


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ

КАФЕДРА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

 Е.А. Дерюгина

«19» 06 2023 г.


РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАДИОЗАВОДА»

Специальность 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»

Специализация 1-43.01.03.01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

Обучающийся  
группы 10603419  
номер

 Б.А. Эшмамов  
подпись, дата 10.06.23

Руководитель


 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата 17.06.2023

Консультанты:


по разделу «Электроснабжение»

 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата 17.06.2023


по разделу «Экономика»

 Е.И. Тымуль  
подпись, дата 10.06.23


по разделу «Релейная защита и автоматика»

 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата 17.06.2023

по разделу «Охрана труда»

 Е.В. Мордик  
подпись, дата 16.06.23

Ответственный за нормоконтроль

 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата 17.06.23

Объем проекта:  
пояснительная записка - \_\_\_\_\_ страниц;  
графическая часть - \_\_\_\_\_ листов;  
магнитные (цифровые) носители - \_\_\_\_\_ единиц.

Минск 2023

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 124 с., 17 рис., 57 табл., 17 источников.

### ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА

Объектом разработки является система электроснабжения радиозавода.

Целью проекта является разработка системы электроснабжения на основе исходной информации. При этом для проектируемого завода произведены расчеты по выбору силового электрооборудования и цеховых электрических сетей напряжением выше 1 кВ.

В процессе дипломного проектирования разрабатывалась система электроснабжения рассматриваемого завода в целом: определены расчетные нагрузки, произведён выбор цеховых трансформаторов, выбран оптимальный вариант схемы электроснабжения на основе технико-экономических расчетов.

При разработке системы электроснабжения завода применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования. Результатами дипломного проекта явились глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, а также практических навыков в разработке экономичных, удобных в эксплуатации и безопасных в обслуживании систем электроснабжения на основе достижений научно-технического прогресса.

Подтверждаю, что приведенный в дипломном проекте расчетно-аналитический материал объективно отражает состояние разрабатываемого объекта, все заимствованные из литературных и других источников теоретические и методологические положения и концепции сопровождаются ссылками на их авторов.

## ВЕДОМОСТЬ ОБЪЁМА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Кол. листов	Примеч.		
1			<u>Документация общая</u>				
2							
3	A4		Задание по дипломному проекту	1			
4	A4		Расчетно-пояснительная записка	1			
5	A1	ДП-10603419-2023-01	Генплан предприятия с сетью напряжением	124			
6			выше 1 кВ и картограммой нагрузок				
7	A1	ДП-10603419-2023-02	Результаты расчета электрических нагрузок	1			
8	A1	ДП-10603419-2023-03	Принципиальная схема электроснабжения	1			
9			предприятия на напряжении 10 кВ				
10	A1	ДП-10603419-2023-04	Принципиальная схема электроснабжения	1			
11			предприятия на напряжении до 1 кВ				
12	A1	ДП-10603419-2023-05	План помещения РУ-10 кВ с расположением	1			
13			оборудования и разрез ячейки 10кВ				
14	A1	ДП-10603419-2023-06	Принципиальная электрическая схема	1			
15			вторичной коммутации ячейки ОЛ 10 кВ				
16	A1	ДП-10603419-2023-07	Карта селективности защит ТП	1			
17	A1	ДП-10603419-2023-08	Технико-экономические показатели	1			
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
			<b>ДП-10603419-2023-РПЗ</b>				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Эшмаматов Б.А.			<b>Ведомость объема дипломного проекта</b>		
Пров.		Капустинский А.Ю.					
Т. контр.		Капустинский А.Ю.					
Н. контр.		Капустинский А.Ю.					
Утв.		Дерюгина Е.А.					
					Лит.	Лист	Л
					У		1
					1-43 01 03 БНТУ, г. Минск		

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И ТЕРМИНОВ.....	9
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА.....	13
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	15
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	17
3.1 Формирование групп характерных категорий силовых электроприемников по цехам ..	19
3.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам .....	21
4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	26
4.1 Выбор цеховых трансформаторов.....	26
4.2 Расчет компенсации реактивной мощности.....	27
4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах.....	30
4.4 Определение результирующей нагрузки на шинах напряжением выше 1кв источника питания.....	30
4.5 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы .....	32
5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО- ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ.....	35
5.1 Выбор сечений кабельных линий до 1 кВ.....	36
5.2 Выбор автоматических выключателей .....	37
5.3 Выбор трансформаторов тока.....	39
6 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	44
7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО- ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ ВЫШЕ 1 КВ.....	47
8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫШЕ 1 КВ.....	63
8.1 Выбор электрических аппаратов РП.....	63
8.1.2 Выбор трансформаторов тока .....	64
8.1.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	70
9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	73
10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЧЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ....	83

10.1 Расчёт уставок токовой отсечки линии 10 кВ.....	83
10.2 Расчёт уставок токовой отсечки с выдержкой времени линии 10 кВ .....	85
10.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты линии 10 кВ .....	86
10.4 Расчёт уставок токовой защиты нулевой последовательности линии 10 кВ .....	89
10.5 Расчёт уставок устройств резервирования отказа выключателя.....	90
10.6 Расчёт уставок защиты от дуговых коротких замыканий.....	91
11 ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СООТВЕТСТВИЕ УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	92
11.1 Проверка сечений кабелей .....	92
11.2 Выбор шин РП .....	94
11.3 Проверка электрических аппаратов РП и ТП.....	96
11.3.2 Проверка трансформаторов тока .....	99
11.3.3 Проверка автоматических выключателей.....	99
12 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	103
13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ.....	106
13.1 Организация энергохозяйства радиозавода.....	106
13.2 Техничко-экономические расчеты.....	110
14 ОХРАНА ТРУДА.....	113
14.1 Расчёт защитного заземления для ТП №2 10/0,4 кВ.....	113
14.2 Меры безопасности при эксплуатации и ремонтах электрооборудования.....	116
14.3 Пожарная безопасность .....	119
14.3.1 Углекислотные огнетушители (газовые) .....	121
14.3.2 Порошковые огнетушители .....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	124

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И ТЕРМИНОВ

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

БНК – батарея низковольтных конденсаторов;

ВЛ – воздушная линия;

ВРУ – вводное распределительное устройство;

ГПП – главная понизительная подстанция;

ДРИ – дуговая ртутная лампа с излучающими добавками;

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИП – источник питания;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КСО – камера стационарная одностороннего обслуживания;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

КУ – конденсаторная установка;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОГЭ – отдел главного энергетика;

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

ОЛ – отходящая линия;

ПГВ – подстанция глубокого ввода;

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПС – подстанция;

ПЛ – питающая линия;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СПЭ – сшитый полиэтилен;

СШ – секция шин;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ТТПН – трансформатор нулевой последовательности;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

ЦЭН – центр электрических нагрузок;

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Потребители электроэнергии и выбор основного оборудования были рассмотрены в книге Радкевича В.Н. «Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие».

Расчет электрических нагрузок промышленного предприятия был рассмотрен в книге Радкевич В.Н. «Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие для студентов специальности

1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

Выбор и проверка электрооборудования были рассмотрены в книге Радкевича В.Н. «Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

Выбор источников света и их расчет были рассмотрены в книге Козловской В.Б. Электрическое освещение: справочник.

Расчет технико-экономических показателей был рассмотрен в книге Нагорнова В.Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение».

Релейная защита и автоматика элементов системы электроснабжения были рассмотрены в книге Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматизации распределительных сетей.

Охрана труда была рассмотрена в книгах Лазаренкова А. М. Охрана труда в энергетической отрасли: учебник для вузов и Филянович Л. П. Методические указания по выполнению раздела «Охрана труда» в дипломных проектах для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение».

Темой специального задания является разработка плаката «ВРУ 0,4 кВ. Схема принципиальная электрическая». Для рассмотрения заданного вопроса был использован ГОСТ 21.613-2014.

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика, как отрасль народного хозяйства, занимает ведущие позиции в развитии экономики любого государства.

Многие электростанции, сетевые и другие объекты Белорусской энергосистемы по качественному составу техники, организации управления, автоматизации и другим экономическим показателям находятся на передовых рубежах современного промышленного производства.

Системы электроснабжения, обеспечивающие электрической энергией промышленные объекты, оказывают существенное влияние на работу электроприборов, осветительных, преобразовательных и электротехнологических установок, а также производственный процесс в целом.

Системы электроснабжения промышленных предприятий, представляющие собой совокупность электроустановок, предназначены для обеспечения электроэнергией промышленных потребителей. Потребители электроэнергии имеют свои специфические особенности, чем и обусловлены определенные требования к их электроснабжению – надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов. К основным задачам электроснабжения относят следующие: выбор рациональных схем и конструктивного исполнения электросетей; определение электрических нагрузок; расчет потерь мощности и электроэнергии; компенсация реактивной мощности; выбор числа и мощности трансформаторов; выбор защитных аппаратов и сечений проводников; учет потребляемой мощности и электроэнергии.

Надежное и экономичное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества – необходимое условие функционирования любого промышленного предприятия. В связи с этим специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, так как именно при проектировании формируется структура электроснабжения, и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Целью данного дипломного проекта является разработка экономичной, надежной, удобной в эксплуатации и безопасной системы электроснабжения радиозавода. В проекте рассмотрены вопросы определения электрических нагрузок элементов СЭС, выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, расчета компенсации реактивной мощности, определения условного центра электрических нагрузок.



На основании полученных данных разработана схема электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и схема сетей до 1 кВ, связующих трансформаторные подстанции. Далее выполнен расчет токов короткого замыкания, выбор сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ.

Отдельное внимание при проектировании уделено определению технико-экономических показателей сравниваемых вариантов СЭС, расчету системы релейной защиты и автоматики, электрическим измерениям, вопросам учета и экономии электроэнергии, охране труда на предприятии.

## 1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Предприятие оказывает услуги по изготовлению печатных плат, по производству гибридных микросборок НЧ, ВЧ, СВЧ-диапазона (низкой и высокой частоты), навигационной аппаратуры, систем визуального контроля и оповещения, радиотехнических комплексов. Так же завод оказывает услуги по ремонту деталей механизмов и агрегатов, по сборке и монтажу печатных плат.

Печатная плата – это тонкая пластина, выполненная из диэлектрического материала. На ней располагаются цепи, через которые поступает ток. Причем помещены они могут быть как на лицевую часть, так и внутрь изделия.

Процесс изготовления пластин состоит из следующих основных операций: создание заготовки платы, создание рисунка для пропускания тока, прессование пластин, нанесение покрытия, обработка механическим способом, установка компонентов и проведение тестов.

Иногда применяются дополнительные операции: пропитка смазками, механическая доработка, термическая, химическая обработка и др.

Конструкторско-технологическое сопровождение — это отработка документации на возможность изготовления деталей по собственному и переданному чертежу, расчёт потребности материалов, разработка технологических процессов.

Заготовка деталей включает в себя следующее: сначала нужная форма вырезается с помощью специального оборудования; затем выполняется подготовка листов фольги из алюминия; далее на вырезанный сегмент наносится фольгированное покрытие. Затем происходит создание рисунка для пропускания тока либо механическим, либо химическим методом.

В производственных цехах №1 и №2 выполняется металлизация отверстий, при которой применяется установка большой точности и специальный материал, используется для плат повышенной точности. Далее происходит прессование пластин и нанесение на них покрытий. Покрытия создается либо лаком, либо маркировкой, либо лужением проводников.

Калибрование изделий необходимо для достижения нужной точности размеров, улучшается качество поверхности и повышается прочность. Проводят тесты плат на наличие замыканий цепи и оптический тест на излишки и недочеты паяльной пасты.

На завершающем этапе изделий используют пропитку смазками, механическую доработку, химическую обработку и др.

Готовая продукция отгружается потребителю со склада автомобильным транспортом. Во внутрицеховых и междцеховых перевозках задействован специализированный транспорт.

## **2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ**

Проектирование СЭС предприятий требует анализа электроприемников и потребителей электроэнергии, на основе которого определяются условия их рационального электроснабжения, схемы и конструктивное выполнение электрических сетей, рассчитываются электрические нагрузки.

Потребители электроэнергии классифицируются по большому количеству технико-эксплуатационных признаков, таких как режим работы, мощность и напряжение, род тока, надёжность и т. д.

Основные потребители электроэнергии питаются от промышленной трёхфазной сети с номинальным напряжением 0,4 кВ и частотой 50 Гц. Электрическое освещение и сварочные аппараты являются однофазной нагрузкой, которая распределена по фазам. Эти нагрузки при неравномерном их распределении могут привести к несимметрии напряжения.

К электроприёмникам, работающим в повторно-кратковременном режиме, относятся кран-балки и различные конвейеры.

Наличие на предприятии резкопеременных нагрузок обуславливает необходимость принятия мер по снижению колебаний напряжения. Эти нагрузки могут быть вызваны эксплуатацией прокатных станов, печей и т. д.

В соответствии с ПУЭ по надёжности электроснабжения электроприёмники делятся на три категории [14].

К 1-й категории относятся электроприёмники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса. К ним относятся двигатели компрессоров, насосы, вентиляторы, аварийное освещение.

Ко 2-й категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта. К ним относится основная масса электроприёмников производственных цехов. Примерами таких потребителей являются установки повышенной частоты. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. Допускается осуществлять питание потребителей второй категории от одного трансформатора при наличии централизованного резерва, если

восстановление электроснабжения может быть выполнено не более чем за сутки.

К 3-й категории относятся все остальные электроприемники. К ним относятся электроприёмники вспомогательных цехов. Эти потребители могут иметь один источник питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены отказавшего элемента СЭС, длятся не более суток.

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Определение силовых электрических нагрузок осуществляется методом расчетных коэффициентов. По данному методу расчетная активная силовая нагрузка цеха определяется по выражению [1] (3.1):

$$P_{pc} = K_p \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi}, \quad (3.1)$$

где  $K_p$  – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_{иi}$  – коэффициент использования  $i$ -ой группы однородных электроприемников;

$P_{номi}$  – мощность  $i$ -ой группы однородных электроприемников, кВт;

$N$  – количество групп электроприемников.

Величина  $K_p$  принимается по [4] согласно выражению (3.2):

$$K_p = f(n_{\text{э}}, K_{и}, T_0), \quad (3.2)$$

где  $n_{\text{э}}$  – эффективное число электроприемников;

$K_{и}$  – групповой коэффициент использования;

$T_0$  – постоянная времени нагрева; для шин до 1 кВ цеховых трансформаторов  $T_0 = 2,5$  ч.

Эффективное число электроприёмников можно определить по выражению (3.3):

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum_{i=1}^N P_{номi}}{P_{н.мах}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{н.мах}$  – номинальная мощность наиболее мощного электроприёмника группы, кВт.

Групповой коэффициент использования определяется по следующему выражению:

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{иi} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^N P_{номi}}. \quad (3.4)$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка цеха определяется по выражению (3.5):

$$Q_{pc} = K_p \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (3.5)$$

где  $tg\varphi_i$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -ой группы электроприемников.

Нагрузку освещения определяем по методу коэффициента спроса. По данному методу расчетная активная нагрузка освещения цеха определяется по следующему выражению [3]:

$$P_{po} = K_c \cdot p_y \cdot F \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса на освещение;

$p_y$  – удельная мощность общего равномерного освещения, Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>;

$n$  – количество этажей.

Поскольку удельная мощность общего равномерного освещения приводится в справочниках для освещенности  $E_T = 100$  лк, коэффициента запаса  $K_{зТ} = 1,5$  и КПД светильника 100%, надо произвести пересчет  $p_{yТ}$  по выражению (3.7):

$$p_y = p_{yТ} \cdot \frac{E_n \cdot K_z \cdot H}{E_T \cdot K_{зТ} \cdot \eta \cdot H_{св}}, \quad (3.7)$$

где  $E_n$  – нормируемое значение освещенности, лк;

$K_z$  – нормируемое значение коэффициента запаса;

$H, H_{св}$  – светоотдача светильников из таблицы и светодиодов, лм/Вт;

$\eta$  – коэффициент полезного действия светильника.

Расчетная реактивная нагрузка освещения определяется по следующему выражению:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o, \quad (3.8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_o$  – значение коэффициента реактивной мощности освещения.

Расчетная активная мощность цеха в целом определяется по следующему выражению:

$$P_{pн} = P_{pc} + P_{po}. \quad (3.9)$$

Расчетная реактивная мощность цеха в целом определяется по следующему выражению:

$$Q_{pн} = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (3.10)$$

Полная расчетная мощность цеха определяется по следующему выражению:

$$S_{pн} = \sqrt{P_{pн}^2 + Q_{pн}^2}. \quad (3.11)$$

### 3.1 Формирование групп характерных категорий силовых электроприемников по цехам

Выбор оборудования, его мощности, а также максимальной мощности (мощность самого крупного электроприемника) осуществляется с учетом специфики цехов. Все оборудование разбивается на группы с одинаковыми  $K_{ui}$  и  $tg\varphi_i$ . Результаты выбора сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор оборудования цехов и его параметров

Номер и название цеха	$P_{уст}$ цеха, кВт	Установленное оборудование	$P_{уст}$ общ, кВт	$P_{ном}$ макс, кВт	$K_u$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8
1.Административный корпус (4 этажа)	980	вентиляторы	60	5,5	0,8	0,8	0,75
		насосы	40		0,7	0,85	0,62
		оргтехника и компьютеры	500		0,4	0,7	1,02
		кондиционеры	80		0,7	0,8	0,75
		холодильные установки	40		0,6	0,8	0,75
		оборудование для административной связи	20		0,3	0,8	0,75
		электронагреватели	100		0,7	0,8	0,75
		лабораторные приборы	140		0,5	0,9	0,48
2.Ремонтно-механический участок	1600	вентиляторы	100	20	0,8	0,8	0,75
		насосы	120		0,7	0,85	0,62
		электросварка	300		0,4	0,5	1,73
		прессы гидравлические	200		0,3	0,65	1,17
		автоматические поточные линии	150		0,5	0,7	1,02
		кран-балки (ПВ=40%)	80		0,1	0,5	1,73
		стенды для испытания узлов и агрегатов	200		0,4	0,65	1,17
		металлорежущие станки мелкосерийного производства: токарные, строгальные, фрезерные, сверлильные, полировальные, точильные	450		0,14	0,5	1,73
3.Производственный цех №1	1190	вентиляторы	80	30	0,8	0,8	0,75
		насосы	100		0,7	0,85	0,62
		диагностический блок	60		0,4	0,65	1,17
		печи сопротивления	350		0,8	0,95	0,33



Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
		агрегаты гальванических покрытий	50		0,6	0,78	0,802
		окрасочное и сушильное оборудование	100		0,7	0,7	1,02
		оборудование по подготовке микросхем, пайки и сборки плат	50		0,7	0,85	0,62
		камеры подготовки поверхности	100		0,5	0,9	0,48
		прессы	150		0,2	0,65	1,17
		переносной электроинструмент	50		0,06	0,5	1,73
		стенды для испытания узлов и агрегатов	100		0,4	0,65	1,17
4. Производственный цех № 2	1190	вентиляторы	80	30	0,8	0,8	0,75
		насосы	100		0,7	0,85	0,62
		диагностический блок	60		0,4	0,65	1,17
		печи сопротивления	350		0,8	0,95	0,33
		агрегаты гальванических покрытий	50		0,6	0,78	0,802
		окрасочное и сушильное оборудование	100		0,7	0,7	1,02
		оборудование по подготовке микросхем, пайки и сборки плат	50		0,7	0,85	0,62
		камеры подготовки поверхности	100		0,5	0,9	0,48
		прессы	150		0,2	0,65	1,17
		переносной электроинструмент	50		0,06	0,5	1,73
5.Склад	180	стенды для испытания узлов и агрегатов	100	10	0,4	0,65	1,17
		конвейеры	30		0,8	0,8	0,75
		краны (ПВ=40%)	40		0,7	0,85	0,62
		вентиляторы	50		0,4	0,65	1,17
		насосы	40		0,8	0,95	0,33
автоматические поточные линии	20	0,6	0,78	0,802			

### 3.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам

Порядок расчета рассмотрим на примере цеха №5.

По выражению (3.4) определим значение группового коэффициента использования:

$$K_{и} = \frac{0,8 \cdot 30 + 0,7 \cdot 40 + 0,4 \cdot 50 + \dots + 0,6 \cdot 20}{30 + 40 + 50 + \dots + 20} = \frac{115,2}{180} = 0,64.$$

Согласно формуле (3.3), эффективное число электроприемников.

$$n_{э} = \frac{2 \cdot 180}{10} = 36.$$

Принимаем  $n_{э} = 36$ .

Определив значения  $K_{и}$  и  $n_{э}$ , по таблице П2.3, [1] находим значение коэффициента расчетной нагрузки.

$$K_{р} = 0,85.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку:

$$P_{рс} = 0,85 \cdot (0,8 \cdot 30 + 0,7 \cdot 40 + 0,4 \cdot 50 + \dots + 0,6 \cdot 20) = 98,5 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5) вычисляем расчетную реактивную силовую нагрузку:

$$Q_{рс} = 0,85 \cdot (0,8 \cdot 30 \cdot 0,75 + 0,7 \cdot 40 \cdot 0,62 + \dots + 0,4 \cdot 50 \cdot 0,802) = 67,1 \text{ квар}.$$

Для определения нагрузок освещения необходимы следующие данные:

– площадь цеха,  $F = 3540 \text{ м}^2$ ;

– нормируемое значение освещенности цеха, согласно П1 [3], примем  $E_{н} = 75 \text{ лк}$ ;

– коэффициент запаса,  $K_{з} = 1,4$ .

Принимаем для установки в цехе светильники типа BEL.LED.PROM-300.2, для которых по [6] тип кривой света Д-1, КПД 95%.

При высоте подвеса 4,5 м и площади 3540 м<sup>2</sup> по таблице 12.3, [3], удельная мощность общего равномерного освещения  $p_{у\tau} = 2,6 \text{ Вт / м}^2$ .

По выражению (3.7) производим пересчет удельной мощности.

$$p_{у} = 2,6 \cdot \frac{75 \cdot 1,4 \cdot 70}{100 \cdot 1,5 \cdot 0,95 \cdot 95} = 1,41 \text{ Вт / м}^2.$$

Для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов, принимаем коэффициент спроса  $K_{с} = 0,95$ .

По выражению (3.6) определяем расчетную активную нагрузку освещения:

$$P_{ро} = 0,95 \cdot 1,41 \cdot 3540 \cdot 10^{-3} = 4,74 \text{ кВт}.$$

Принимаем, по таблице 11.1, [3],  $tg\varphi_0 = 0,33$  ( $\cos\varphi_0 = 0,95$ ). Тогда, согласно выражению (3.8), расчетная реактивная нагрузка освещения составит:

$$Q_{po} = 4,74 \cdot 0,33 = 1,57 \text{ квар.}$$

По выражению (3.9) определяем расчетную активную нагрузку цеха:

$$P_{pn} = 98,6 + 4,74 = 103,34 \text{ кВт.}$$

По выражению (3.10) определяем расчетную реактивную нагрузку цеха:

$$Q_{pn} = 67,1 + 1,57 = 68,67 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка цеха составит:

$$S_{pn} = \sqrt{103,34^2 + 68,67^2} = 124,08 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Результаты расчета электрических нагрузок для остальных цехов сведены в таблицы 3.2, 3.3 и 3.4.

Таблица 3.2 – Результаты расчета силовых нагрузок

№ цеха	Название	$K_n$	$n_{\Sigma}$	$K_p$	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар
1	Административный корпус	0,5	356	0,75	376,5	256,7
2	Ремонтно-механический участок	0,35	160	0,7	399	477,96
3	Производственный цех №1	0,58	79	0,79	549,8	347,7
4	Производственный цех №2	0,58	79	0,79	549,8	347,7
5	Склад	0,64	36	0,85	98,6	67,1

Осветительная нагрузка наружного освещения определяется по следующим выражениям:

$$P_{po} = p_y \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{кВт}; \quad (3.12)$$

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi, \text{квар}, \quad (3.13)$$

где  $p_y$  – удельная мощность осветительной установки, Вт/м; принимается согласно [3, таблица 8.3] для ширины дорожного покрытия 5м и  $E_n = 4$  лк значение  $p_y = 5,7$  Вт/м;

$L$  – суммарная длина линий наружного освещения, м.

Активная и реактивная согласно (3.13), (3.14) составят:

$$P_{po} = 5,7 \cdot 4550 \cdot \frac{50}{140} = 9,26 \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = 9,26 \cdot 0,48 = 4,45 \text{ квар},$$

Нагрузку уличного освещения объединим с нагрузкой ТП №1.

Таблица 3.3 – Данные для расчета осветительной нагрузки цехов и результаты расчета [3]

Цех	F, м <sup>2</sup>	Расч. высота цеха, м	Тип ламп	Тип светильников	КСС светильников	$\eta$	H/H <sub>св</sub> , лм/Вт	E, лк	$\cos\varphi_0$	K <sub>з</sub>	k <sub>с</sub>	P <sub>уд</sub> , Вт/м	P <sub>ро</sub> , кВт	Q <sub>ро</sub> , квар
Административный корпус	4х3417	2,5	FP-LED LSS-LED	LED	Д-1	0,95	70/95 50/140	300 4	0,95	1,4	0,95	2,7 5,7	85,4	29,57
РМЦ	8690	10,5	ПромLED	LED	Г-1	0,95	80/140	400	0,95	1,4	0,95	2,2	40,78	13,46
Производственный цех №1	4012	8,5	ПромLED	LED	Г-1	0,95	80/140	400	0,95	1,4	0,95	2,2	18,83	6,21
Производственный цех №2	4012	8,5	ПромLED	LED	Г-1	0,95	80/140	400	0,95	1,4	0,95	2,2	18,83	6,21
Склад	3540	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	75	0,95	1,4	0,95	2,6	4,74	1,57

Таблица 3.4 – Результаты расчета электрических нагрузок цехов

№ цеха	Название	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , квар	$P_{pn}$ , кВт	$Q_{pn}$ , квар	$S_{pn}$ , кВт·А
1	Административный корпус	376,5	256,7	85,4	29,57	461,9	295,26	548,21
2	Ремонтно-механический участок	399	477,96	40,78	13,46	439,78	491,43	659,48
3	Производственный цех №1	549,8	347,7	18,83	6,21	568,67	353,92	669,8
4	Производственный цех №2	549,8	347,7	18,83	6,21	568,67	353,92	669,8
5	Склад	98,6	67,1	4,74	1,57	103,34	68,67	124,08

Расчет электрических нагрузок при значении постоянной времени нагрева  $T_0 = 2,5$  часа произведен для последующей оценки целесообразности установки ТП. Для последующего выбора оборудования 0,4 кВ при нецелесообразной установке ТП произведен пересчет электрических нагрузок при значении постоянной времени нагрева  $T_0 = 30$  мин. Ввиду большой величины параметров  $n_3$  и  $K_{и.ср.вз}$  коэффициент расчетной нагрузки при значении постоянной времени нагрева  $T_0 = 30$  мин  $K_p = 1$  [1]. Результаты расчета электрических нагрузок при коэффициенте расчетной нагрузки  $K_p = 1$  приведен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета электрических нагрузок цехов при  $K_p = 1$ 

№ цеха	Название	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , квар	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , квар	$P_{pn}$ , кВт	$Q_{pn}$ , квар	$S_{pn}$ , кВт·А
1	Административный корпус	502	354,2	85,4	29,57	587,4	383,84	701,7
2	Ремонтно-механический участок	570	682,8	40,78	13,46	610,78	696,27	926,2
3	Производственный цех №1	696	440,1	18,83	6,21	714,83	446,34	842,74
4	Производственный цех №2	696	440,1	18,83	6,21	714,83	446,34	842,74
5	Склад	116	78,9	4,74	1,57	120,74	80,51	145,13

Некоторые цехи имеют небольшую нагрузку. Их целесообразно объединить в группы с соседними цехами и питать от одной ТП. Объединяем ремонтно-механический участок и склад.

Пересчитаем их совместную нагрузку:

По выражению (3.4) определяем значение группового коэффициента использования.

$$K_{и} = \frac{100 \cdot 0,8 + 120 \cdot 0,7 + \dots + 20 \cdot 0,6}{1600 + 180} = 0,4.$$

Согласно (3.3) эффективное число электроприёмников составит:

$$n_{э} = \frac{2 \cdot (1600 + 180)}{20} = 178.$$

Определив значения  $K_{и}$  и  $n_{э}$ , по таблице П2.3, [1] находим значение коэффициента расчетной нагрузки.

$$K_{р} = 0,75.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку.

$$P_{рс} = 0,75 \cdot (100 \cdot 0,8 + 120 \cdot 0,7 + \dots + 20 \cdot 0,6) = 514,5 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5) вычисляем расчетную реактивную силовую нагрузку.

$$Q_{рс} = 0,75 \cdot (100 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 120 \cdot 0,7 \cdot 0,62 + \dots + 20 \cdot 0,6 \cdot 0,802) = 571,3 \text{ квар}.$$

Результаты пересчета нагрузок с учетом объединения цехов сведены в итоговую таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Итоговая таблица электрических нагрузок по группам

№	Название	$P_{рс}$ , кВт	$Q_{рс}$ , квар	$P_{ро}$ , кВт	$Q_{ро}$ , квар	$P_{рн}$ , кВт	$Q_{рн}$ , квар	$S_{рн}$ , кВ·А
1	ТП1	376,5	256,7	85,4	29,57	461,9	295,26	548,21
2,5	ТП2	514,5	571,32	45,53	15,03	560,03	586,34	810,82
3	ТП3	549,8	347,7	18,8	6,21	568,67	353,92	669,8
4	ТП4	549,8	347,7	18,8	6,21	568,67	353,92	669,8

## 4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

При проектировании СЭС промышленных объектов выбор числа и мощности силовых трансформаторов, как правило, осуществляется в процессе расчета компенсации реактивной мощности.

### 4.1 Выбор цеховых трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов осуществляется на основе технико-экономического расчетов, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, затрат на питающую сеть до 1 кВ, стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах и питающей сети до 1 кВ и других факторов [4]. При рассредоточенной нагрузке единичная мощность цехового трансформатора ориентировочно может быть принята по величине удельной плотности нагрузки согласно выражению (4.1):

$$s_y = \frac{S_p}{F}, \quad (4.1)$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность нагрузки объекта, кВ·А;

$F$  – производственная площадь объекта, м<sup>2</sup>.

Минимальное число трансформаторов, необходимое для питания расчетной активной нагрузки, определяется по следующему выражению:

$$N_{\tau min} = \frac{P_{рн}}{\beta_{\tau} \cdot S_{ном}}, \quad (4.2)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформаторов, кВ·А;

$\beta_{\tau}$  – коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемый в зависимости от категории электроприемников по надежности электроснабжения.

Рассмотрим порядок расчета числа и мощности трансформаторов ТП1. Согласно выражению (4.1):

$$s_y = \frac{548,21}{3471} = 0,16 \text{ кВ·А / м}^2.$$

Для удельной плотности нагрузки  $s_y < 0,2$  кВ·А / м<sup>2</sup> примем к установке трансформатор типа ТМГ33-630/10-У1 номинальной мощностью 630 кВ·А.

При коэффициенте загрузки  $\beta_{\tau} = 0,9$ , в соответствии с формулой (4.2), минимальное число трансформаторов, необходимое для питания расчетной активной нагрузки, составит:

$$N_{T \min} = \frac{461,9}{0,9 \cdot 630} = 0,81.$$

Принимаем  $N_T = 1$ .

Результаты расчетов по остальным цехам сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты выбора цеховых трансформаторов

№ ТП	Категория по надежности	$P_{PH}$ , кВт	$Q_{PH}$ , квар	$S_{PH}$ , кВ·А	$F$ , м <sup>2</sup>	$S_y$ , кВ·А / м <sup>2</sup>	$\beta_T$	$S_{НОМ}$ , кВ·А	$N_{T \min}$	$N_T$
1	III	461,9	295,26	548,21	3417	0,16	0,90	630	0,81	1
2	II	560,03	586,3	810,82	12230	0,06	0,70	630	1,23	2
3	II	568,67	353,92	669,81	4012	0,17	0,70	630	1,29	2
4	II	568,67	353,92	669,81	4012	0,17	0,70	630	1,29	2

Технические характеристики выбранных трансформаторов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технические характеристики трансформаторов [8]

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_K$ , %	Ток холостого хода $I_X$ , %
		холостого хода $\Delta P_X$	короткого замыкания $\Delta P_K$		
ТМГ33-630/10	630	0,68	6,135	5,5	0,6

#### 4.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Реактивная мощность, которую можно передать через трансформатор из сети определяется по следующему выражению:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot S_{НОМ} \cdot \beta_T}^2 - P_{PH}^2, \quad (4.3)$$

Суммарная мощность батарей низковольтных конденсаторов (БНК) для данной группы трансформаторов определяется по следующему выражению:

$$Q_{НК1} = Q_{PH} - Q_T. \quad (4.4)$$

Если  $Q_{НК1} < 0$ , то следует принять  $Q_{НК1} = 0$  и БНК не устанавливать.

Мощность БНК, приходящаяся на один трансформатор, определяется по следующему выражению:



$$Q'_{\text{НК1}} = \frac{Q_{\text{НК1}}}{N_T}; \quad (4.5)$$

Коэффициент загрузки трансформатора с учетом компенсации реактивной мощности определяется по следующему выражению:

$$\beta_T = \frac{S'_{\text{РН}}}{N_T \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.6)$$

где  $S'_{\text{РН}}$  – расчетная нагрузка цеха с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S'_{\text{РН}} = \sqrt{P_{\text{РН}}^2 + (Q_{\text{РН}} - Q_{\text{НК1}})^2}, \quad (4.7)$$

где  $Q_{\text{НК1}}$  – суммарная номинальная мощность конденсаторных установок с учетом числа трансформаторов, квар.

Величина  $Q_{\text{НК1}}$  распределяется между цеховыми трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для каждого трансформатора.

Покажем пример определения мощности БНК ТП1. Значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1кВ, составит:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,9)^2 - 461,9^2} = 328,84 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК по формуле (4.4) составит:

$$Q_{\text{НК1}} = 295,27 - 328,85 = -33,57 \text{ квар.}$$

Так, как  $Q_{\text{НК1}} < 0$ , то принимаем  $Q_{\text{НК1}} = 0$  квар.

Согласно выражениям (4.6) и (4.7) получим:

$$S_{\text{РН}} = \sqrt{461,9^2 + (295,26 - 0)^2} = 548,21 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\beta_T = \frac{548,21}{1 \cdot 630} = 0,87.$$

Аналогично производим выбор БНК для остальных цехов завода. Результаты сводим в таблицу 4.3.

Для расчета экономического значения реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы, необходимо определить потери мощности в трансформаторах и найти нагрузку на шинах РП.

Таблица 4.3 – Выбор БНК по критерию минимума мощности трансформаторов

№ ТП	$P_{рн}$ , кВт	$Q_{рн}$ , квар	$S_{ном}$ , кВ·А	$N_T$	$Q_T$ , квар	$Q_{нк1}$ , квар	$Q'_{нк1}$ , квар	$S_{рн}$ , кВ·А	$S'_{рн}$ , кВ·А	$\beta'_T$	Тип батарей на один тр-р	$Q_{БНК}^{\Sigma}$ , квар
1	461,9	295,26	630	1	328,84	-33,57	0	548,21	548,21	0,87	-	0
2	560,03	586,3	630	2	681,38	-95,04	0	810,82	810,82	0,64	-	0
3	568,67	353,92	630	2	674,2	-320,27	0	669,81	669,81	0,53	-	0
4	568,67	353,92	630	2	674,2	-320,27	0	669,81	669,81	0,53	-	0
Сумма												0

### 4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

Потери активной мощности в трансформаторе определяется по следующему выражению:

$$\Delta P_T = N_T \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{N_T} \cdot \frac{S_{PH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (4.8)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяется по следующему выражению:

$$\Delta Q_T = N_T \cdot \frac{I_X}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{PH}^2}{N_T \cdot S_{НОМ}} \quad (4.9)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП2 по формулам (4.8) и (4.9) будут следующими:

$$\Delta P_T = 1 \cdot 0,68 + \frac{6,135}{1} \cdot \left( \frac{810,82}{630} \right)^2 = 6,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 1 \cdot \frac{0,6}{100} \cdot 630 + \frac{5,5}{100} \cdot \frac{810,82^2}{1 \cdot 630} = 36,2 \text{ квар}.$$

Аналогичным образом производим расчет потерь мощности в трансформаторах для остальных цехов завода. Полученные результаты сводим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет потерь мощности в трансформаторах

№ ТП	$P_{PH}$ , кВт	$Q_{PH}$ , квар	$Q_{HK1}$ , квар	$S'_{PH}$ , кВ·А	$N_T$	$S_{НОМ}$ , кВ·А	$\beta_T$	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар
1	461,9	295,26	0	548,21	1	630	0,87	5,3	30,0
2	560,03	586,3	0	810,82	2	630	0,64	6,4	36,2
3	568,67	353,92	0	669,81	2	630	0,53	4,8	27,1
4	568,67	353,92	0	669,81	2	630	0,53	4,8	27,1
Сумма								21,3	120,4

### 4.4 Определение результирующей нагрузки на шинах напряжением выше 1кв источника питания

Расчетные активная и реактивная нагрузки на шинах РП с учетом потерь мощности в трансформаторах определяется по следующим формулам:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{ii} \cdot P_{НОМ i} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} = K_o \cdot P_{см\Sigma} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma} \quad (4.10)$$

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma} = K_o \cdot Q_{см\Sigma} + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{Т\Sigma}, \quad (4.11)$$

где  $K_o$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, который определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования  $K_{и.ср}$  и числа присоединений на сборных шинах РП  $m$ ;

$K_{ni}$  – среднее значение коэффициента использования  $i$ -го присоединения;

$P_{номi}$  – суммарная номинальная мощность электроприемников  $i$ -го присоединения;

$P_{ро\Sigma}$  и  $Q_{ро\Sigma}$  – расчетные суммарные активная и реактивная нагрузки освещения;

$\Delta P_{Т\Sigma}$  и  $\Delta Q_{Т\Sigma}$  – суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах;

$P_{см\Sigma}$  и  $Q_{см\Sigma}$  – наибольшие средние значения активной и реактивной мощности силовых электроприемников за наиболее загруженную смену;

$\operatorname{tg}\varphi_i$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности  $i$ -го присоединения.

Значение средневзвешенного коэффициента использования определяется по формуле (4.12):

$$K_{и.ср} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{ni} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^m P_{номi}} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}. \quad (4.12)$$

Используя результаты, полученные при предыдущих расчетах, сформируем таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчетная таблица нагрузок РП

№ ТП	$P_{ном}$ , кВт	$P_{см}$ , кВт	$Q_{см}$ , квар	$P_{ро}$ , кВт	$Q_{ро}$ , квар	$\Delta P_{Т}$ , кВт	$\Delta Q_{Т}$ , квар
1	980	502	354,2	85,4	29,57	5,3	30
2	1780	686	761,7	45,53	15,02	6,4	36,2
3	1190	696	440	18,8	6,2	4,8	27,1
4	1190	696	440	18,8	6,2	4,8	27,1
Сумма	5140	2580	1995	168,5	57	21,3	120,4

По формуле (4.12) определяем средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{и.ср} = \frac{2580}{5140} = 0,5.$$

При  $K_{и.ср} = 0,5$  и числе присоединений от 9 до 25 на сборных шинах РП значение коэффициента одновременности  $K_o = 0,9$  [4].

По формулам (4.10) и (4.11) находим расчетные нагрузки на шинах РП с учетом потерь мощности в трансформаторах:

$$P_p = 0,9 \cdot 2580 + 168,5 + 21,3 = 2511,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,9 \cdot 1995 + 57 + 120,4 = 1973 \text{ квар.}$$

Получив значения расчетных нагрузок на шинах РП, можно перейти к определению экономического значения реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы.

#### 4.5 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы

Расчет производится по математическим ожиданиям активной и реактивной нагрузок на границе балансового раздела электрических сетей предприятия и энергосистемы.

Математические ожидания расчетных нагрузок потребителя определяется по следующему выражению:

$$\bar{P}_p = k \cdot P_p; \quad (4.13)$$

$$\bar{Q}_p = k \cdot Q_p \quad (4.14)$$

где  $k$  – коэффициент приведения расчетной нагрузки к математическому ожиданию,  $k = 0,9$ .

Таким образом, математические ожидания расчетных нагрузок потребителя составят:

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 2511,8 = 2260,6 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 1974 = 1775,7 \text{ квар.}$$

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы в часы больших нагрузок, определяется по следующему выражению:

$$Q_s = \bar{P}_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_s. \quad (4.15)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_s$  – нормативное значение коэффициента реактивной мощности.

Нормативное значение коэффициента реактивной мощности определяется по следующему выражению:

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{240 \cdot \operatorname{tg}\varphi_B \cdot k_1}{d_{\max} \cdot a_d + 5000 \cdot b_d}, \quad (4.16)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_B$  – базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6-20 кВ, присоединенных к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220-330 кВ. В нашем случае  $\operatorname{tg}\varphi_B = 0,3$ ;

$d_{\max}$  – отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению ее в квартале максимума нагрузки предприятия (при отсутствии необходимых данных принимают  $d_{\max}=1$ );

$a_d$  – действующая основная ставка тарифа на активную мощность,  $a_d=30,08$  руб/кВт·месяц [10];

$b_d$  – действующая дополнительная ставка тарифа на активную энергию,  $b_d=0,254$  руб/кВт·ч [10];

$k_1$  – коэффициент изменения цен на конденсаторные установки, принимаемый равным увеличению ставки двухставочного тарифа на электроэнергию.

Коэффициент изменения цен на конденсаторные установки определяется по следующему выражению:

$$k_1 = k_w = \frac{a_d + b_d \cdot T_{\max}}{a + b \cdot 10^{-2} \cdot T_{\max}}, \quad (4.17)$$

где  $a$  – основная ставка тарифа на активную мощность на момент принятия методики,  $a = 60$  руб / (кВт·год);

$b$  – дополнительная ставка тарифа на активную энергию на момент принятия методики,  $b = 1,8$  коп / кВт·ч;

$T_{\max}$  – число часов использования максимальной нагрузки предприятия.

Значение коэффициента увеличения тарифа на электроэнергию по выражению (4.17) составит:

$$k_w = k_1 = \frac{30,08 \cdot 12 + 0,254 \cdot 4500}{60 + 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 4500} = 11,2$$

Нормативное значение экономического коэффициента реактивной мощности согласно (4.16) составит:

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{240 \cdot 0,3 \cdot 11,2}{30,08 \cdot 12 \cdot 1 + 5000 \cdot 0,254} = 0,52.$$

Экономически целесообразное значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы, находим по выражению (4.15):

$$Q_3 = 2260,6 \cdot 0,52 = 1176 \text{ квар.}$$

Произведем анализ баланса реактивной мощности на границе раздела электрических сетей предприятия и энергосистемы согласно следующему выражению:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_s; \quad (4.18)$$

$$\Delta Q' = 1775,7 - 1176 = 600 \text{ квар.}$$

На этом расчет компенсации заканчивается.

## **5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ**

Обеспечение бесперебойной работы промышленного предприятия, имеющего в своем составе ответственные электроприемники и потребители – основная задача автоматизации СЭС [4]. Надежность электроснабжения обеспечивается применением двух независимых источников питания.

Резервирование питания электроприемников необходимо осуществлять с минимальными затратами средств и электрооборудования. При определении объема резервирования не следует учитывать возможность совпадения планового ремонта элементов электрооборудования и аварии в системе электроснабжения. Особое внимание уделяется полному использованию перегрузочной способности трансформаторов, кабелей и другого электрооборудования в послеаварийных режимах.

В калибровочном отделении, отделении спекания, в РМЦ и формовочном цехе приняты к установке двухтрансформаторные подстанции. При этом мощность каждого трансформатора достаточна для питания электроприемников I и II категорий перечисленных цехов с учетом их перегрузочной способности, а секции шин низшего напряжения оборудованы устройством АВР. В нормальном режиме трансформаторы работают раздельно. При отключении одного из трансформаторов питание электроприемников автоматически переводится на оставшийся в работе трансформатор с помощью устройства АВР.

Генплан предприятия со схемой прокладки сетей до 1 кВ представлен на рисунке 5.1. Принципиальная электрическая схема сетей приведена на рисунках 5.2, 5.4 и на листе 4 графической части проекта.



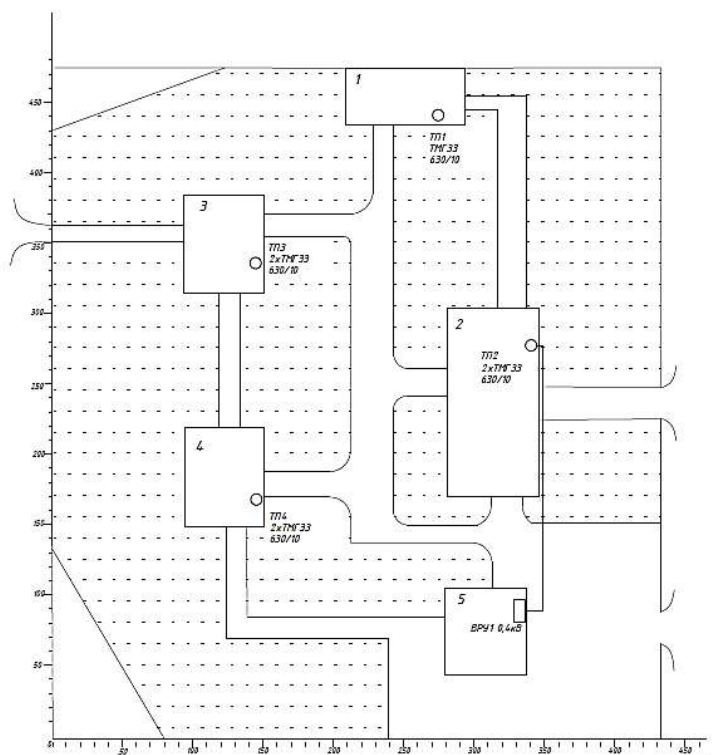


Рисунок 5.1 – Генплан предприятия со схемой прокладки сетей до 1 кВ

### 5.1 Выбор сечений кабельных линий до 1 кВ

Выбор сечений кабельных линий до 1 кВ осуществляется по допустимому нагреву длительным расчетным током согласно выражениям (5.1), (5.2), (5.3). Значения расчетных нагрузок взяты из таблицы 3.5

Кабели, питающие ВРУ, проверяются по нагреву расчетным током, который определяется по формуле (5.1):

$$I_{pa} = \frac{S'_{тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

где  $S'_{тп}$  - расчётная мощность линии.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля с учетом конкретных условий прокладки был не менее расчетного тока, то есть:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{pi}}{K_{п}}, \quad (5.2)$$

где  $K_{п}$  – коэффициент, учитывающий условия прокладки. Примем условия прокладки нормальными, тогда  $K_{п}=1$ .

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой, выбираются по условию (5.3):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ра}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{пер}}}, \quad (5.3)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – кратность перегрузки, принимается равной  $K_{\text{пер}} = 1,2$  – для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при прокладке в воздухе,  $K_{\text{пер}} = 1,17$  – при прокладке в земле, согласно [1].

Приведём пример выбора сечения жил ВРУ1. По выражению (5.1) определим расчетный ток линии в нормальном режиме.

$$I_{\text{рл}} = \frac{145,13}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 209,47 \text{ А.}$$

Выберем по [21] кабель с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, марки АПВВГ 5×120-1 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}} = 269 \text{ А}$ .

Результаты выбора сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты выбора кабельных линий, связывающих ТП

Линия	№ цеха	Категория по надежности	Длина, м	$I_{\text{рл}}$ , А	$I_{\text{ра}}$ , А	$\frac{I_{\text{ра}}}{K_n}$ , А	Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}$ , А
Л1	5	III	155	209,47	-	-	АПВВГ 5×120-1	269

## 5.2 Выбор автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей производится по следующим условиям:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{р}}; \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{р}}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{уст.р}} \geq I_{\text{р}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ра}}; \quad (5.7)$$

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{ра}}; \quad (5.8)$$

$$I_{\text{уст.р}} \geq I_{\text{ра}}; \quad (5.9)$$

где  $I_{\text{ном.а}}$  – номинальный ток выключателя;

$I_{\text{ном.р}}$  – номинальный ток уставки расцепителя, А.

Для установки в цепях трансформаторов цеховых ТП принимаем автоматические выключатели SystemePact [14]. Данные выключатели комплектуются электронными расцепителями с возможностью оперативной

регулировки срабатывания по току перегрузки, короткому замыканию и времени срабатывания для создания селективной защиты.

Выберем автоматические выключатели трансформаторных цепей подстанции ТП2. На подстанции установлены трансформаторы типа ТМГЗЗ-630/10. Расчетный ток, с учетом допустимой перегрузки определим по следующему выражению:

$$I_{pa} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,1 \text{ А.}$$

В соответствии с условиями (5.4) - (5.9), принимаем автоматические выключатели типа SystemePact:

$$I_{ном.а} = 1600 \text{ А} > I_p = 585,2 \text{ А};$$

$$I_{ном.р} = 1600 \text{ А} > I_p = 585,2 \text{ А};$$

$$I_{уст.р} = 1600 \text{ А} > I_p = 585,2 \text{ А};$$

$$I_{ном.а} = 1600 \text{ А} > I_{pa} = 1273,1 \text{ А};$$

$$I_{ном.р} = 1600 \text{ А} > I_{pa} = 1273,1 \text{ А};$$

$$I_{уст.р} = 1600 \text{ А} > I_{pa} = 1273,1 \text{ А}.$$

Выбор вводных автоматических выключателей щитов НН для остальных ТП выполняется аналогичным образом. Результаты выбора сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты выбора вводных автоматических выключателей

Подстан- ция	$S_T$ , кВ·А	$I_p$ , А	$I_{pa}$ , А	Тип выключателя	Тип расцепителя	$I_{ном.а}$ , А	$I_{ном.р}$ , А	$I_{уст.р}$ , А
ТП1	630	791,3	-	SystemePact ACB10F	Micrologic 5.0 А	1000	1000	800
ТП2	630	585,2	1170,3	SystemePact ACB16F	Micrologic 5.0 А	1600	1600	1280
ТП3	630	483,4	966,7	SystemePact ACB16F	Micrologic 5.0 А	1600	1600	1280
ТП4	630	483,4	966,7	SystemePact ACB16F	Micrologic 5.0 А	1600	1600	1280

Номинальные токи секционных выключателей выбираются на полную ступень ниже номинальных токов вводных автоматов. Результаты выбора сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты выбора секционных автоматических выключателей

Подстанция	Тип выключателя	Тип расцепителя	$I_{\text{ном.а}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.р}}, \text{А}$	$I_{\text{уст.р}}, \text{А}$
ТП1	-	-	-	-	-
ТП2	SystemePact ACB10F	Micrologic 5.0 А	1000	1000	600
ТП3	SystemePact ACB10F	Micrologic 5.0 А	1000	1000	500
ТП4	SystemePact ACB10F	Micrologic 5.0 А	1000	1000	500

Согласно условиям (5.4-5.9), выберем номинальный ток автоматического выключателя и расцепителя отходящей линии для склада:

$$250 \geq 209,47 \text{ А};$$

$$250 \geq 209,47 \text{ А};$$

$$225 \geq 209,47 \text{ А}.$$

Для автоматических выключателей РУ значения номинального тока на полную ступень селективности выше. Принцип выбора выключателей остальных линий аналогичен. Результаты выбора сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты выбора автоматических выключателей [14]

Линия	$I_{\text{р}}, \text{А}$	$I_{\text{ра}}, \text{А}$	Тип выключателя	Тип расцепителя	$I_{\text{ном.а}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.р}}, \text{А}$	$I_{\text{уст.р}}, \text{А}$
Л1 (ОЛ к ВРУ1)	209,47	-	SystemePact CCB250F	Micrologic 5.0	250	250	250
Л1 (ввод ВРУ1)							225

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по следующим условиям:

$$I_{\text{ном.1}} \geq I_{\text{р}} \text{ А}; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{ном.1}} \geq I_{\text{ра}} \text{ А}, \quad (5.11)$$

где  $I_{\text{ном.1}}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора.

По коэффициенту безопасности подключаемых приборов (для обмоток с классом точности 0,5s и 0,5):

$$K_{\text{б.пр}} \geq K_{\text{б.тт}}, \quad (5.12)$$

где  $K_{б.пр}$  – коэффициент безопасности подключаемых приборов;

$K_{б.тт}$  – коэффициент безопасности трансформатора тока.

По вторичной нагрузке трансформатора:

$$S_{ном2} \geq S_p, \quad (5.13)$$

$$S_{ном2} \geq S_p \geq 0,25 \cdot S_{ном2}, \quad (5.14)$$

где  $S_{ном2}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, В·А;

$S_p$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме, В·А.

Выражение (5.13) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства РЗА. Выражение (5.14) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства учета и измерения, т.к. на данном диапазоне определены метрологические характеристики трансформаторов тока.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме определяется по следующему выражению:

$$S_p = S_{приб} + I_{ном2}^2 \cdot (r_{пр} + r_k), \quad (5.15)$$

где  $S_{приб}$  – полная мощность, потребляемая приборами, В·А.

$r_k$  – сопротивление контактов, принимаем  $r_k = 0,1$  Ом;

$r_{пр}$  – сопротивление проводников цепи измерения, Ом.

Сопротивление соединительных проводов определяется по следующему выражению:

$$r_{пр} = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad (5.16)$$

где  $l$  – длина соединительных проводников, м. Принимаем  $l = 3$  м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала соединительных проводников. Для меди  $\gamma = 58$  м / (Ом·мм<sup>2</sup>);

$F$  – сечение проводников, мм<sup>2</sup>. Принимаем  $F = 2,5$  мм<sup>2</sup> для меди (минимальное допустимое сечение и материал по для вторичных аналоговых цепей согласно ПУЭ).

Определим сопротивление соединительных проводов по выражению (5.16):

$$r_{пр} = \frac{3}{58 \cdot 2,5} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Нагрузки приборов, подключаемых к различным обмоткам трансформаторов тока, представлены в таблицах 5.5, 5.6 .

Произведем выбор трансформаторов тока и контрольно-измерительных кабелей для отходящей радиальной линии по наиболее загруженной фазе обмотки класса точности 0,5 по выражению (5.15):

$$S_p = 1 + 5^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 4 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Принимаем мощность трансформатора тока равной 5 В·А. Расчетная нагрузка вторичной цепи согласно (5.14) должна быть не менее:

$$0,25 \cdot S_{\text{ном}2} = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$5 \geq 4 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Условие (5.14) соблюдается. Результаты сведены в таблицы 5.5, 5.6.

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка приборов вводных ячеек ТП (0,4кВ)

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Вольтметр	ЦП-А72	-	0,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		1	1,5	1

Таблица 5.6 – Вторичная нагрузка приборов трансформаторов тока отходящей линии ТП (0,4кВ)

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		1	1	1

Трансформаторы тока в сети до 1 кВ не проверяются по условию термической и электродинамической стойкости. Класс точности трансформаторов тока примем равным 0,5 для подключения счетчиков технического учета (мощность 0,5 В·А). Выбор трансформаторов тока представим в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Выбор трансформаторов тока для ввода ТП (0,4 кВ)

Условие выбора	Место установки / тип трансформатор тока			
	ТП1 ТНШЛ-0,66-800/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП2 ТНШЛ-0,66- 1200/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП3 ТНШЛ-0,66-1000/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП4 ТНШЛ-0,66- 1000/5 0,5FS5 5 В·А У3
$U_{ном1T} \geq U_{ном}$	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ
$I_{ном1} \geq I_p$	800 А > 791,3 А	1200 А > 585,2 А	1000 А > 483,4 А	1000 А > 483,4 А
$I_{ном1} \geq I_{pa}$	-	1200 А > 1170,3 А	1000 А > 966,7 А	1000 А > 966,7 А
$S_{ном2} \geq S_p$	5 В·А ≥ 4,5 ≥ 1,25 В·А	5 В·А ≥ 4,5 ≥ 1,25 В·А	5 В·А ≥ 4,5 ≥ 1,25 В·А	5 В·А ≥ 4,5 ≥ 1,25 В·А
$K_{без.пр} \geq K_{без.тт}$	10 ≥ 5	10 ≥ 5	10 ≥ 5	10 ≥ 5

Трансформаторы тока, устанавливаемые в нулевых выводах силовых трансформаторов цеховых ТП, выбираются исходя из условия (5.10). Мощность подключаемого устройства РЗА примем равным 0,5 В·А, класс точности равным 0,5. Результаты выбора сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Выбор трансформаторов тока нулевых выводов ТП

Условие выбора	Место установки / тип трансформатор тока		
	ТП1/ ТНШЛ-0,66-1000/5- 10P10 У3	ТП2 / ТНШЛ-0,66-1000/5- 10P10 У3	ТП3, ТП4/ ТНШЛ-0,66-1000/5- 10P10 ФУ3
$U_{ном1T} \geq U_{ном}$	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ
$I_{ном1} \geq I_p$	1000 А > 909,3 А	1000 А > 909,3 А	1000 А > 909,3 А
$S_{ном2} \geq S_p$	10 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А	10 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А	10 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А
$K_{без.пр} \geq K_{без.тт}$	10	10 ≥ 5	10 ≥ 5

Согласно условиям (5.10), (5.11) выберем номинальный ток трансформаторов тока склада:

$$300 \geq 209,47 \text{ А.}$$

Результат выбора трансформатора тока для отходящей линии склада приведен в таблице 5.9. Расчетные параметры указаны выше.

Таблица 5.9 – Результаты выбора трансформаторов тока ОЛ склада

Линия	$I_p$ , А	$I_{pa}$ , А	Тип трансформатора тока	$I_{ном.1}$ , А	$I_{ном.2}$ , А
Л10	209,47	-	ТНШЛ-0,66	300	5

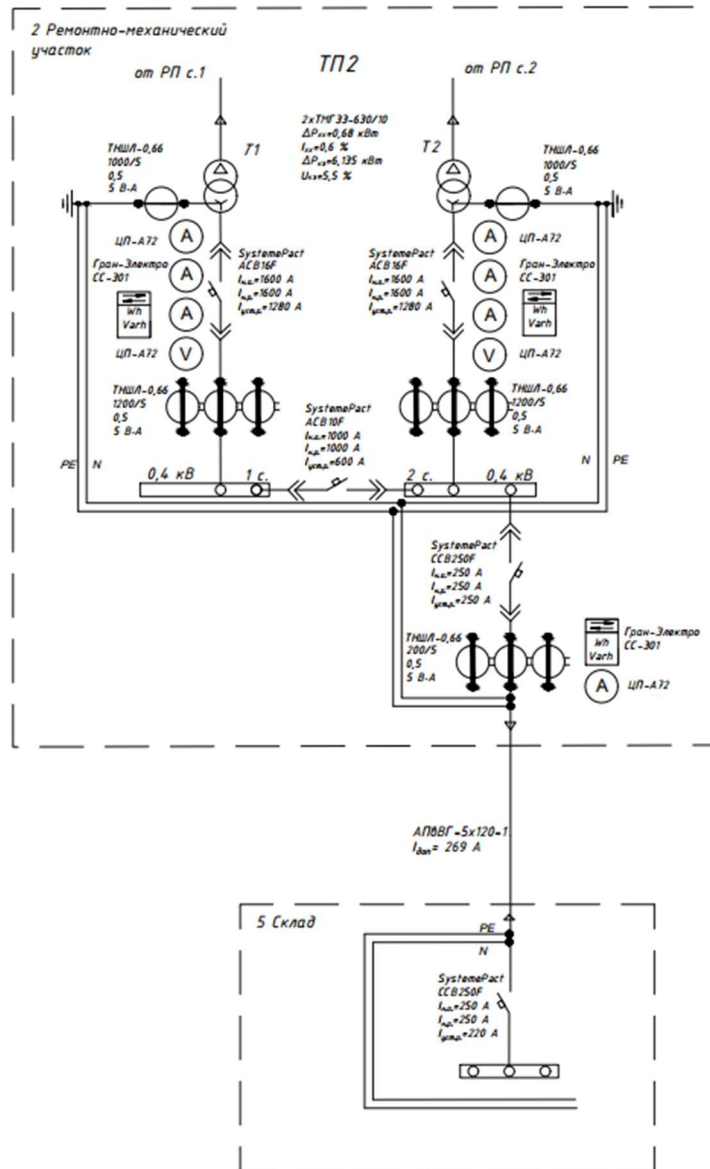


Рисунок 5.2 – Схема электроснабжения склада



## 6 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении мест установки ТП, РП и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о распределении электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок. Картограмма нагрузок размещается на плане предприятия в виде окружностей, площади которых в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок. При этом центры окружностей совпадают с условными центрами электрических нагрузок соответствующих цехов.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого  $i$ -го цеха расчетная активная нагрузка определяется по следующему выражению:

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (6.1)$$

где  $P_{pci}, P_{poi}$  – расчетные активные силовая и осветительная нагрузки  $i$ -го цеха.

Для каждого цеха радиус круга находится из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга определяется по следующему выражению:

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (6.2)$$

где  $m$  – принятый масштаб картограммы, кВт/мм<sup>2</sup>.

Из выражения (6.2) радиус круга определяется по следующему выражению:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (6.3)$$

Каждый круг разделяется на секторы, соответствующие осветительной и силовой нагрузкам. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах вычисляется по следующей формуле:

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^\circ. \quad (6.4)$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах определяется по следующему выражению:

$$\alpha_{ci} = 360^\circ - \alpha_{oi}. \quad (6.5)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок (ЦЭН) находят для определения места размещения РП. Для этого предварительно на план предприятия,

состоящего из  $n$  цехов, наносится декартова система координат и определяются координаты  $X$  и  $Y$  каждой нагрузки  $P_{pi}$ . После этого искомые координаты условного ЦЭН предприятия определяют по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad (6.6)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} . \quad (6.7)$$

Расположение заводского РП выбирается на генплане предприятия по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП так, чтобы не было обратных потоков мощности по линиям 10 кВ.

Принимаем минимальный визуально различимый радиус круга  $r_{min} = 6,0$  мм. Данному радиусу, согласно таблице 3.4, соответствует минимальная расчетная нагрузка  $P_{p\ min} = 120,74$  кВт (склад).

Пользуясь формулой (6.2), вычисляем масштаб картограммы:

$$m = \frac{P_{p\ min}}{\pi \cdot r_{min}^2} = \frac{120,74}{3,14 \cdot 6^2} = 1,07 \text{ кВт} / \text{мм}^2.$$

Округляем полученный масштаб:  $m = 1,1$  кВт / мм<sup>2</sup>.

Расчетная активная нагрузка цеха №1 в соответствии с (6.1):

$$P_{p1} = 502 + 85,4 = 587,4 \text{ кВт}.$$

Радиус круга, соответствующего данной нагрузке, по (6.3):

$$r_i = \sqrt{\frac{587,4}{3,14 \cdot 1,1}} = 13,05 \text{ мм}.$$

По формулам (6.4) и (6.5) определяем углы секторов осветительной и силовой нагрузок цеха №1:

$$\alpha_{o1} = \frac{85,4}{587,4} \cdot 360^\circ = 52,4^\circ;$$

$$\alpha_{c1} = 360^\circ - 52,4^\circ = 307,6^\circ.$$

Производим аналогичные расчеты для остальных цехов. Результаты сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Углы секторов осветительных и силовых нагрузок

№ цеха	Название	$P_{рс}$ , кВт	$P_{ро}$ , кВт	$P_p$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha_o$ , град	$\alpha_c$ , град
1	Административный корпус	502	85,4	587,4	13	52,3	307,7
2	Ремонтно-механический участок	570	40,78	610,78	13,3	24	336
3	Производственный цех №1	696	18,3	714,83	14,4	9,5	350,5
4	Производственный цех №2	696	18,3	714,83	14,4	9,5	350,5
5	Склад	116	2,27	120,74	6	11,48	348,52

Картограмма электрических нагрузок представлена на генплане предприятия. В таблице 6.2 приведены координаты центров электрических нагрузок цехов, определенные по генплану завода.

Таблица 6.2 – Координаты центров электрических нагрузок цехов предприятия

№ цеха	Название	$P_p$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$X_i \cdot P_p$ , кВт·м	$Y_i \cdot P_p$ , кВт·м
1	Административный корпус	587,4	250	457	146850,1	268442
2	Ремонтно-механический участок	610,78	314	239	191786,5	145977,6
3	Производственный цех №1	714,83	122	352	87209,22	251620
4	Производственный цех №2	714,83	122	186	87209,22	132958,3
5	Склад	120,74	308	76	37190,2	9176,8
Сумма		2748,6	-	-	550245,2	808174,8

Координаты ЦЭН предприятия по формулам (5.6) и (5.7):

$$X_{цэн} = \frac{1060707}{5084,37} = 208,61 \text{ м};$$

$$Y_{цэн} = \frac{1027400}{5084,37} = 202,07 \text{ м}.$$

ЦЭН с соответствующими координатами указан на генплане предприятия. Разместим РП в цехе №2, сместив его от центра электрических нагрузок в сторону источника питания.

## **7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ ВЫШЕ 1 КВ**

Промышленные предприятия в зависимости от установленной мощности электроприемников условно делятся на малые – до 5 МВт, средние – более 5, но менее 75 и крупные – более 75 МВт. Питание предприятия от энергосистемы может осуществляться с помощью одного или нескольких пунктов приема электроэнергии (ТП, РП, ЦРП, ГПП, ПГВ) [1, стр. 374-375].

Количество пунктов приема зависит от потребляемой предприятием мощности и от размещения нагрузок на его территории. При относительно компактном размещении нагрузок и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения потребителя электроэнергия может быть подведена к одной подстанции или к одному РП. Сами же схемы электроснабжения должны строиться на основе:

- максимально приближения источников высокого напряжения к электроустановкам потребителей (основной принцип, позволяющий уменьшить количество сетевых звеньев и число трансформаций);
- отказа от холодного резерва, под которым понимается полностью смонтированное электрооборудование, но отключенное в нормальном режиме работы системы электроснабжения;
- глубокого секционирования всех звеньев системы электроснабжения, начиная от шин питающих подстанций и электростанций и заканчивая сборными шинами низкого напряжения ТП;
- выбора режима работы (раздельная или параллельная) элементов системы электроснабжения.

К характерным схемам распределительных сетей 6-10кВ системы внутризаводского электроснабжения относят: магистральные радиальные и смешанного типа схемы.

Магистральные схемы позволяют уменьшить количество звеньев коммутации, что является их основным преимуществом. Данные схемы целесообразны при распределенных нагрузках, при упорядоченном, приближающемся к линейному расположению ТП на территории. При формировании данной схемы следует стремиться к тому, чтобы линии от источника питания (ИП) до потребителей были проложены без значительных обратных направлений (наличие перетоков мощности).

Недостатками таких схем являются усложненный конструктив высоковольтного вводного устройства цеховых ТП. Количество

трансформаторов, подключаемых к одной магистрали, обычно не более трех при мощности трансформаторов  $1000\text{кВ}\cdot\text{А}$  и двух при мощности  $1600\text{кВ}\cdot\text{А}$ .

Радиальные схемы применяют в случаях, если нагрузки расположены в разных направлениях от ИП. Они используются для питания крупных сосредоточенных нагрузок. Они могут быть одно- и двухступенчатыми.

Смешанные схемы получили широкое распространение, при которых питание крупных приемников производят по радиальной схеме, а средних и мелких – по магистральной. Такие комбинированные схемы имеют лучшие технико-экономические показатели [1, стр. 416-419].

В соответствии с заданием на проектирование подключение потребителя выполняется к секции 1 и секции 2 шин  $10\text{кВ}$  подстанции  $110/10\text{кВ}$ .

Для приема и распределения электроэнергии на напряжении  $10\text{кВ}$  на заводе предусмотрен распределительный пункт (РП), который комплектуется камерами типа КСО с вакуумными выключателями ВВ/TEL и защитами на базе цифровых устройств. РП питается от подстанции  $110/10\text{кВ}$  по двум кабельным линиям, проложенным в земле.

Распределительная сеть напряжением  $10\text{кВ}$  выполняется кабелями марки АПвП (с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке), проложенными открыто в воздухе и в кабельных сооружениях. Кабели прокладываются вдоль зданий и проездов с учетом наименьшего их расхода.

Задача разработки схемы электроснабжения и конфигурации распределительной сети многокритериальная. Схема электроснабжения должна с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество электроэнергии у электроприёмников, удобство и безопасность эксплуатации, возможность дальнейшего развития.

В проектной практике для разработки рациональной конфигурации схемы электроснабжения применяют повариантный метод, согласно которому намечается несколько вариантов и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Варианты распределительных сетей и схем электроснабжения на напряжение выше  $1\text{кВ}$  приведены на рисунках 7.1 и 7.2, 7.3 и 7.4. Схема подключения синхронных двигателей показана условно.

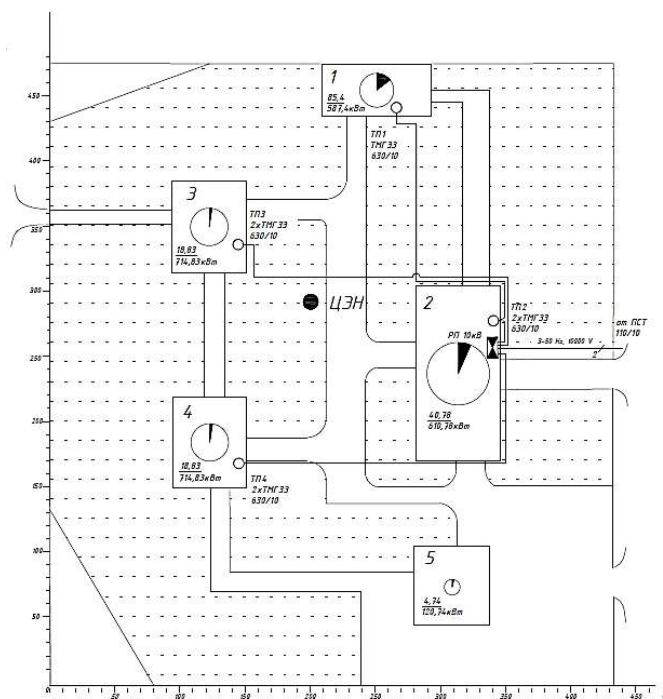


Рисунок 7.1 – Схема электроснабжения на генплане завода 1-го варианта

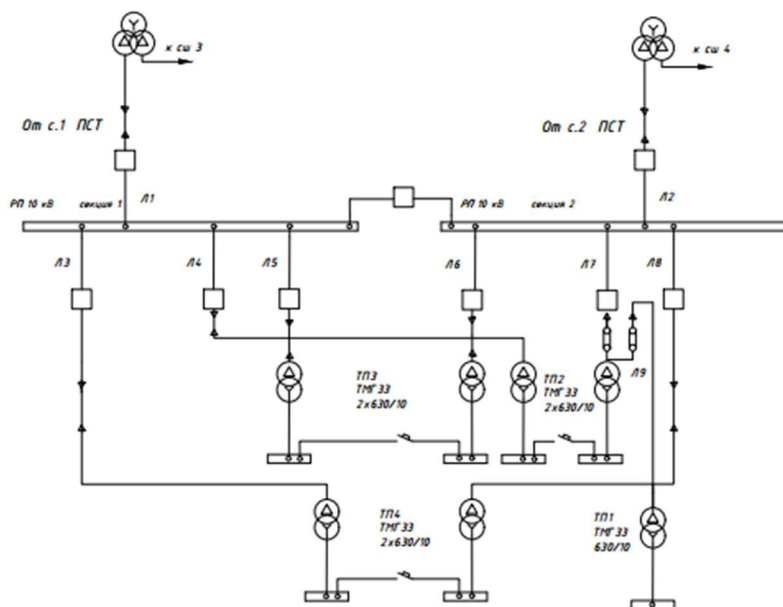


Рисунок 7.2 – Схема электрических соединений на напряжении 10 кВ  
1-го варианта

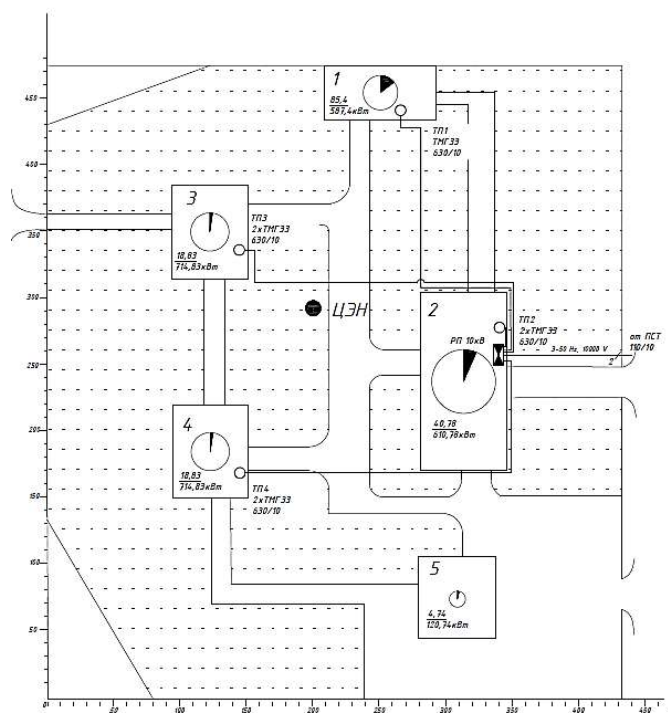


Рисунок 7.3 – Схема электроснабжения на генплане завода 2-го варианта

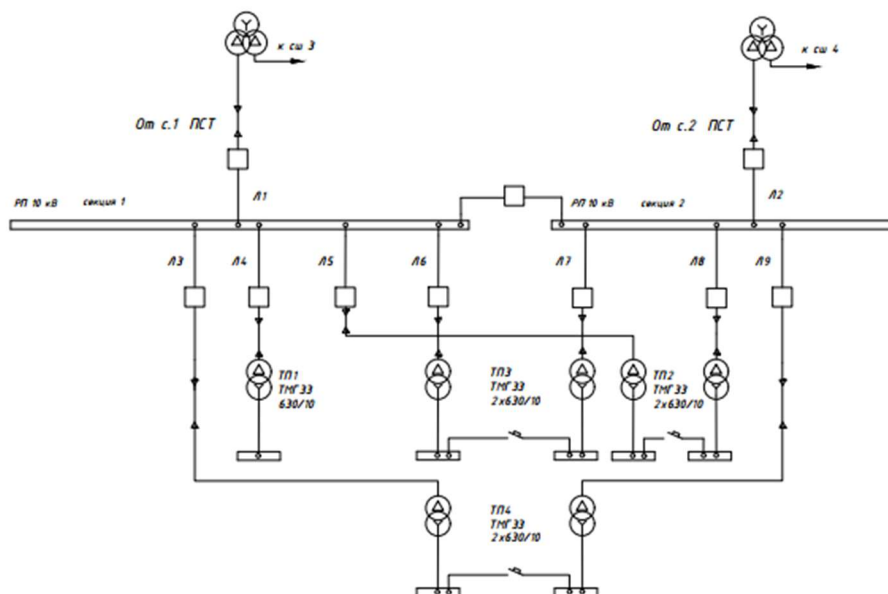


Рисунок 7.4 – Схема электрических соединений на напряжении 10 кВ 2-го варианта

Данные по компоновке схем электроснабжения для рассматриваемых вариантов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Данные по компоновке схем электроснабжения

№ цеха	Название	$N_T$	$S_{НОМ}$ , кВ·А	№ТП	Состав ТП
1	Административный корпус	1	630	ТП1	Т1
2	Ремонтно-механический участок	2	630	ТП2	Т2, Т3
3	Производственный цех №1	2	630	ТП3	Т4, Т5
4	Производственный цех №2	2	630	ТП4	Т6, Т7

При технико-экономическом сравнении выбор целесообразного варианта производить по условию минимума дисконтированных затрат, которые в общем виде определяются по выражению:

$$Z = E_n \cdot \sum K + \sum I, \quad (7.1)$$

где  $K$  – капиталовложения в оборудование и кабельные линии, руб.;

$I$  – годовые эксплуатационные расходы, руб.;

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности. Согласно [10],  $E_n = 0,10$ .

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по следующей формуле:

$$K = K_{ТП} + K_{КУ} + K_{РП} + K_{Л}, \quad (7.2)$$

где  $K_{ТП}$  – капитальные вложения в трансформаторные подстанции, руб.;

$K_{КУ}$  – капитальные вложения в конденсаторные установки, руб.;

$K_{РП}$  – капитальные вложения в ячейки РП, руб.;

$K_{Л}$  – капитальные вложения в кабельные линии, руб.

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции определяется по следующему выражению:

$$K_{ТП} = \sum_{i=1}^n K_{ТПi}, \quad (7.3)$$

где  $K_{ТПi}$  – капитальные вложения в  $i$ -ю ТП, руб.;

$n$  – количество ТП.

Капитальные вложения в конденсаторные установки определяется по следующему выражению:

$$K_{КУ} = \sum_{i=1}^n K_{КУi}, \quad (7.4)$$

где  $K_{КУi}$  – капитальные вложения в  $i$ -ю КУ, руб.;

$n$  – количество установок.



Капитальные вложения в ячейки РП определяется согласно следующему выражению:

$$K_{\text{РП}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{я}i}, \quad (7.5)$$

где  $K_{\text{я}i}$  – капитальные вложения в  $i$ -ю ячейку РП, руб.;

$n$  – количество ячеек.

Капитальные вложения в кабельные линии определяется по следующему выражению:

$$K_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n K_{0i} \cdot l_i, \quad (7.6)$$

где  $K_{0i}$  – удельная стоимость 1 км  $i$ -й кабельной линии, руб / км;

$l_i$  – протяженность  $i$ -й кабельной линии, км;

$n$  – количество кабельных линий.

Годовые эксплуатационные издержки определяются по следующему выражению:

$$I = I_{\text{а}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}, \quad (7.7)$$

где  $I_{\text{а}}$  – амортизационные отчисления, руб.;

$I_{\text{экс}}$  – эксплуатационные расходы, руб.;

$I_{\text{пот}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления определяются по следующему выражению:

$$I_{\text{а}} = \sum_{i=1}^n \frac{a_{\text{ам}i}}{100} \cdot K_i. \quad (7.8)$$

Эксплуатационные расходы на электрооборудование определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n \frac{a_{\text{экс}i}}{100} \cdot K_i, \quad (7.9)$$

где  $a_{\text{экс}i}$  – норма эксплуатационных расходов для  $i$ -го оборудования, %.

Согласно [10, стр.38] для силового электрооборудования и распределительных устройств напряжением до 150 кВ  $a_{\text{ам}} = 4,4\%$ ,  $a_{\text{экс}} = 3,0\%$  для кабельных линий напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой  $a_{\text{ам}} = 5,0\%$ ,  $a_{\text{экс}} = 2,0\%$ .

Стоимость потерь электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W, \quad (7.10)$$

где  $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

$\Delta W$  – суммарные потери электроэнергии для рассматриваемого варианта схемы электроснабжения, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии оценивается по среднему тарифу на электроэнергию определяется согласно следующему выражению:

$$\beta_{\text{cp}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (7.11)$$

где  $T_{\text{max}}$  – годовое время использования максимума нагрузки потребителя, ч.

Суммарные потери электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{Ti}} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{Лi}} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (7.12)$$

где  $\Delta W_{\text{Ti}}$  – годовые потери электроэнергии в  $i$ -ом трансформаторе, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{Лi}}$  – годовые потери электроэнергии в  $j$ -ой кабельной линии, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{КУ}}$  – годовые потери электроэнергии в БНК предприятия, кВт·ч;

$n, m$  – соответственно количество трансформаторов и кабельных линий.

Величину суммарных годовых потерь активной электроэнергии в ТП с числом трансформаторов  $N_{\text{T}}$  в общем случае можно определить по выражению (7.13):

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{XX}} \cdot T_{\text{B}} + \Delta P_{\text{K}} \cdot \beta_{\text{T}}^2 \cdot \tau, \quad (7.13)$$

где  $\tau$  – время максимальных потерь;

$T_{\text{B}}$  – число часов работы трансформаторов в году,  $T_{\text{B}} = 8760$  ч.

Время максимальных потерь можно определить по эмпирической формуле В. В. Кезевича определяется по следующему выражению:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (7.14)$$

При  $T_{\text{max}} = 4500$  ч / год время максимальных потерь составит:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ ч.}$$

Годовые потери активной электроэнергии в линии электропередачи определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 I_{\text{P}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (7.15)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии, Ом / км;

$l$  – длина линии, км.

Годовые потери электроэнергии в установках БНК определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = p_{\text{Y}} \cdot Q_{\text{HK}} \cdot T_{\text{P.K}}, \quad (7.16)$$

где  $p_{\text{Y}}$  – удельные потери активной мощности в БНК,  $p_{\text{Y}} = 0.004$  кВт / квар;

$T_{Р,К}$  – число часов работы КУ в год,  $T_{Р,К} = 5000$  ч [1, табл. 8.3].

Находим капитальные вложения в оборудование КТП предприятия согласно [14]. Результаты сводим в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Капитальные вложения в оборудование КТП предприятия

№ ТП	Марка установленных трансформаторов	Кол-во тр-ров	$K_{ТП}$ , тыс. руб.
1	ТМГ33-630/10-У1	1	30,0
2	ТМГ33-630/10-У1	2	60,0
3	ТМГ33-630/10-У1	2	60,0
4	ТМГ33-630/10-У1	2	60,0
Суммарное значение		7	210,0

Капитальные вложения в кабельные линии зависят от величин их расчетных нагрузок. Для кабелей 10 кВ, питающих цеховые ТП, значение постоянной времени нагрева  $T_0$  принимается равным 30 мин. При этом коэффициент расчетной нагрузки  $K_p = 1$ . Тогда расчетные активные и реактивные нагрузки кабельных линий будут определяться следующими выражениями:

$$P_{рл} = \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi} + P_{ро} + \Delta P_{т} = P_{см} + P_{ро} + \Delta P_{т}; \quad (7.17)$$

$$Q_{рл} = \sum_{i=1}^N K_{иi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i + Q_{ро} + \Delta Q_{т} - Q_{нк} = Q_{см} + Q_{ро} + \Delta Q_{т\Sigma} - Q_{нк}, \quad (7.18)$$

где  $N$  – количество однородных групп электроприемников, запитанных через цеховую ТП от рассматриваемой кабельной линии.

Используя значения  $P_{см}$ ,  $Q_{см}$ ,  $P_{ро}$  и  $Q_{ро}$  из таблицы 4.5, а значения  $\Delta P_{т}$ ,  $\Delta Q_{т}$  из таблицы 4.8, составляем расчетную таблицу нагрузок цехов предприятия для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения.

Полученные результаты сводим в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчетная таблица нагрузок п/ст предприятия

№ ТП	$P_{см}$ , кВт	$Q_{см}$ , квар	$P_{ро}$ , кВт	$Q_{ро}$ , кВт	$\Delta P_{т}$ , кВт	$\Delta Q_{т}$ , квар
1	502	354,2	85,4	29,57	5,3	30
2	686	761,7	45,53	15,02	6,4	36,2
3	696	440	18,8	6,2	4,8	27,1
4	696	440	18,8	6,2	4,8	27,1
Сумма	2580	1995	168,5	57	21,3	120,4

На основании данных, приведенных в таблице 7.4, определяем, согласно формулам (7.10) и (7.11); (7.17) и (7.18), соответственно, значения расчетных нагрузок кабельных линий, питающих РП и цеховые ТП. Результаты сводим в таблицу 7.4.

Пример расчета для линий, питающих РП:

$$P_p = (0,9 \cdot 2580 + 168,5 + 21,3) \cdot 0,6 = 1507,1 \text{ кВт};$$

$$Q_p = (0,9 \cdot 1995 + 57 + 120,4) \cdot 0,6 = 1183,74 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{1950,2^2 + 1363,57^2} = 2379,62 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Таблица 7.4 – Расчетные нагрузки кабельных линий в нормальном режиме

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, м	$P_{рл}$ , кВт	$Q_{рл}$ , квар	$S_{рл}$ , кВ}\cdot\text{А}
Вариант 1						
Л1, Л2	п/ст	РП 1с, РП 2с	1400	1507,1	1183,74	1916,9
Л3, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП4	240	359,83	236,74	430,73
Л4	РП 1с	ТП2	10	368,9	406,52	549
Л7	РП 2с	ТП2	10	961,71	820,4	1271,9
Л5, Л6	РП 1с, РП 2с	ТП3	330	359,83	236,74	430,73
Л9	ТП2	ТП1	240	592,72	413,75	722,9
Вариант 2						
Л1, Л2	п/ст	РП 1с, РП 2с	1400	1507,1	1183,74	1916,9
Л3, Л9	РП 1с, РП 2с	ТП4	240	359,83	236,74	430,73
Л4	РП 1с,	ТП1	250	592,72	413,75	722,9
Л5, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП2	10	368,98	406,52	549
Л6, Л7	РП 1с, РП 2с	ТП3	330	359,83	236,74	430,73

Определив значения расчетных нагрузок кабельных линий в нормальном режиме работы, выбираем по экономической плотности тока сечения кабелей.

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока выбирают согласно условию (7.19):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (7.19)$$

где  $I_{\text{рл}}$  – расчётный ток линии в нормальном режиме работы, А;  
 $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Согласно [1], табл. 11.1, при числе часов использования максимума нагрузки в год  $T_{\text{max}} = 4500$  ч для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена экономическая плотность тока  $j_{\text{э}} = 1,7$  А / мм<sup>2</sup>.

$I_{\text{рл}}$  – расчетный ток линии, А, определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.20)$$

где  $S_{\text{рл}}$  – расчетная мощность линии.

Далее выбранное сечение кабеля проверяется по допустимому нагреву расчетным током или током послеаварийного режима.

Кабели, питающие цеховые однострансформаторные подстанции, проверяются по нагреву расчетным током, который определяется по формуле (7.21):

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (7.21)$$

где  $I_{\text{н}}$  – номинальный ток питаемого линией трансформатора.

$S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора;

Кабели, питающие РП и цеховые двухтрансформаторные подстанции, проверяются по нагреву током послеаварийного режима, который определяется по формуле (7.22):

$$I_{\text{ра}} = \frac{S'_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.22)$$

где  $S'_{\text{тп}}$  - расчётная мощность двухтрансформаторной подстанции с учётом пересчитанных потерь мощности в трансформаторах. Пересчёт потерь мощности в трансформаторах производится с учётом увеличения коэффициентов загрузки на двухтрансформаторных подстанциях в 2 раза.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля с учетом конкретных условий прокладки был не менее расчетного тока, то есть:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{рл}}}{K_{\text{п}}}, \quad (7.23)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент, учитывающий условия прокладки. Примем условия прокладки нормальными, тогда  $K_{\text{п}}=1$ .

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой, выбираются по условию (7.24):

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ра}}}{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{пер}}}, \quad (7.24)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – кратность перегрузки, принимается равной  $K_{\text{пер}} = 1, 2$  – для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при прокладке в воздухе,  $K_{\text{пер}} = 1,17$  – при прокладке в земле, согласно [1].

Также выбранный кабель должен соответствовать условию равнопрочности, согласно следующему выражению:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н}}. \quad (7.25)$$

Приведём пример выбора сечения жил ТП №1 второго варианта. По выражению (7.20) определим расчетный ток линии в нормальном режиме.

$$I_{\text{рл}} = \frac{722,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 41,73 \text{ А.}$$

Далее вычислим сечение жил кабеля по экономической плотности тока по формуле (7.19):

$$F_{\text{э}} = \frac{41,74}{1,7} = 24,55 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, учитывая требования ТКП 611-2017, выберем кабель АПВП 3х50-15 с сечением жил 50 мм<sup>2</sup>. Аналогично осуществим выбор остальных кабелей. Результаты выбора сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор кабелей по экономической плотности тока

Линия	$S_{\text{рл}}$ , кВ·А	$I_{\text{рл}}$ , А	$F_{\text{э}}$	$F_{\text{пр}}$	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5	6
Вариант 1					
Л1, Л2	1916,9	110,7	65,1	95	АПВБП 3х95-15
Л3, Л8	430,73	24,86	14,63	50	АПВП 3х50-15
Л4	549	31,7	18,64	50	АПВП 3х50-15
Л7	1271,9	73,43	43,2	50	АПВП 3х50-15
Л5, Л6	430,73	24,86	14,63	50	АПВП 3х50-15
Л9	722,9	41,73	24,55	50	АПВП 3х50-15
Вариант 2					
Л1, Л2	2379,62	110,7	65,1	95	АПВБП 3х95-15
Л3, Л9	430,73	24,86	14,63	50	АПВП 3х50-15
Л4	722,9	41,73	24,55	50	АПВП 3х50-15
Л5, Л8	549	31,7	18,6	50	АПВП 3х50-15
Л6, Л7	430,73	24,86	14,63	50	АПВП 3х50-15

Нагрузки линий в нормальном и послеаварийном режиме сведём в таблицу 7.6

Таблица 7.6 – Расчётные нагрузки линий

Линия	$S_{рл}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$I_{рл}, \text{А}$	$S_{ра}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$I_{ра}, \text{А}$
1-й вариант				
Л1, Л2	1916,9	110,7	3194,97	184,46
Л3, Л8	430,73	24,86	861,45	49,74
Л4	549	31,7	1098	63,4
Л7	1271,9	73,43	1809,9	104,5
Л5, Л6	430,73	24,86	861,45	49,74
Л9	722,9	41,73	-	-
2-й вариант				
Л1, Л2	1916,9	110,7	3194,97	184,46
Л3, Л9	430,73	24,86	861,45	49,74
Л4	722,9	41,73	-	-
Л5, Л8	549	31,7	1098	63,4
Л6, Л7	430,73	24,86	861,45	49,74

Проверим по допустимому нагреву кабель Л6 от РП до ТПЗ марки АПвП 3х50-15 для первого варианта:

$$159 \text{ А} > \frac{49,74}{1 \cdot 1,2} = 41,44 \text{ А}.$$

По условию допустимого нагрева проходит. Выбираем кабель марки АПвП 3х50-15 с  $I_{доп} = 159 \text{ А}$ .

Результаты проверки кабелей по допустимому нагреву занесём в таблицы 7.7. и 7.8.

Таблица 7.7 – Проверка кабелей по допустимому нагреву 1-го варианта

Линия	$I_{рл}, \text{А}$	$I_{ра}, \text{А}$	$\frac{I_{ра}}{K_{п} \cdot K_{пер}}, \text{А}$	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>		Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп}, \text{А}$
				По экономической плотности тока	По току аварийного режима		
Л1, Л2	110,7	184,46	153,7	95	95	АПвБП 3х95-15	233
Л3, Л8	24,86	49,74	41,44	50	50	АПвП 3х50-15	159
Л4	31,7	63,4	52,83	50	50	АПвП 3х50-15	159
Л7	73,43	104,5	87,1	50	50	АПвП 3х50-15	159
Л5, Л6	24,86	49,74	41,44	50	50	АПвП 3х50-15	159
Л9	41,73	-	-	50	50	АПвП 3х50-15	159

Таблица 7.8 – Проверка кабелей по допустимому нагреву 2-го варианта

Линия	$I_{рл}, А$	$I_{ра}, А$	$\frac{I_{ра}}{K_{п} \cdot K_{пер}}, А$	Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>		Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп}, А$
				По экономическо й плотности тока	По току аварийного режима		
Л1, Л2	110,7	184,46	153,7	95	95	АПВБП 3х95-15	233
Л3, Л9	24,86	49,74	41,44	50	50	АПВП 3х50-15	159
Л4	41,73	-	-	50	50	АПВП 3х50-15	159
Л5, Л8	31,7	63,4	52,83	50	50	АПВП 3х50-15	159
Л6, Л7	24,86	49,74	41,44	50	50	АПВП 3х50-15	159

Находим капиталовложения в линии в соответствии с выражением (7.6). Результаты определения капиталовложений в кабельные линии сводим в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Капитальные вложения в кабельные линии

Линия	$S_{рл},$ кВ·А	$I_{рл},$ А	Длина, м	Марка и сечение кабеля	$K_{0i},$ руб. / м	$K_{л},$ тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7
Вариант 1						
Л1, Л2	1916,9	110,7	1400	АПВБП 3х95-15	41,1	2х57,54
Л3, Л8	430,73	24,86	240	АПВП 3х50-15	29,84	2х7,16
Л4	549	31,7	10	АПВП 3х50-15	29,84	0,29
Л7	1271,9	73,43	10	АПВП 3х50-15	29,84	0,29
Л5, Л6	430,73	24,86	330	АПВП 3х50-15	29,84	2х9,85
Л9	722,9	41,73	240	АПВП 3х50-15	29,84	7,16
Суммарное значение						156,84
Вариант 2						
Л1, Л2	1916,9	110,7	1400	АПВБП 3х95-15	41,1	2х57,54
Л3, Л9	430,73	24,86	240	АПВП 3х50-15	29,84	2х7,16
Л4	722,9	41,73	250	АПВП 3х50-15	29,84	7,46
Л5, Л8	549	31,7	10	АПВП 3х50-15	29,84	2х0,29
Л6, Л7	430,73	24,86	330	АПВП 3х50-15	29,84	2х9,85
Суммарное значение						157,14

Ориентировочные стоимости вводных, секционных и линейных камер типа КСО-210 [13] с вакуумными выключателями составляют соответственно



22,9 тыс. руб, 20,8 тыс. руб и 16,8 тыс. руб. Тогда, по формуле (7.5) капитальные вложения составят:

$$K_{\text{рп1}} = 2 \cdot 22,9 + 20,8 + 6 \cdot 16,8 = 167,4 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{рп2}} = 2 \cdot 22,9 + 20,8 + 7 \cdot 16,8 = 184,2 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в проектируемый объект согласно выражению (7.2) для двух вариантов схем электроснабжения, будут следующими:

$$K_1 = 210 + 167,4 + 156,84 = 534,24 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_2 = 210 + 157,14 + 184,2 = 551,34 \text{ тыс. руб.}$$

Далее можно перейти к определению составляющих годовых эксплуатационных издержек. Амортизационные отчисления для двух вариантов составят:

$$I_{\text{а1}} = \frac{4,40}{100} \cdot (210 + 167,4) + \frac{5,00}{100} \cdot 156,84 = 24,45 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{а2}} = \frac{4,40}{100} \cdot (210 + 157,14) + \frac{5,00}{100} \cdot 184,2 = 25,36 \text{ тыс. руб.};$$

Эксплуатационные расходы на электрооборудование составят:

$$I_{\text{экс1}} = \frac{3,00}{100} \cdot (210 + 167,4) + \frac{2,00}{100} \cdot 156,84 = 14,46 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = \frac{3,00}{100} \cdot (210 + 157,14) + \frac{2,00}{100} \cdot 184,2 = 14,7 \text{ тыс. руб.};$$

Расчет потерь энергии в цеховых трансформаторах и кабельных линиях осуществляем по формулам (7.13) и (7.15) соответственно. Результаты расчетов сводим в таблицы 7.10 и 7.11.

Таблица 7.10 – Потери электроэнергии в цеховых трансформаторах

№ цеха	Марка установленных трансформаторов	$N_T$	$S_p$	$\Delta W_T$ , кВт·ч
1	ТМГ33-630/10-У1	1	548,21	19364,6
2	ТМГ33-630/10-У1	2	810,82	26578,6
3	ТМГ33-630/10-У1	2	669,81	21921,2
4	ТМГ33-630/10-У1	2	669,81	21921,2
Суммарные потери активной э/э в трансформаторах				89785,7

Таблица 7.11 – Потери электроэнергии в кабельных линиях

Линия	$I_{рл},$ А	Длина, м	Марка и сечение кабеля	$r_0,$ Ом / км	$\Delta W_{л},$ кВт·ч
Вариант 1					
Л1, Л2	110,7	1400	АПВБП 3х95-15	0,33	2х49021,5
Л3, Л8	24,86	240	АПВП 3х50-15	0,62	2х796,25
Л4	31,7	10	АПВП 3х50-15	0,62	53,95
Л7	73,43	10	АПВП 3х50-15	0,62	289,46
Л5, Л6	24,86	330	АПВП 3х50-15	0,62	2х1094,86
Л9	41,73	240	АПВП 3х50-15	0,62	2243,62
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					104412,2
Вариант 2					
Л1, Л2	110,7	1400	АПВБП 3х95-15	0,33	2х49021,5
Л3, Л9	24,86	240	АПВП 3х50-15	0,62	2х796,25
Л4	41,73	250	АПВП 3х50-15	0,62	2337,1
Л5, Л8	31,7	10	АПВП 3х50-15	0,62	2х53,95
Л6, Л7	24,86	330	АПВП 3х50-15	0,62	2х1094,86
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					104270,2

Суммарные потери активной электроэнергии согласно выражению (7.12) для сравниваемых вариантов схем электроснабжения будут следующими:

$$\Delta W_1 = 104647,7 + 89785,7 = 194198 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 104270,2 + 89785,7 = 194055,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Средний тариф в соответствии с (6.11) составит:

$$\beta_{\text{cp}} = \frac{30,08 \cdot 12}{4500} + 0,254 = 0,33 \text{ руб. / кВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда стоимость годовых потерь электроэнергии по (7.10) составит:

$$I_{\text{пот1}} = 0,33 \cdot 194198 = 64,1 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{пот2}} = 0,33 \cdot 194055,8 = 64,04 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы рассматриваемых вариантов схем электроснабжения в соответствии с (7.7) составят:

$$I_1 = 24,45 + 14,46 + 64,1 = 103,01 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_2 = 25,36 + 14,7 + 64,04 = 104,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определим значения приведенных затрат для каждого из вариантов по формуле (7.1):

$$Z_1 = 0,10 \cdot 534,24 + 103,01 = 156,43 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = 0,10 \cdot 551,34 + 104,1 = 159,23 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, для дальнейших расчетов принимаем первый вариант схемы электроснабжения, представленный на листе 3 графической части дипломного проекта.

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫШЕ 1 КВ

### 8.1 Выбор электрических аппаратов РП

Электрические аппараты в условиях эксплуатации работают в трёх основных режимах: длительном, перегрузки и режиме короткого замыкания.

В длительном режиме надёжная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки – ограничением величины и длительности повышения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа за счёт запаса прочности.

При коротких замыканиях надёжная работа аппаратов обеспечивается их термической и электродинамической стойкостью.

С учётом изложенного, можно записать следующие условия выбора электрических аппаратов производится согласно следующим выражениям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}; \quad (8.1)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}; \quad (8.2)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}; \quad (8.3)$$

#### 8.1.1 Выбор панелей КСО РП 10 кВ

Принимаем панели типа КСО-210 [13]. Вводные панели выбираем по расчетному току завода с учетом передачи всей мощности по одной секции (аварийный режим), секционную – по расчетному току одной из питающих линий, линейные – по наибольшему току присоединения (нормальный или аварийный режим). Результаты выбора сведены в таблицы 8.1, 8.2 и 8.3.

Таблица 8.1 – Выбор вводных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители <b>РВЗ-10/630УЗ</b>
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}$	$I_{\text{ра}} = 184,46 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$

Таблица 8.2 – Выбор секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители <b>РВЗ-10/630У3</b>
$U_{\text{ном}} \geq U_p$	$U_p = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_p$	$I_p = 110,68$ А	$I_{\text{ном}} = 630$ А	$I_{\text{ном}} = 630$ А

Таблица 8.3 – Выбор линейных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители <b>РВЗ-10/630 У3</b>
$U_{\text{ном}} \geq U_p$	$U_p = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_p$ $I_{\text{ном}} \geq I_{pa}$	$I_p = 41,74$ А – ОЛ к ТП1 $I_{pa} = 104,5$ А – ОЛ к ТП2 $I_{pa} = 49,73$ А – ОЛ к ТП3 $I_{pa} = 49,73$ А – ОЛ к ТП4	$I_{\text{ном}} = 630$ А	$I_{\text{ном}} = 630$ А

В камерах КСО-МЭТЗ-210 [13] устанавливаются разъединители серии РВЗ, трансформаторы тока типов ТПОЛ, трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ и трансформаторы напряжения, ЗНОЛ с литой изоляцией и с предохранителями ПКН. Для заземления шин и выключателей используются заземляющие ножи ЗР-10з УЗ.

### 8.1.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, требуемых для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам.

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{ном1}T} \geq U_{\text{ном}}, \quad (8.4)$$

где  $U_{\text{ном1}T}$  – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение силовой сети, кВ.

2. По току нормального режима:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_p, \quad (8.5)$$

где  $I_{\text{ном1}}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока,

А.

3. По току послеаварийного режима:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}} ; \quad (8.6)$$

4. По току вторичной обмотки:

$$I_{\text{ном2}} = I_{\text{приб}} , \quad (8.7)$$

где  $I_{\text{ном2}}$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А;

$I_{\text{приб}}$  – номинальный ток аналоговых входов подключаемых приборов, А.

Примем номинальный вторичный ток обмоток трансформаторов тока равным 5 А.

5. По конструкции и классу точности.

Конструкция ТТ должна обеспечивать возможность его установки в ячейке КСО.

Класс точности трансформаторов тока определяет максимальную полную погрешность и зависит от назначения обмотки. Класс точности обмотки, предназначенной для расчетного учета, должен быть 0,2S или 0,5S. Класс точности обмотки, предназначенной для технического учета и измерений, должен быть 0,5 или 1,0. Класс точности обмотки, предназначенной для релейной защиты, должен быть 5P или 10P.

Класс точности трансформаторов тока, установленных на вводах в РП, принимаем 0,5S/0,5/10P, на отходящих линиях и секционном выключателе – 0,5/10P.

6. По коэффициенту безопасности подключаемых приборов (для обмоток с классом точности 0,5s и 0,5):

$$K_{\text{б.пр}} \geq K_{\text{б.тт}} , \quad (8.8)$$

где  $K_{\text{б.пр}}$  – коэффициент безопасности подключаемых приборов;

$K_{\text{б.тт}}$  – коэффициент безопасности трансформатора тока.

В случае, если условие не выполняется, по кривым предельной кратности должна быть определена не номинальная, а фактическая предельная кратность при фактической вторичной нагрузке трансформатора тока. В случае, если условие все равно не выполняется, предельная кратность трансформатора тока должна быть повышена, либо должен быть применен трансформатор тока с другим вторичным током или другого класса точность (РХ, ТРХ).

Предварительно примем коэффициент предельной кратности равным 10. Проверка будет произведена после расчета уставок токовой отсечки.

7. По вторичной нагрузке трансформатора:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{р}} , \quad (8.9)$$

$$S_{\text{НОМ}2} \geq S_p \geq 0,25 \cdot S_{\text{НОМ}2}, \quad (8.10)$$

где  $S_{\text{НОМ}2}$  – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, В·А;

$S_p$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме, В·А.

Выражение (8.9) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства РЗА. Выражение (8.10) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства учета и измерения, т.к. на данном диапазоне определены метрологические характеристики трансформаторов тока.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме, в случае, когда нагрузка подключаемых приборов имеет только активную составляющую определяется по следующему выражению:

$$S_p = r_{\text{приб}} + I_{\text{НОМ}2}^2 \cdot (r_{\text{пр}} + r_k), \quad (8.11)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – полная мощность, потребляемая приборами, В·А.

$r_k$  – сопротивление контактов, принимаем  $r_k = 0,1$  Ом;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводников цепи измерения, Ом.

Сопротивление соединительных проводов определяется по следующему выражению:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad (8.12)$$

где  $l$  – длина соединительных проводников, м. Принимаем  $l = 3$  м;

$\gamma$  – удельная проводимость материала соединительных проводников. Для меди  $\gamma = 58$  м / (Ом·мм<sup>2</sup>);

$F$  – сечение проводников, мм<sup>2</sup>. Принимаем  $F = 2,5$  мм<sup>2</sup> для меди (минимальное допустимое сечение и материал по для вторичных аналоговых цепей согласно ПУЭ).

Определим сопротивление соединительных проводов по выражению (8.12):

$$r_{\text{пр}} = \frac{3}{58 \cdot 2,5} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Нагрузки приборов, подключаемых к различным обмоткам трансформаторов тока, представлены в таблицах 8.4, 8.5, 8.6, 8.7.

Произведем выбор трансформаторов тока и контрольно-измерительных кабелей для отходящей радиальной линии по наиболее загруженной фазе обмотки класса точности 0,5 по выражению (9.25):

$$S_p = 1 + 5^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 4 \text{ В·А.}$$

Принимаем мощность трансформатора тока равной 5 В·А. Расчетная нагрузка вторичной цепи согласно (8.10) должна быть не менее:

$$0,25 \cdot S_{\text{ном}2} = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$5 \geq 4 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Условие (8.9) соблюдается. Результаты сведены в таблицы 8.4, 8.5, 8.6 и 8.7.

Для защиты от простых однофазных замыканий на землю, в ячейках ОЛ, предусматриваем установку трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 УЗ с коэффициентом трансформации 25/1, согласно [11].

Таблица 8.4 – Вторичная нагрузка приборов вводных ячеек

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Обмотка класса точности 0,5S				
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5

Таблица 8.5 – Вторичная нагрузка приборов ячейки секционного выключателя

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5

Таблица 8.6 – Вторичная нагрузка приборов трансформаторов тока ячейки магистральной отходящей линии

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		1	1	1
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5



Таблица 8.7 – Вторичная нагрузка приборов трансформаторов тока ячеек радиальных отходящих линий

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	ЦП-А72	0,5	0,5	0,5
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	MP30 MP3011	0,5	0,5	0,5

Коэффициент безопасности выбранных приборов равен 10. Примем коэффициент безопасности трансформаторов тока равным 5.

Таблица 8.8 – Результаты выбора трансформаторов тока для РП (КСО)

Условие выбора	Место установки / тип трансформатор тока				
	КСО ввод / ТПОЛ-10-200/5/5/5 0,5SFS5/0,5FS5/10P10 5/5/10 В·А У3	КСО секц. / ТПОЛ-10-150/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л3, Л8, Л5, Л6 ТПОЛ-10-50/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л4 ТПОЛ-10-75/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л7 ТПОЛ-10-150/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3
$U_{ном1T} \geq U_{ном}$	12 кВ > 10 кВ	12 кВ > 10 кВ	12 кВ > 10 кВ	12 кВ > 10 кВ	12 кВ > 10 кВ
$I_{ном1} \geq I_p$	200 А > 110,68 А	150 А > 110,68 А	50 А > 24,86 А	75 А > 31,7 А	150 А > 73,43 А
$I_{ном1} \geq I_{pa}$	200 А > 184,46 А	-	50 А > 49,74 А	75 А > 63,4 А	150 А > 104,5 А
$S_{ном2} \geq S_p$ $S_{ном2} \geq S_p \geq 0,25 \cdot S_{ном2}$	5 В·А $\geq 3,5 \geq 1,25$ В·А 5 В·А $\geq 3,5 \geq 1,25$ В·А 10 В·А $\geq 3,5$ В·А	5 В·А $\geq 3,5 \geq 1,25$ В·А 10 В·А $\geq 3,5$ В·А	5 В·А $\geq 3,5 \geq 1,25$ В·А 10 В·А $\geq 3,5$ В·А	5 В·А $\geq 3,5 \geq 1,25$ В·А 10 В·А $\geq 3,5$ В·А	5 В·А $\geq 4 \geq 1,25$ В·А 10 В·А $\geq 3,5$ В·А
$K_{без.пр} \geq K_{без.гт}$	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$
$K_{ПК.ном}$	10	10	10	10	10

### 8.1.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производится по следующим выражениям.

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном1}} \geq U_{\text{ном}}. \quad (8.13)$$

2. По конструкции и схеме соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения на шинах РП принимаем типа ЗНОЛ.06-10УЗ со встроенными предохранителями типа ПКН 001-10 УЗ.

3. По классу точности.

Класс точности обмотки трансформатора тока для измерения принимаем равным 0,5, класс точности обмотки трансформатора тока для релейной защиты (разомкнутый треугольник) принимаем равным 6Р.

4. По мощности нагрузки вторичной обмотки:

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \geq 0,25 \cdot S_{\text{ном}}, \quad (8.14)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (8.15)$$

где  $P_{\Sigma}$  и  $Q_{\Sigma}$  – суммарные активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов, Вт и вар.

Выражение (8.15) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства РЗА. Выражение (8.14) справедливо для обмоток, к которым подключаются устройства учета и измерения, т.к. на данном диапазоне определены метрологические характеристики трансформаторов тока.

Суммарные активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов определяется по следующему выражению:

$$P_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}; \quad (8.16)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}, \quad (8.17)$$

Счетчик Гран-Электро СС-301 имеет нагрузку каждой цепи напряжения  $S = 1 \text{ В} \cdot \text{А}$  и  $\cos \varphi = 1,0$ . Вольтметр ЦП-А72 имеет нагрузку каждой цепи напряжения  $S = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$  и  $\cos \varphi = 1,0$  [11]. Терминал РЗА МР700, установленный в ячейках ввода, имеет нагрузку каждой цепи напряжения  $S = 0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$  и  $\cos \varphi = 1,0$ . Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения, с учетом выхода одного из них из строя (подключение всех приборов к ТН смежной секции путем секционирования шин напряжения), представлена в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Вторичная нагрузка обмотки 0,5 ТН шин РП

Прибор	Тип	cosφ	sinφ	Нагрузка фаз, В·А		
				A	B	C
Вольтметр ( $U_{\phi}$ ) (2 шт.)	ЦП-А72	1,0	0	0,5	0,5	0,5
Вольтметр ( $U_{л}$ ) (2 шт.)	ЦП-А72	1,0	0	0,25	–	0,25
Счетчик активной и реактивной энергии (3 шт.)	Гран-Электро СС-301	1,0	0	1,0	1,0	1,0
Терминал РЗА яч. вводов	MP700	1,0	0	0,5	0,5	0,5
Итого:				5,0	4,5	5,0

Таблица 8.10 - Вторичная нагрузка обмотки 6Р ТН шин РП

Прибор	Тип	cosφ	sinφ	Нагрузка фаз, В·А		
				A	B	C
Терминал РЗА яч. вводов	MP700 (2 шт.)	1,0	0	0,5	0,5	0,5
Итого:				1	1	1

Ввиду того, что все подключаемые приборы являются цифровыми и коэффициент активной мощности равен единице, возможно сложение векторов мощности без учета их направления. Тогда мощность нагрузки вторичной обмотки составит:

$$S_2 = 5 + 4,5 + 5 = 14,5 \text{ В} \cdot \text{А} .$$

Выбранные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10 УЗ имеют номинальную мощность 50 В·А в классе точности 0,5. Расчетная нагрузка вторичной цепи согласно (9.32) должна быть не менее:

$$0,25 \cdot S_{\text{ном}2} = 0,25 \cdot 50 = 12,5 \text{ В} \cdot \text{А},$$

$$50 \geq 14,5 \geq 12,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

К обмотке класса точности 6Р подключены только терминалы защит РЗА. Нагрузка вторичной обмотки составит:

$$S_2 = 2 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,5 = 3,0 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Обмотка 6Р выбранного трансформатора напряжения имеет номинальную нагрузку 300 В·А, что удовлетворяет условию (9.33) и позволяет установить в нее устройство защиты от феррорезонанса.

Для подключения приборов к ТН выберем контрольный кабель КВВГ-4х2,5-0,66 (минимальное допустимое сечение и материал по для вторичных аналоговых цепей согласно ПУЭ). Проверим контрольно-измерительные

кабели от трансформатора напряжения до приборов на РП по условию допустимого значения потерь напряжения согласно следующему выражению:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\Sigma}, \quad (8.18)$$

где  $\Delta U_{\Sigma}$  – суммарное значение потерь напряжения, %;

$\Delta U_{\Sigma}$  – допустимое значение потерь напряжения, %.

Проверим выбранные кабели по потере напряжения. Допустимые потери напряжения для кабелей, присоединенных к панелям КСО:

– вводным  $\Delta U_{\%} = 0,20 \%$ ;

– линейным  $\Delta U_{\%} = 0,25 \%$ ;

Проверку выбранных кабелей производим по следующим выражениям:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (8.19)$$

где  $l$  – расстояние от измерительной панели до наиболее удалённой линейной панели, примем  $l = 8$  м.

$$\Delta U_{\%} = \frac{S_p \cdot l \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (8.20)$$

где  $S_p$  – фазная нагрузка счётчика активной и реактивной энергии, В·А.  
 $S_p = 1$  В·А из таблицы.

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

Расчет произведем по формуле (8.20):

$$\Delta U_{\%} = \frac{1 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot (12,3 \cdot 0,3 + 0,126 \cdot 0,95)}{\left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2} \cdot 100 = 0,0009 \%$$

Следовательно, выбранные кабели соответствуют допустимой потере напряжения.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Максимальное значение тока КЗ необходимо для проверки сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов РП и ТП по условиям электродинамической и термической стойкости, а также для проверки отключающей способности аппаратов защиты. Для этого в расчетных точках было определено действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с максимальным ожидаемым током короткого замыкания с учетом подпитки от синхронных двигателей.

Минимальное значение тока КЗ необходимо для проверки чувствительности защит. Для этого в расчетных точках было определено действующее значение периодической составляющей тока двухфазного или однофазного короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током короткого замыкания без учета подпитки от синхронных двигателей.

Расчетная схема представлена на рисунке 9.1.

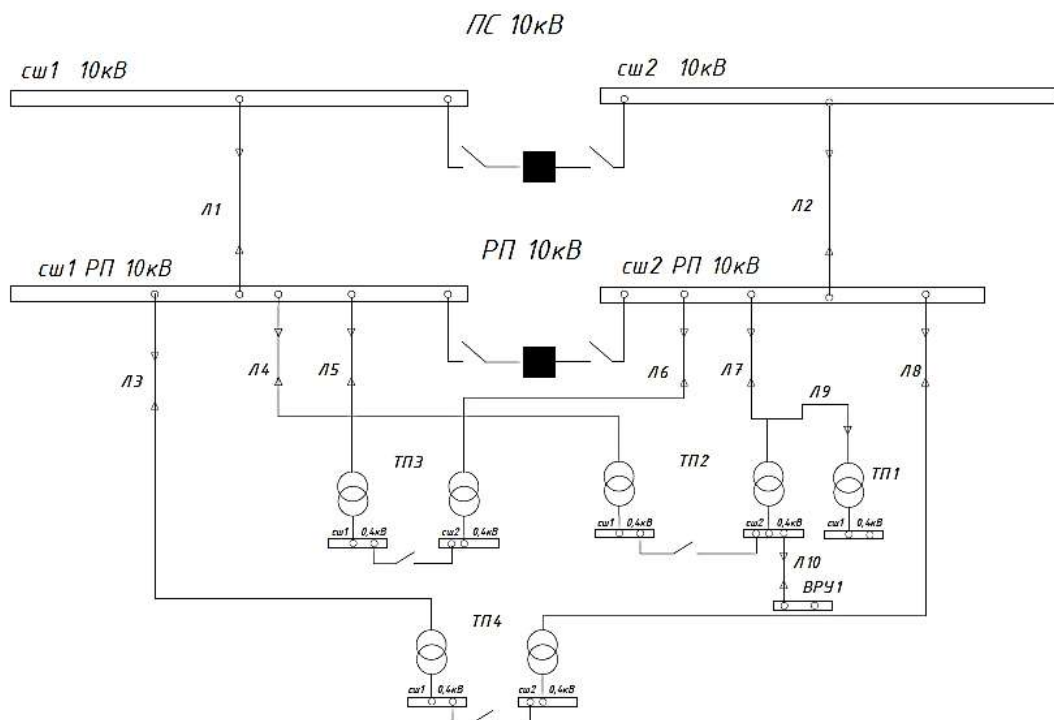


Рисунок 9.1 – Расчётная схема системы электроснабжения завода

Расчетное значение тока КЗ для проверки оборудования по термической стойкости, электродинамической стойкости и отключающей способности – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с максимальным ожидаемым током короткого замыкания.

Расчетное значение тока КЗ для проверки чувствительности защит 10 кВ – действующее значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током короткого замыкания.

Расчетное значение тока КЗ для проверки чувствительности защит 0,4 кВ – действующее значение периодической составляющей тока двухфазного (шины ТП) или двухфазного (в остальных точках) короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током короткого замыкания.

Подключение проектируемого завода выполняется к секции 1 и секции 2 шин 10 кВ подстанции 110/10 кВ. Для выдачи мощности потребителю электроэнергии предусмотрено строительство КЛ длиной 1,4 км от проектируемого РП до ПС 110/10 кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ в режиме работы энергосистемы с максимальным ожидаемым током короткого замыкания – 3400 А. Действующее значение периодической составляющей тока двухфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током короткого замыкания – 2200 А.

Ввиду того, что секции РП находятся в идентичных условиях, расчет токов КЗ был произведен для одной секции шин.

На основании расчетной схемы составляем эквивалентную схему замещения системы электроснабжения. Сопротивление системы в режиме с максимальным ожидаемым током КЗ определяется по следующему выражению:

$$x_{c \text{ макс}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к \text{ макс}}^{(3)}} \cdot \quad (9.1)$$

Сопротивление системы в режиме с минимальным ожидаемым током КЗ определяется по следующему выражению:

$$x_{c \text{ мин}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к \text{ мин}}^{(3)}} \cdot \quad (9.2)$$

Сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по следующему выражению:

$$X_T = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}. \quad (9.3)$$

Ток трехфазного КЗ определяется по следующему выражению:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\vartheta}^2 + x_{1\vartheta}^2}}, \quad (9.4)$$

где  $r_{\vartheta}$  и  $x_{\vartheta}$  – эквивалентные сопротивления прямой последовательности, полученные в результате преобразования схемы замещения.

Ток двухфазного КЗ определяется по следующему выражению:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}. \quad (9.5)$$

Ток однофазного КЗ определяется по следующему выражению:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot r_{1\vartheta} + r_{0\vartheta})^2 + (2 \cdot x_{\vartheta} + x_{0\vartheta})^2}}, \quad (9.6)$$

где  $r_{\vartheta}$  и  $x_{\vartheta}$  – эквивалентные сопротивления нулевой последовательности, полученные в результате преобразования схемы замещения.

Ввиду того, что режим работы нейтрали сети 10 кВ – изолированная нейтраль, однофазное КЗ в данной сети произойти не может. В сети до 1 кВ возможны однофазные короткие замыкания. Из применяемого оборудования только у кабельных линий электропередач отличаются сопротивления прямой и нулевой последовательностей, следовательно, токи однофазных коротких замыканий рассчитаны только для точек КЗ, удаленных от энергосистемы на величину сопротивления кабельной линии.

Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабельной линии определяются соответственно по следующим выражениям:

$$r_{л} = r_{уд} \cdot l, \quad (9.7)$$

$$x_{л} = x_{уд} \cdot l, \quad (9.8)$$

где  $r_{уд}$  – удельное активное сопротивление, Ом / км;

$x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление, Ом / км;

$l$  – длина линии, км.

Активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабельной линии определяются соответственно по следующим выражениям:



$$r_{л0} = 4 \cdot r_{л}, \quad (9.9)$$

$$x_{л0} = 4 \cdot x_{л}. \quad (9.10)$$

Сопротивления КЛ находим в соответствии с выражением (9.6) на основании таблицы 7.9. Результаты сводим в таблицу 9.1. Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 9.2.

Таблица 9.1 – Сопротивления кабельных линий

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, км	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$R$ , Ом	$X$ , Ом
Л1, Л2	п/ст	РП 1(2)СШ	1,4	0,33	0,092	0,46	0,13
Л3, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП4	0,33	0,62	0,09	0,12	0,02
Л4, Л7	РП 1с, РП 2с	ТП2	0,01	0,62	0,09	0,01	0,00
Л5, Л6	РП 1с, РП 2с	ТП3	0,240	0,62	0,09	0,15	0,02
Л9	ТП2	ТП1	0,240	0,62	0,09	0,13	0,02
Л10	ТП2	ВРУ1	0,19	0,29	0,06	0,02	0,01

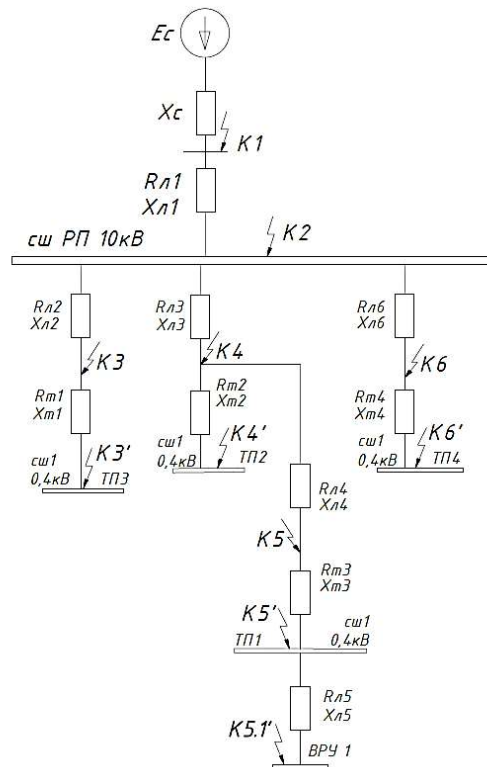


Рисунок 9.2 – Эквивалентная схема замещения системы электроснабжения завода для расчета токов КЗ

Определим значение тока КЗ на шинах РП (точка К2).

Сопротивление системы в режиме с максимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$x_{c.макс} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,4} = 1,78 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы в режиме с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$x_{c.мин} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,2 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}} = 2,38 \text{ Ом.}$$

Действующее значение периодической составляющей ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 в режиме работы энергосистемы с максимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{K2.макс\_C}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,46)^2 + (0,13 + 1,78)^2}} = 3,08 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{K2.мин\_C}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,46)^2 + (0,13 + 2,38)^2}} = 2,37 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей ток двухфазного короткого замыкания в режиме с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,08 = 2,67 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяется по следующему выражению:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot (I_{k.макс}^{(3)}) \cdot K_y, \quad (9.11)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.

Ударный коэффициент определяется по следующему выражению:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}, \quad (9.12)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей определяется согласно следующему выражению:

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R}, \quad (9.13)$$

где  $X, R$  – результирующие эквивалентные активное и индуктивное сопротивление цепи КЗ, Ом;

$\omega$  – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с. Учитывая, что частота проектируемой сети составляет 50 Гц, синхронная угловая частота напряжения сети составит 314 рад/с.

Для шин ПС 110/10 кВ ударный коэффициент принят равным 1,80.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей, ударный коэффициент и ударный ток КЗ в точке К1 по выражениям (9.7...9.9) составят:

$$T_a = \frac{(0,13 + 1,78)}{314 \cdot (0,46)} = 0,013 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + 2,72^{\frac{-0,01}{0,013}} = 1,46;$$

$$i_{y.K2\_C} = \sqrt{2} \cdot 3,08 \cdot 1,46 = 6,36 \text{ кА}.$$

Ввиду отсутствия необходимости определения подпитки точки КЗ от различных источников для упрощения последующих расчетов произведем пересчет параметров эквивалентной энергосистемы, заменив все источники подпитки тока КЗ одним эквивалентным. Расчетная схема и схема замещения для режима с максимальным ожидаемым током КЗ представлены на рисунках (9.3) и (9.4) соответственно.

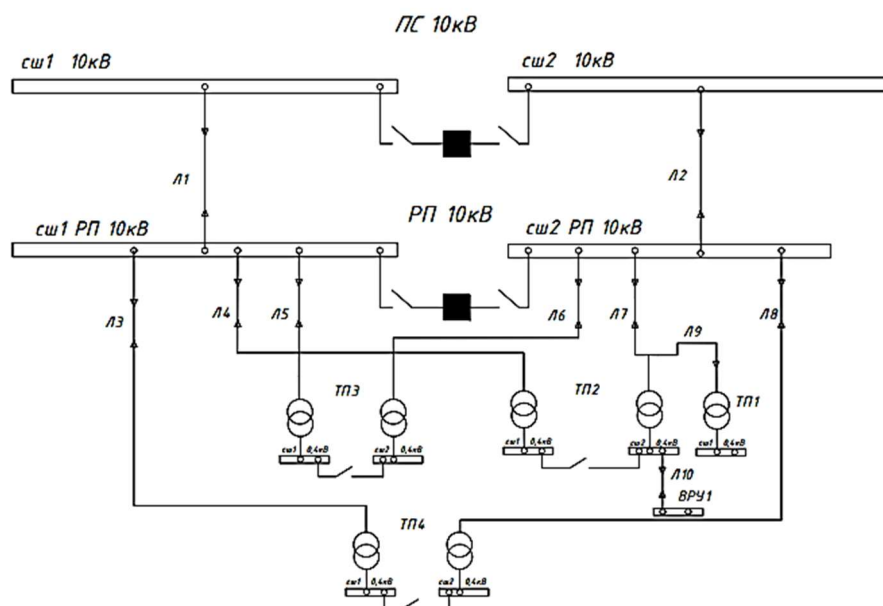


Рисунок 9.3 – Расчётная схема системы электроснабжения завода

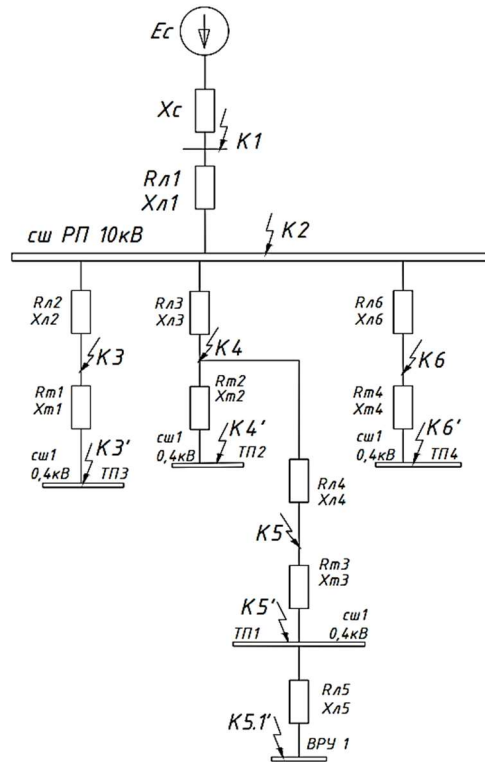


Рисунок 9.4 – Эквивалентная схема замещения системы электроснабжения завода для расчета токов КЗ

Действующее значение периодической составляющей ток трехфазного короткого замыкания в точке КЗ в режиме с максимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,46 + 0,15)^2 + (0,13 + 1,78 + 0,02)^2}} = 3,65 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{КЗ.мин}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,16 + 0,12)^2 + (1,10 + 0,32 + 0,02)^2}} = 3,15 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей ток двухфазного короткого замыкания в режиме работы энергосистемы с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{кз.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,15 = 2,73 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей, ударный коэффициент и ударный ток КЗ для точки К4 по выражениям (9.7...9.9) составят:

$$T_a = \frac{(0,73 + 0,02)}{314 \cdot (1,36 + 0,12)} = 0,002 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + 2,72^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,00;$$

$$i_{y, \text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 3,65 \cdot 1,00 = 5,17 \text{ кА}.$$

Аналогичным образом находим значения токов КЗ в остальных точках, указанных на рисунке 9.1. Полученные результаты сводим в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчета токов КЗ в характерных точках схемы

Точка КЗ	Место КЗ	Ток КЗ, кА		
		$I_{\text{к макс}}^{(3)}$	$i_y$	$I_{\text{к мин}}^{(2)}$
К1	Шины 10 кВ подстанции	3,4	8,65	2,2
К2	Шины РП	3,08	6,36	2,1
К3	Выводы 10 кВ тр-ра ТП3	2,98	5,48	2,01
К4	Выводы 10 кВ тр-ра ТП2	3,07	5,64	2,05
К5	Выводы 10 кВ тр-ра ТП1	2,98	5,48	2,01
К6	Выводы 10 кВ тр-ра ТП4	2,95	5,4	2

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ. Найдем величину тока КЗ на шинах до 1 кВ трансформатора ТП2.

Сопротивление в мОм до шин 0,4 кВ понижающего трансформатора для режима с максимальным ожидаемым током короткого замыкания, определяется по следующему выражению:

$$Z_{\text{макс}} = \frac{U_{\text{св}}}{\sqrt{3} I_{\text{к макс}}^{(3)} \cdot K_m^2} \cdot 10^3 + Z_m + Z_{\text{к}}, \quad (9.14)$$

где  $U_{\text{св}}$  – среднее номинальное напряжение на выводах высшего напряжения трансформатора, кВ;

$I_{\text{к макс}}^{(3)}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора, кА;

$K_m$  – коэффициент трансформации трансформатора;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, мОм;

$Z_{\text{к}}$  – переходное сопротивление контактов, 15 мОм.

Сопротивление в мОм до шин 0,4 кВ понижающего трансформатора для режима с минимальным ожидаемым током короткого замыкания определяется по следующему выражению:

$$Z_{\text{мин}} = \frac{U_{\text{СВ}}}{\sqrt{3}I_{\text{к.мин}}^{(3)} \cdot K_m^2} \cdot 10^3 + Z_m + Z_\delta + Z_\kappa, \quad (9.15)$$

где  $Z_\delta$  – сопротивление дуги в месте короткого замыкания, мОм, принимается в соответствии с ГОСТ 28249-93.

Активное сопротивление трансформатора ТМГ33-630/10 в мОм определяется по следующему выражению:

$$r_T = \frac{\Delta P_\kappa \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot 10^6; \quad (9.16)$$

Активное сопротивление трансформатора согласно выражению (9.16) составит:

$$r_T = \frac{6,135 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 2,47 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора ТМГ33-630/10 определяется по следующему выражению:

$$x_T = \left( \sqrt{\left( \frac{U_\kappa}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_\kappa}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2} \right) \cdot \frac{U_{\text{СН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 10^6; \quad (9.17)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора согласно выражению (9.17) составит:

$$x_T = \left( \sqrt{\left( \frac{5,5}{100} \right)^2 - \left( \frac{6,135}{630} \right)^2} \right) \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^6 = 13,74 \text{ мОм.}$$

Сопротивление в мОм до шин 0,4 кВ понижающего трансформатора для режима с максимальным ожидаемым током короткого замыкания, составит:

$$Z_{\text{макс}} = \left( \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,07 \cdot \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2} \cdot 10^3 \right) j + 2,47 + 13,74 j + 15 = 17,47 + 16,9 j \text{ Ом.}$$

Сопротивление в мОм до шин 0,4 кВ понижающего трансформатора для режима с минимальным ожидаемым током короткого замыкания, составит:

$$Z_{\text{мин}} = \left( \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,36 \cdot \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2} \cdot 10^3 \right) j + 2,47 + 13,74 j + 15 + 5 = 22,47 + 23,44 j \text{ Ом.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в режиме с максимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$I_{к. макс}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(17,47)^2 + (16,9)^2}} \cdot 10^3 = 9,54 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного КЗ в минимальном режиме составит:

$$I_{к. мин}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(22,47)^2 + (23,44)^2}} \cdot 10^3 = 7,6 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного КЗ в минимальном режиме составит:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,6 = 6,62.$$

Ударный ток трехфазного КЗ составит:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 9,54 \cdot 1 = 13,5 \text{ кА.}$$

Расчет токов КЗ на стороне до 1 кВ для остальных ТП выполняется аналогичным образом. Результаты расчета сведены в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 – Результаты расчета токов КЗ на шинах 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	Ток КЗ, кА			
		$I_{к макс}^{(3)}$	$i_y$	$I_{к мин}^{(2)}$	$I_{к мин}^{(1)}$
КЗ'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП3	9,52	13,46	6,62	–
К4'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП2	9,54	13,5	6,63	–
К5'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП1	9,52	13,46	6,62	–
К6'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП4	9,5	13,44	6,61	–
К5.1'	Ввод 0,4 кВ ВРУ1	2,8	4	–	1,5

## 10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЧЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ

В данном разделе рассмотрим защиту отходящей линии 10 кВ Л4 (от РП к ТП2). Для защиты данной линии применим следующий набор функций устройства РЗА: устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ), защиту от дуговых замыканий (ЗДЗ), трёхступенчатая токовая защита и токовая защита нулевой последовательности. Защиты выполнены на базе микропроцессорного устройства МР301 и устройства дуговой защиты МДО-1.

### 10.1 Расчёт уставок токовой отсечки линии 10 кВ

Ток срабатывания первой ступени токовой защиты (токовой отсечки без выдержки времени) отстраивается от максимального значения тока трёхфазного КЗ в конце защищаемой линии или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора определяется по следующему выражению:

$$I_{сз}^I = k_n \cdot I_{к.маx.нн}^{(3)}, \quad (10.1)$$

где  $k_n$  -коэффициент надёжности.

Коэффициент надёжности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании устройств МР301, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15.

Значение трёхфазного тока КЗ за понижающим трансформатором, приведенное к стороне 10 кВ, рассчитывается по формуле:

$$I_{к.маx.нн}^{(3)} = I_{маx}^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}}. \quad (10.2)$$

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (10.1), необходимо обеспечить её несрабатывание при бросках тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут в первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5-7 раз.

Условие отстройки отсечки от бросков намагничивания трансформаторов имеет вид:

$$I_{сз2}^I \geq (5 - 7) \cdot I_{т.ном.вн}, \quad (10.3)$$

где  $I_{т.ном.вн}$  -номинальный ток на стороне ВН трансформатора.

За окончательное значение тока срабатывания ТО принимается большее из двух значений:



$$I_{c3}^I = \max \{I_{c31}^I; I_{c32}^I\}. \quad (10.4)$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном КЗ в месте установки защиты в минимальном режиме работы энергосистемы определяется по следующему выражению:

$$K_{\psi} = \frac{I_{к.мин.вн}^{(2)}}{I_{c3}}. \quad (10.5)$$

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях электропередачи, коэффициент чувствительности должен быть не меньше 1,3 (как для резервной защиты) при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

Ток срабатывания реле отсечки рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx} \cdot I_{c3}}{n_{mm}}, \quad (10.6)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы, принимаем  $k_{cx} = 1$  ;

$n_{mm}$  – коэффициент трансформации тока.

По формуле (10.2) найдём приведенное значение трёхфазного КЗ:

$$I_{к.мах.нн}^{(3)} = 9540 \cdot \frac{0,4}{10} = 381,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО по условию отстройки от максимального тока КЗ за трансформатором, приведенного к стороне ВН равен:

$$I_{c31}^I \geq 1,15 \cdot 381,6 = 438,8 \text{ А.}$$

По второму условию отстройки отсечки:

$$I_{c32}^I \geq 7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254,6 \text{ А.}$$

$$I_{c3}^I = \max \{438,8; 254,6\} = 438,8 \text{ А.}$$

Для токовой отсечки принимаем  $I_{c3}^I$  равным 440 А.

Найдём коэффициент чувствительности по формуле (10.5):

$$K_{\psi} = \frac{2050}{440} = 4,66.$$

Так как  $4,66 > 1,3$ , то токовая отсечка эффективна.

Ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{cp} = \frac{1 \cdot 440 \cdot 5}{150} = 14,7 \text{ А.}$$

Выдержка времени срабатывания защиты равна 0. Защита действует на отключение собственного выключателя.

## 10.2 Расчёт уставок токовой отсечки с выдержкой времени линии 10 кВ

Ток срабатывания второй ступени токовой защиты (токовая отсечка с выдержкой времени) отстраивается от минимального значения тока двухфазного КЗ на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{сз}^{II} = \frac{1}{K_{\psi}} \cdot I_{к.мин.нн}^{(2)}, \quad (10.7)$$

Значение минимального двухфазного тока КЗ за понижающим трансформатором, приведенное к стороне 10 кВ, найдём по формуле (10.2):

$$I_{к.мин.нн}^{(2)} = 6630 \cdot \frac{0,4}{10} = 265,2 \text{ A.}$$

Ток срабатывания второй ступени равен:

$$I_{сз}^{II} = \frac{1}{1,3} \cdot 265,2 = 204 \text{ A.}$$

Для токовой отсечки принимаем  $I_{сз}^{II}$  равным 200 А.

Ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 200 \cdot 5}{150} = 6,7 \text{ A.}$$

Выдержка времени второй ступени выбирается большей по сравнению с выдержкой времени первой ступени защит отходящих элементов на ступень селективности  $t = 0,2$  с. Следовательно, примем выдержку времени срабатывания  $t_{сз(ТОВ)} = 0,2$  с. Защита действует на отключение собственного выключателя.

### 10.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты линии 10 кВ

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению (10.8):

$$I_{сз}^{III} = \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_B} \cdot I_{раб.маx}, \quad (10.8)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности, принимаем  $k_H = 1,15$ ;

$k_{сзн}$  – коэффициент самозапуска нагрузки, принимаем  $k_{сзн} = 1,3$ ;

$k_B$  – коэффициент возврата, принимаем  $k_B = 0,95$ ;

$I_{раб.маx}$  – максимальный рабочий ток, который может протекать по линии, в нашем случае  $I_{ра} = 104,5$  А.

Чувствительность МТЗ определяется по формуле:

$$K_u = \frac{I_{к.мин.нн}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (10.9)$$

где  $I_{к.мин.нн}^{(2)}$  – значение двухфазного тока КЗ за понижающим трансформатором.

Приведём  $I_{к.мин.нн}^{(2)}$  к стороне 10 кВ по формуле (10.10):

$$I_{к.мин.нн}^{(2)} = I_{мин}^{(2)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}}. \quad (10.10)$$

Тогда получаем:

$$I_{к.мин.нн}^{(2)} = 6630 \cdot \frac{0,4}{10} = 265,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ найдём по формуле (10.8):

$$I_{сз}^{III} \geq \frac{1,15 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 104,5 = 164,45 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ принимаем равным 165 А.

$$K_u = \frac{265,2}{165} = 1,61.$$

Так как  $1,61 > 1,5$ , МТЗ эффективна.

Ток срабатывания реле МТЗ находим по формуле (10.6):

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 165 \cdot 5}{150} = 5,5 \text{ А.}$$

Так как отсутствуют нижестоящие устройства релейной защиты, то принимаем выдержку времени срабатывания МТЗ  $t_{сз.МТЗ} = 0,5$  с для отстройки от максимального допустимого времени срабатывания вводного автоматического выключателя РУ 0,4 кВ ТП 10/0,4 (0,4 с) согласно ТКП-339 [17]. Защита действует на отключение собственного выключателя.

После расчета параметров срабатывания ступенчатых токовых защит произведем их отстройку от нижестоящих автоматических выключателей (вводного и секционного автоматических выключателей РУ0,4кВ ТП2) графическим методом. Для этого нанесем времятоковую характеристику с расчетным значением уставок устройств РЗА поверх времятоковых характеристик автоматических выключателей. Ввиду различного напряжения в местах установки защит и, как следствие, различной величины тока КЗ, протекающего по устройствам при повреждении в одной и той же точке (на РУ0,4кВ ТП2), приведем значения уставок к уровню напряжения 0,4 кВ по следующей формуле:

$$I'_{сз} = I_{сз} \cdot n_T, \quad (10.11)$$

где  $I_{сз}$  – расчетное значение уставки, А;

$I'_{сз}$  – значение уставки, приведенное к уровню напряжения 0,4 кВ;

$n_T$  – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Значения уставок, приведенные к уровню напряжения 0,4 кВ, составят:

$$I'_{сз.МТЗ} = 165 \cdot 25 = 4125 \text{ А};$$

$$I'_{сз.ТОВ} = 210 \cdot 25 = 5250 \text{ А};$$

$$I'_{сз.ТО} = 440 \cdot 25 = 11000 \text{ А}.$$

Карта селективности защит ТП примет следующий вид:

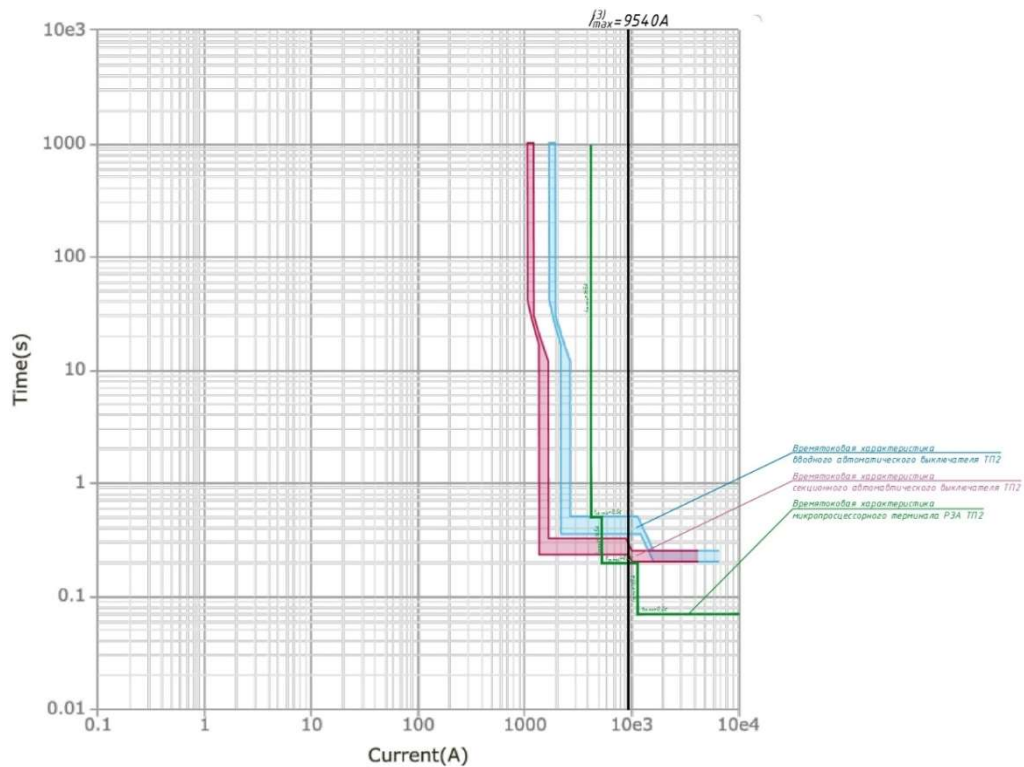


Рисунок 10.1 – Карта селективности защит ТП2 до графической отстройки защит

Очевидно, что кривые пересекаются в диапазоне тока КЗ от 0 до значения максимального тока КЗ, в зоне защиты автоматических выключателей. Следовательно, защиты не селективны. Для обеспечения селективности защит выведем из работы токовую отсечку с выдержкой времени. Карта селективности защит ТП2 после графической отстройки примет следующий вид:

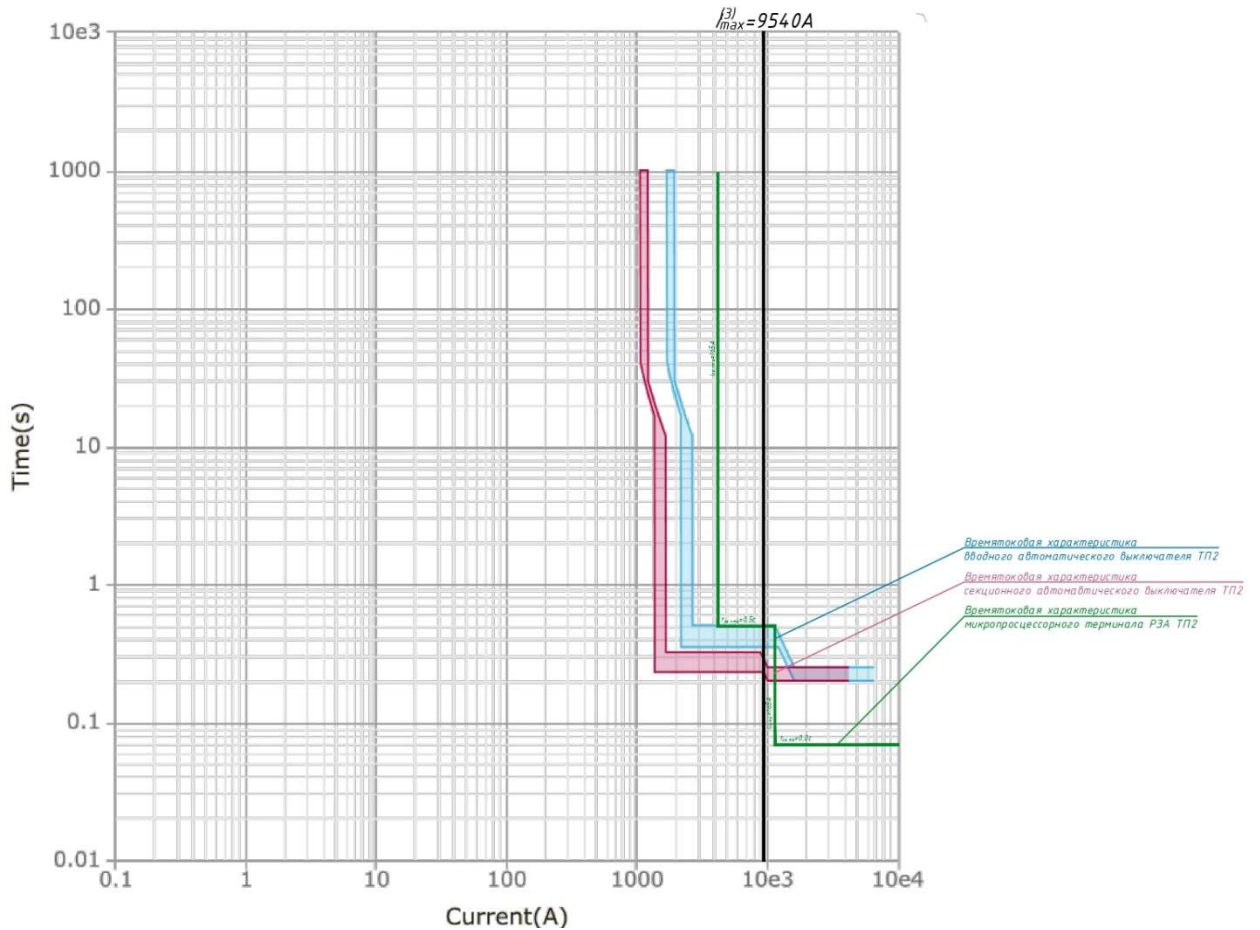


Рисунок 10.2 – Карта селективности защит ТП2 после графической отстройки защит

После графической отстройки защит кривые не пересекают в диапазоне тока КЗ от 0 до значения максимального тока КЗ, следовательно защиты селективны.

#### 10.4 Расчёт уставок токовой защиты нулевой последовательности линии 10 кВ

Ток срабатывания защиты выбирается по условию несрабатывания при внешних ОЗЗ определяется по следующему выражению:

$$I_{cз} \geq k_n \cdot I_{ск}, \quad (10.12)$$

где  $k_n$  – коэффициент надёжности, принимаем  $k_n = 1,5$ ;

$I_{ск}$  – собственный емкостной ток присоединения при однофазном коротком замыкании на землю, определяется по следующему выражению:

$$I_{ск} = l \cdot I_{co}, \quad (10.13)$$

где  $I_{co}$  – удельное значение емкостного тока замыкания на землю кабельной линии, А/км;

$l$  – длина кабеля, км. Длина данной линии  $l = 0,01$  км.

Для кабельной линии АПвП 3х50/16-15 по техническим характеристикам кабеля принимаем  $I_{co} = 1,25$  А/км.

$$I_{ск} = 0,01 \cdot 1,25 = 0,0125 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты находим по формуле (10.11):

$$I_{cз} = 1,5 \cdot 0,0125 = 0,004 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{cз}$  равным 0,3 для отстройки от тока небаланса ТТНП.

Вторичный ток защиты от ОЗЗ находим по формуле:

$$I_{cз2} = \frac{I_{cз}}{n_{m.o}}. \quad (10.14)$$

где  $n_{m.o}$  – коэффициент трансформации ТТНП.

Для выполнения защиты от замыканий на землю используем трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 с коэффициентом трансформации 25/1.

$$I_{cз2} = \frac{0,3 \cdot 1}{25} = 0,01 \text{ А.}$$

Примем выдержку времени срабатывания ТЗНП  $t_{cз} = 7$  с. Защита действует на сигнал.

## 10.5 Расчёт уставок устройств резервирования отказа выключателя

Принцип действия УРОВ следующий:

- при КЗ срабатывает защита, вырабатывает сигнал на отключение выключателя;

- если через время, достаточное для отключения выключателя ток не пропадает, то выдаётся сигнал на отключение вышестоящего выключателя защитой без выдержки времени.

Для того, чтобы понимать, отключился ли полностью выключатель, необходимо контролировать ток в защищаемой цепи и состояние блок-контактов выключателя, сигнализирующие о том, что выключатель отключен.

Ток пуска УРОВ принимаем равным МТЗ:

$$I_{сз} = I_{сз}^{III}, \quad (10.15)$$

где  $I_{сз}^{III}$  – ток срабатывания МТЗ, в нашем случае  $I_{сз}^{III} = 165$  А.

Тогда по формуле (10.17):

$$I_{сз} = 165 \text{ А.}$$

Согласно рекомендациям производителя терминала защит, принимаем выдержку времени срабатывания УРОВ  $t_{УРОВ} = 0,2$  с.

## 10.6 Расчёт уставок защиты от дуговых коротких замыканий

Выбор уставок для защиты от дуговых замыканий осуществляется, когда нам нужен контроль тока КЗ. Контроль наличия тока может быть, как внутренний (в самой ячейке), так и внешний с использованием внешнего устройства защиты от ЗДЗ (например, «МДО-1»).

Контроль тока выполняется для предотвращения неправильной работы ЗДЗ, в основном контроль тока выполняется со стороны ВН трансформатора, ячейки ввода и СВ, возможно также выполнение контроля тока на отходящих линиях.

Для примера рассмотрим устройство защиты от ЗДЗ «МДО-1» с использованием датчиков оптических контролируемых (ДОК), реагирующих на световую вспышку при появлении открытой электрической дуги в отсеках камеры КСО.

Принцип отключения ЗДЗ следующий.

Отключение присоединения осуществляется только при появлении двух факторов:

- сигнал «Срабатывание» от ДОК;
- сигнал «Пуск МТЗ».

В случае, если в «МДО-1» поступил только сигнал «Срабатывание» от ДОК без сигнала «Пуск МТЗ» от терминала защиты ввода или СВ, отключение выключателя от ЗДЗ не происходит, спустя какое-то время «МДО-1» выдает сигнал «Неисправность ДОК».

Ток срабатывания фазного токового контроля определяется по формуле (10.16):

$$I_{ткф} = I_{сз}^{III}, \quad (10.16)$$

где  $I_{сз}^{III}$  – ток срабатывания МТЗ, в нашем случае  $I_{сз}^{III} = 165$  А.

Выдержка времени срабатывания ЗДЗ равна 0.

Защита действует на отключение:

- собственного выключателя при наличии пуска по току и срабатывании ДОКЗ, установленного в отсеке кабельной линии;
- вводного и секционного выключателей секции при наличии пуска по току и срабатывании ДОК1 и ДОК2 в отсеке сборных шин и отсеке выключателя соответственно.



## 11 ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СООТВЕТСТВИЕ УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 11.1 Проверка сечений кабелей

Выбор сечений кабелей по экономической плотности тока и их проверка по допустимому нагреву отображена в пункте 7 пояснительной записки. Результаты выбора представлены в таблице 6.10.

Далее произведём проверку выбранных выше кабелей по условию термической стойкости по согласно следующим выражениям:

$$I_{1c} \geq \frac{I_{п0}}{K} \quad (11.1)$$

$$K = \frac{1}{\sqrt{t_{рЗА} + t_{соб} + T_a}} \quad (11.2)$$

где  $I_{1c}$  – допустимый ток односекундного короткого замыкания, кА;

$t_{рЗА}$  – выдержка времени устройства релейной защиты, с;

$t_{соб}$  – собственное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.  $T_a = 0,02$  с для распределительных сетей напряжением 6–10 кВ, согласно П5.2, [2].

Выдержка времени устройства релейной защиты  $t_{рЗА}$  и собственное время отключения выключателя  $t_{соб}$  – составляющие полного времени отключения повреждения  $t_{откл}$ :

$$t_{откл} = t_{рЗА} + t_{соб}. \quad (11.3)$$

Собственное время отключения вакуумных выключателей, распространенных в сети 10 кВ, не превышает 0,075 с. Выдержку времени срабатывания защит отходящих от РП линий примем равной 0,5 с (для отстройки от максимального допустимого времени срабатывания защит в сети 0,4 кВ согласно ТКП-339 [17]). Выдержки времени вышестоящих защит отстроены со степенью селективности 0,3 с ввиду применения микропроцессорных терминалов защиты. Таким образом, для секционного выключателя выдержка времени защит составит 0,8 с; для ввода РП 10 кВ – 1,1 с; для ОЛ к проект. РП – 1,4 с.

Величина тока короткого замыкания приведена в таблице 9.2. Пример расчёта приведен для линии ЛЗ.

$$K = \frac{1}{\sqrt{0,5 + 0,075 + 0,02}} = 1,296;$$

$$4,7 \text{ кА} \geq \frac{2,98}{1,296} = 2,3 \text{ кА}.$$

Данный кабель прошел проверку по термической стойкости. Аналогично проведём проверку остальных выбранных кабелей. Результаты занесём в таблицу 11.1.

Таблица 11.1 – Результаты проверки выбранных кабелей по термической стойкости

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, м	$t_{\text{рза}}, \text{ с}$	$K$	$I_{\text{лс}}, \text{ кА}$	$\frac{I_{\text{н0}}}{K}, \text{ кА}$	$F_{\text{пр}}, \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{ кА}$
Л1, Л2	п/ст	РП 1(2)СШ	1400	1,4	0,818	8,9	3,76	95	255
Л3, Л8	РП 1(2)СШ	ТП3	240	0,5	1,296	4,7	2,3	50	159
Л4	РП 1СШ	ТП2	10	0,5	1,296	4,7	2,37	50	159
Л7	РП (2)СШ	ТП2	10	0,5	1,296	4,7	2,37	50	159
Л5, Л6	РП 1(2)СШ	ТП4	330	0,5	1,296	4,7	2,27	50	159
Л9	ТП2	ТП1	240	0,5	1,296	4,7	2,3	50	159

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена необходимо выбрать сечение экранов. Рассчитать сечение можно по выражению:

$$F_3 = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{0,203 \cdot K}, \quad (11.4)$$

где  $I_{\text{к}}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ.

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (11.5)$$

где  $I_{\text{к}}^{(3)}$  – ток трёхфазного КЗ.

Произведём выбор сечения экрана для линии ЛЗ:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,98 = 2,58 \text{ кА},$$

$$F_3 = \frac{2,58}{0,203 \cdot 1,296} = 9,8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение экрана 16 мм<sup>2</sup>. Аналогично произведём выбор для всех линий. Результаты выбора сечений экранов кабелей сведём в таблицу 11.2.

Таблица 11.2 – Результаты выбора сечений экранов кабелей

Линия	$I_{п0}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА	$t_{отк}$ , с	$K$	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{э}$ принято, мм <sup>2</sup>	Выбранный кабель
Л1, Л2	3,08	2,67	1,4	0,818	16,06	25	АПВБП 3х95/25-15
Л3, Л8	2,98	2,58	0,5	1,296	9,8	16	АПВП 3х50/16-15
Л4	3,07	2,6	0,5	1,296	9,9	16	АПВП 3х50/16-15
Л7	3,07	2,6	0,5	1,296	9,9	16	АПВП 3х50/16-15
Л5, Л6	2,95	2,55	0,5	1,296	9,7	16	АПВП 3х50/16-15
Л9	2,98	2,58	0,5	1,296	9,8	16	АПВП 3х50/16-15

Все выбранные ранее кабели прошли проверку по термической стойкости.

На предприятии имеются цеха, питаемые кабелями по сети до 1 кВ, питающие их кабели выбраны в пункте 5. Результаты расчётов и проверки по термической стойкости сведём в таблицу 11.3.

Таблица 11.3 – Результаты проверки кабелей до 1 кВ по термической стойкости

Цех, питаемый по сети до 1 кВ	Категория по надёжности электроснабжения	$I_{лс}$ , кА	$t_{отк}$ , с	$\frac{I_{п0}}{K}$ , кА	Выбранный кабель
Склад	III	10,71	0,1	0,9	АПВВГ 5×120-1

Кабели до 1 кВ прошли проверку по термической стойкости.

## 11.2 Выбор шин РП

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбирается, поэтому выбор сечения шин на заводском РП 10 кВ производится по допустимому току. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы.

Условие выбора шин и ошинок по длительно допустимому току принимает вид выражения (11.6):

$$I_{доп} \geq I_{ра}. \quad (11.6)$$

Расчетный длительный ток, протекающий по шинам в нормальном режиме,  $I_p = 110,67$  А (на основании таблицы 7.7 пояснительной записки). Ток в аварийном режиме:  $I_{pa} = 184,46$  А.

Согласно условию (9.5) необходимо выбрать шины с  $I_{доп} \geq 184,46$  А. По таблице ПЗ.25, [2] принимаем алюминиевые шины прямоугольного сечения однополосные марки АДО-30х4 с  $I_{доп} = 370$  А. При расположении шин плашмя допустимый ток следует уменьшить на 5% для полос шириной до 60 мм и на 8% для полос большей ширины. Следовательно,

$$I_{доп} = 0,95 \cdot 370 = 351,5 \text{ А.}$$

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимально допустимого сечения определяется по следующему выражению:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (11.7)$$

где  $C$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от материала шин; для алюминиевых шин  $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ , согласно [2, ПЗ.26].

Результирующий тепловой импульс тока КЗ определяется по следующему выражению:

$$B_K = (I_{K \text{ макс}}^{(3)})^2 \cdot (t_{P3A} + t_{собр} + T_a). \quad (11.8)$$

Тепловой импульс от тока КЗ на шинах РП, по формуле (11.8) составит:

$$B_K = 3,08^2 \cdot (1,1 + 0,075 + 0,02) = 11,34 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимально допустимое сечение шин по условию термической стойкости, согласно выражению (11.7) составит:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{11,34 \cdot 10^6}}{91} = 37 \text{ мм}^2.$$

Поскольку  $30 \times 4 = 120 \text{ мм}^2 > 37 \text{ мм}^2$ , выбранные шины термически устойчивы.

Проверка шин на электродинамическую стойкость выполняется путем сравнения механического напряжения в материале шины  $\sigma_{расч}$  с допустимым значением  $\sigma_{доп}$  определяется по следующему выражению:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}. \quad (11.9)$$

Механическое напряжение, возникающее в материале шины под действием изгибающего момента, вызванного током КЗ, определяется по формуле (11.10):

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (11.10)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ на шинах РП,  $i_y = 6,36$  кА (из таблицы 9.2);

$l$  – расстояние между соседними опорными изоляторами, принимаем  $l = 0,8$  м;

$a$  – расстояние между осями шин смежных фаз, примем  $a = 0,25$  м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ .

При расположении шин плашмя момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, определяется по следующему выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (11.11)$$

где  $b$  и  $h$  – соответственно меньший и больший размеры сторон поперечного сечения шины,  $b = 0,4$  см, а  $h = 3,0$  см.

$$W = \frac{0,4 \cdot 3,0^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3.$$

Механическое напряжение в материале шины по формуле (11.10) составит:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(6,36 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,8^2}{0,25 \cdot 2,5} \cdot 10^{-8} = 2,98 \text{ МПа}.$$

Для алюминиевых шин марки АДО допустимое значение механического напряжения  $\sigma_{\text{доп}} = 49$  МПа, согласно [2, ПЗ.26]. Поскольку  $49 \text{ МПа} > 2,98 \text{ МПа}$ , выбранные шины динамически устойчивы.

### 11.3 Проверка электрических аппаратов РП и ТП

Электрические аппараты в условиях эксплуатации работают в трёх основных режимах: длительном, перегрузки и режиме короткого замыкания.

В длительном режиме надёжная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки – ограничением величины и длительности повышения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа за счёт запаса прочности.

При коротких замыканиях надёжная работа аппаратов обеспечивается их термической и электродинамической стойкостью.

$$i_{\text{дин}} \geq i_y; \quad (11.12)$$

$$I_{\text{отк}} \geq I_k; \quad (11.13)$$

$$B_T \geq B_k; \quad (11.14)$$

$$S_{\text{отк}} \geq S_k, \quad (11.15)$$

где  $i_{\text{дин}}$  – ток электродинамической стойкости аппарата, кА;

$i_y$  – ударный ток короткого замыкания, кА;

$B_T = I_t^2 \cdot t$  – тепловой импульс аппарата, нормированный заводом-изготовителем,  $A^2 \cdot c$ , где  $I_t$  и  $t$  – ток термической стойкости и допустимое время его действия;

$B_k = I_k^2 \cdot t_k$  – расчетный тепловой импульс стока КЗ,  $A^2 \cdot c$ , где  $I_k$  и  $t_k$  – установившийся ток КЗ и время его действия;

$S_{\text{отк}}$  – номинальная мощность отключения,  $S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}} \cdot I_{\text{отк}}$ , МВ·А;

$S_k$  – расчетная мощность отключения,  $S_k = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.ср}} \cdot I_k$ , МВ·А.

Таким образом, выбор электрических аппаратов основывается на сравнении расчетных величин с каталожными данными, при этом расчетные величины не должны превышать каталожных для данного аппарата.

### 11.3.1 Проверка панелей КСО РП 10 кВ

Принимаем панели типа КСО-210 [13]. Вводные панели выбираем по расчетному току завода с учетом передачи всей мощности по одной секции (аварийный режим), секционную – по расчетному току одной из питающих линий, линейные – по наибольшему току присоединения (нормальный или аварийный режим). Результаты выбора сведены в таблицы 11.4, 11.5 и 11.6.

Таблица 11.4 – Проверка вводных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители <b>РВЗ-10/630У3</b>
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,36 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$I_k = 3,08 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_T \geq B_k$	$B_k = 3,08^2 \cdot (1,1 + 0,075 + 0,02) = 11,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,08 = 56 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–

Таблица 11.5 – Выбор секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители <b>РВЗ-10/630У3</b>
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,36 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$I_k = 3,08 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_T \geq B_k$	$B_k = 3,08^2 \cdot (0,8 + 0,075 + 0,02) = 8,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,08 = 56 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–

Таблица 11.6 – Выбор линейных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630 У3
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,36 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_k$	$I_k = 3,08 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_T \geq B_k$	$B_k = 3,08^2 \cdot (0,5 + 0,075 + 0,02) = 5,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,08 = 56 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	-

### 11.3.2 Проверка трансформаторов тока

По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}} \geq i_y, \quad (11.16)$$

где  $k_{\text{эд}}$  – кратность тока электродинамической стойкости, взятая по каталогу;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА.

Таблица 11.7 – Результаты выбора трансформаторов тока для РП (КСО)

Условие выбора	Место установки / тип трансформатор тока				
	КСО ввод / ТПОЛ-10-200/5/5/5 0,5FS5/0,5FS5/ 10P10 5/5/10 В·А У3	КСО секц. / ТПОЛ-10-150/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л3, Л8, Л5, Л6 ТПОЛ-10-50/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л4 ТПОЛ-10- 75/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л7 ТПОЛ-10- 150/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	51 кА > 6,36 кА	31,8 кА > 6,36 кА	12,6 кА > 6,36 кА	18,6 кА > 6,36 кА	31,8 кА > 6,36 кА
$(k_T I_{\text{ном1}})^2 t_{\text{тер}} \geq B_k$	$4,0^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ > 17,21 кА <sup>2</sup> ·с	$4,5^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ > 12,6 кА <sup>2</sup> ·с	$4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ > 8 кА <sup>2</sup> ·с	$4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ > 8 кА <sup>2</sup> ·с	$4,5^2 \cdot 3 = 60,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ > 8 кА <sup>2</sup> ·с

### 11.3.3 Проверка автоматических выключателей

Выбранные аппараты защиты в сетях напряжением до 1 кВ проверяются по условию их успешного срабатывания при однофазном КЗ в конце защищаемой зоны (условие чувствительности) и по условию отключения максимального тока КЗ в защищаемой зоне (условие соблюдения предельной отключающей способности), а также по условию быстродействия.



Условие проверки автоматических выключателей по критерию чувствительности состоит в том, что минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой зоны должен превышать номинальный ток теплового расцепителя автоматического выключателя не менее, чем в 3 раза (ПУЭ-6, п. 1.7.79). Данное условие принимает вид выражения (11.17).

$$I_{к\ мин} \geq 3 \cdot I_{уст.р}, \quad (11.17)$$

где  $I_{к\ мин}$  – минимальный возможный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка, А.

Проверка отключающей способности автоматического выключателя производится в соответствии с условием (11.18):

$$I_{пр.а} \geq I_{к\ макс}^{(3)}, \quad (11.18)$$

где  $I_{пр.а}$  – предельная отключающая способность, кА.

Согласно требованиям ТКП-339 [17], наибольшее допустимое время защитного автоматического отключения для сети с глухозаземленной нейтралью системы TN с номинальным фазным напряжением 230 В составляет 0,4 с. Проверка автоматических выключателей по условию быстрого действия заключается в том, чтобы убедиться, что все расчетные виды повреждения будут отключены менее, чем за 0,4 секунды.

В связи с данными требованиями, выдержка времени уставки отсечки автоматических выключателей не превышает 0,4 секунды. Проверка по условию быстрого действия сводится к выбору уставки отсечки регулируемого расцепителя выбранных автоматических выключателей согласно выражению (11.19):

$$I_{к\ мин}^{(1)} \geq I_{уст.отс}, \quad (11.19)$$

где  $I_{уст.отс}$  – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, А.

Ток срабатывания отсечки автоматического выключателя определяется согласно следующему выражению:

$$I_{уст.отс} = k \cdot I_{уст.р}, \quad (11.20)$$

где  $k$  – кратность отсечки.

В случае, если условие (11.20) не соблюдается, фактическое время отключения должно быть определено по времятоковой характеристике автоматического выключателя.

Кратность отсечки выбранных автоматических выключателей регулируемая и лежит в пределах от 1,25 до 10. Ввиду возможности обеспечения временной селективности отсечек выбранных выключателей

примем кратность отсечки выбранных автоматических выключателей равной 1,25.

Тогда, для вводного выключателя ТПЗ:

$$35 \geq 9,52 \text{ кА};$$

$$6620 \geq 3 \cdot 1280 \text{ А};$$

$$6620 \geq 3840 \text{ А};$$

$$6620 \geq 1,25 \cdot 1280 \text{ А};$$

$$6620 \geq 1600 \text{ А}.$$

Выбранный выключатель имеет достаточные отключающую способность, быстродействие и чувствительность. Результаты проверки сведем в таблицы 11.8 и 11.9.

Таблица 11.8 – Результаты проверки чувствительности и быстродействия автоматических выключателей

Защищаемый участок	Тип выключателя	Тип расцепителя	$3 \cdot I_{уст.р}$ , А	$1,25 \cdot I_{уст.р}$ , А	$I_{к мин}$ , А
Шины ТП1	SystemePactACB10F	Micrologic 5.0	2400	1000	6620
Шины ТП2	SystemePactACB16F	Micrologic 5.0	3840	1600	6630
	SystemePactACB10F	Micrologic 5.0	1800	750	
Шины ТП3	SystemePactACB16F	Micrologic 5.0	3840	1600	6620
	SystemePactACB10F	Micrologic 5.0	1500	625	
Шины ТП4	SystemePactACB16F	Micrologic 5.0	3840	1600	6610
	SystemePactACB10F	Micrologic 5.0	1500	625	
Л9, шины ВРУ1*	SystemePactCCB250F	Micrologic 5.0	750	312,5	1500

\* – при проверке использована большая из двух уставок для выключателей в начале и конце одного и того же защищаемого участка

Таблица 11.9 – Результаты проверки отключающей способности автоматических выключателей

Место установки выключателя	Тип выключателя	Тип расцепителя	$I_{нр.а},$ Ка	$I_{к макс}^{(3)},$ кА
Шины ТП1	SystemePact	Micrologic 5.0	35	9,52
Шины ТП2	SystemePact	Micrologic 5.0	35	9,54
	SystemePact	Micrologic 5.0	35	
	SystemePact	Micrologic 5.0	35	
Шины ТП3	SystemePact	Micrologic 5.0	35	9,52
	SystemePact	Micrologic 5.0	35	
Шины ТП4	SystemePact	Micrologic 5.0	35	9,5
	SystemePact	Micrologic 5.0	35	
Шины ВРУ1	SystemePact	Micrologic 5.0	35	2,8

## 12 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для обеспечения постоянного контроля за работой отдельных элементов системы электроснабжения и учета вырабатываемой и потребляемой электроэнергии подлежат измерению величины тока, напряжения, частоты, мощности и электроэнергии, для чего и используются контрольно-измерительные приборы.

Установка амперметра производится в цепях, в которых необходим контроль тока (ввод РП, трансформаторы, отходящие линии, переключки между секциями сборных шин, конденсаторные установки, некоторые электроприемники). При равномерной нагрузке обычно ток измеряется только в одной фазе. При неравномерной измерения производятся в каждой фазе отдельно.

Измерение напряжения производится на каждой секции сборных шин РП и ТП. В трехфазных электроустановках обычно производится измерение одного междуфазного напряжения. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры используются также для контроля изоляции. Для этой цели могут применяться три вольтметра, включаемые на фазные напряжения через измерительный трансформатор типа ЗНОЛ, присоединенный к секции РП.

Измерение мощности выполняется в цепях понижающих трансформаторов подстанции. При напряжении первичной стороны 220 кВ и выше измеряется активная и реактивная мощность, при 110 кВ – только активная. В цепях двухобмоточных трансформаторов измерение производится со стороны низшего напряжения.

На предприятии различают расчетный (коммерческий) и технический (контрольный) учет электроэнергии.

Расчетный учет электроэнергии предназначен для осуществления денежных расчетов за выработанную, а также отпущенную потребителям электроэнергию.

Технический учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия. Для предприятия следует предусматривать возможность установки стационарных или переносных счетчиков с целью контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, линиями и агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции. Приборы технического учета находятся в ведении самих потребителей. Для их установки и снятия разрешение электроснабжающей организации не требуется.

Правильное построение системы учета и контроля электропотребления способствует снижению нерационального расхода электроэнергии и облегчает составление электрических балансов, являющихся основой для анализа

состояния электрического хозяйства и выявления возможных резервов экономии энергоресурсов на предприятии.

Согласно ТКП-339 [17], при возможности организации учета электроэнергии как на напряжении 10 кВ, так и на напряжении 0,4 кВ, предпочтение должно быть отдано второму варианту (ввиду отсутствия необходимости подключения счетчика электроэнергии к цепям трансформатора напряжения).

На радиальных отходящих от РП линиях не установлен счетчик электроэнергии, так как определение потерь электроэнергии в линии электропередачи и трансформаторе 10/0,4 кВ может быть автоматизировано применением счетчиком с модулем учета потерь. В противном случае, при необходимости проведения расчета потерь мощности и электроэнергии на данном участке, данный расчет является довольно простым.

На магистральных отходящих от РП линиях установлен счетчик электроэнергии, так как модуль учета потерь позволяет определить величину потерь электроэнергии только на последнем участке магистрали, а определение потерь мощности и электроэнергии затруднителен.

Перечень измерительных приборов и места их установки указаны в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Контрольно-измерительные приборы и места их установки

Цепь	Устанавливаемые приборы
РП 10 кВ яч. ввода от энергосистемы	Амперметр, счетчики расчетного учета активной и реактивной энергии <sup>(1)</sup>
РП 10 кВ яч. ОЛ (магистральная)	Амперметр, счетчики технического учета активной и реактивной энергии <sup>(1)</sup>
РП 10 кВ яч. ОЛ (радиальная)	Амперметр
РП 10 кВ яч. СВ	Амперметр
РП 10 кВ яч. ТН секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, три вольтметра для измерения фазного напряжения
ТП 10/0,4 кВ яч. ввода от Т1(Т2)	Амперметр в каждой фазе, счетчик активной и реактивной энергии
ТП 10/0,4 кВ яч. ввода от Т1(Т2)	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения на секции сборных шин

1 – цепи напряжения оборудования подключены к ТН секции

В данном дипломном проекте использованы следующие типы контрольно-измерительных приборов: амперметр ЦП-А72, вольтметр ЦП-А72, счетчик активной и реактивной энергии СС-301.

Для автоматизации и упрощения передачи информации о потребляемой предприятием электроэнергией энергоснабжающей организации была создана автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Для автоматизации и упрощения сбора, хранения и систематизации данных о потребляемой каждым цехом в отдельности электроэнергии в состав системы АСКУЭ была включена автоматизированная система технического учета электроэнергии (АСТУЭ).

Оборудование АСКУЭ установлено в шкафу АСКУЭ. В состав шкафа АСКУЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе промышленного контроллера и GSM-модем. Для питания оборудования АСКУЭ применен источник бесперебойного питания.

Выбранные счетчики электроэнергии являются цифровыми устройствами с возможностью передачи данных по цифровому интерфейсу и подключены к шкафу АСКУЭ по последовательному каналу передачи данных (интерфейс RS-485, протокол Modbus RTU) через активный разветвитель интерфейса RS-485.

Данные о потребленной предприятиями электроэнергией со счетчиков, установленных на вводах, передаются в УСПД, а затем по сети GSM передаются в контур АСКУЭ энергоснабжающей организации.

Данные о потребляемой каждым цехом в отдельности электроэнергии со счетчиков, установленных на отходящих линиях и на вводах 0,4 кВ ТП, передаются в УСПД, а затем по последовательному каналу передачи данных (интерфейс RS-485, протокол Modbus RTU) передаются на АРМ главного энергетика для последующего анализа.

Таким образом, созданная система АСКУЭ позволяет автоматизировать сбор информации о потребляемой предприятием электроэнергии.

## 13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

### 13.1 Организация энергохозяйства радиозавода

Основными задачами организации энергетического хозяйства являются:

- 1) определение потребности предприятия в энергоресурсах и наиболее экономичных способов ее покрытия;
- 2) организация устойчивого энергоснабжения предприятия и его подразделений в точном соответствии с потребностью;
- 3) рациональная организация эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования и сетей на предприятии;
- 4) разработка и проведение мероприятий, направленных на сокращение энергопотребления, экономию энергии и всех видов топлива;
- 5) использование вторичных энергоресурсов и нетрадиционных источников энергии;
- 6) сокращение затрат на энергоснабжение предприятия и содержание энергохозяйства;
- 7) снижение энергоемкости и энергетической составляющей в себестоимости продукции.

Расчетная активная нагрузка на шинах РП предприятия составляет 2,51 МВт, следовательно, энергохозяйство завода относится к 2-й категории [15].

Во главе энергетического хозяйства радиозавода стоит главный энергетик, выполняющий следующие функции:

- нормирование расхода энергоресурсов, планирование энергоснабжения, составление энергобалансов, сводный учет и анализ использования энергоресурсов;
- руководство планово-предупредительным ремонтом энергооборудования и энергосетей, контроль их технического состояния и технический надзор за соблюдением правил эксплуатации;
- разработка мероприятий по экономии материалов и энергии, исследовательские работы по снижению расхода энергоресурсов;
- производство различного рода измерений, испытаний оборудования и сетей, обслуживание, проверку и ремонт контрольно-измерительных приборов.

Главный энергетик непосредственно руководит отделом главного энергетика (ОГЭ), который состоит из функциональных бюро, групп и

лабораторий; осуществляет техническое и методическое руководство службами цеховых энергетиков, надзор за эксплуатацией энергооборудования, энергоустановок и использованием энергоресурсов на предприятии.

Также отдел главного энергетика тесно взаимодействует с другими службами и отделами предприятия — ПО, ОСб, ОМТС (производственный. отдел сбыта, отдел материально-технического снабжения) и др. Эти службы согласовывают с ОГЭ вопросы и документы, относящиеся к компетенции главного энергетика, к деятельности подчиненных ему подразделений или касающиеся энергохозяйства и его персонала:

- производство всех видов земляных работ на территории предприятия;
- приобретение, переустановка и замена энергооборудования;
- проекты строительства новых объектов и реконструкции существующих цехов;
- графики ремонтов технологического оборудования и др.

Штат ОГЭ включает в себя следующие должности:

- главный энергетик – 1 чел.;
- бюро планирования, экономика и ППР – 10 чел.;
- проектно-конструкторское бюро – 50 чел.;
- теплосантехническое бюро – 5 чел.;
- вентиляционное бюро – 5 чел.;
- общий штат ОГЭ – 71 чел.

Всего инженерно-технических работников 61 человек.

Схема организационной структуры ОГЭ представлена на рис.13.1.

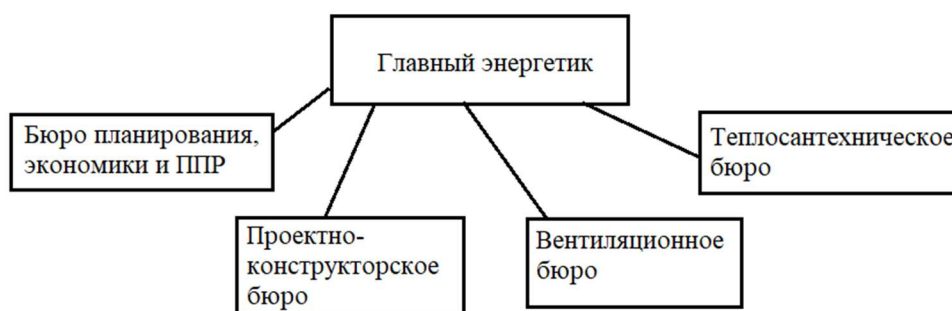


Рис.13.1 – Схема организационной структуры ОГЭ

Бюро планирования, экономики и ППР планирует объемы работ цехов и осуществляет увязку планов с планами других подразделений, рассчитывает показатели и осуществляет анализ экономической деятельности хозяйства;



составляет сводные заявки по предприятию; рассчитывает сметы затрат на ремонты и эксплуатацию энергетического оборудования; разрабатывают инструкции по уходу за электрооборудованием; осуществляет контроль состояния приборов и учет электроэнергии, представляет главному энергетiku ежегодные сводки потребления топлива, энергии и энергоносителей.

Проектно-конструкторское бюро составляет и корректирует чертежи и схемы; разрабатывает и внедряет единую систему измерения сетей и оборудования; составляет инструкции по эксплуатации сетей и электрооборудования; разрабатывает организационно-технические мероприятия по экономии электроэнергии; ведет технический надзор за работами по расширению и реконструкции; решает вопросы надежности и повышения качества электроэнергии.

Теплотехнический сектор разрабатывает и внедряет мероприятия по экономии теплоты, сжатого воздуха, а также внедрению мероприятий по использованию вторичных энергоресурсов, осуществляет технический надзор за соблюдением правил техники эксплуатации и техники безопасности; занимается вопросами очистки сточных вод и их повторного использования; осуществляет контроль за наладкой и модернизацией теплового и сантехнического оборудования.

Вентиляционное бюро разрабатывает мероприятия по максимальному обеспечению цехов естественным теплообменом, воздухообменом; особое внимание уделяет технологическим процессам, связанным с внедрением новых решений, следит за производствами, связанными с вредными, самовоспламеняющимися и взрывоопасными веществами.

В соответствии с производственными инструкциями и распоряжениями дежурный энергетик руководит переключениями в заводских сетях, осуществляет контроль и разрешение заявок на запуск агрегатов большой мощности, выводит в ремонт и вводит после ремонта оборудование, руководит производством испытаний. В аварийных ситуациях руководит операциями по ликвидации аварии с вызовом ремонтного персонала и руководства при питании предприятия от районной энергосистемы.

Диспетчерское управление энергохозяйством является одной из важных форм оперативного вмешательства в выполнение сменно-суточных заданий на отдельном рабочем месте, участке и предприятия в целом.

Диспетчерское управление в энергохозяйстве заключается в осуществлении непрерывного контроля и координировании работы отдельных элементов схемы электроснабжения, теплоснабжения, неполадок,

возникающих в процессе эксплуатации. Схема оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством представлена на рисунке 13.2.



Рисунок 13.2 – Схема оперативно-диспетчерского управления в энергохозяйстве

В функции диспетчерской службы входят:

- систематический контроль и обеспечение ритмичности выполнения производственной программы по количеству, ассортименту, дате выпуска продукции;

- координация работы производственных цехов и решение текущих вопросов по выпуску продукции;

- предупреждение и оперативное устранение аварий.

Дежурный энергетик в оперативном отношении подчинен дежурному диспетчеру завода, административно и технически – главному энергетiku, а по линии управления электрическими и тепловыми сетями, связывающими предприятие с энергосистемой, – диспетчеру электрических сетей и диспетчеру тепловых сетей.

### 13.2 Технико-экономические расчеты

Суммарная мощность цеховых трансформаторов:

$$S_{\text{ТР}} = 7 \cdot 630 = 4410 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Годовое потребление электрической энергии определяется по следующему выражению:

$$W = W_{\text{СИЛ}} + W_{\text{ОСВ}} + \Delta W; \quad (13.1)$$

$$W_{\text{СИЛ}} = \alpha \cdot P_{\text{см}} \cdot T_{\text{г}}; \quad (13.2)$$

$$W_{\text{ОСВ}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{ро}} \cdot T_{\text{осв}}, \quad (13.3)$$

где  $W_{\text{СИЛ}}$  – энергия, потребляемая силовой нагрузкой предприятия, кВт·ч;

$W_{\text{ОСВ}}$  – энергия, потребляемая осветительными установками, кВт·ч;

$\Delta W$  – годовая величина потерь энергии в общезаводских сетях и трансформаторах, кВт·ч;  $\Delta W = 194198 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$  (пункт 7 пояснительной записки).

$\alpha$  – годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию; согласно [4, стр.106], можно принять  $\alpha = 0,65$ ;

$P_{\text{см}}$  – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

$T_{\text{г}}$  – годовая продолжительность работы силовых электроприемников,  $T_{\text{г}} = 4500 \text{ ч}$  [4, табл.4.1].

$P_{\text{ро}}$  – расчетная нагрузка освещения, кВт;

$T_{\text{осв}}$  – время использования максимума осветительной нагрузки, принимаемое по справочнику в зависимости от географической широты, числа рабочих смен и наличия естественного освещения;  $T_{\text{осв}} = 2250 \text{ ч}$ ;

$K_{\text{с}}$  – коэффициент спроса; принимаем  $K_{\text{с}} = 1$ ;

По рассчитанным ранее значениям силовых и осветительных нагрузок (табл. 4.3) и потерям электроэнергии, используя формулы (13.1), (13.2) и (13.3) определяем:

$$W_{\text{СИЛ}} = 0,65 \cdot 2580 \cdot 4500 = 7546500 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\text{ОСВ}} = 168,5 \cdot 2250 = 379125 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W = 194198 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Следовательно, годовое потребление электроэнергии:

$$W = 7546500 + 379125 + 194198 = 8119823 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Максимальное значение потребляемой активной мощности определяется следующим образом:

$$P_{MAX} = \frac{W}{T_{max}}, \quad (13.4)$$

где  $T_{max}$  – время использования максимума нагрузки предприятия.

$$P_{MAX} = \frac{8119823}{4500} = 1804,41 \text{ кВт}.$$

Стоимость основных средств примем равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{OC} = K = 534,24 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования были определены ранее:

$$I_{ам} = 24,45 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{экс} = 14,46 \text{ тыс.руб.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{cp} = 0,33 \text{ руб / кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовая плата за потребляемую предприятием электроэнергию определяется по двухставочному тарифу согласно следующему выражению:

$$П_{эл} = a \cdot P_{MAX} + b \cdot W; \quad (13.5)$$

$$П_{эл} = 30,08 \cdot 12 \cdot 1804,41 + 0,254 \cdot 8119823 = 2713,75 \text{ тыс. руб.}$$

В том числе стоимость потерь электроэнергии (пункт 7 пояснительной записки):

$$I_{пот} = 64,1 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость полезного кВт\cdotч электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$C_{пол} = \frac{П_{эл} + I_{ам} + 1,1 \cdot I_{экс}}{W_{пол}}, \quad (13.6)$$

где  $W_{пол}$  - полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт\cdotч, определяется по формуле (13.7):

$$W_{пол} = W - \Delta W; \quad (13.7)$$

$$W_{пол} = 8119823 - 194198 = 7925625 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

По формуле (12.6) стоимость полезного кВт\cdotч электроэнергии составит:

$$C_{пол} = \frac{(2713,75 + 24,45 + 1,1 \cdot 14,46) \cdot 10^3}{7925625} = 0,347 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте 7 пояснительной записки:

$Z = 156,43$  тыс. руб.

Результаты проведенных технико-экономических расчетов представлены в табл. 13.1 и на листе 8 графической части дипломного проекта.

Таблица 13.1. Техничко-экономические показатели

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Величина
Суммарная мощность трансформаторов	$S_{\text{тр}}$	МВ·А	4,41
Расчетная потребляемая мощность	$P_p$	МВт	2,51
Время использования максимума нагрузки	$T_{\text{max}}$	ч/год	4500
Годовое потребление электроэнергии	$W$	тыс. кВт·ч	8119,82
Потери электроэнергии	$\Delta W$	тыс. кВт·ч	194,2
Стоимость основных средств	$K_{\text{ос}}$	тыс. руб.	534,24
Средний тариф на электроэнергию	$\beta_{\text{ср}}$	руб./кВт·ч	0,33
Стоимость потребляемой электроэнергии	$\Pi_{\text{эл}}$	тыс. руб.	2713,75
Стоимость потерь электроэнергии	$I_{\text{пот}}$	тыс. руб.	64,1
Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{\text{пол}}$	руб./кВт·ч	0,347
Приведенные затраты принятого варианта	$Z$	тыс. руб.	156,43

## 14 ОХРАНА ТРУДА

### 14.1 Расчёт защитного заземления для ТП №2 10/0,4 кВ

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землёй или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей электрического или технологического оборудования, которые могут оказаться под напряжением. Защитное заземление обеспечивает снижение напряжения между оборудованием, оказавшимся под напряжением, и землей до безопасной величины. Применяется в трёхфазной трёхпроводной сети напряжением до 1000 В переменного тока с изолированной нейтралью, однофазной двухпроводной, изолированной от земли, а также в двухпроводных сетях постоянного тока с изолированной средней точкой обмоток источника тока и выше 1000 В – с любым режимом нейтрали. На рис. 14.1 приведена принципиальная схема защитного заземления.

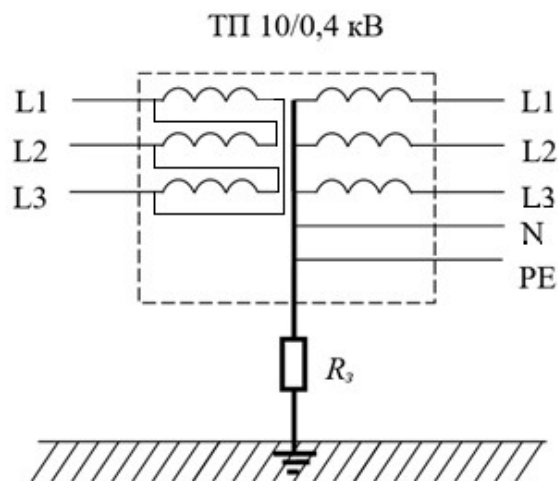


Рис. 14.1 – Принципиальная схема защитного заземления

Безопасность достигается благодаря тому, что:

- человек, находясь вблизи заземлённого оборудования, имеющего замыкание на корпус, и касаясь корпуса, оказывается под воздействием только части полного напряжения – напряжение прикосновения;
- происходит выравнивание потенциалов основания, на котором стоит человек, и заземлённого оборудования.

Конструктивными элементами защитного заземления являются заземлители и заземляющие проводники. В качестве естественных заземлителей применяются:

- расположенные под землёй водопроводные и другие металлические

трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих или взрывоопасных газов;

- металлические конструкции сооружения зданий и сооружения, имеющие соединения с землёй;
- свинцовые оболочки кабелей, проложенных под землёй.

Естественные заземлители связываются с заземляющей сетью не менее чем двумя проводниками, присоединёнными к заземлителю в разных местах. Если естественные заземлители обеспечивают требуемое сопротивление заземления, то искусственное заземление не устанавливается согласно требованиям ТКП 339-2022 [17].

В качестве искусственных заземлителей применяются вертикальные (стержневые) электроды, забиваемые вертикально в землю, которые выполняются обычно из стальных труб диаметром 5-6 см с толщиной стенки не менее 3,5 мм или из угловой стали с толщиной полок не менее 4 мм (обычно от 40x40 до 60x60 мм) длиной 2,5-3,0 м.

Широко для стержневых электродов применяется прутковая сталь диаметром не менее 10 мм и длиной до 10 м. Для горизонтальных электродов применяется полосовая сталь сечением не менее 4x12 мм и сталь круглого сечения диаметром не менее 6 мм.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителям и заземляемым конструкциям выполняется только сваркой, а к корпусам аппаратов и машин – сваркой или болтовым соединением.

Рассчитаем защитное заземляющее устройство внутрицеховой двухтрансформаторной подстанции №2 напряжением 10/0,4 кВ с трансформаторами 630 кВ·А. Заземляющее устройство выполняем общим, поэтому сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Удельное сопротивление грунта принимаем равным 150 Ом·м, что соответствует грунту суглинок.

Определяется сопротивление единичного заземлителя растеканию тока, Ом согласно выражению (14.1):

$$R_{\text{ст}} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \lg \frac{4 \cdot l}{d}, \quad (14.1)$$

где  $d$  – диаметр стержня принимаем равным,  $d=0,95 \cdot 60 \cdot 10^{-3}=0,057$  м;  
 $l$  – длина стержня-электрода, которую принимаем равной  $l=3,5$  м.

Сопротивление единичного заземлителя растеканию тока, Ом согласно выражению (14.1):

$$R_{\text{ст}} = \frac{0,366 \cdot 150}{3,5} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,5}{0,057} = 37,5 \text{ Ом.}$$

Определим количество стержней-заземлителей без учёта работы соединительных полос как заземлителей и их влияние на экранирование определяется по следующему выражению:

$$n = \frac{R_{\text{ст}}}{\eta_{\text{ст}} \cdot R_{\text{доп}}}, \quad (14.2)$$

где  $\eta_{\text{ст}}$  – коэффициент использования вертикального стержневого заземлителя, определяемый по таблице;

$R_{\text{доп}}$  – необходимое сопротивление многоэлектродного заземлителя, Ом.

Предварительно  $\eta$  принимается равным 1. Согласно выражению (14.2) получаем:

$$n = \frac{37,5}{1 \cdot 4} = 9,3 \approx 10.$$

По предварительному значению числа стержней  $n=10$  определяем окончательное количество вертикальных электродов по выражению 13.2 с учетом коэффициента использования вертикального стержневого заземлителя  $\eta_{\text{ст}} = 0,74$ :

$$n = \frac{37,5}{0,74 \cdot 4} = 12,6 \approx 10.$$

Длину соединительной полосы заземлителя вычисляем по формуле (14.3), м:

$$l_{\text{пол}} = 1,05 \cdot a \cdot (n - 1), \quad (14.3)$$

где  $a$  – расстояние между стержнями-электродами, которое принимаем равным  $a=7$  м.

$$l_{\text{пол}} = 1,05 \cdot 7 \cdot (10 - 1) = 66,15 \text{ м.}$$

Определим сопротивление растеканию тока полосы искусственного заземлителя определяется по следующему выражению:

$$R_{\text{пол}} = \frac{0,734 \cdot \rho}{l_{\text{пол}}} \cdot \lg \frac{4 \cdot l_{\text{пол}}}{b}, \quad (14.4)$$

где  $b$  – ширина сечения полосового заземлителя, принимаем  $b=0,012$  м.

Тогда по формуле (14.4):

$$R_{\text{пол}} = \frac{0,734 \cdot 150}{66,15} \cdot \lg \frac{4 \cdot 66,15}{0,012} = 7,23 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление растеканию тока заземляющего устройства из вертикальных заземлителей и полосы связи определяется как



эквивалентное сопротивление при параллельном соединении, Ом, определяется по следующему выражению:

$$R_{\text{гр}} = \frac{R_{\text{ст}} \cdot R_{\text{пол}}}{R_{\text{ст}} \cdot \eta_{\text{пол}} + \eta_{\text{ст}} \cdot R_{\text{пол}} \cdot n}, \quad (14.5)$$

где  $\eta_{\text{пол}}$  – коэффициент использования одиночной полосы соединительного провода, который определяется по таблице, при отношении расстояния между стержневыми заземлителями к их длине равным 2, то  $\eta_{\text{пол}}=0,74$ .

Тогда, в соответствии с выражением (14.5):

$$R_{\text{гр}} = \frac{37,5 \cdot 7,23}{37,5 \cdot 0,74 \cdot 10 + 7,23 \cdot 0,74} = 3,05 \text{ Ом.}$$

Проверяем выполнение условия: сопротивление заземляющего устройства растеканию тока должно быть равно или несколько меньше допустимого сопротивления, т.е.

$$R_{\text{гр}} \leq R_{\text{доп}}. \quad (14.6)$$

Согласно (14.6)  $3,05 \text{ Ом} \leq 4,0 \text{ Ом}$ . Условие выполняется, следовательно, защита персонала при замыкании на корпус электроустановки, имеющей защитное заземление, будет надежно обеспечена.

## 14.2 Меры безопасности при эксплуатации и ремонтах электрооборудования

Применяемые в электроустановках электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ТКП 339-2022 [17].

Электроустановки и связанные с ними конструкции стойкие в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

При работе в электроустановках персонал использует:

- средства защиты от поражения электрическим током;
- средства индивидуальной защиты (средства защиты головы, глаз и лица, рук, ног, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

Согласно ТКП 290-2022 к средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов;
- электроизолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные;
- указатели напряжения для проверки совпадения фаз;
- клещи электроизмерительные;
- электроизолирующие перчатки, галоши и боты;
- электроизолирующие ковры, подставки;
- электроизолирующие лестницы и стремянки;
- оградительные устройства;
- электроизолирующие накладки и колпаки;
- ручной электроизолированный инструмент;
- устройства для прокола кабеля;
- переносные заземления;
- плакаты и знаки безопасности.

Электроизолирующие средства делятся на основные и дополнительные.

Основные электрозащитные средства – изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение ЭУ и которые позволяют прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительные электрозащитные средства – которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения током, а применяются совместно с основными электрозащитными средствами.

К основным электроизолирующим средствам для электроустановок

напряжением выше 1000В относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов;
- электроизолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- указатели напряжения для проверки совпадения фаз;
- устройства для прокола кабеля;
- клещи электроизмерительные.

К дополнительным электроизолирующим средствам для электроустановок напряжением выше 1000В относятся:

- электроизолирующие перчатки и боты;
- электроизолирующие ковры и подставки;
- электроизолирующие колпаки и накладки;
- переносные заземления;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства.

К основным электроизолирующим средствам для электроустановок напряжением до 1000В относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов;
- электроизолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- электроизолирующие перчатки;
- ручной электроизолированный инструмент.

К дополнительным электроизолирующим средствам для электроустановок напряжением до 1000В относятся:

- электроизолирующие галоши;
- электроизолирующие ковры и подставки;
- электроизолирующие колпаки и накладки;
- переносные заземления;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства.

При использовании основных электроизолирующих средств применяются и дополнительные электроизолирующие средства в зависимости от выполняемой работы и местных условий.

### 14.3 Пожарная безопасность

В системе предотвращения пожаров на проектируемом заводе большое значение имеет пожарная профилактика. Она предусматривает мероприятия по предупреждению и ликвидации пожаров, включая ограничение сферы распространения огня и обеспечения успешной эвакуации людей и имущества из горящих помещений. Эффективным мероприятием является разделение здания на противопожарные отсеки противопожарными преградами в виде - пожарных стен, противопожарных зон, разрывов, несгораемых перекрытий. СН 2.02.20-2020.

Для обеспечения при пожаре безопасной эвакуации людей, находящихся в корпусах лакокрасочного завода, предусматриваются эвакуационные выходы - выходы, ведущие из помещения наружу непосредственно или через коридор, вестибюль, лестничную клетку; из помещений любого этажа, кроме первого, в коридор или проход, ведущий к лестничной клетке или в лестничную клетку, имеющую самостоятельный выход наружу или через вестибюль; из помещения в соседние помещения в том же этаже, обеспеченные выходами наружу и не содержащие производств категории А, Б и Е. Эвакуационных выходов, как правило, не менее двух. Двери, предназначенные для эвакуации, открываются в сторону выхода из здания. ТКП 474-2013.

В зданиях при возникновении дыма, удаление которого осуществляется через дымовые люки, выполняемых в виде жалюзи, клапанов, открываемых вручную и автоматически, а также в виде легко сбрасываемых конструкций. Площадь сечения дымовых люков определяется ориентировочным расчетом.

При монтаже электросети и электрооборудования предусматриваются устройства для выключения при коротком замыкании, как всей сети, так и отдельных ее участков. Выключатели, в которых по условиям эксплуатации происходит прерывание тока, закрываются кожухами, предотвращающими возникновение пожара от искрения или электрической дуги.

Распределительные устройства опасны в пожарном отношении при коротком замыкании, поэтому они изготавливаются из несгораемых материалов и устанавливаются в сухих помещениях, не содержащих пыли и взрывоопасных газоздушных смесей.

Электроосвещение представляет пожарную опасность при перегреве проводов и воспламенении их изоляции. Для защиты проводов от механических и химических повреждений они прокладываются в поливинилхлоридных трубах.

В электроустановках причинами пожаров могут быть: искрения в электрических машинах и аппаратах; токи КЗ и электрические перегрузки проводов, вызывающие их недопустимый перегрев; неудовлетворительные контакты в местах соединения проводов, где вследствие большого переходного сопротивления выделяется много тепла; электрическая дуга, возникающая между контактами аппаратов в момент их отключения под нагрузкой; электрическая дуга при сварке и пайке металлов; перегрев обмоток электрических машин и трансформаторов вследствие их перегрузки или межвитковых КЗ и т.д.

В целях обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, оборудования и материалов от электрических, тепловых и механических воздействий молнии выполняется молниезащита. Защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, воспринимающими молнию и отводящими ее ток в землю. Защита от электростатической индукции при молнии достигается путем присоединения металлических корпусов электрооборудования к защитному заземлению или к специальному заземлителю.

Для извещения пожарной команды о пожаре и месте его возникновения служит специальная пожарная сигнализация, которая обеспечивает подачу быстрого и точного сообщения.

Для тушения пожара используются: вода, химическая и воздушно-механическая пена, негорючие газы, твердые огнегасительные порошки, специальные химические вещества и составы.

Существуют первичные средства пожаротушения – это такие средства, которые используются в начальной стадии загорания. Они предназначены для ликвидации начинающихся очагов пожара силами персонала, обнаружившего возгорание, просты в обращении, и для приведения их в действие не требуется сложных операций. Обычно они располагаются в открытых и доступных местах и должны постоянно находиться в готовности к применению. Количество первичных средств пожаротушения определяется существующими нормами в зависимости от назначения помещения и пожарной опасности технологического процесса.

К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушители; пожарные щиты, укомплектованные шанцевым инструментом (багор, кирка, лопата); ящики с песком; асбест, войлок (кошма), емкости с водой. Самым распространенным видом первичных средств пожаротушения являются огнетушители. В настоящее время в Республике Беларусь разрешены к использованию следующие основные типы огнетушителей: углекислотные (ОУ), воздушно-пенные (ОВП), порошковые (ОП).

### 14.3.1 Углекислотные огнетушители (газовые)

Углекислотные огнетушители ОУ получили наибольшее распространение из-за их универсальности, компактности и эффективности тушения. Они предназначены для тушения загораний различных веществ и материалов, а также электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением до 10 кВ. Углекислотные огнетушители бывают ручные, стационарные и передвижные. Постановление МЧС п.35 от 18.05.2018.

Ручной огнетушитель ОУ (ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8) представляет собой стальной баллон 1, в горловину которого ввернут на конусной резьбе вентиль 3 с сифонной трубкой 4 (рис. 14.2). Раструб 5 огнетушителей ОУ-2 и ОУ-5 присоединен к корпусу шарнирно. При тушении загораний раструб огнетушителя направляют на горящий объект и до упора поворачивают маховик вентиля.

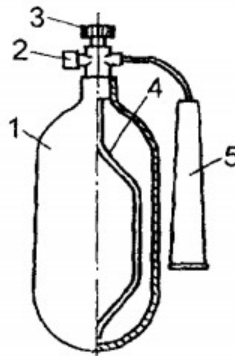


Рисунок 14.2 – Огнетушитель углекислотный (ОУ): 1 – стальной баллон; 2 – предохранитель; 3 – запорный вентиль; 4 – сифонная трубка; 5 – раструб.

Принцип действия углекислотных огнетушителей основан на свойстве углекислоты изменять агрегатное состояние. Так, в огнетушителе типа ОУ находится углекислота - углекислый газ в жидком состоянии.

Для приведения огнетушителя в действие открывается вентиль 3, и углекислота по сифонной трубке 4 выходит наружу через раструб 5. При этом происходит переход углекислоты в снегообразное состояние (твердая фаза), объем ее увеличивается в 400...500 раз, поглощается большое количество тепла. Углекислота превращается в «снег» с температурой минус 72 °С. Эту снегообразную массу и применяют для локального тушения загораний. Тушение при этом происходит за счет действия двух факторов: во-первых, углекислый газ уменьшает концентрацию кислорода в зоне горения, во-вторых, снижает температуру в очаге.

При использовании огнетушителей ОУ необходимо иметь в виду, что углекислый газ в больших концентрациях к объему помещения (более 10 %)

может вызвать отравление персонала, поэтому после применения углекислотных огнетушителей небольшие помещения следует проветрить.

### 14.3.2 Порошковые огнетушители

Огнетушители порошковые (ОП) предназначены для тушения загораний твердых, жидких и газообразных веществ (в зависимости от марки используемого огнетушащего порошка), а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ.

Огнетушители выпускаются трех типов: ручные (переносные), возимые и стационарные. В качестве огнетушащего вещества в огнетушителях используют порошки общего и специального назначения.

Огнетушитель ОП-10 состоит из корпуса, в котором находятся баллон с газом, сифонные трубки, пусковой рычаг и др.

Огнетушитель ОП-10 (рис. 14.3) приводится в действие нажатием на пусковой рычаг 6. После этого игольчатый шток 5 прокалывает мембрану баллона 4 с газом. Рабочий газ (углекислота, воздух, азот и т.п.), выходя из баллона, поступает по сифонной трубке 3 под днище 1. В центре сифонной трубки (по высоте) имеется ряд отверстий, через которые выходит часть рабочего газа и производится рыхление порошка.

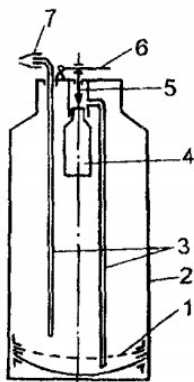


Рисунок 14.3 – Огнетушитель порошковый ОП-10: 1 – днище; 2 – корпус; 3 – сифонные трубки; 4 – баллон с газом; 5 – игольчатый шток; 6 – пусковой рычаг; 7 – насадок.

Взрыхленный порошок под действием давления выдавливается по сифонной трубке и через насадок 7 выбрасывается на очаг загорания. В рабочем положении огнетушитель необходимо держать строго вертикально.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработана система электроснабжения радиозавода. При разработке СЭС применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования и современной вычислительной техники.

Исходные данные для проектирования включали генплан предприятия, карту технологического процесса, перечень электрооборудования цехов и схему питания предприятия.

На основании карты технологического процесса и перечня электрооборудования цехов в дипломном проекте дана характеристика потребителей электроэнергии предприятия и определены расчетные электрические нагрузки цехов. По полученным значениям электрических нагрузок произведен выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций и расчет компенсации реактивной мощности. К установке на цеховых ТП приняты современные трансформаторы типа ТМГЗЗ.

В соответствии с заданием на проектирование на территории завода предусмотрена установка РП 10 кВ, который питается от подстанции 110/10 кВ энергосистемы. Для выбора места установки РП построена картограмма и определен условный центр электрических нагрузок предприятия. Далее в дипломном проекте были разработаны два варианта схемы электроснабжения, для которых был произведен выбор ТП, кабельных линий, компенсация реактивной мощности. На основании технико-экономических расчетов для дальнейшей разработки принят первый вариант, имеющий меньшие приведенные затраты. Для принятого варианта схемы электроснабжения выполнен расчет токов короткого замыкания и произведен выбор сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов РП и ТП.

В дипломном проекте также освещены вопросы электрических измерений, учета и экономии электроэнергии, релейной защиты, охраны труда.

Данный проект может быть использован для проектирования систем электроснабжения заводов. Приведенные в проекте расчеты и графическая часть базируются на действующей нормативной и справочной информации и литературе.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск: ИВЦ Минфина, 2015. – 589 с.
2. Радкевич, В.Н. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студ. Спец. 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова – Минск: БНТУ, 2017. – 172 с.
3. Козловская В.Б. Электрическое освещение: учебник. / В. Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск.: Техноперспектива, 2011. – 543с.
4. Радкевич, В.Н. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова – Минск: БНТУ, 2013. – 124 с.
5. Радкевич, В.Н. Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Радкевич - Минск: НПООО «Пион», 2001. – 368с.
6. Каталог продукции «LED» [Электронный ресурс] / Официальный сайт «Светодиодное освещение». – Режим доступа: <https://ledalfa.by/>. – Дата доступа: 20.02.2022.
7. Каталог компании «Спецэлектро» [Электронный ресурс]/–Режим доступа: <http://se33.ru/>– Дата доступа: 20.05.2023.
8. Каталог продукции «Промтек» [Электронный ресурс]/–Режим доступа: <https://www.promtek59.ru/> – Дата доступа: 20.05.2023.
9. ЭлТКом. Официальный дилер МЭТЗ им. В.И.Козлова [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eltcom.ru/products/maslyanye-transformatory/tmg33>– Дата доступа: 25.04.2023.
10. Нагорнов В.Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В.Н. Нагорнов, Л.Р. Чердынцева, А.М. Добриневская. – Минск: БНТУ, 2010. – 42 с.
11. РУП "Минскэнерго" Филиал "Энергосбыт" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebityam/ur-l/tarify/tarify-elektro>– Дата доступа: 30.05.2023.
12. Силюк, С.М. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: методическое пособие к курсовой работе по дисц. «Переходные процессы в электроэнергетических системах» для студ. спец. 1-43 01 01 «Электрические станции», 1-43 01 02 «Электроэнергетические

системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение», 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» дневной и заочной форм обучения. / С.М. Силюк, Л.Н. Свита. – Мн.: БНТУ, 2004. – с.

13. Каталог продукции «Таврида» [Электронный ресурс] /– Режим доступа: – <https://www.tavrida.com/>Дата доступа: 02.06.2023.

14. Каталог продукции «Systeme Electric» [Электронный ресурс] / Официальный сайт «Systeme Electric». – Режим доступа: <https://systeme.ru/> – Дата доступа: 01.06.2023.

15. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, дополненное с исправлениями. - Москва: Госэнергонадзор, 2000 – .

16. ГОСТ 21.613-2014. Система проектной документации для строительства. Основные требования к документации строительного проекта. – Минск: Госстандарт, 2012. – 38с.

17. ТКП 339-2022. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний – Минск: Госстандарт, 2022. – 623с.