{КУ}\Sigma} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ кВАр.}$$

Эта мощность записывается в соответствующую строку таблицы 7.4 со знаком минус.

$$I_{\text{КУ}} = \frac{S_{\text{КУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 151,93 \text{ А.}$$

Выбираем для конденсаторной установки автоматический выключатель ВА 51-35 с номинальным током $I_{\text{НОМ}} = 160 \text{ А}$.

Коэффициент загрузки и коэффициент перегрузки соответственно:

$$K_{3.T} = \frac{S_{цеха}}{2S_{H.T}},$$

$$K_{3.T} = \frac{866,3}{2 \cdot 630} = 0,69 < 0,7;$$

$$K_{пер} = \frac{866,3}{630} = 1,38 < 1,4.$$

Исходя из таблицы 7.4 коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов меньше предельных значений, а также предельное значение коэффициента реактивной мощности на стороне 6 кВ обеспечивается:

$$\operatorname{tg}\varphi = 0,38 < \operatorname{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0,4.$$

В соответствии с таблицей 12.4, мощность III уровня системы электропитания с учетом мощности компенсирующих устройств определится как:

$$P_{III} = P_{свл} + P_{осв} + \Delta P, \quad (7.1)$$

$$Q_{III} = Q_{свл} + Q_{осв} - Q_{KV}, \quad (7.2)$$

$$S_{III} = \sqrt{P_{III}^2 + Q_{III}^2}. \quad (7.3)$$

По формулам (7.1) – (7.3) находим:

$$P_{III} = 772,69 + 27,36 + 27,2 = 827,25 \text{ кВт},$$

где потери в сети: $\Delta P = 0,034(P_{свл} + P_{осв}) = 0,034(772,69 + 27,36) = 27,2 \text{ кВт},$

$$Q_{III} = 448,16 + 9 - 200 = 257,16 \text{ кВар}.$$

$$S_{III} = \sqrt{827,25^2 + 257,16^2} = 866,3 \text{ кВА}.$$

Нагрузка на IV уровне электропитания может быть определена с учетом потерь в обоих трансформаторах, входящих в состав КТП, поэтому в соответствии с таблицей 12.4 получим:

$$P_{IV} = P_{III} + \Delta P_T; \quad (7.4)$$

$$Q_{IV} = Q_{III} + \Delta Q_T; \quad (7.5)$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2}. \quad (7.6)$$

$$P_{IV} = 827,25 + 10,3 = 837,55 \text{ кВт};$$

$$Q_{IV} = 257,16 + 57,96 = 315,12 \text{ кВар};$$

$$S_{IV} = \sqrt{837,55^2 + 315,12^2} = 894,87 \text{ кВА}.$$

Определяем сечения линии связи котельной с источником питания.

Сечения проводов в сетях выше 1000 В выбираются по экономической плотности тока, соответствующее режиму максимальных нагрузок:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.7)$$

где I_p – расчетный ток одной линии в нормальном режиме работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы [7, таблица 1.3.36].

Выбранные сечения должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева, термической стойкости при токах КЗ, механической прочности, допустимой потере напряжения.

Расчетный ток одной линии в нормальном режиме работы:

$$I_p = \frac{S_{\text{IV}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{894,87}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 25,83 \text{ А.}$$

По формуле (7.7) находим:

$$S_{\text{эк}} = \frac{25,83}{1,4} = 18,5 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное для 6 кВ и допустимое по механической прочности сечение – 16 мм² [7, таблица 2.4.1]. По [18, таблица 10] при условии прокладки по воздуху выбираем провод СИП 3х25 с допустимым током нагрузки 100 А. Фактический длительный ток нагрева в послеаварийном режиме (когда отключается одна из параллельных цепей) равен:

$$I_{\text{пав}} = 2 \cdot 25,83 = 51,66 \text{ А,}$$

следовательно, выбранное сечение проходит по допустимому току нагрева в рабочих режимах:

$$51,66 < 100 \text{ А.}$$

Потери мощности в ЛЭП определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{IV}}^2}{U^2} \cdot \frac{r_{\text{уд}} \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (7.8)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{IV}}^2}{U^2} \cdot \frac{x_{\text{уд}} \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (7.9)$$

где $r_{уд}$ – активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;
 $x_{уд}$ – реактивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;
 l – длина линии, км;
 n – количество параллельно подключенных линий (цепей).

$$\Delta P_{лЭП} = \frac{894,87^2}{10^2} \cdot \frac{1,24 \cdot 3,2}{2} \cdot 10^{-3} = 44,13 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{лЭП} = \frac{894,87^2}{10^2} \cdot \frac{0,099 \cdot 3,2}{2} \cdot 10^{-3} = 3,52 \text{ кВар.}$$

$$\Delta S_{лЭП} = \sqrt{44,13^2 + 3,52^2} = 44,27 \text{ кВА.}$$

Потери напряжения в высоковольтной линии напряжением до 35 кВ (в нашем случае 6 кВ), в процентах от номинального напряжения [12] определяют по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%}{U_{ном}}. \quad (7.10)$$

параметры те же, из формулы (7.9).

Таким образом, потери напряжения в питающей линии:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 25,83 \cdot 3,2 \cdot (1,24 \cdot 0,93 + 0,099 \cdot 0,37) \cdot 100\%}{10000} = 2,84 < 5\%;$$

где значение $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ определены в соответствии с таблицей 12.4 с учетом выполнения предельного $\text{tg} \varphi$.

Потери напряжения находятся в допустимых пределах.

Потери мощности в питающей линии 6 кВ в сумме с нагрузкой IV уровня составляют нагрузку V уровня:

$$P_V = P_{IV} + \Delta P_{лЭП}; \quad (7.11)$$

$$Q_V = Q_{IV} + \Delta Q_{лЭП}; \quad (7.12)$$

$$S_V = \sqrt{P_V^2 + Q_V^2}. \quad (7.13)$$

$$P_V = 837,55 + 44,13 = 881,68 \text{ кВт};$$

$$Q_V = 315,12 + 3,52 = 318,64 \text{ кВар};$$

$$S_V = \sqrt{881,68^2 + 318,64^2} = 937,49 \text{ кВА.}$$

8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей, способов их прокладки

Цеховую электрическую сеть выполняем кабельными линиями, проложенными в специальных каналах, по конструкциям котельной [12]. Отдельные электроприемники запитываются кабелями, проложенными в полу и по конструкциям, СП запитаны через кабели, проложенные в трубах в полу.

Трансформаторная подстанция – комплектная. Для удобства обслуживания и из технических соображений располагается рядом с объектом и находится в специально выделенном помещении, при этом не нарушается технологический режим.

На трансформаторных подстанциях установлены двухобмоточные трансформаторы типа ТМЗ напряжением 6/0,4 кВ.

На вводах используется вводные распределительные устройства. На отходящих линиях установлены автоматические выключатели.

Электрическая сеть цеха состоит из распределительной сети (сеть от НН КТП до СП), выполненной четырехжильными кабельными линиями напряжением 380 В марки АВБбШв, и групповой сети (сеть от РП до электроприемников), выполненной четырехжильными кабельными линиями напряжением 380 В марки АВБбШв.

АВБбШв - это силовой бронированный лентами кабель, с алюминиевой жилой, изоляцией и защитным шлангом из ПВХ:

А - алюминиевая токопроводящая жила;

В - изоляция из ПВХ пластиката;

Б - броня из стальных оцинкованных лент;

б - без подушки под броней;

Шв - выпрессованный ПВХ защитный шланг.

Все электроприемники и светильники собраны соответственно на щитки силовые типа ПР-8804, ПР-8501 и осветительные типа ЩО-II и ОЦВ-6.

9 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей

Выбор автоматических выключателей для защиты отдельных электроприемников производим по следующим условиям [13]:

а) по номинальному напряжению

$$U_a \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (9.1)$$

где U_a - номинальное напряжение автомата, В.

б) по номинальному току (уставка теплового расцепителя):

$$I_{\text{расц}} \geq 1,25 \cdot I_p, \quad (9.2)$$

$$I_{\text{ном.а}} \geq 1,25 \cdot I_p, \quad (9.3)$$

где $I_{\text{ном.а}}$ - номинальный ток теплового расцепителя, А;

$I_{\text{ном.а}}$ - номинальный ток автомата, А.

в) по номинальному току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{ном.то}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (9.4)$$

где $I_{\text{ном.то}}$ – номинальный ток срабатывания токовой отсечки, А:

$$I_{\text{ном.то}} = K_o \cdot I_{\text{расц}}, \quad (9.5)$$

где кратность отсечки K_o принимается из ряда 3, 5, 7, 10 для автоматов серии ВА. Для выполнения условия достаточно взять кратность не менее 5-7, соразмерную с кратностью пуска отдельного ЭП.

Результаты выбора автоматов для отдельных электроприемников представлены в таблице 9.1.

Таблица 10.1 – Выбор автоматов для отдельных ЭП

№ ЭП	I_p , А	Расчетный ток $1,0-1,25 \cdot I_p$, А	$I_{ном.а}$, А	$I_{расц.}$, А	$I_{пуск}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пуск}$, А	K_o	$I_{ном.то}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, КА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	208,91	261,14	400	320	1044,55	1253,46	7	2240	ВА 51-37	25
2	196,62	245,78	250	250	983,1	1179,72	7	1750	ВА 51-35	15
3	218,3	272,88	400	320	1091,5	1309,8	7	2240	ВА 51-37	25
4	180,87	226,09	250	250	904,35	1085,22	7	1750	ВА 51-35	15
5	135,66	169,58	250	200	678,3	813,96	7	1400	ВА 51-35	15
6	160,87	201,09	250	250	804,35	965,22	7	1750	ВА 51-35	15
7	170,93	213,66	250	250	854,65	1025,58	7	1750	ВА 51-35	15
8	185,7	232,13	250	250	928,5	1114,2	7	1750	ВА 51-35	15
9	128,03	160,04	250	200	640,15	768,18	7	1400	ВА 51-35	15
10	91,83	114,79	160	125	459,15	550,98	7	875	ВА 51-31	7
11	126,61	158,26	160	160	633,05	759,66	7	1120	ВА 51-35	15
12	92,85	116,06	160	125	464,25	557,1	7	875	ВА 51-31	7
13	92,85	116,06	160	125	464,25	557,1	7	875	ВА 51-31	7
14	90,83	113,54	160	125	454,15	544,98	7	875	ВА 51-31	7
15	4,52	5,65	25	6,3	22,6	27,12	7	44,1	ВА 51-25	2
16	123,86	154,83	160	160	619,3	743,16	7	1120	ВА 51-35	15
17	123,86	154,83	160	160	619,3	743,16	7	1120	ВА 51-35	15
18	45,99	57,49	100	63	229,95	275,94	7	441	ВА 51-31	6
19	14,24	17,8	25	20	71,2	85,44	7	140	ВА 51-25	3
20	34,28	42,85	100	50	171,4	205,68	7	350	ВА 51-31	6
21	5,06	6,33	25	8	25,3	30,36	7	56	ВА 51-25	2
22	4,93	6,16	25	6,3	24,65	29,58	7	44,1	ВА 51-25	2
23	5,06	6,33	25	8	25,3	30,36	7	56	ВА 51-25	2
24	2,09	2,61	25	3,15	10,45	12,54	7	22,05	ВА 51-25	1,5
25	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
26	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
27	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
28	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
29	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
30	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
31	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
32	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
33	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
34	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
35	0,39	0,49	25	0,5	1,95	2,34	7	3,5	ВА 51-25	3
36	5	6,25	25	6,3	25	30	7	44,1	ВА 51-25	2
37	5	6,25	25	6,3	25	30	7	44,1	ВА 51-25	2
38	5	6,25	25	6,3	25	30	7	44,1	ВА 51-25	2
39	5	6,25	25	6,3	25	30	7	44,1	ВА 51-25	2
40	3,44	4,3	25	5	17,2	20,64	7	35	ВА 51-25	1,5
41	3,44	4,3	25	5	17,2	20,64	7	35	ВА 51-25	1,5
42	3,44	4,3	25	5	17,2	20,64	7	35	ВА 51-25	1,5
43	5,7	7,13	25	8	28,5	34,2	7	56	ВА 51-25	2
44	5,7	7,13	25	8	28,5	34,2	7	56	ВА 51-25	2
45	5,7	7,13	25	8	28,5	34,2	7	56	ВА 51-25	2
46	2,46	2,46	25	2,5	12,3	14,76	7	17,5	ВА 51-25	1,5
47	2,46	2,46	25	2,5	12,3	14,76	7	17,5	ВА 51-25	1,5
48	2,46	2,46	25	2,5	12,3	14,76	7	17,5	ВА 51-25	1,5
49	53	53	100	63	265	318	7	441	ВА 51-31	6
50	2,75	2,75	25	3,15	13,75	16,5	7	22,05	ВА 51-25	1,5
51	2,75	3,44	25	4	13,75	16,5	7	28	ВА 51-25	1,5
52	14,47	18,09	25	20	72,35	86,82	7	140	ВА 51-25	3
53	22,19	27,74	100	31,5	110,95	133,14	7	220,5	ВА 51-31	6
54	2,46	3,08	25	4	12,3	14,76	7	28	ВА 51-25	1,5
55	2,46	3,08	25	4	12,3	14,76	7	28	ВА 51-25	1,5
56	6,3	7,88	25	8	31,5	37,8	7	56	ВА 51-25	2
57	6,3	7,88	25	8	31,5	37,8	7	56	ВА 51-25	2
58	2,4	3	25	3,15	12	14,4	7	22,05	ВА 51-25	1,5
59	2,4	3	25	3,15	12	14,4	7	22,05	ВА 51-25	1,5
60	6,8	8,5	25	10	34	40,8	7	70	ВА 51-25	2,5
61	7,29	9,11	25	10	36,45	43,74	7	70	ВА 51-25	2,5

Выбор автоматических выключателей для защиты линий (к СП), питающих группу электроприемников, производим по следующим условиям [13]:

а) по номинальному напряжению

$$U_a \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (9.6)$$

где U_a - номинальное напряжение автомата, В.

Все выбираемые автоматы рассчитаны на напряжение 0,4-0,66 кВ.

б) по номинальному току (уставка теплового расцепителя), в зависимости от того, есть ли в группе двигатели (1,1) или это бездвигательная нагрузка (1,0):

$$I_{\text{расц}} \geq (1,0 - 1,1) \cdot I_M, \quad (9.7)$$

$$I_{\text{ном.а}} \geq (1,0 - 1,1) \cdot I_M, \quad (9.8)$$

где $I_{\text{ном.а}}$ - номинальный ток автомата, А;

$I_{\text{расц}}$ - номинальный ток теплового расцепителя, А;

I_M - максимальный расчетный ток защищаемой линии.

в) по номинальному току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{ном.то}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{пик}}, \quad (9.9)$$

где $I_{\text{ном.то}}$ - номинальный ток срабатывания токовой отсечки, А:

$$I_{\text{ном.то}} = K_o \cdot I_{\text{расц}}, \quad (9.10)$$

где кратность отсечки K_o принимается из ряда 3, 5, 7, 10 для автоматов серии ВА. Для выполнения условия достаточно взять кратность не менее 5-7, соразмерную с кратностью пуска электродвигателя отдельного ЭП.

$I_{\text{пик}}$ - пиковый ток, А [12, с. 38]:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{п.нб}} + (I_p - k_{\text{и.нб}} \cdot I_{\text{н.нб}}), \quad (9.11)$$

где $I_{\text{п.нб}}$ - пусковой ток наибольшего по мощности электроприемника в группе, А;

$I_{\text{н.нб}}$ - номинальный ток наибольшего по мощности электроприемника в группе, А;

I_p - расчетный ток группы электроприемников, А;

$k_{\text{и.нб}}$ - коэффициент использования, характерный для наибольшего по мощности электроприемника в группе.

Для защиты распределительных пунктов и КТП выбираем автоматы

серии ВА51 - ВА53 [13] (таблицы 9.2-9.3).

Таблица 9.2 – Выбор автоматов для защиты СП

Наименование	Расчетный ток присоединения, А	Расчетный ток для выбора автомата, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Номинальный ток расцепителя $I_{расц}$, А	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пик}$, А	K_o	$I_{ном.т ос}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, кА
СП-1	615,65	627,96	630	630	3078,25	3693,9	7	4410	ВА 51-39	35
СП-2	520,36	572,4	630	630	2601,8	3122,16	7	4410	ВА 51-39	35
СП-3	404,31	444,74	630	500	2021,55	2425,86	7	3500	ВА 51-39	35
СП-4	41,08	45,19	100	50	205,4	246,48	7	350	ВА 51-31	7
СП-5	13,64	15	25	20	68,2	81,84	7	140	ВА 51-25	3
СП-6	13,64	15	25	20	68,2	81,84	7	140	ВА 51-25	3
СП-7	13,64	15	25	20	68,2	81,84	7	140	ВА 51-25	3
СП-8	62,03	68,23	100	80	310,15	372,18	7	560	ВА 51-31	7
СП-9	21,38	23,52	25	25	106,9	128,28	7	175	ВА 51-25	3
СП-10	25,4	27,94	100	31,5	127	152,4	7	220,5	ВА 51-31	7

Таблица 9.3 – Выбор вводного и секционного автоматов на КТП

Наименование автомата на НН КТП	Расчетный ток присоединения, А	Расчетный ток для выбора автомата, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Номинальный ток расцепителя $I_{расц}$, А	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пик}$, А	K_o	$I_{ном.т ос}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, кА
Вводной QF1, QF3	1400	1470	1600	1600	7000	8400	7	11200	ВА 53-43	31
Секционный QF2	700	735	1000	800	3500	4200	7	5600	ВА 53-41	25

10 Выбор сечений проводов и жил кабелей для подключения ЭП

Для питания СП и ЭП применяем кабели марки АВБбШв, выбор сечения которых производится по расчетному току [17].

Сечение кабеля выбирается по нагреву длительным расчетным током, тогда приведенный расчетный ток будет определяться по выражению:

$$I_{\text{расчп}} = \frac{I_p}{k_{\text{п}}}, \quad (10.1)$$

где I_p – расчетный ток проводника, А;

$k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий условия прокладки проводов и кабелей (при нормальных условиях прокладки $k_{\text{п}} = 1$).

Затем по справочной литературе находится сечение проводника, удовлетворяющее условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расчп}}, \quad (10.2)$$

Проводники для линий к отдельным электроприемникам выбираются с учетом соответствия аппарату защиты согласно условиям [13]:

$$I_{\text{пр}} \geq I_p, \quad (10.3)$$

$$I_{\text{пр}} \geq K_{\text{зщ}} \cdot I_{\text{расц}}, \quad (10.4)$$

где $K_{\text{зщ}} = 1$ – поправочный коэффициент защиты (для невзрыво- и непожароопасных помещений); $I_{\text{ном.а}}$ – номинальный ток уставки теплового расцепителя автомата, А (таблица 10.1, графа 5).

Выбор сечений проводов и кабельных линий приведен в таблицах 10.1-10.2.

Таблица 10.1 – Выбор кабелей для питания СП

Номер СП	Расчетный ток I_p , А	Ток срабатывания теплового расцепителя автомата, А	Допустимый ток кабеля, А	Сечение основной жилы S , мм ²	Марка, сечение кабеля
1	2	3	4	5	6
СП-1	615,65	630	686	(2)х240	2АВБбШв 4х240
СП-2	520,36	630	686	(2)х240	2АВБбШв 4х240
СП-3	404,31	500	508	(2)х150	2АВБбШв 4х150
СП-4	41,08	50	62	16	АВБбШв 4х16
СП-5	13,64	20	27	4	АВБбШв 4х4
СП-6	13,64	20	27	4	АВБбШв 4х4
СП-7	13,64	20	27	4	АВБбШв 4х4
СП-8	62,03	80	101	35	АВБбШв 4х35
СП-9	21,38	25	34	6	АВБбШв 4х6
СП-10	25,4	31,5	34	6	АВБбШв 4х6

Таблица 10.2 – Выбор сечений кабельных линий для ЭП

№ ЭП	Расчетный ток I_p , А	Номинальный ток расцепителя автомата, А	Допустимый ток кабеля, А	Сечение основной жилы S , мм ²	Марка, сечение кабеля
1	2	3	4	5	6
1	208,91	320	343	240	АВБ6Шв 4х240
2	196,62	250	254	150	АВБ6Шв 4х150
3	218,3	320	343	240	АВБ6Шв 4х240
4	180,87	250	254	150	АВБ6Шв 4х150
5	135,66	200	219	120	АВБ6Шв 4х120
6	160,87	250	254	150	АВБ6Шв 4х150
7	170,93	250	254	150	АВБ6Шв 4х150
8	185,7	250	254	150	АВБ6Шв 4х150
9	128,03	200	219	120	АВБ6Шв 4х120
10	91,83	125	126	50	АВБ6Шв 4х50
11	126,61	160	190	95	АВБ6Шв 4х95
12	92,85	125	126	50	АВБ6Шв 4х50
13	92,85	125	126	50	АВБ6Шв 4х50
14	90,83	125	126	50	АВБ6Шв 4х50
15	4,52	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
16	123,86	160	190	95	АВБ6Шв 4х95
17	123,86	160	190	95	АВБ6Шв 4х95
18	45,99	63	82	25	АВБ6Шв 4х25
19	14,24	20	27	4	АВБ6Шв 4х4
20	34,28	50	62	16	АВБ6Шв 4х16
21	5,06	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
22	4,93	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
23	5,06	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
24	2,09	3,15	27	4	АВБ6Шв 4х4
25	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
26	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
27	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
28	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
29	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
30	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
31	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
32	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
33	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
34	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
35	0,39	0,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
36	5	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
37	5	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
38	5	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
39	5	6,3	27	4	АВБ6Шв 4х4
40	3,44	5	27	4	АВБ6Шв 4х4
41	3,44	5	27	4	АВБ6Шв 4х4
42	3,44	5	27	4	АВБ6Шв 4х4
43	5,7	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
44	5,7	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
45	5,7	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
46	2,46	2,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
47	2,46	2,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
48	2,46	2,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
49	53	63	27	4	АВБ6Шв 4х4
50	2,75	3,15	27	4	АВБ6Шв 4х4
51	2,75	4	27	4	АВБ6Шв 4х4
52	14,47	20	27	4	АВБ6Шв 4х4
53	22,19	31,5	27	4	АВБ6Шв 4х4
54	2,46	4	27	4	АВБ6Шв 4х4
55	2,46	4	27	4	АВБ6Шв 4х4
56	6,3	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
57	6,3	8	27	4	АВБ6Шв 4х4
58	2,4	3,15	27	4	АВБ6Шв 4х4
59	2,4	3,15	27	4	АВБ6Шв 4х4
60	6,8	10	27	4	АВБ6Шв 4х4
61	7,29	10	27	4	АВБ6Шв 4х4

Произведем расчет потерь мощности и напряжения в кабельных линиях (таблица 10.3-10.4). Потеря напряжения в процентах к номинальному напряжению сети [12, с. 54]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi), \quad (10.5)$$

где I_p - расчетный ток электроприемника, А, остальное - формула (7.9).

Потеря напряжения в процентах:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{ном}}, \quad (10.6)$$

Потеря активной и реактивной мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot l, \quad (10.7)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_p^2 \cdot x_{уд} \cdot l, \quad (10.8)$$

где $I_{РАБ}$ – максимальный рабочий ток электроприемника, А; остальное - формула (7.9).

Таблица 10.3 – Расчет потерь мощности и напряжения

№	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	r _{уд} , Ом/км	x _{уд} , Ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔU, В	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,8	0,6	21	208,91	240	0,129	0,0587	0,28	0,355	1,064	0,161
2	0,85	0,53	7	196,62	150	0,206	0,0596	0,13	0,167	0,494	0,048
3	0,87	0,49	29	218,3	240	0,129	0,0587	0,41	0,535	1,558	0,243
4	0,84	0,54	5	180,87	150	0,206	0,0596	0,08	0,101	0,304	0,029
5	0,84	0,54	10	135,66	120	0,258	0,0602	0,15	0,142	0,57	0,033
6	0,85	0,53	17	160,87	150	0,206	0,0596	0,26	0,272	0,988	0,079
7	0,8	0,6	14	170,93	150	0,206	0,0596	0,22	0,253	0,836	0,073
8	0,9	0,44	15	185,7	150	0,206	0,0596	0,27	0,32	1,026	0,092
9	0,89	0,46	30	128,03	120	0,258	0,0602	0,45	0,381	1,71	0,089
10	0,91	0,41	25	91,83	50	0,62	0,0625	0,62	0,392	2,356	0,04
11	0,9	0,44	7	126,61	95	0,326	0,0602	0,13	0,11	0,494	0,02
12	0,9	0,44	16	92,85	50	0,62	0,0625	0,4	0,257	1,52	0,026
13	0,9	0,44	9	92,85	50	0,62	0,0625	0,22	0,144	0,836	0,015
14	0,92	0,39	17	90,83	50	0,62	0,0625	0,42	0,261	1,596	0,026
15	0,85	0,53	30	4,52	4	7,74	0,095	0,41	0,014	1,558	0,0002
16	0,92	0,39	35	123,86	95	0,326	0,0602	0,64	0,525	2,432	0,097
17	0,92	0,39	33	123,86	95	0,326	0,0602	0,6	0,495	2,28	0,091
18	0,75	0,66	20	45,99	25	1,24	0,0662	0,41	0,157	1,558	0,008
19	0,8	0,6	9	14,24	4	7,74	0,095	0,37	0,042	1,406	0,001
20	0,82	0,57	16	34,28	16	1,94	0,0675	0,41	0,109	1,558	0,004
21	0,84	0,54	16	5,06	4	7,74	0,095	0,24	0,01	0,912	0,0001
22	0,78	0,63	10	4,93	4	7,74	0,095	0,14	0,006	0,532	0,0001
23	0,84	0,54	12	5,06	4	7,74	0,095	0,18	0,007	0,684	0,0001
24	0,8	0,6	14	2,09	4	7,74	0,095	0,08	0,001	0,304	0,00002

№	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	γ _{уд} , Ом/км	χ _{уд} , Ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔU, В	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
25	0,7	0,71	35	0,39	4	7,74	0,095	0,03	0	0,114	1,5E-06
26	0,7	0,71	45	0,39	4	7,74	0,095	0,04	0	0,152	2E-06
27	0,7	0,71	35	0,39	4	7,74	0,095	0,03	0	0,114	1,5E-06
28	0,7	0,71	43	0,39	4	7,74	0,095	0,04	0	0,152	1,9E-06
29	0,7	0,71	41	0,39	4	7,74	0,095	0,04	0	0,152	1,8E-06
30	0,7	0,71	38	0,39	4	7,74	0,095	0,04	0	0,152	1,6E-06
31	0,7	0,71	30	0,39	4	7,74	0,095	0,03	0	0,114	1,3E-06
32	0,7	0,71	40	0,39	4	7,74	0,095	0,04	0	0,152	1,7E-06
33	0,7	0,71	7	0,39	4	7,74	0,095	0,01	0	0,038	3E-07
34	0,7	0,71	12	0,39	4	7,74	0,095	0,01	0	0,038	5E-07
35	0,7	0,71	6	0,39	4	7,74	0,095	0,01	0	0,038	3E-07
36	0,85	0,53	26	5	4	7,74	0,095	0,39	0,015	1,482	0,0002
37	0,85	0,53	19	5	4	7,74	0,095	0,29	0,011	1,102	0,0001
38	0,85	0,53	33	5	4	7,74	0,095	0,5	0,019	1,9	0,0002
39	0,85	0,53	15	5	4	7,74	0,095	0,23	0,009	0,874	0,0001
40	0,75	0,66	21	3,44	4	7,74	0,095	0,19	0,006	0,722	0,0001
41	0,75	0,66	12	3,44	4	7,74	0,095	0,11	0,003	0,418	0,00004
42	0,75	0,66	26	3,44	4	7,74	0,095	0,24	0,007	0,912	0,0001
43	0,8	0,6	12	5,7	4	7,74	0,095	0,19	0,009	0,722	0,0001
44	0,8	0,6	12	5,7	4	7,74	0,095	0,19	0,009	0,722	0,0001
45	0,8	0,6	19	5,7	4	7,74	0,095	0,31	0,014	1,178	0,0002
46	0,74	0,67	11	2,46	4	7,74	0,095	0,07	0,002	0,266	0,00002
47	0,74	0,67	11	2,46	4	7,74	0,095	0,07	0,002	0,266	0,00002
48	0,74	0,67	11	2,46	4	7,74	0,095	0,07	0,002	0,266	0,00002
49	0,86	0,51	16	5,3	4	7,74	0,095	2,59	1,044	9,842	0,013
50	0,83	0,56	20	2,75	4	7,74	0,095	0,16	0,004	0,608	0,00004
51	0,83	0,56	7	2,75	4	7,74	0,095	0,06	0,001	0,228	0,00002
52	0,84	0,54	25	14,47	4	7,74	0,095	1,08	0,122	4,104	0,001
53	0,89	0,46	12	22,19	4	7,74	0,095	0,84	0,137	3,192	0,002
54	0,74	0,67	16	2,46	4	7,74	0,095	0,1	0,002	0,38	0,00003
55	0,74	0,67	11	2,46	4	7,74	0,095	0,07	0,002	0,266	0,00002
56	0,82	0,57	11	6,3	4	7,74	0,095	0,2	0,01	0,76	0,00012
57	0,82	0,57	7	6,3	4	7,74	0,095	0,13	0,006	0,494	0,00008
58	0,76	0,65	29	2,4	4	7,74	0,095	0,19	0,004	0,722	0,00005
59	0,76	0,65	22	2,4	4	7,74	0,095	0,14	0,003	0,532	0,00004
60	0,76	0,65	35	6,8	4	7,74	0,095	0,64	0,038	2,432	0,00046
61	0,75	0,66	19	7,29	4	7,74	0,095	0,37	0,023	1,406	0,00029

Таблица 10.4 – Расчет потерь в кабелях, питающих СП

№ СП	cosφ	sinφ	L, м	I _{раб} , А	S, мм ²	γ _{уд} , Ом/км	χ _{уд} , Ом/км	ΔU, %	ΔP, кВт	ΔU, В	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,84	0,54	103	615,65	(2)х240	0,0645	0,02935	2,02	7,554	7,676	3,437
2	0,87	0,49	54	520,36	(2)х240	0,0645	0,02935	0,9	2,829	3,42	1,287
3	0,9	0,44	83	404,31	(2)х150	0,103	0,0298	1,62	4,192	6,156	1,213
4	0,79	0,61	48	41,08	16	1,94	0,0675	1,41	0,471	5,358	0,016
5	0,79	0,61	88	13,64	4	7,74	0,095	3,38	0,38	12,844	0,005
6	0,79	0,61	67	13,64	4	7,74	0,095	2,57	0,289	9,766	0,004
7	0,79	0,61	40	13,64	4	7,74	0,095	1,54	0,173	5,852	0,002
8	0,85	0,53	26	62,03	35	0,89	0,0637	0,58	0,267	2,204	0,019
9	0,78	0,63	19	21,38	6	5,17	0,09	0,76	0,135	2,888	0,002
10	0,87	0,49	21	25,4	6	5,17	0,09	1,1	0,21	4,18	0,004

11 Электротехнический расчет электрического освещения. Выбор щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры

11.1 Электротехнический расчет рабочего освещения

Произведем расчет для рабочего и аварийного освещения согласно методикам, представленным в [10, 12].

Момент осветительной нагрузки определяют по выражению:

$$M = \sum P_i \cdot l_i, \quad (11.1)$$

где P_i – мощность лампы, кВт.

l_i – расстояние от ИП до лампы, м.

$$\sum M_a \approx \sum M_b \approx \sum M_c. \quad (11.2)$$

Такое размещение позволяет выравнять нагрузку по фазам.

Произведем выбор сечения проводников осветительной сети. Выбор сечения осуществляется с учетом рекомендаций:

- должна обеспечиваться достаточная механическая прочность.

- прохождение тока нагрузки не должно вызвать перегрев проводников

$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб}}$.

У источника света должен поддерживаться необходимый уровень напряжения.

Потери напряжения, %:

$$\Delta U = \frac{M_{\text{max}}}{K_c \cdot s}, \quad (11.3)$$

где $K_c = 44 / 7,4$ – для сети 380/220 В при алюминиевых проводниках [12];

s – сечение проводника.

Расчетная нагрузка определяется по формуле (5.4).

Расчетный ток определяется по аналогии с формулой (4.5) применительно к светодиодному освещению, учитывая коэффициент мощности в знаменателе 0,95 и активную мощность в числителе дроби.

В котельной на обеих отметках имеется 6 рядов по 12 светильников со светодиодными лампами мощностью 0,2 кВт. Распределим их по фазам так, как показано на рисунке 11.1.

Значения результирующих моментов по каждой фазе:

$$M_{1\text{ряда А}} = P l_{01} + P(l_{01}+3l) + P(l_{01}+6l) + P(l_{01}+9l);$$

$$M_{2\text{ряда А}} = P(l_{02}+2l) + P(l_{02}+7l) + P(l_{02}+10l);$$

$$M_{3\text{ряда А}} = P(l_{03}+1l) + P(l_{03}+4l) + P(l_{03}+6l) + P(l_{01}+9l);$$

$$M_{4\text{ряда А}} = P l_{04} + P(l_{04}+7l) + P(l_{04}+10l);$$

$$M_{5\text{ряда } A} = P(l_{05}+1l) + P(l_{05}+5l) + P(l_{05}+8l) + P(l_{05}+11l);$$

$$M_{6\text{ряда } A} = P l_{06} + P(l_{06}+3l) + P(l_{06}+6l) + P(l_{06}+9l).$$

$$M_{1\text{ряда } A} = 0,2*39 + 0,2*(39+3*8,2) + 0,2*(39+6*8,2) + 0,2*(39+9*8,2) = 121,44 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{2\text{ряда } A} = 0,2*(31+2*8,2) + 0,2*(31+7*8,2) + 0,2*(31+10*8,2) = 99,52 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{3\text{ряда } A} = 0,2*(22+1*8,2) + 0,2*(22+4*8,2) + 0,2*(22+6*8,2) + 0,2*(22+9*8,2) = 100,8 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{4\text{ряда } A} = 0,2*12 + 0,2*(12+7*8,2) + 0,2*(12+10*8,2) = 70,16 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{5\text{ряда } A} = 0,2*(23+1*8,2) + 0,2*(23+5*8,2) + 0,2*(23+8*8,2) + 0,2*(23+11*8,2) = 118,8 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{6\text{ряда } A} = 0,2*32 + 0,2*(32+3*8,2) + 0,2*(32+6*8,2) + 0,2*(32+9*8,2) = 110,24 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } A} = 620,96 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{1\text{ряда } B} = P(l_{01}+1l) + P(l_{01}+4l) + P(l_{01}+7l) + P(l_{01}+10l);$$

$$M_{2\text{ряда } B} = P l_{02} + P(l_{02}+3l) + P(l_{02}+5l) + P(l_{01}+8l) + P(l_{01}+11l);$$

$$M_{3\text{ряда } B} = P(l_{03}+2l) + P(l_{03}+7l) + P(l_{01}+10l);$$

$$M_{4\text{ряда } B} = P(l_{04}+1l) + P(l_{04}+3l) + P(l_{04}+5l) + P(l_{01}+8l) + P(l_{01}+11l);$$

$$M_{5\text{ряда } B} = P l_{05} + P(l_{05}+2l) + P(l_{05}+4l) + P(l_{05}+6l) + P(l_{05}+9l);$$

$$M_{6\text{ряда } B} = P(l_{01}+1l) + P(l_{01}+4l) + P(l_{01}+7l) + P(l_{01}+10l).$$

$$M_{1\text{ряда } B} = 0,2*(39+1*8,2) + 0,2*(39+4*8,2) + 0,2*(39+7*8,2) + 0,2*(39+10*8,2) = 134,56 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{2\text{ряда } B} = 0,2*31 + 0,2*(31+3*8,2) + 0,2*(31+5*8,2) + 0,2*(31+8*8,2) + 0,2*(31+11*8,2) = 150,56 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{3\text{ряда } B} = 0,2*(22+2*8,2) + 0,2*(22+7*8,2) + 0,2*(22+10*8,2) = 88,72 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{4\text{ряда } B} = 0,2*(12+1*8,2) + 0,2*(12+3*8,2) + 0,2*(12+5*8,2) + 0,2*(12+8*8,2) + 0,2*(12+11*8,2) = 115,84 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{5\text{ряда } B} = 0,2*23 + 0,2*(23+2*8,2) + 0,2*(23+4*8,2) + 0,2*(23+6*8,2) + 0,2*(23+9*8,2) = 114,88 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{6\text{ряда } B} = 0,2*(39+1*8,2) + 0,2*(39+4*8,2) + 0,2*(39+7*8,2) + 0,2*(39+10*8,2) = 134,56 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } B} = 639,12 \text{ кВт}\cdot\text{м}.$$

$$M_{1\text{ряда } C} = P(l_{01}+2l) + P(l_{01}+5l) + P(l_{01}+8l) + P(l_{01}+11l);$$

$$M_{2\text{ряда } C} = P(l_{02}+1l) + P(l_{02}+4l) + P(l_{02}+6l) + P(l_{02}+9l);$$

$$M_{3\text{ряда } C} = P l_{03} + P(l_{03}+3l) + P(l_{03}+5l) + P(l_{01}+8l) + P(l_{01}+11l);$$

$$M_{4\text{ряда } C} = P(l_{04}+2l) + P(l_{04}+4l) + P(l_{04}+6l) + P(l_{04}+9l);$$

$$M_{5\text{ряда } C} = P(l_{05}+3l) + P(l_{05}+7l) + P(l_{01}+10l);$$

$$M_{6\text{ряда } C} = P(l_{01}+2l) + P(l_{01}+5l) + P(l_{01}+8l) + P(l_{01}+11l).$$

$$M_{1\text{ряда } C} = 0,2 \cdot (39 + 2 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 5 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 8 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 11 \cdot 8,2) = 147,68 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$M_{2\text{ряда } C} = 0,2 \cdot (31 + 1 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (31 + 4 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (31 + 6 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (31 + 9 \cdot 8,2) = 115,2 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$M_{3\text{ряда } C} = 0,2 \cdot 22 + 0,2 \cdot (22 + 3 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (22 + 5 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (22 + 8 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (22 + 11 \cdot 8,2) = 132,56 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$M_{4\text{ряда } C} = 0,2 \cdot (12 + 2 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (12 + 4 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (12 + 6 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (12 + 9 \cdot 8,2) = 88,08 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$M_{5\text{ряда } C} = 0,2 \cdot (23 + 3 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (23 + 7 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (23 + 10 \cdot 8,2) = 93,2 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$M_{6\text{ряда } C} = 0,2 \cdot (39 + 2 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 5 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 8 \cdot 8,2) + 0,2 \cdot (39 + 11 \cdot 8,2) = 147,68 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } C} = 631,2 \text{ кВт}\cdot\text{м.}$$

Выберем сечение при допустимой потере напряжения в осветительной сети $\Delta U_{\text{доп}} = 2,5 \% [10]$:

$$S = \frac{M_{\text{max}}}{K_c \cdot \Delta U_{\text{доп}}} \quad (11.5)$$

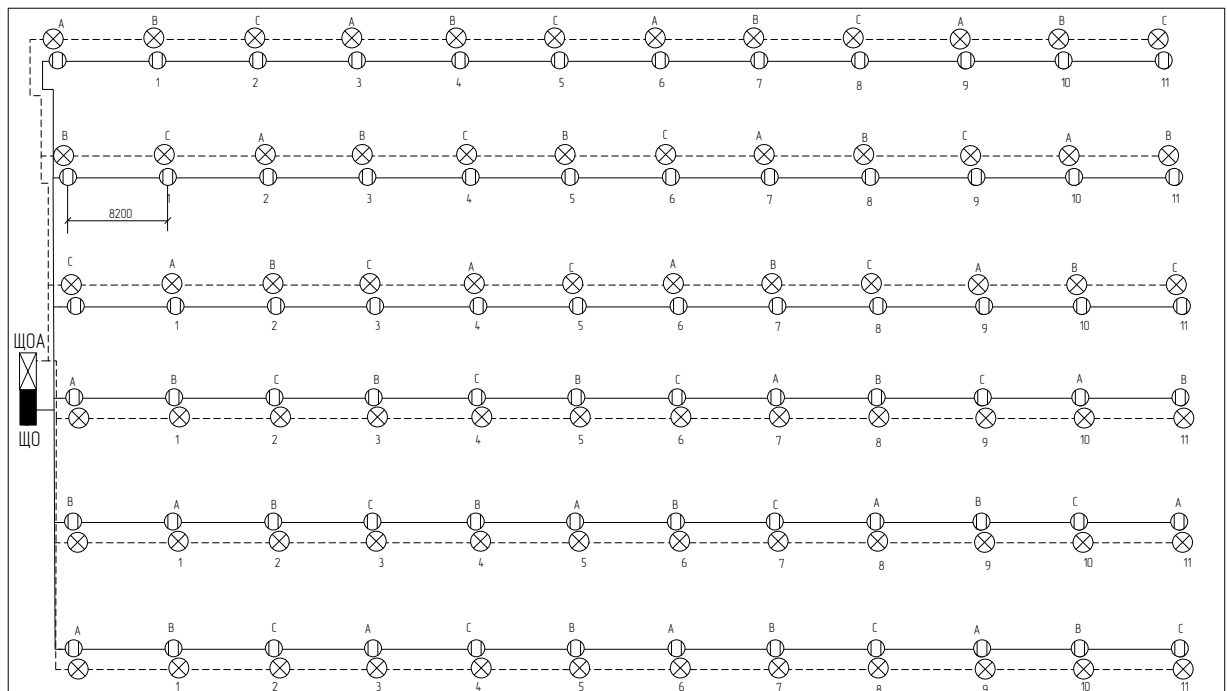


Рисунок 11.1 – Расположение светильников по фазам

По формуле (11.5) рассчитываем сечение:

$$s = \frac{639,12}{7,4 \cdot 2,5} = 34,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевый провод марки АВВГ 4х35 сечением основной жилы $s = 35 \text{ мм}^2$ и допустимым током 101 А.

Рассчитываем фактическую потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{M_{\max}}{K_c \cdot s} = \frac{639,12}{7,4 \cdot 35} = 2,47 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{\text{ном.ф}}} = \frac{2,47 \cdot 100\%}{220} = 1,12 \text{ \%}.$$

По формуле (11.3) находим расчетную нагрузку одной линии (ряда):

$$P_{p.o.} = (12 \cdot 0,2) \cdot 0,95 \cdot 1,0 = 2,28 \text{ кВт.}$$

По формуле (11.4) находим расчетный ток:

$$I_{p.o.} = \frac{2,28 \cdot 10^3}{220 \cdot 0,95} = 21,8 \text{ А.}$$

Выберем самую удаленную линию от щитка до светильников

$$l_0 = 39 \text{ м,}$$

$$M = 12 \cdot 0,4 \cdot \left(39 + \frac{8,2 \cdot (12-1)}{2} \right) = 403,68 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

По формуле (11.5) рассчитываем сечение:

$$s = \frac{403,68}{7,4 \cdot 2,5} = 21,82 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение не превышает выбранного сечения кабеля.

Определим сечение кабеля от щита освещения (ЩО) до КТП.

Расчетную нагрузку находим по формуле (11.3):

$$P_{p.o.} = (72 \cdot 0,2) \cdot 0,95 \cdot 1,0 = 13,68 \text{ кВт.}$$

Рассчитываем сечение:

$$S = \frac{P_{\text{цo}} l + \sum \alpha m}{K_C \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27,36 \cdot 63 + 1,0 \cdot (620,96 + 639,12 + 631,2)}{44 \cdot 2,5} = 32,9 \text{ мм}^2.$$

Определим максимальный расчетный ток по формуле (11.4):

$$I_{\text{p.o}} = \frac{13,68 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} = 44 \text{ А.}$$

Выбираем алюминиевый провод марки АВВГ 4х35 сечением основной жилы $s = 35 \text{ мм}^2$ и допустимым током 101 А.

Выбираем осветительный щиток ОЩВ-3-63-6 с номинальным током $I_{\text{НОМ}} = 63 \text{ А}$, с 6-ю трехфазными присоединениями по 25 А.

Вводной автомат: ВА 47-29, $I_{\text{НОМ}} = 63 \text{ А}$;

Групповой автомат отходящей линии: ВА 47-29, $I_{\text{НОМ}} = 25 \text{ А}$.

Потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{цo}} l + \sum \alpha m}{K_C \cdot S} = \frac{13,68 \cdot 63 + 1,0 \cdot (620,96 + 639,12 + 631,2)}{44 \cdot 35} = 2,4 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{\text{ном.ф}}} = \frac{2,4 \cdot 100\%}{380} = 0,63 \text{ \%}.$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = 1,12 + 0,63 = 1,75 \text{ \%}, \text{ что допустимо.}$$

Аналогичные вычисления получаются на высшей отметке.

11.2 Электротехнический расчет аварийного освещения

В котельной имеется 6 рядов по 12 светильников со светодиодными лампами мощностью 0,015 кВт. Распределим их по фазам так, как показано на рисунке 11.1.

Значения результирующих моментов по каждой фазе:

$$M_{1\text{ряда А}} = Pl_{01} + P(l_{01}+3l) + P(l_{01}+6l) + P(l_{01}+9l);$$

$$M_{2\text{ряда А}} = P(l_{02}+2l) + P(l_{02}+7l) + P(l_{02}+10l);$$

$$M_{3\text{ряда А}} = P(l_{03}+1l) + P(l_{03}+4l) + P(l_{03}+6l) + P(l_{01}+9l);$$

$$M_{4\text{ряда А}} = Pl_{04} + P(l_{04}+7l) + P(l_{04}+10l);$$

$$M_{5\text{ряда А}} = P(l_{05}+1l) + P(l_{05}+5l) + P(l_{05}+8l) + P(l_{05}+11l);$$

$$M_{6\text{ряда А}} = Pl_{06} + P(l_{06}+3l) + P(l_{06}+6l) + P(l_{06}+9l).$$

$$M_{1\text{ряда } A} = 0,015 \cdot 39 + 0,015 \cdot (39 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 9 \cdot 8,2) = 6,072 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{2\text{ряда } A} = 0,015 \cdot (31 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 10 \cdot 8,2) = 4,976 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{3\text{ряда } A} = 0,015 \cdot (22 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 9 \cdot 8,2) = 5,04 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{4\text{ряда } A} = 0,015 \cdot 12 + 0,015 \cdot (12 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 10 \cdot 8,2) = 3,508 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{5\text{ряда } A} = 0,015 \cdot (23 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 8 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 11 \cdot 8,2) = 5,94 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{6\text{ряда } A} = 0,015 \cdot 32 + 0,015 \cdot (32 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (32 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (32 + 9 \cdot 8,2) = 5,512 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } A} = 31,048 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{1\text{ряда } B} = P(l_{01} + 1l) + P(l_{01} + 4l) + P(l_{01} + 7l) + P(l_{01} + 10l);$$

$$M_{2\text{ряда } B} = P(l_{02} + 1l) + P(l_{02} + 3l) + P(l_{02} + 5l) + P(l_{01} + 8l) + P(l_{01} + 11l);$$

$$M_{3\text{ряда } B} = P(l_{03} + 2l) + P(l_{03} + 7l) + P(l_{01} + 10l);$$

$$M_{4\text{ряда } B} = P(l_{04} + 1l) + P(l_{04} + 3l) + P(l_{04} + 5l) + P(l_{01} + 8l) + P(l_{01} + 11l);$$

$$M_{5\text{ряда } B} = P(l_{05} + 1l) + P(l_{05} + 2l) + P(l_{05} + 4l) + P(l_{05} + 6l) + P(l_{05} + 9l);$$

$$M_{6\text{ряда } B} = P(l_{01} + 1l) + P(l_{01} + 4l) + P(l_{01} + 7l) + P(l_{01} + 10l).$$

$$M_{1\text{ряда } B} = 0,015 \cdot (39 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 10 \cdot 8,2) = 6,728 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{2\text{ряда } B} = 0,015 \cdot 31 + 0,015 \cdot (31 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 8 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 11 \cdot 8,2) = 7,528 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{3\text{ряда } B} = 0,015 \cdot (22 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 10 \cdot 8,2) = 4,436 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{4\text{ряда } B} = 0,015 \cdot (12 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 8 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 11 \cdot 8,2) = 5,792 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{5\text{ряда } B} = 0,015 \cdot 23 + 0,015 \cdot (23 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 9 \cdot 8,2) = 5,744 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{6\text{ряда } B} = 0,015 \cdot (39 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 10 \cdot 8,2) = 6,728 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } B} = 31,956 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{1\text{ряда } C} = P(l_{01} + 2l) + P(l_{01} + 5l) + P(l_{01} + 8l) + P(l_{01} + 11l);$$

$$M_{2\text{ряда } C} = P(l_{02} + 1l) + P(l_{02} + 4l) + P(l_{02} + 6l) + P(l_{02} + 9l);$$

$$M_{3\text{ряда } C} = P(l_{03} + 1l) + P(l_{03} + 3l) + P(l_{03} + 5l) + P(l_{01} + 8l) + P(l_{01} + 11l);$$

$$M_{4\text{ряда } C} = P(l_{04} + 2l) + P(l_{04} + 4l) + P(l_{04} + 6l) + P(l_{04} + 9l);$$

$$M_{5\text{ряда } C} = P(l_{05} + 3l) + P(l_{05} + 7l) + P(l_{01} + 10l);$$

$$M_{6\text{ряда } C} = P(l_{01} + 2l) + P(l_{01} + 5l) + P(l_{01} + 8l) + P(l_{01} + 11l).$$

$$M_{1\text{ряда } C} = 0,015 \cdot (39 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 8 \cdot 8,2) +$$

$$0,015 \cdot (39 + 11 \cdot 8,2) = 7,384 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{2\text{ряда } C} = 0,015 \cdot (31 + 1 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (31 + 9 \cdot 8,2) = 5,76 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{3\text{ряда } C} = 0,015 \cdot 22 + 0,015 \cdot (22 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 8 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (22 + 11 \cdot 8,2) = 6,628 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{4\text{ряда } C} = 0,015 \cdot (12 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 4 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 6 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (12 + 9 \cdot 8,2) = 4,404 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{5\text{ряда } C} = 0,015 \cdot (23 + 3 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 7 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (23 + 10 \cdot 8,2) = 4,66 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$M_{6\text{ряда } C} = 0,015 \cdot (39 + 2 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 5 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 8 \cdot 8,2) + 0,015 \cdot (39 + 11 \cdot 8,2) = 7,384 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

$$\text{Сумма } M_{\text{рядов } C} = 31,56 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

По формуле (11.5) рассчитываем сечение:

$$s = \frac{31,956}{7,4 \cdot 2,5} = 1,73 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевый провод марки АВВГ 4х2,5 сечением основной жилы $s = 2,5 \text{ мм}^2$ и допустимым током 19 А.

Рассчитываем фактическую потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{M_{\text{max}}}{K_c \cdot s} = \frac{31,956}{7,4 \cdot 2,5} = 1,73 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{\text{ном.ф}}} = \frac{1,73 \cdot 100\%}{220} = 0,79 \text{ \%}.$$

По формуле (11.3) находим расчетную нагрузку одной линии (ряда):

$$P_{\text{р.о.}} = (12 \cdot 0,015) \cdot 0,95 \cdot 1,0 = 0,171 \text{ кВт.}$$

По формуле (11.4) находим расчетный ток:

$$I_{\text{р.о.}} = \frac{0,171 \cdot 10^3}{220 \cdot 0,95} = 1,09 \text{ А.}$$

Выберем самую удаленную линию от щитка до светильников

$$l_0 = 39 \text{ м,}$$

$$M = 12 \cdot 0,02 \cdot \left(39 + \frac{8,2 \cdot (12 - 1)}{2} \right) = 20,184 \text{ кВт} \cdot \text{м.}$$

По формуле (11.5) рассчитываем сечение:

$$s = \frac{20,184}{7,4 \cdot 2,5} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

Расчетное сечение не превышает выбранного сечения кабеля. Определим сечение кабеля от щита освещения (ЩО) до КТП. Расчетную нагрузку находим по формуле (11.3):

$$P_{p.o.} = (72 \cdot 0,015) \cdot 0,95 \cdot 1,0 = 1,026 \text{ кВт.}$$

Рассчитываем сечение:

$$S = \frac{P_{щo} l + \sum \alpha m}{K_C \cdot \Delta U_{дон}} = \frac{1,026 \cdot 65 + 1,0 \cdot (31,048 + 31,956 + 31,56)}{44 \cdot 2,5} = 1,67 \text{ мм}^2.$$

Определим максимальный расчетный ток по формуле (11.4):

$$I_{p.o.} = \frac{1,026 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} = 2,2 \text{ А.}$$

Выбираем алюминиевый провод марки АВВГ 4x2,5 сечением основной жилы $s = 2,5 \text{ мм}^2$ и допустимым током 19 А.

Выбираем осветительный щиток ОЩВ-3-2,5-6 с номинальным током $I_{ном} = 2,5 \text{ А}$, с 6-ю трехфазными присоединениями по 1,6 А.

Вводной автомат: ВА 47-29, $I_{ном} = 2,5 \text{ А}$;

Групповой автомат отходящей линии: ВА 47-29, $I_{ном} = 1,6 \text{ А}$.

Потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{P_{щo} l + \sum \alpha m}{K_C \cdot S} = \frac{1,026 \cdot 65 + 1,0 \cdot (31,048 + 31,956 + 31,56)}{44 \cdot 2,5} = 1,67 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{ном.ф}} = \frac{1,67 \cdot 100\%}{380} = 0,44 \text{ \%}.$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = 0,79 + 0,44 = 1,23 \text{ \%}, \text{ что допустимо.}$$

12 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания и проверка коммутационно-защитной аппаратуры по условиям устойчивости токам короткого замыкания

12.1 Расчет токов трехфазного к.з. в сети напряжением выше 1 кВ

Рассчитаем ток короткого замыкания с учетом сопротивления внешней сети (системы и питающей линии). Расчетная схема сети и ее схема замещения представлены на рисунках 12.1-12.2.

Сопротивления линии, питающей КТП:

$$x_{Л} = x_0 \ell_{Л} = 0,099 \cdot 3,2 = 0,32 \text{ Ом.}$$

$$r_{Л} = r_0 \ell_{Л} = 1,24 \cdot 3,2 = 3,97 \text{ Ом.}$$

Сопротивление между источником питания и точкой, в которой ток и мощность короткого замыкания не превысят соответствующих параметров выключателя [8]:

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_c} = \frac{6,3^2}{136,4} = 0,29 \text{ Ом,}$$

$$\text{где } S_c = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном откл.}} \cdot U_{\text{ср.ном}} = \sqrt{3} \cdot 12,5 \cdot 6,3 = 136,4 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем результирующее сопротивление и ток КЗ в точке К1:

$$x_{\Sigma K1} = x_c = 0,29 \text{ Ом.}$$

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma K1}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,29} = 13 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ВД К1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{ВД}} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13 = 33,09 \text{ кА.}$$

где $k_{\text{ВД}} = 1,8$ – ударный коэффициент на стороне ВН [13].

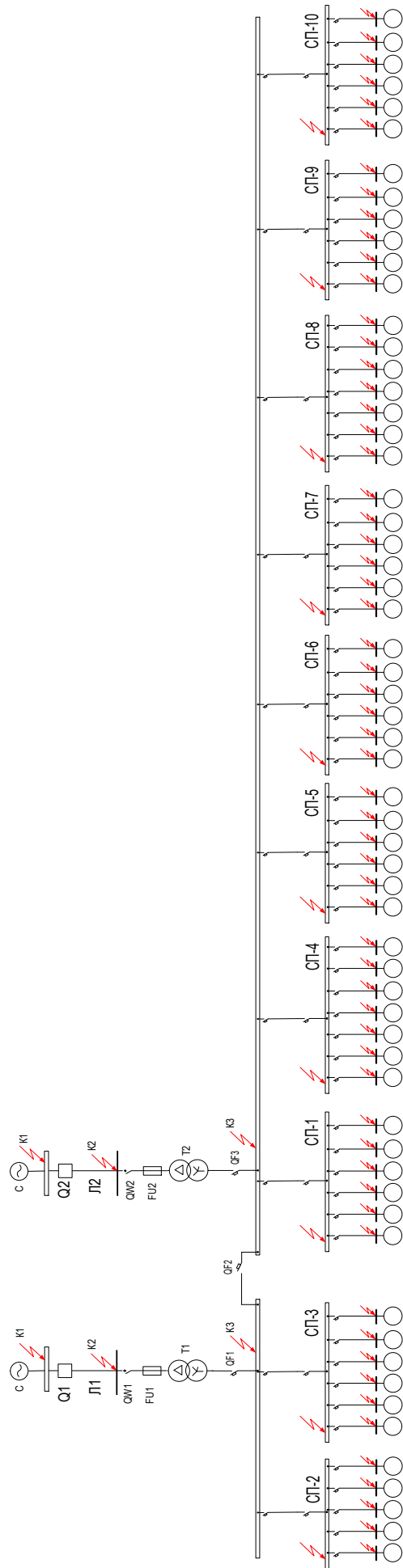


Рисунок 17.1 – Расчетная схема

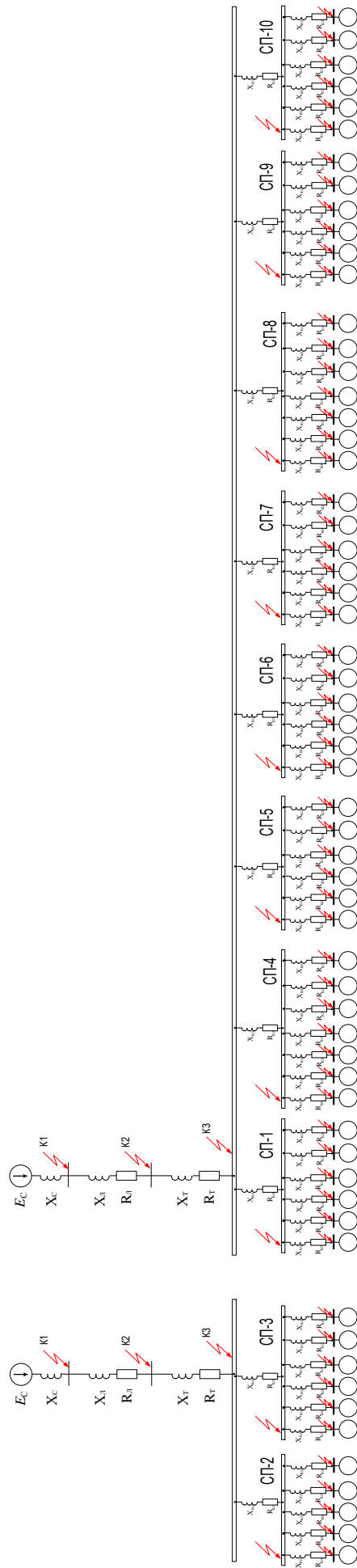


Рисунок 17.2 – Схема замещения

Рассчитаем результирующее сопротивление и ток КЗ в точке К2:

$$x_{\Sigma K2} = x_C + x_{Л} = 0,29 + 0,32 = 0,61 \text{ Ом.}$$

$$r_{\Sigma K2} = r_{Л} = 3,97 \text{ Ом.}$$

$$I_{K2} = \frac{U_{\text{ср. ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K2}^2 + r_{\Sigma K2}^2}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,61^2 + 3,97^2}} = 0,91 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ВД К2}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{ВД}} \cdot I_{K2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,91 = 2,32 \text{ кА.}$$

12.2 Расчет токов трехфазного к.з. в сети напряжением ниже 1 кВ

Пересчет сопротивлений к другой ступени напряжения производится по выражению [8, 12]:

$$X_{\text{к}} = X_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2, \quad (12.1)$$

где $X_{\text{к}}$ – сопротивление (Ом), приведенное к ступени напряжения $U_{\text{ср. к}}$.

Приведенное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_c} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = \frac{6000^2}{136,4 \cdot 10^6} \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 1,06 \text{ мОм,}$$

где S_c – мощность системы.

Приведенные сопротивления линии:

$$x_{Л} = x_{\text{удЛ}} \ell_{Л} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = 0,099 \cdot 3,2 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 1,28 \text{ мОм.}$$

$$r_{Л} = r_{\text{удЛ}} \ell_{Л} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = 1,24 \cdot 3,2 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 16 \text{ мОм.}$$

В расчетах далее учитываются все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи [12].

Определяем сопротивление трансформатора:

$$r_{mp} = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{ном.тр.}} \cdot \frac{U_{ном.}^2}{S_{ном.тр.}} \cdot 10^6; \quad (12.2)$$

$$x_{mp} = \sqrt{\left(\frac{U_{к}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{ном.тр.}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном.}^2}{S_{ном.тр.}} \cdot 10^6. \quad (12.3)$$

$$r_{mp} = \frac{7,6}{630} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 3,06 \text{ мОм};$$

$$x_{mp} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 13,63 \text{ мОм}.$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К3.

$$x_{\Sigma K3} = x_C + x_{Л} + x_{mp} = 1,06 + 1,28 + 13,63 = 15,97 \text{ мОм}.$$

$$r_{\Sigma K3} = r_{mp} + r_{Л} + r_{доб} = 3,06 + 16 + 15 = 34,06 \text{ мОм}.$$

$$\frac{x_{\Sigma K3}}{r_{\Sigma K3}} < 0,5, \text{ следовательно, } K_{y\delta} = 1,0 \text{ [12, с. 143].}$$

$$I_{K3} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + r_{\Sigma K3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,97^2 + 34,06^2}} = 6,14 \text{ кА}.$$

$$i_{уд K3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 6,14 = 8,68 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К4.

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K3} + x_{КЛ СП-1} \cdot l = 15,97 + 0,0294 \cdot 103 = 18,993 \text{ мОм},$$

$$r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K3} + r_{КЛ СП-1} \cdot l + r_{доб перв} = 34,06 + 0,0645 \cdot 103 + 5 = 45,704 \text{ мОм}.$$

$$\frac{x_{\Sigma K4}}{r_{\Sigma K4}} < 0,5, \text{ следовательно } K_{y\delta} = 1,0 \text{ [12, с. 168].}$$

$$I_{K4} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + r_{\Sigma K4}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,993^2 + 45,704^2}} = 4,666 \text{ кА},$$

$$i_{уд K4} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 4,666 = 6,599 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет аналогичен (таблица 12.1).

Таблица 12.1 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	Кабель между СП и электроприемником №:		Ri, МОм	Xi, МОм	L, м	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	Rкл, МОм	Хкл, МОм	Rдоб., МОм	R, МОм	X, МОм	Z, МОм	Iкз, кА	Ky	iуд, кА	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
K4	СП-1	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	103	0,0645	0,02935	6,644	3,023	20	45,704	18,993	49,493	4,666	1	6,599
K5	СП-1	-	1	45,7035	18,99305	21	0,129	0,0587	2,709	1,233	25	53,413	20,226	57,114	4,043	1	5,718
K6	СП-1	-	2	45,7035	18,99305	7	0,206	0,0596	1,442	0,417	25	52,146	19,410	55,641	4,151	1	5,870
K7	СП-1	-	3	45,7035	18,99305	29	0,129	0,0587	3,741	1,702	25	54,445	20,695	58,245	3,965	1	5,607
K8	СП-1	-	5	45,7035	18,99305	10	0,258	0,0602	2,580	0,602	25	53,284	19,595	56,772	4,068	1	5,753
K9	СП-1	-	6	45,7035	18,99305	17	0,206	0,0596	3,502	1,013	25	54,206	20,006	57,780	3,997	1	5,653
K10	СП-1	-	15	45,7035	18,99305	30	7,74	0,095	232,200	2,850	25	282,904	21,843	283,746	0,814	1	1,151
K11	СП-2	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	54	0,0645	0,02935	3,483	1,585	20	42,543	17,555	46,023	5,018	1	7,097
K12	СП-2	-	4	42,543	17,5549	5	0,206	0,0596	1,030	0,298	25	48,573	17,853	51,750	4,463	1	6,312
K13	СП-2	-	7	42,543	17,5549	14	0,206	0,0596	2,884	0,834	25	50,427	18,389	53,675	4,303	1	6,085
K14	СП-2	-	8	42,543	17,5549	15	0,206	0,0596	3,090	0,894	25	50,633	18,449	53,889	4,285	1	6,060
K15	СП-2	-	16	42,543	17,5549	35	0,326	0,0602	11,410	2,107	25	58,953	19,662	62,145	3,716	1	5,255
K16	СП-2	-	17	42,543	17,5549	33	0,326	0,0602	10,758	1,987	25	58,301	19,542	61,489	3,756	1	5,312
K17	СП-3	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	83	0,103	0,0298	8,549	2,473	20	47,609	18,443	51,057	4,523	1	6,396
K18	СП-3	-	9	47,609	18,4434	30	0,258	0,0602	7,740	1,806	25	60,349	20,249	63,656	3,628	1	5,131
K19	СП-3	-	10	47,609	18,4434	25	0,62	0,0625	15,500	1,563	25	68,109	20,006	70,986	3,253	1	4,600
K20	СП-3	-	14	47,609	18,4434	17	0,62	0,0625	10,540	1,063	25	63,149	19,506	66,093	3,494	1	4,941
K21	СП-3	-	12	47,609	18,4434	16	0,62	0,0625	9,920	1,000	25	62,529	19,443	65,482	3,527	1	4,988
K22	СП-3	-	13	47,609	18,4434	9	0,62	0,0625	5,580	0,563	25	58,189	19,006	61,214	3,773	1	5,336
K23	СП-3	-	11	47,609	18,4434	7	0,326	0,0602	2,282	0,421	25	54,891	18,865	58,042	3,979	1	5,627
K24	СП-4	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	48	1,94	0,0675	93,120	3,240	20	132,180	19,210	133,569	1,729	1	2,445
K25	СП-4	-	18	132,18	19,21	20	1,24	0,0662	24,800	1,324	25	161,980	20,534	163,276	1,414	1	2,000
K26	СП-4	-	22	132,18	19,21	10	7,74	0,095	77,400	0,950	25	214,580	20,160	215,525	1,072	1	1,516
K27	СП-4	-	20	132,18	19,21	16	1,94	0,0675	31,040	1,080	25	168,220	20,290	169,439	1,363	1	1,928
K28	СП-4	-	19	132,18	19,21	9	7,74	0,095	69,660	0,855	25	206,840	20,065	207,811	1,111	1	1,571

Точка КЗ	Кабель между СП и электроприемником №:		Ri, мОм	Xi, мОм	L, м	r0, Ом/км	x0, Ом/км	Rкл, мОм	Xкл, мОм	Rдоб., мОм	R, мОм	X, мОм	Z, мОм	Iкз, кА	Ky	iуд, кА
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K29	СП-4	-	23	132,18	19,21	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	230,060	20,350	230,958	1,000	1,414
K30	СП-4	-	24	132,18	19,21	14	7,74	0,095	108,360	1,330	25	245,540	20,540	246,398	0,937	1,325
K31	СП-4	-	21	132,18	19,21	16	7,74	0,095	123,840	1,520	25	261,020	20,730	261,842	0,882	1,247
K32	СП-5	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	88	7,74	0,095	681,120	8,360	20	720,180	24,330	720,591	0,320	0,453
K33	СП-5	-	25	720,18	24,33	35	7,74	0,095	270,900	3,325	25	996,080	27,655	996,464	0,232	0,328
K34	СП-5	-	26	720,18	24,33	45	7,74	0,095	348,300	4,275	25	1073,480	28,605	1073,861	0,215	0,304
K35	СП-5	-	36	720,18	24,33	26	7,74	0,095	201,240	2,470	25	926,420	26,800	926,808	0,249	0,352
K36	СП-5	-	40	720,18	24,33	21	7,74	0,095	162,540	1,995	25	887,720	26,325	888,110	0,260	0,368
K37	СП-5	-	43	720,18	24,33	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	818,060	25,470	818,456	0,282	0,399
K38	СП-5	-	46	720,18	24,33	11	7,74	0,095	85,140	1,045	25	810,320	25,375	810,717	0,285	0,403
K39	СП-6	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	67	7,74	0,095	518,580	6,365	20	557,640	22,335	558,087	0,414	0,585
K40	СП-6	-	27	557,64	22,335	35	7,74	0,095	270,900	3,325	25	833,540	25,660	833,935	0,277	0,392
K41	СП-6	-	28	557,64	22,335	43	7,74	0,095	332,820	4,085	25	895,460	26,420	895,850	0,258	0,365
K42	СП-6	-	41	557,64	22,335	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	655,520	23,475	655,940	0,352	0,498
K43	СП-6	-	37	557,64	22,335	19	7,74	0,095	147,060	1,805	25	709,700	24,140	710,110	0,325	0,460
K44	СП-6	-	44	557,64	22,335	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	655,520	23,475	655,940	0,352	0,498
K45	СП-6	-	47	557,64	22,335	11	7,74	0,095	85,140	1,045	25	647,780	23,380	648,202	0,356	0,503
K46	СП-7	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	40	7,74	0,095	309,600	3,800	20	348,660	19,770	349,220	0,661	0,935
K47	СП-7	-	29	348,66	19,77	41	7,74	0,095	317,340	3,895	25	671,000	23,665	671,417	0,344	0,486
K48	СП-7	-	30	348,66	19,77	38	7,74	0,095	294,120	3,610	25	647,780	23,380	648,202	0,356	0,503
K49	СП-7	-	38	348,66	19,77	33	7,74	0,095	255,420	3,135	25	609,080	22,905	609,511	0,379	0,536
K50	СП-7	-	42	348,66	19,77	26	7,74	0,095	201,240	2,470	25	554,900	22,240	555,346	0,416	0,588
K51	СП-7	-	45	348,66	19,77	19	7,74	0,095	147,060	1,805	25	500,720	21,575	501,185	0,461	0,652
K52	СП-7	-	48	348,66	19,77	11	7,74	0,095	85,140	1,045	25	438,800	20,815	439,293	0,526	0,744
K53	СП-8	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	26	0,89	0,0637	23,140	1,656	20	62,200	17,626	64,649	3,572	5,052
K54	СП-8	-	31	62,2	17,6262	30	7,74	0,095	232,200	2,850	25	299,400	20,476	300,099	0,770	1,089
K55	СП-8	-	32	62,2	17,6262	40	7,74	0,095	309,600	3,800	25	376,800	21,426	377,409	0,612	0,865

Точка КЗ	Кабель между СП и электроприемником №:		Ri, мОм	Xi, мОм	L, м	r0, Ом/км	x0, Ом/км	Rкл, мОм	Xкл, мОм	Rдоб., мОм	R, мОм	X, мОм	Z, мОм	Iкз, кА	Ky	iуд, кА	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
K56	СП-8	-	49	62,2	17,6262	16	7,74	0,095	123,840	1,520	25	191,040	19,146	191,997	1,203	1	1,701
K57	СП-8	-	50	62,2	17,6262	20	7,74	0,095	154,800	1,900	25	222,000	19,526	222,857	1,036	1	1,465
K58	СП-8	-	52	62,2	17,6262	25	7,74	0,095	193,500	2,375	25	260,700	20,001	261,466	0,883	1	1,249
K59	СП-8	-	58	62,2	17,6262	29	7,74	0,095	224,460	2,755	25	291,660	20,381	292,371	0,790	1	1,117
K60	СП-8	-	59	62,2	17,6262	22	7,74	0,095	170,280	2,090	25	237,480	19,716	238,297	0,969	1	1,370
K61	СП-9	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	19	5,17	0,09	98,230	1,710	20	137,290	17,680	138,424	1,668	1	2,359
K62	СП-9	-	54	137,29	17,68	16	7,74	0,095	123,840	1,520	25	266,130	19,200	266,822	0,866	1	1,225
K63	СП-9	-	55	137,29	17,68	11	7,74	0,095	85,140	1,045	25	227,430	18,725	228,200	1,012	1	1,431
K64	СП-9	-	56	137,29	17,68	11	7,74	0,095	85,140	1,045	25	227,430	18,725	228,200	1,012	1	1,431
K65	СП-9	-	57	137,29	17,68	7	7,74	0,095	54,180	0,665	25	196,470	18,345	197,325	1,170	1	1,655
K66	СП-9	-	60	137,29	17,68	35	7,74	0,095	270,900	3,325	25	413,190	21,005	413,724	0,558	1	0,789
K67	СП-9	-	61	137,29	17,68	19	7,74	0,095	147,060	1,805	25	289,350	19,485	290,005	0,796	1	1,126
K68	СП-10	-	Шины НН КТП	34,06	15,97	21	5,17	0,09	108,570	1,890	20	147,630	17,860	148,706	1,553	1	2,196
K69	СП-10	-	33	147,63	17,86	7	7,74	0,095	54,180	0,665	25	206,810	18,525	207,638	1,112	1	1,573
K70	СП-10	-	34	147,63	17,86	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	245,510	19,000	246,244	0,938	1	1,327
K71	СП-10	-	35	147,63	17,86	6	7,74	0,095	46,440	0,570	25	199,070	18,430	199,921	1,155	1	1,633
K72	СП-10	-	39	147,63	17,86	15	7,74	0,095	116,100	1,425	25	268,730	19,285	269,421	0,857	1	1,212
K73	СП-10	-	53	147,63	17,86	12	7,74	0,095	92,880	1,140	25	245,510	19,000	246,244	0,938	1	1,327
K74	СП-10	-	51	147,63	17,86	7	7,74	0,095	54,180	0,665	25	206,810	18,525	207,638	1,112	1	1,573

12.3 Расчет токов однофазного к.з. в сети напряжением ниже 1000 В

Для расчета $I_{КЗ}^{(1)}$ по [7] рекомендуется формула:

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{II}}, \quad (12.4)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $Z_T/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус; Z_{II} – полное сопротивление петли прямого и обратного провода линии или кабеля.

Полное сопротивление петли «фазный - нулевой провод»:

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_{д} + R_H + R_{ТТ} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_C + X_{ТТ} + X_A)^2}, \quad (12.5)$$

где R_{ϕ} , R_H – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов.

$R_{д}$ - сопротивление дуги;

$R_{ТТ}$, $X_{ТТ}$ – активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока.

Выполним расчет тока однофазного короткого замыкания для СП-1.

По [13] определяем полное сопротивление выбранного в п.12 трансформатора:

$$Z_T = 129 \text{ мОм} = 0,129 \text{ Ом (при мощности 630 кВА)}.$$

Полное сопротивление петли «фазный – нулевой провод»:

$$\begin{aligned} Z_n &= \sqrt{(103 \cdot 0,0645 + 30 + 103 \cdot 0,0645 + 0,15 + 0,37)^2 + (0,6 \cdot 103 + 1,06 + 0,21 + 0,13)^2} = \\ &= 76,9 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Определим ток однофазного КЗ в конце линии, питающей СП-1.

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_T / 3 + Z_{II}} = \frac{400 / \sqrt{3}}{0,129 / 3 + 0,0769} = 1926,1 \text{ А}.$$

Аналогичные расчеты сведем в таблицу 12.2.

Таблица 12.2 – Расчет токов однофазного к.з.

Номер СП или ЭП	Сопротивление трансформатора однофазному к.з., Zт, МОм	Длина провода или кабеля, м	Сопротивления фазного, нулевого провода, МОм/м	Сопротивление дуги Rд, МОм	Сопротивление первичной обмотки ТТ, Rтг, МОм	Активное сопротивление автомата, МОм	Внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	Сопротивление питающей системы, МОм	Индуктивное сопротивление первичной обмотки ТТ, Xтг, МОм	Индуктивное сопротивление автомата, МОм	Результатирующее активное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результатирующее реактивное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результатирующее полное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Ток однофазного к.з., А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-1	129	103	0,0645	30	0,15	0,37	0,6	1,06	0,21	0,13	43,81	63,2	76,9	1926,11
1	129	21	0,129	30		25	0,6			0,63	60,42	13,23	61,852	2202,53
2	129	7	0,206	30		15	0,6			0,74	47,88	4,94	48,134	2534,07
3	129	29	0,129	30		25	0,6			0,63	62,48	18,03	65,029	2137,76
5	129	10	0,258	30		15	0,6			1	50,16	7	50,646	2466,1
6	129	17	0,206	30		15	0,6			0,74	52	10,94	53,138	2402,17
15	129	30	7,74	30		2	0,6			15	496,4	33	497,496	427,27
СП-2	129	54	0,0645	30	0,15	0,37	0,6	1,06	0,21	0,13	37,49	33,8	50,477	2470,56
4	129	5	0,206	30		15	0,6			0,74	47,06	3,74	47,208	2560,08
7	129	14	0,206	30		15	0,6			0,74	50,77	9,14	51,586	2441,59
8	129	15	0,206	30		15	0,6			0,74	51,18	9,74	52,099	2428,42
16	129	35	0,326	30		15	0,6			1,4	67,82	22,4	71,423	2018,3
17	129	33	0,326	30		15	0,6			1,4	66,52	21,2	69,817	2047,03
СП-3	129	83	0,103	30	0,15	0,37	0,6	1,06	0,21	0,13	47,62	51,2	69,922	2045,13
9	129	30	0,258	30		15	0,6			1	60,48	19	63,394	2170,61
10	129	25	0,62	30		7	0,6			2,05	68	17,05	70,105	2041,82
14	129	17	0,62	30		7	0,6			2,05	58,08	12,25	59,358	2256,2
12	129	16	0,62	30		7	0,6			2,05	56,84	11,65	58,022	2286,04
13	129	9	0,62	30		7	0,6			2,05	48,16	7,45	48,733	2517,52
11	129	7	0,326	30		15	0,6			1,4	49,56	5,6	49,875	2486,57
СП-4	129	48	1,94	30	0,15	2,05	0,6	1,06	0,21	1,2	218,44	31,27	220,667	875,88
18	129	20	1,24	30		6	0,6			3,4	85,6	15,4	86,974	1776,82
22	129	10	7,74	30		2	0,6			15	186,8	21	187,977	999,84
20	129	16	1,94	30		6	0,6			6,8	98,08	16,4	99,442	1621,29
19	129	9	7,74	30		3	0,6			15	172,32	20,4	173,523	1066,58
23	129	12	7,74	30		2	0,6			15	217,76	22,2	218,889	881,82
24	129	14	7,74	30		1,5	0,6			15	248,22	23,4	249,321	790,02
21	129	16	7,74	30		2	0,6			15	279,68	24,6	280,76	713,31
СП-5	129	88	7,74	30	0,15	15	0,6	1,06	0,21	9	1407,39	63,07	1408,802	159,07
25	129	35	7,74	30		3	0,6			15	574,8	36	575,926	373,13
26	129	45	7,74	30		3	0,6			15	729,6	42	730,808	298,45
36	129	26	7,74	30		2	0,6			15	434,48	30,6	435,556	482,58
40	129	21	7,74	30		1,5	0,6			15	356,58	27,6	357,647	576,42
43	129	12	7,74	30		2	0,6			15	217,76	22,2	218,889	881,82
46	129	11	7,74	30		1,5	0,6			15	201,78	21,6	202,933	939,04
СП-6	129	67	7,74	30	0,15	15	0,6	1,06	0,21	9	1082,31	50,47	1083,486	205,01
27	129	35	7,74	30		3	0,6			15	574,8	36	575,926	373,13
28	129	43	7,74	30		3	0,6			15	698,64	40,8	699,83	310,89
41	129	12	7,74	30		1,5	0,6			15	217,26	22,2	218,391	883,5
37	129	19	7,74	30		2	0,6			15	326,12	26,4	327,187	623,85

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Номер СП или ЭП	Сопротивление трансформатора однофазному к.з., Zт, МОм	Длина провода или кабеля, м	Сопротивления фазного, нулевого провода, МОм/м	Сопротивление дуги Rд, МОм	Сопротивление первичной обмотки ТТ, Rтт, МОм	Активное сопротивление автомата, МОм	Внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	Сопротивление питающей системы, МОм	Индуктивное сопротивление первичной обмотки ТТ, Хтт, МОм	Индуктивное сопротивление автомата, МОм	Результатирующее активное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результатирующее реактивное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результатирующее полное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Ток однофазного к.з., А
44	129	12	7,74	30		2	0,6			15	217,76	22,2	218,889	881,82
47	129	11	7,74	30		1,5	0,6			15	201,78	21,6	202,933	939,04
СП-7	129	40	7,74	30	0,15	15	0,6	1,06	0,21	9	664,35	34,27	665,233	326,08
29	129	41	7,74	30		3	0,6			15	667,68	39,6	668,853	324,42
30	129	38	7,74	30		3	0,6			15	621,24	37,8	622,389	347,08
38	129	33	7,74	30		2	0,6			15	542,84	34,8	543,954	393,46
42	129	26	7,74	30		1,5	0,6			15	433,98	30,6	435,057	483,08
45	129	19	7,74	30		2	0,6			15	326,12	26,4	327,187	623,85
48	129	11	7,74	30		1,5	0,6			15	201,78	21,6	202,933	939,04
СП-8	129	26	0,89	30	0,15	2,05	0,6	1,06	0,21	1,2	78,48	18,07	80,533	1869,46
31	129	30	7,74	30		3	0,6			15	497,4	33	498,493	426,49
32	129	40	7,74	30		3	0,6			15	652,2	39	653,365	331,64
49	129	16	7,74	30		6	0,6			3,4	283,68	13	283,978	706,29
50	129	20	7,74	30		1,5	0,6			15	341,1	27	342,167	599,58
52	129	25	7,74	30		3	0,6			15	420	30	421,07	497,64
58	129	29	7,74	30		1,5	0,6			15	480,42	32,4	481,511	440,3
59	129	22	7,74	30		1,5	0,6			15	372,06	28,2	373,127	554,98
СП-9	129	19	5,17	30	0,15	15	0,6	1,06	0,21	9	241,61	21,67	242,58	808,67
54	129	16	7,74	30		1,5	0,6			15	279,18	24,6	280,262	714,41
55	129	11	7,74	30		1,5	0,6			15	201,78	21,6	202,933	939,04
56	129	11	7,74	30		2	0,6			15	202,28	21,6	203,43	937,14
57	129	7	7,74	30		2	0,6			15	140,36	19,2	141,667	1250,58
60	129	35	7,74	30		2,5	0,6			15	574,3	36	575,427	373,43
61	129	19	7,74	30		2,5	0,6			15	326,62	26,4	327,685	623,01
СП-10	129	21	5,17	30	0,15	2,05	0,6	1,06	0,21	1,2	249,34	15,07	249,795	788,74
33	129	7	7,74	30		3	0,6			15	141,36	19,2	142,658	1243,9
34	129	12	7,74	30		3	0,6			15	218,76	22,2	219,884	878,49
35	129	6	7,74	30		3	0,6			15	125,88	18,6	127,247	1356,5
39	129	15	7,74	30		2	0,6			15	264,2	24	265,288	749,11
53	129	12	7,74	30		6	0,6			15	221,76	22,2	222,868	868,63
51	129	7	7,74	30		1,5	0,6			15	139,86	19,2	141,172	1253,94

12.4 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на отключающую способность

Проверка на отключающую способность осуществляется по выражению:

$$I_{\text{отклном}} \geq I_{\text{кзмах}} \cdot \quad (12.6)$$

Таблица 12.3 – Проверка автоматических выключателей

Место установки (СП или № ЭП)	Тип автоматического выключателя	Предельная отключающая способность, кА	Номер точки к.з.	$I_{кз}^{(3)}$, кА
1	2	3	4	5
Вводной автомат QF1, QF3	ВА 53-43	31	К3	6,14
Секционный автомат QF2	ВА 53-41	25	К3	6,14
Автомат защиты КУ	ВА 51-35	15	К3	6,14
Автомат защиты ЩО	ВА 47-29	15	К3	6,14
СП-1	ВА 51-39	35	К4	4,666
1	ВА 51-37	25	К5	4,043
2	ВА 51-35	15	К6	4,151
3	ВА 51-37	25	К7	3,965
5	ВА 51-35	15	К8	4,068
6	ВА 51-35	15	К9	3,997
15	ВА 51-25	2	К10	0,814
СП-2	ВА 51-39	35	К11	5,018
4	ВА 51-35	15	К12	4,463
7	ВА 51-35	15	К13	4,303
8	ВА 51-35	15	К14	4,285
16	ВА 51-35	15	К15	3,716
17	ВА 51-35	15	К16	3,756
СП-3	ВА 51-39	35	К17	4,523
9	ВА 51-35	15	К18	3,628
10	ВА 51-31	7	К19	3,253
14	ВА 51-31	7	К20	3,494
12	ВА 51-31	7	К21	3,527
13	ВА 51-31	7	К22	3,773
11	ВА 51-35	15	К23	3,979
СП-4	ВА 51-31	7	К24	1,729
18	ВА 51-31	6	К25	1,414
22	ВА 51-25	2	К26	1,072
20	ВА 51-31	6	К27	1,363
19	ВА 51-25	3	К28	1,111
23	ВА 51-25	2	К29	1
24	ВА 51-25	1,5	К30	0,937
21	ВА 51-25	2	К31	0,882
СП-5	ВА 51-25	3	К32	0,32
25	ВА 51-25	3	К33	0,232
26	ВА 51-25	3	К34	0,215
36	ВА 51-25	2	К35	0,249
40	ВА 51-25	1,5	К36	0,26
43	ВА 51-25	2	К37	0,282
46	ВА 51-25	1,5	К38	0,285
СП-6	ВА 51-25	3	К39	0,414
27	ВА 51-25	3	К40	0,277
28	ВА 51-25	3	К41	0,258
41	ВА 51-25	1,5	К42	0,352
37	ВА 51-25	2	К43	0,325
44	ВА 51-25	2	К44	0,352

Место установки (СП или № ЭП)	Тип автоматического выключателя	Предельная отключающая способность, кА	Номер точки к.з.	$I_{кз}^{(3)}$, кА
1	2	3	4	5
47	ВА 51-25	1,5	К45	0,356
СП-7	ВА 51-25	3	К46	0,661
29	ВА 51-25	3	К47	0,344
30	ВА 51-25	3	К48	0,356
38	ВА 51-25	2	К49	0,379
42	ВА 51-25	1,5	К50	0,416
45	ВА 51-25	2	К51	0,461
48	ВА 51-25	1,5	К52	0,526
СП-8	ВА 51-31	7	К53	3,572
31	ВА 51-25	3	К54	0,77
32	ВА 51-25	3	К55	0,612
49	ВА 51-31	6	К56	1,203
50	ВА 51-25	1,5	К57	1,036
52	ВА 51-25	3	К58	0,883
58	ВА 51-25	1,5	К59	0,79
59	ВА 51-25	1,5	К60	0,969
СП-9	ВА 51-25	3	К61	1,668
54	ВА 51-25	1,5	К62	0,866
55	ВА 51-25	1,5	К63	1,012
56	ВА 51-25	2	К64	1,012
57	ВА 51-25	2	К65	1,17
60	ВА 51-25	2,5	К66	0,558
61	ВА 51-25	2,5	К67	0,796
СП-10	ВА 51-31	7	К68	1,553
33	ВА 51-25	3	К69	1,112
34	ВА 51-25	3	К70	0,938
35	ВА 51-25	3	К71	1,155
39	ВА 51-25	2	К72	0,857
53	ВА 51-31	6	К73	0,938
51	ВА 51-25	1,5	К74	1,112

Так, как $I_{откл\ ном} > I_K^{(3)}$, кА, то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам к.з.

Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на чувствительность к токам КЗ

Произведем проверку чувствительности автоматических выключателей на линиях к однофазным КЗ по условию чувствительности [12]:

$$\frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{рц.ном}} \geq 3. \quad (12.7)$$

(для автоматов с обратозависимой характеристикой). Данное условие выполняется для всех автоматов (таблица 12.2).

Таблица 12.2 – Проверка чувствительности автоматов к однофазным КЗ

Место установки (КТП, СП или ЭП)	Номер точки КЗ	Тип выключателя	$I_{рц,ном}$, А	$I_{кз(1)}$, А	$I_{кз(1)}/I_{рц,ном}$
1	2	3	4	5	6
Вводной автомат QF1, QF3	К3	ВА 53-43	1600	5526	3,45
Секционный автомат QF2	К3	ВА 53-41	1000	5526	5,53
Автомат защиты КУ	К3	ВА 51-35	160	5526	34,54
Автомат защиты ЩО	К3	ВА 47-29	25	5526	221,04
СП-1	К4	ВА 51-39	630	1926,11	3,06
1	К5	ВА 51-37	320	2202,53	6,88
2	К6	ВА 51-35	250	2534,07	10,14
3	К7	ВА 51-37	320	2137,76	6,68
5	К8	ВА 51-35	200	2466,1	12,33
6	К9	ВА 51-35	250	2402,17	9,61
15	К10	ВА 51-25	6,3	427,27	67,82
СП-2	К11	ВА 51-39	630	2470,56	3,92
4	К12	ВА 51-35	250	2560,08	10,24
7	К13	ВА 51-35	250	2441,59	9,77
8	К14	ВА 51-35	250	2428,42	9,71
16	К15	ВА 51-35	160	2018,3	12,61
17	К16	ВА 51-35	160	2047,03	12,79
СП-3	К17	ВА 51-39	630	2045,13	3,25
9	К18	ВА 51-35	200	2170,61	10,85
10	К19	ВА 51-31	125	2041,82	16,33
14	К20	ВА 51-31	125	2256,2	18,05
12	К21	ВА 51-31	125	2286,04	18,29
13	К22	ВА 51-31	125	2517,52	20,14
11	К23	ВА 51-35	160	2486,57	15,54
СП-4	К24	ВА 51-31	100	875,88	8,76
18	К25	ВА 51-31	63	1776,82	28,2
22	К26	ВА 51-25	6,3	999,84	158,7
20	К27	ВА 51-31	50	1621,29	32,43
19	К28	ВА 51-25	20	1066,58	53,33
23	К29	ВА 51-25	8	881,82	110,23
24	К30	ВА 51-25	3,15	790,02	250,8
21	К31	ВА 51-25	8	713,31	89,16
СП-5	К32	ВА 51-25	25	159,07	6,36
25	К33	ВА 51-25	0,5	373,13	746,26
26	К34	ВА 51-25	0,5	298,45	596,9
36	К35	ВА 51-25	6,3	482,58	76,6
40	К36	ВА 51-25	5	576,42	115,28
43	К37	ВА 51-25	8	881,82	110,23
46	К38	ВА 51-25	2,5	939,04	375,62
СП-6	К39	ВА 51-25	25	205,01	8,2
27	К40	ВА 51-25	0,5	373,13	746,26
28	К41	ВА 51-25	0,5	310,89	621,78
41	К42	ВА 51-25	5	883,5	176,7
37	К43	ВА 51-25	6,3	623,85	99,02
44	К44	ВА 51-25	8	881,82	110,23
47	К45	ВА 51-25	2,5	939,04	375,62
СП-7	К46	ВА 51-25	25	326,08	13,04
29	К47	ВА 51-25	0,5	324,42	648,84

Место установки (КТП, СП или ЭП)	Номер точки КЗ	Тип выключателя	$I_{рц,ном}$, А	$I_{кз(1)}$, А	$I_{кз(1)}/I_{рц,ном}$
1	2	3	4	5	6
30	К48	ВА 51-25	0,5	347,08	694,16
38	К49	ВА 51-25	6,3	393,46	62,45
42	К50	ВА 51-25	5	483,08	96,62
45	К51	ВА 51-25	8	623,85	77,98
48	К52	ВА 51-25	2,5	939,04	375,62
СП-8	К53	ВА 51-31	100	1869,46	18,69
31	К54	ВА 51-25	0,5	426,49	852,98
32	К55	ВА 51-25	0,5	331,64	663,28
49	К56	ВА 51-31	63	706,29	11,21
50	К57	ВА 51-25	3,15	599,58	190,34
52	К58	ВА 51-25	20	497,64	24,88
58	К59	ВА 51-25	3,15	440,3	139,78
59	К60	ВА 51-25	3,15	554,98	176,18
СП-9	К61	ВА 51-25	25	808,67	32,35
54	К62	ВА 51-25	4	714,41	178,6
55	К63	ВА 51-25	4	939,04	234,76
56	К64	ВА 51-25	8	937,14	117,14
57	К65	ВА 51-25	8	1250,58	156,32
60	К66	ВА 51-25	10	373,43	37,34
61	К67	ВА 51-25	10	623,01	62,3
СП-10	К68	ВА 51-31	100	788,74	7,89
33	К69	ВА 51-25	0,5	1243,9	2487,8
34	К70	ВА 51-25	0,5	878,49	1756,98
35	К71	ВА 51-25	0,5	1356,5	2713
39	К72	ВА 51-25	6,3	749,11	118,91
53	К73	ВА 51-31	31,5	868,63	27,58
51	К74	ВА 51-25	4	1253,94	313,49

Условия проверки выключателя нагрузки [3, 4]:

$$\begin{aligned}
 U_{ном} &\geq U_{ном.сети}; \\
 I_{ном} &\geq I_{раб.мах.}; \\
 i_{ном.дин.} &\geq i_{уд.}; \\
 I_{у.доп.} &\geq I_{КЗ.мах.}; \\
 I_t^2 \cdot t_{пр} &\geq I_{КЗ.мах.}^2 \cdot t,
 \end{aligned}
 \tag{12.8}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя нагрузки, В; $U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, В; $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя нагрузки; $I_{раб.мах.}$ – максимальный рабочий ток электроприемника, А; $i_{ном.дин.}$ – предельный сквозной ток, кА; $i_{уд.}$ – ударный ток КЗ, кА; $I_{КЗ.мах.}$ – максимальный ток КЗ, кА; $I_{у.доп.}$ – наибольшее действующее значение полного тока; I_t – ток термической стойкости, кА; t – время отключения, с; $t_{пр}$ – время протекания тока, с; $I_{ном.пр.}$ – номинальный ток предохранителя, А;

$I_{откл.ном.пр.}$ – номинальный ток отключения предохранителя, кА;

В КТП установлены выключатели нагрузки типа ВНП-М1-10-У3 [11].

Каталожные данные:

$$U_{ном} = 10кВ, I_{ном} = 630А, i_{ном.дин.} = 80кА, I_t = 52кА, t_{пр} = 1 с.$$

Условия проверки:

$$10кВ = 10кВ;$$

$$630А > 25,83А;$$

$$80кА > 33.1кА;$$

$$52кА > 12.5кА;$$

$$52^2 \cdot 1 > 12.5^2 \cdot 2 \quad \text{или} \quad 2704 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 312.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Имеющийся выключатель нагрузки удовлетворяет всем требованиям.

Проверим установленный на КТП предохранитель из условий [3, 4]:

$$U_{ном.пр.} \geq U_{ном.сети};$$

$$I_{откл.ном.пр.} \geq I_{КЗ.мах};$$

$$I_{ном.пр.} \geq I_{раб.мах};$$

$$I_{ном.вст.} \geq I_{раб.мах},$$

(12.9)

где $U_{ном.пр.}$ – номинальное напряжение предохранителя, В; $U_{ном.сети}$ – номинальное напряжение сети, В; $I_{откл.ном.пр.}$ – номинальный ток отключения предохранителя, кА; $I_{КЗ.мах}$ – максимальный ток КЗ, кА; $I_{ном.пр.}$ – номинальный ток предохранителя, А; $I_{ном.вст.}$ – номинальный ток плавкой вставки, А; $I_{раб.мах.}$ – максимальный рабочий ток присоединения, А.

В КТП установлены предохранители ПКТ-103-10-50-12,5-У3 [11]

$$10кВ = 10кВ;$$

$$12,5кА \geq 12.5кА;$$

$$50А > 25,83А;$$

$$50А > 25,83А.$$

Выбранный предохранитель отвечает всем требованиям.

13 Расчет стоимости реконструкции системы электроснабжения котельной

Капитальные затраты на реконструкцию складываются из затрат на:

1. Распределительные пункты;
2. Кабели, питающие отдельные электроприемники и СП;
3. Коммутационно – защитные аппараты на 0,4 кВ.

Стоимость распределительных силовых пунктов (таблица 13.1).

Таблица 13.1 – Расчет стоимости силовых пунктов (вариант 1) [20]

Номер СП	I_p , А	Марка СП	Номинальный ток СП, А	Количество присоединений СП	Стоимость, руб
СП-1	615,65	ПР8501-1098	630	8	67845
СП-2	520,36	ПР8501-1098	630	8	67845
СП-3	404,31	ПР8501-1083	500	8	50379
СП-4	41,08	ПР8804-1007	50	8	11577
СП-5	13,64	ПР8804-1008	40	8	10551
СП-6	13,64	ПР8804-1008	40	8	10551
СП-7	13,64	ПР8804-1008	40	8	10551
СП-8	62,03	ПР8804-1006	63	8	12063
СП-9	21,38	ПР8804-1008	40	8	10551
СП-10	25,4	ПР8804-1008	40	8	10551
ИТОГО					262464

Стоимость кабельных линий (таблица 13.2) определяется как:

$$K_{кл} = \sum K_{кли} \cdot L_i, \quad (13.1)$$

где $K_{кли}$ – стоимость 1 м кабеля, L_i – длина кабеля.

Таблица 13.2 – Расчет стоимости кабелей [22]

№ п/п	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
1	2	3	4	5
1	240	21	890	18690
2	150	7	464	3248
3	240	29	890	25810
4	150	5	464	2320
5	120	10	445	4450
6	150	17	464	7888
7	150	14	464	6496
8	150	15	464	6960
9	120	30	445	13350
10	50	25	185	4625

№ п/п	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
1	2	3	4	5
11	95	7	370	2590
12	50	16	185	2960
13	50	9	185	1665
14	50	17	185	3145
15	4	30	21	630
16	95	35	370	12950
17	95	33	370	12210
18	25	20	86	1720
19	4	9	21	189
20	16	16	54	864
21	4	16	21	336
22	4	10	21	210
23	4	12	21	252
24	4	14	21	294
25	4	35	21	735
26	4	45	21	945
27	4	35	21	735
28	4	43	21	903
29	4	41	21	861
30	4	38	21	798
31	4	30	21	630
32	4	40	21	840
33	4	7	21	147
34	4	12	21	252
35	4	6	21	126
36	4	26	21	546
37	4	19	21	399
38	4	33	21	693
39	4	15	21	315
40	4	21	21	441
41	4	12	21	252
42	4	26	21	546
43	4	12	21	252
44	4	12	21	252
45	4	19	21	399
46	4	11	21	231
47	4	11	21	231
48	4	11	21	231
49	4	16	21	336
50	4	20	21	420
51	4	7	21	147
52	4	25	21	525
53	4	12	21	252
54	4	16	21	336
55	4	11	21	231
56	4	11	21	231
57	4	7	21	147
58	4	29	21	609
59	4	22	21	462
60	4	35	21	735
61	4	19	21	399

№ п/п	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
1	2	3	4	5
Кабели, питающие СП				
СП-1	(2)х240	103	1780	183340
СП-2	(2)х240	54	1780	96120
СП-3	(2)х150	83	928	77024
СП-4	16	48	54	2592
СП-5	4	88	21	1848
СП-6	4	67	21	1407
СП-7	4	40	21	840
СП-8	35	26	116	3016
СП-9	6	19	29	551
СП-10	6	21	29	609
			Итого	517789

Стоимость автоматов [23] (таблица 13.3).

Таблица 13.3 – Стоимость автоматов

Место установки	Тип автомата	Номинальный ток, А	Количество автоматов на присоединение	Цена автомата, руб.	Цена общая, руб.
1	2	3	4	5	6
СП-1	ВА 51-39	630	2	5600	11200
СП-2	ВА 51-39	630	2	5600	11200
СП-3	ВА 51-39	630	2	5600	11200
СП-4	ВА 51-31	100	2	1200	2400
СП-5	ВА 51-25	25	2	450	900
СП-6	ВА 51-25	25	2	450	900
СП-7	ВА 51-25	25	2	450	900
СП-8	ВА 51-31	100	2	1200	2400
СП-9	ВА 51-25	25	2	450	900
СП-10	ВА 51-31	100	2	1200	2400
1	ВА 51-37	400	1	2300	2300
2	ВА 51-35	250	1	1300	1300
3	ВА 51-37	400	1	2300	2300
4	ВА 51-35	250	1	1300	1300
5	ВА 51-35	250	1	1300	1300
6	ВА 51-35	250	1	1300	1300
7	ВА 51-35	250	1	1300	1300
8	ВА 51-35	250	1	1300	1300
9	ВА 51-35	250	1	1300	1300
10	ВА 51-31	160	1	1200	1200
11	ВА 51-35	160	1	1200	1200
12	ВА 51-31	160	1	1200	1200
13	ВА 51-31	160	1	1200	1200
14	ВА 51-31	160	1	1200	1200
15	ВА 51-25	25	1	450	450
16	ВА 51-35	160	1	1200	1200
17	ВА 51-35	160	1	1200	1200
18	ВА 51-31	100	1	1200	1200
19	ВА 51-25	25	1	450	450
20	ВА 51-31	100	1	1200	1200

Место установки	Тип автомата	Номинальный ток, А	Количество автоматов на присоединение	Цена автомата, руб.	Цена общая, руб.
1	2	3	4	5	6
21	ВА 51-25	25	1	450	450
22	ВА 51-25	25	1	450	450
23	ВА 51-25	25	1	450	450
24	ВА 51-25	25	1	450	450
25	ВА 51-25	25	1	450	450
26	ВА 51-25	25	1	450	450
27	ВА 51-25	25	1	450	450
28	ВА 51-25	25	1	450	450
29	ВА 51-25	25	1	450	450
30	ВА 51-25	25	1	450	450
31	ВА 51-25	25	1	450	450
32	ВА 51-25	25	1	450	450
33	ВА 51-25	25	1	450	450
34	ВА 51-25	25	1	450	450
35	ВА 51-25	25	1	450	450
36	ВА 51-25	25	1	450	450
37	ВА 51-25	25	1	450	450
38	ВА 51-25	25	1	450	450
39	ВА 51-25	25	1	450	450
40	ВА 51-25	25	1	450	450
41	ВА 51-25	25	1	450	450
42	ВА 51-25	25	1	450	450
43	ВА 51-25	25	1	450	450
44	ВА 51-25	25	1	450	450
45	ВА 51-25	25	1	450	450
46	ВА 51-25	25	1	450	450
47	ВА 51-25	25	1	450	450
48	ВА 51-25	25	1	450	450
49	ВА 51-31	100	1	1200	1200
50	ВА 51-25	25	1	450	450
51	ВА 51-25	25	1	450	450
52	ВА 51-25	25	1	450	450
53	ВА 51-31	100	1	1200	1200
54	ВА 51-25	25	1	450	450
55	ВА 51-25	25	1	450	450
56	ВА 51-25	25	1	450	450
57	ВА 51-25	25	1	450	450
58	ВА 51-25	25	1	450	450
59	ВА 51-25	25	1	450	450
60	ВА 51-25	25	1	450	450
61	ВА 51-25	25	1	450	450
ИТОГО					89300

Расчет стоимости капиталовложений на реконструкцию схемы электроснабжения котельной:

$$K_{\text{РЕК}} = K_{\text{КЛ}} + K_{\text{СП}} + K_{\text{АВТОМАТ}} = 517,789 + 262,5 + 89,3 = 869,553 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР была произведена реконструкция действующей системы электроснабжения для повышения надежности электроснабжения потребителей котельной.

В ходе выполнения работы была дана характеристика объекта проектирования и действующей схемы его электроснабжения. На предварительном этапе были рассчитаны электрические нагрузки на первом уровне для силовых электроприемников, а также количество и мощность светильников, рассчитана нагрузка на втором уровне электроснабжения для узлов питания. На основании этих полученных результатов были выбраны актуальные марки трансформаторов соответствующей мощности и с учетом применения компенсирующих устройств для повышения коэффициента мощности и выполнения договорных условий по электроснабжению.

Для защиты узлов второго уровня и индивидуальных электроприемников выбраны защитные аппараты (автоматические выключатели), и далее, с ними согласованы сечения проводников (кабельные линии различного сечения). Для выбора щитов освещения, кабелей и защитной аппаратуры произведены электротехнические расчеты рабочего и аварийного освещения.

В конечном счете, была посчитана стоимость реконструкции системы электроснабжения котельной.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные виды электрооборудования и технические решения, касающиеся системы электроснабжения, могут быть использованы для реконструкции и проектирования котельных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системы электроснабжения. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебн.-метод. пособие / сост. Н. В. Дулесова ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Электрон. текстовые, граф. дан. (2,68 МБ). – Абакан : ХТИ – филиал СФУ, 2016. – 72 с.
2. Конюхова, Е. А. Электроснабжение [Текст] : учебник / Е.А. Конюхова. – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с.
3. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий [Текст] : Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.
4. Кудрин, Б. И. Электроснабжение [Текст] : учебник для использования в образовательном процессе образовательных учреждений, реализующих программы высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (уровень бакалавриата), профиль (направленность) "Электроснабжение" / Б. И. Кудрин, Б. В. Жилин, М. Г. Ошурков. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2018. - 382 с.
5. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий [Электронный ресурс]. – М.: АООТ ОТК ЗВНИ ПКИ Тяжпромэлектропроект, 1994 (1-я редакция). – М.: Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9633/> (дата обращения 25.05.2022).
6. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» [Электронный ресурс] . – М.: Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектропроект, 1993 (2-я редакция). – Режим доступа: <https://gostinform.ru/other-dokumenty/posobie-obj48368.html> (дата обращения 25.05.2022).
7. Правила устройства электроустановок [Текст]. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. - 701 с.
8. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст] ; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 1998. – 131 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200031256> (дата обращения 25.05.2022).
9. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок [Текст] ; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1994. – 27 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения 25.05.2022).
10. Кнорринг, Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения [Текст]. - 6-е изд., перераб. - Ленинград : Энергия. Ленингр. отделение, 1968. - 391 с. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032239> (дата обращения 25.05.2022).
11. Киреева, Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике [Текст] : (с примерами расчетов) / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 3-е изд., стер. - Москва : КноРус, 2016. – 862 с.
12. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного про-

ектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Электронный ресурс] / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М. : Энергоаомоиздат, 1987. – 368 с. – Режим доступа: <http://www.electrolibrary.info/books/fedorov.htm> (дата обращения 25.05.2022).

13. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Электронный ресурс] : Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2010. – 214 с. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/28024670-V-p-shehovcov-raschet-i-proektirovanie-shemzlekquysnabzheniya.html> (дата обращения 25.05.2022).

14. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс] : Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 25.05.2022).

15. Электродвигатели АИР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electronpro.ru/production> (дата обращения 25.05.2022).

16. Официальный сайт компании «Навигатор» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.navigator-light.ru (дата обращения 25.05.2022).

17. ГОСТ 31996-2012. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200102744> (дата обращения 25.05.2022).

18. ГОСТ 31946-2012. Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200102886> (дата обращения 25.05.2022).

19. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Республики Хакасия на 2022 год [Электронный ресурс]: Приказ государственного комитета энергетике и тарифного регулирования Республики Хакасия от 29 декабря 2021 года N 10-э. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/561698099> (дата обращения 25.05.2022).

20. Пункты распределительные ПР8501 и ПР8804 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://darsteel.ru/products/punkty-raspredelitelnyye-pr8501/> (дата обращения 25.05.2022).

21. Шинопроводы распределительные ШРА - 4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.kmp163.ru/catalog/k-4281549-shinoprovody_raspredelitelnyye_shra_4 (дата обращения 25.05.2022).

22. Кабели с пластмассовой изоляцией АВВГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elmarts.ru/catalog/avvg/> (дата обращения 25.05.2022).

23. Автоматические выключатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://grantek-svet.ru/catalog/avtomaticheskij_vyklyuchatel.php (дата обращения 25.05.2022).

24. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2013. – 328 с.

25. Хромченко, Г. Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / Г. Е. Хромченко, П.И. Анастасиев, Е.З. Бранзбург, А.В. Коляда. - М.: Энергия, 2010. – 397 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1 – Технические данные электродвигателей котельной

Инвентарн. номер	Место установки и наименование	Тип	Заводск.№	P, кВт	I, А	n, об/мин	cosφ	КПД	год изгот.	завод изгот.	год уст.	вес (кг)	номер под-шипника переднего	номер под-шипника заднего	защита предохранительный автомат	тип пусковой аппаратуры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	КОТЕЛЬНАЯ															
036 1383	Дымосос котла №1	АИР315М8	225369	110	209	740	0,8	0,96	1989		1996		2319	319	А20-20	КТ-34А
036 0105	Дымосос котла №2	АИР315М8	225367	110	209	740	0,85	0,93	1989		1996		2319	319	А20-20	КТ-34А
036 0106	Дымосос котла №3	А10-38М	1588	125	235	740	0,87	0,91	1981		1993				А15-8	КТ-34А
036 0107	Дут.вент. котла №1	ГАМ-116		75	145	730	0,84	0,92	1955	ЗВИ г. М-ва	1968	950	2320	320	А20-20	КТ-34А
036 0104	Дут.вент. котла №2	АИР315Б8У3	223330	90	173	740	0,85	0,93	1989		1994	920			А15-4	КТ-34А
036 0108	Дут.вент.котла №3	АНР315S8	224856	90	173	740	0,8	0,93	1989		1993				А15-4	КТ-34А
036 0110	БЦР котла №3		8709								1959		310	310		П-322
036 0111	БЦР котла №2	КД.65/12-8-6-4	53/06309	1,7-3	6,5-7	480-1450			1955		1955		212	212		П-322
036 0112	БЦР котла №1	А-61/12-8-6-4		1,3-3	5,3-6,9	460-1410			1955		1955		310	310		П-322
036 0113	Золосмывной насос №1	А2-81-2		55	102	2900	0,9	0,91	1977	ХЭМЗ	1978	292	2314	314	А3716	ПА-511
036 0114	Золосмывной насос №2	А2-81-2У3	17734	55	102	2900	0,9	0,91	1977	ХЭМЗ	1978	292	2312	312	А3716	ПА-511
036 0115	Компрессор к/ц	А-91-4		75	140	1460	0,89	0,91	1955			590	2317	317	А3134	КТ-34А
036 0116	Пожарный насос	А-2-82-2	4202	75	137	2920	0,9	0,92	1966		1999	339			ВА5735	ПМ-2М
036 0117	Шуровщик котла №1	А042-6	98398	1,7	4,3	930	0,75	0,79			1971	41	306	306	АП-50	П-222
036 0118	Шуровщик котла №2	А042-6	9Р598	1,7	4,3	930	0,75	0,79			1973	41	306	306 АП-50		ПМЕ-222
036 0119	Шуровщик котла №3	АОЛ42-6	121202	1,7	4,3	930	0,75	0,79	1959		1972	41	306	306	АП-50	П-322М
036 0120	Насос шуровщиков	А02-82-2	9865	55	100	2960	0,91	0,91	1972		1972	375	2313	313	А15-4	КТ-34 С
036 0121	Вибратор бункера К-1	ВНДВ-1		1,2	2,6	3000			1961	Крас.метал	1965		42409	42409	АП-50	П-222М
036 0122	Вибратор бункера К-2	ВНДВ-1		1,2	2,6	3000			1961	Крас.метал	1965		12308	12308	АП-50	П-222М
036 0123	Вибратор бункера К-3	ВНДВ-1		1,2	2,6	3000			1961	Крас.метал	1963		12308	12308	АП-50	П-222М
036 0124	Задвижка паровая К-1	АОС42-4	43654	2,8	6,8	1300	0,85	0,74	1955	ХЭМЗ	1973	45	306	306	АП-50	ПА-312
036 0125	Задвижка паровая К-2	АОС42-4	13209	2,8	6,8	1300	0,85	0,74	1955	ХЭМЗ	1973	45	306	306	АП-50	ПА-312
036 0126	Задвижка паровая К-3	АСС42-4		2,8	6,8	1300	0,85	0,74	1955	ХЭМЗ	1976	45	306	306	АП-50	ПА-312
036 0127	Наждак котельной	АОС42-4	436543	2,8	6,7	1290	0,86	0,74	1982	ХЭМЗ	1965	45	306	306		П-222
036 0128	Золосмывной насос №3	4А325М	4023	55	102	2950	0,92	0,91	1982		1996	355	314		А4413.1751875	

Инвентарн. номер	Место установки и наименование	Тип	Заводск.№	P, кВт	I, А	n, об/мин	cosφ	КПД	год изгот.	завод изгот.	год уст.	вес (кг)	номер под-шипника переднего	номер под-шипника заднего	защита предохран.автомат	тип пусковой аппаратуры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Фрезерный станок															
036 0129	Гл.эл. двигатель												304	304		
036 0130	Эл.двигатель смазки												302	302		
036 0131	Эл.двигатель подачи												303	303		
036 0132	Эл.двигатель охлаждения												302	302		
	Токарный станок №1															
036 0133	Эл.двигатель привода	ЗМОТ		22		975							6310			
036 0134	Эл.двигатель подачи	ЗМОТ		0,55	1.6	1385	0,75					9	6204			
036 0135	Эл.двигатель охлаждения	РС51		0,15		2830										
036 0136	Токарный станок N22	A02-51-4		7,5	1450						1989					П-322
036 0137	Вертик.-сверлильный станок	A42-4	123080	2,8	6,1	1420	0,84	0,83	1954	з-д Калинина	1958	415	306	306		П-322
036 0138	Строгальный станок	A62-6	260132	10	21,5	970	0,82	0,86	1955		1956	165,5	310	310		П-322
036 0139	Помпа токарного ст.№2	ПА-22	18784	0,125	0,41	2800			1953	Московс.з-д	1953	9,5	201	201		
036 0140	Наждак мех/мастерск.	A042-4	2837	2,8	6,7	1420	0,84	0,83	1963	г.Саранск	1974	45	306	306		П-222
036 0141	Наждак мех/маст.(в токарке)	Л4А100		1,1		1470										
036 0142	Циркулярка №1 (столяр.)	44100Э4У3		3	6,7		0,85	0,82				34,5			A3124	ПМЕ-024
036 0143	Наждак столярн. мастерск.	44100		0,27											АП-50	ПМЕ-022
036 0144	Пресс механический	KMR180S6		15												ПАЕ-312
036 0145	Подъемник ТП-9 гидротолк.	4АС-100Б4/ТКГ		3,7/02		1340										
036 0146	Подъемник "Пионер".	183411		4									306	306		
036 0147	Насос эжектирующий №1	AIP315C4У	17748	160		1470						875	2319	319		
036 0148	Насос эжектирующий №2	A3315-52-4	579380	160		1480						755				
036 0149	Цренаж.насос апп. Моск.															
036 0150	Насос теплиц			7,5	14,5	2980										
036 0151	Вентилятор столярки		865281	1		1360										
036 0152	Задв. рециркуляции К-3			1,3												
036 0153	3 л. за движка в барбат. К-3	A04АХС	7920285	1,3	3,4	1360	0,75	0,77								

Инвентарн. номер	Место установки и наименование	Тип	Заводск.№	Р, кВт	І, А	п, об/мин	cosφ	КПД	год изгот.	завод изгот.	год уст.	вес (кг)	номер под-шипника переднего	номер под-шипника заднего	защита предохранительный автомат	тип пусковой аппаратуры
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Котел №4															
036 0154	Вентилятор	АОЭ-31556	24573	110	200	985	0,9	0,93	1972		1977	1080	2317	317	АВМ-44.250А	
036 0155	Дымосос	АК-103-8	16385	100	201	725	0,84	0,9	1972		1977	1069	2320	320	АВМ-44.250А	
036 0156	Мельница №1	АО-02-92-6		75	133	985	0,92	0,92	1972		1977		2317	317	АВМ-44.250А	КТ-6053
036 0157	Мельница №2	АО-02-92-6		75	133	985	0,92	0,92	1972		1977		2317	317	АВМ-44.250А	КТ-6053
036 0158	ПСУ №1	ПБ-82	36998	3,4	20	500/1500	0,82		1971		1977	430	32311	311	АВМ-4С, А-3124	ПА411
036 0159	ПСУ №2	ПБ-82	36898	3,4	20	500/1500	0,82		1971		1977	430	32311	311	АВМ-4С, А-3124	ПА411
036 0160	Растопочный насос №1	АОХ80В443	48057	1,5	3,6	1400	0,83	0,72	1975		1977	19,5	60305	60305	АП-50	ПМЕ-211
036 0161	Растопочный насос №2	АОХ80В443	95785	1,5	3,6	1400	0,83	0,72	1976		1977	19,5	60305	60305	АП-50	ПМЕ-211
036 0162	Перекачивающий насос №1	КО-114	2747	8	15,5	1470	0,84	0,87	1976	КЗЗ	1977	180	311	311	А3124	ПА-311
036 0163	Перекачивающий насос №2	ВА061-4	50341	13	26	1460	0,89	0,89	1976	КЗЗ	1977	180	2309	309	А3124	ПА-311
036 0164	Выт. вент. солярового х-ва	АОЛ-214	33	0,27	0,83	1400	0,75	0,66	1971	НЭМЗ	1977	7,88	202	202	АП-60	ПМЕ-211
036 0165	Обдув.аппарат ОМ-0,35	АОЛ211-4	531335	0,6	1,7	1350	0,76	0,72	1961		1977	11	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0166.	Обдув.аппарат ОМ-0,35 №2	АОЛ211-4	531365	0,6	1,7	1350	0,76	0,72	1961		1977	11	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0167	Обдув.аппарат ОПП-5-58 №3	АОЛ211-4	531310	0,6	1,7	1350	0,76	0,71	1961		1977	11	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0168	Обдув.аппарат ОПП-5-58 №4	АОЛ211-4	1590	0,6	1,7	1350	0,76	0,71	1971		1977	11	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0169	Обдув.аппарат ОГ-1 пост.пр	АОЛ2-21-4М301		1,1	3,1	1350	0,79	0,74	1971		1977	14	60305	60305	АП-60	ПМЕ-111
036 0170	Обдув.аппарат ОГ-2 пост.лев	АОЛ2-21-4М301		1,1	3,1	1350	0,79	0,74	1971		1977	14	60305	60305	АП-60	ПМЕ-111
036 0171	Обдув.аппарат ОГ-1 вращ.пр	АОЛ2-11-4М301		0,6	1,7	1350	0,76	0,71	1971		1977	105	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0172	Обдув.аппар. ОГ-2 вращ.лев	АОЛ2-11-4М301		0,6	1,7	1350	0,76	0,71	1971		1977	10,5	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0173	Обдув.аппарат ОН-1	АОЛ211-4	528381	0,6	1,7	1350	0,75	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0174	Обдув.аппарат ОН-2	АЛ0211-4	531384	0,6	1,7	1350	0,75	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0175	Обдув.аппарат ОН-3	АОЛ211-4	528388	0,6	1,7	1350	0,75	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0176 С	Обдув.аппарат ОН-4	АОЛ211-4	531300	0,6	1,7	1350	0,76	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0177 С	Обдув.аппарат ОН-5	АОЛ211-4	531781	0,6	1,7	1350	0,76	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111
036 0178 С	Обдув.аппарат ОН-6	АОЛ211-4	531376	0,6	1,7	1350	0,76	0,72	1971		1977	10,7	60304	60304	АП-60	ПМЕ-111

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

«_____» _____
(дата)

(подпись)

Ю. Г. Краюскас
(ФИО)

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.В. Колосовский
подпись инициалы, фамилия

« 13 » нояб 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция схемы электроснабжения котельной ООО «Абаза-энерго»

тема

Руководитель Е.В. Платонова 12.06.22 доцент, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник Ю.Г. Крайускас 21.06.2022
подпись, дата

Ю. Г. Крайускас
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова 23.06.22
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2022