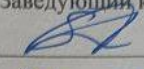


БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ








ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой  
 Ф.А. Дерюгина  
« 21 » 06 2023 г.

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БЛОКА ЦЕХОВ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА»

Специальность 1-43.01.03 – «Электроснабжение (по отраслям)»  
Специализация 1-43.01.03.01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

- Обучающийся группы 10603419 номер  21.06.2023 И. Эшкуватов  
подпись, дата
- Руководитель  21.06.2023 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата
- Консультанты:
  - по разделу «Электроснабжение»  21.06.2023 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата
  - по разделу «Экономика»  21.06.23 Е. И. Тымуль  
подпись, дата
  - по разделу «Релейная защита и автоматика»  21.06.2023 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата
  - по разделу «Охрана труда»  21.06.23 Е. В. Мордик  
подпись, дата
  - Ответственный за нормоконтроль  21.06.2023 А.Ю. Капустинский  
подпись, дата

Объем проекта:  
расчетно-пояснительная записка – \_\_\_ страниц;  
графическая часть – 8 листов;  
магнитные (цифровые) носители – 1 единиц.

Минск 2023

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 123 с., 17 рис., 57 табл., 17 источников.

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

Объектом разработки является система электроснабжения блока цехов машиностроительного завода.

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.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ И ТЕРМИНО.....	8
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА.....	12
Машиностроение - вид производственной деятельности предприятий обрабатывающей промышленности, специализирующихся на проектировании, производстве, обслуживании и утилизации всевозможных машин, технологического оборудования и их деталей.....	12
В данном курсовом проекте технологический процесс представлен следующим образом..	12
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	13
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	15
3.1 Формирование групп характерных категорий силовых электроприемников по цехам ..	17
3.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам .....	20
4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	25
4.1 Выбор цеховых трансформаторов .....	25
4.2 Расчет компенсации реактивной мощности.....	26
4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах.....	29
4.4 Определение результирующей нагрузки на шинах напряжением выше 1кв источника питания.....	29
4.5 Определение экономического значения реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы.....	31
5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ.....	34
5.1 Выбор сечений кабельных линий до 1 кВ.....	35
5.2 Выбор автоматических выключателей .....	36
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.....	62
8.1 Выбор электрических аппаратов РП.....	62

8.1.2 Выбор трансформаторов тока .....	63
8.1.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	68
9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЬКАНИЯ.....	71
10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЧЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ .....	80
10.1 Расчёт уставок токовой отсечки линии 10 кВ.....	80
10.2 Расчёт уставок токовой отсечки с выдержкой времени линии 10 кВ .....	82
10.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты линии 10 кВ .....	83
10.4 Расчёт уставок токовой защиты нулевой последовательности линии 10 кВ .....	86
10.5 Расчёт уставок устройств резервирования отказа выключателя .....	87
10.6 Расчёт уставок защиты от дуговых коротких замыканий.....	88
11 ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СООТВЕТСТВИЕ УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЬКАНИЯ.....	89
11.1 Проверка сечений кабелей.....	89
11.2 Выбор шин РП .....	91
11.3 Проверка электрических аппаратов РП и ТП.....	93
11.3.2 Проверка трансформаторов тока .....	96
11.3.3 Проверка автоматических выключателей.....	96
12 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	99
13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ.....	102
13.1 Организация энергохозяйства блока цехов машиностроительного завода .....	102
13.2 Техничко-экономические расчеты.....	106
14 ОХРАНА ТРУДА.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	123

## 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 блока цехов машиностроительного завода. 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 блока цехов машиностроительного завода 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

Машиностроение - вид производственной деятельности предприятий обрабатывающей промышленности, специализирующихся на проектировании, производстве, обслуживании и утилизации всевозможных машин, технологического оборудования и их деталей.

В данном курсовом проекте технологический процесс представлен следующим образом.

В складской корпус поступает сырье в виде измельченного металлолома, а также готовые комплектующие, необходимые для сборки автомобиля. В этом корпусе в последующем будет находиться готовая продукция предприятия.

Далее измельченный металлолом поступает в кузнечно-прессовый и гальванический цеха, где переплавляется в сталеплавильных печах и с периодической загрузкой, расплавленный металл поступает в формовочные машины.

В кузнечно-прессовом цеху производятся горячие штамповки двигателей и коробок передач большегрузных автомобилей.

Следующий этап производства – поступление материала в механический цех, где выполняются работы по резке, токарной, фрезерной, шлифовальной обработке деталей на универсальных станках.

Детали нужного размера поступают в гальванический цех, где организован технологический процесс по обработке металлов методом гальваников, где наносится тонкая, проникающая в поверхность основного материала металлической пленки с улучшенными свойствами.

Обработанные детали поступают в сборочный цех, где непосредственно производится сборка, а также покраска комплектующих в покрасочном участке данного цеха.

Также на территории блока цехов машиностроительного завода находятся:

Ремонтно-механический цех предприятия, в котором производят ремонт, модернизацию и монтаж оборудования, изготавливают запасные части и узлы для ремонта, инструменты и приспособления.

Насосная, где находятся насосы оборотной воды (центробежные), в которые поступает очищенная вода, пожарные насосы, скважинные, для подачи воды из скважины непосредственно для нужд предприятия.

Административный корпус, где находится отдел продаж, инженеры-проектировщики и обслуживающие персонал и т.д. Здесь выполняется управление предприятием и контроль за качеством изготавливаемой продукции.

## **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):

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

где  $K_p$  – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_{ii}$  – 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):

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

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

$K_{ii}$  – 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:

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

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

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

где  $tg\phi_i$  – 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):

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

где  $E_n$  – нормируемое значение освещенности, лк;

$K_з$  – 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)	380	Компьютерное оборудование	100	10	0,4	0,7	1,02
		Кондиционеры	70		0,7	0,8	0,75
		Вентиляция санитарно-гигиеническая	80		0,8	0,8	0,75
		Оборудование административной связи	10		0,3	0,8	0,75
		Холодильное оборудование	30		0,8	0,65	1,17
		Нагревательные приборы	40		0,5	0,95	0,33
		Моечные машины	40		0,6	0,7	1,02
		Лабораторное оборудование	10		0,1	0,5	1,73
2.Ремонтно-механический цех	330	Агрегат пылеулавливающий	5	10	0,46	0,85	0,62
		Станки мелкосерийного производства металлорежущие(мелкие токарные, фрезерные, строгальные, сверлильные, заточно-точильные, гибочные)	200		0,14	0,5	1,73
		Вентиляция санитарно-гигиеническая	50		0,8	0,8	0,75
		Стенд испытания электродвигателей	5		0,1	0,5	1,73
		Шкаф сушильный	10		0,3	0,95	0,33
		Кран-балка ПВ-40%	20		0,1	0,5	1,73
		Сварочные машины точечные, стыковые	20		0,36	0,6	1,33
		Компрессоры	20		0,7	0,85	0,62
3. Кузнечно-прессовый цех	1870	Печи сопротивления с периодической загрузкой	350	100	0,8	0,95	0,33
		Дуговые сталеплавильные печи	440		0,75	0,9	0,48
		Смесительные барабаны	80		0,7	0,8	0,75
		Формовочные машины	80		0,15	0,2	4,9
		Ковочные машины	150		0,24	0,65	1,17

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
		Прессы(высекальный,штанце вальный,Н- образный,гидравлический)	250		0,17	0,65	1,17
		Камерные закалочные печи	100		0,5	0,95	0,33
		Шлифовальные станки	40		0,35	0,65	1,17
		Вентиляторы санитарно- гигиенические	120		0,8	0,8	0,75
		Кран-балки ПВ 40%	100		0,1	0,5	1,73
		Штамповочные станки	80		0,24	0,65	1,17
		Вспомогательные мех-мы печей	80		0,12	0,65	1,17
4. Складской корпус	440	Кран-балки ПВ 40%	50	20	0,1	0,5	1,73
		Электроподъемники	100		0,4	0,75	0,88
		Электротележки	60		0,1	0,5	1,73
		Стеллажи-подъемники	80		0,4	0,75	0,88
		Электроворота	20		0,05	0,75	0,88
		Вентиляторы санитарно- гигиенические	50		0,5	0,8	0,75
		Автоматика и оборудование для контроля температуры и влажности	50		0,6	0,9	0,48
		Осушители воздуха	30		0,7	0,8	0,75
5. Гальванический цех	1760	Электрические сталеплавильные печи	700	150	0,75	0,9	0,48
		Выпрямители гальванических ванн	100		0,7	0,8	0,75
		Агрегат с электрованной оцинкования	190		0,6	1	0
		Агрегаты гальванических покрытий	100		0,6	0,78	0,8
		Воздуходувки для гальванических ванн	80		0,6	0,7	1,02
		Нагреватели гальванических ванн	50		0,6	1	0
		Смесительные барабаны	60		0,7	0,8	0,75
		Насосы центробежные	70		0,7	0,85	0,62
		Вентиляторы санитарно- гигиенические	100		0,8	0,8	0,75
		Формовочные машины	100		0,15	0,2	4,9
		Вспомогательные механизмы печей	30		0,12	0,65	1,17
		Кран-балка ПВ 40%	100		0,1	0,5	1,73
		Погрузчики	30		0,1	0,5	1,73
		Разливочные и заливочные краны	50		0,22	0,6	1,33

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
6. Сборочный цех	2060	Конвейеры	260	60	0,15	0,5	1,73
		Кран-балки ПВ 40%	80		0,1	0,5	1,73
		Прессы(высекальный,штанце вальный)	100		0,17	0,65	1,17
		Сварочная шовная машина	100		0,35	0,7	1,02
		Станки мелкосерийные металлорежущие(сверлильные,заточные,точильные,заклепочные,ножницы листовые,фрезерные)	360		0,14	0,5	1,73
		Сварочные роботы(точечная сварка,лазерная)	140		0,35	0,6	1,33
		Испытательные станки	80		0,7	0,85	0,62
		Полировочные	40		0,3	0,65	1,17
		Вентиляторы санитарно-Гигиенические, вытяжка	200		0,8	0,8	0,75
		Компрессоры	200		0,7	0,85	0,62
		Сушильные камеры	350		0,6	0,75	0,88
		Роботы для покраски	150		0,7	0,7	1,02
7. Компрессорная	300	Компрессоры(винтовые, поршневые)	270	50	0,7	0,85	0,62
		Вентиляция	28		0,8	0,8	0,75
		Автоматика	2		1	1	0
8. Насосная	300	Насосы(центробежные, высокого давления, скважинные)	275	60	0,7	0,85	0,62
		Система контроля воды	5		1	1	0
		Вентиляторы санитарно-гигиенические	20		0,8	0,8	0,75
9. Механический цех	500	Станки мелкосерийного производства металлорежущие(токарные, фрезерные, строгальные, сверлильные, заточно-точильные, заклепочные)	240	15	0,14	0,5	1,73
		Кран-балки ПВ 40%	50		0,1	0,5	1,73
		Вентиляторы санитарно-гигиенические	60		0,8	0,8	0,75
		Сварочное оборудование(точечная, лазерная)	100		0,35	0,6	1,33
		Погрузчики	10		0,1	0,5	1,73
		Шлифовальные станки	20		0,35	0,65	1,17
		Электроинструмент	20		0,06	0,5	1,73



### 3.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам

Порядок расчета рассмотрим на примере цеха №7(Компрессорная).

По выражению (3.4) определим значение группового коэффициента использования:

$$K_{и} = \frac{0,7 \cdot 270 + 0,8 \cdot 28 + 1 \cdot 2}{270 + 28 + 2} = \frac{213,4}{300} = 0,71.$$

Согласно формуле (3.3), эффективное число электроприемников.

$$n_{э} = \frac{2 \cdot 300}{50} = 12.$$

Принимаем  $n_{э} = 12$ .

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

$$K_{р} = 0,9.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку:

$$P_{рс} = 0,9 \cdot (0,7 \cdot 270 + 0,8 \cdot 28 + 1 \cdot 2) = 192,06 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5) вычисляем расчетную реактивную силовую нагрузку:

$$Q_{рс} = 0,9 \cdot (0,7 \cdot 270 \cdot 0,62 + 0,8 \cdot 28 \cdot 0,75 + 1 \cdot 2 \cdot 0) = 120,54 \text{ квар}.$$

Для определения нагрузок освещения необходимы следующие данные:

– площадь цеха,  $F = 2400 \text{ м}^2$ ;

– нормируемое значение освещенности цеха, согласно П1 [3], примем  $E_{н} = 150 \text{ лк}$ ;

– 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 2400 м<sup>2</sup> по таблице 12.3, [3], удельная мощность общего равномерного освещения  $p_{уТ} = 2,6 \text{ Вт / м}^2$ .

По выражению (3.7) производим пересчет удельной мощности.

$$p_{у} = 2,6 \cdot \frac{150 \cdot 1,4 \cdot 70}{100 \cdot 1,5 \cdot 0,95 \cdot 95} = 2,82 \text{ Вт / м}^2.$$

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

По выражению (3.6) определяем расчетную активную нагрузку освещения:

$$P_{ро} = 0,95 \cdot 2,82 \cdot 2400 \cdot 10^{-3} = 6,44 \text{ кВт}.$$

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:

$$Q_{po} = 6,44 \cdot 0,33 = 2,12 \text{ квар.}$$

По выражению (3.9) определяем расчетную активную нагрузку цеха:

$$P_{рн} = 192,06 + 6,44 = 198,5 \text{ кВт.}$$

По выражению (3.10) определяем расчетную реактивную нагрузку цеха:

$$Q_{рн} = 120,54 + 2,12 = 122,66 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка цеха составит:

$$S_{рн} = \sqrt{198,5^2 + 122,66^2} = 233,34 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

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	$K_{и}$	$n_{э}$	$K_{р}$	$P_{рс}$ , кВт	$Q_{рс}$ , квар
1	Административный корпус	0,59	77	0,8	181,84	152,07
2	Ремонтно-механический цех	0,29	65	0,7	66,3	71,46
3	Кузнечно-прессовый цех	0,51	37	0,8	764,24	480,17
4	Складской корпус	0,56	44	0,83	205,84	209,84
5	Гальванический цех	0,62	22	0,9	941,94	558,68
6	Сборочный цех	0,43	68	0,71	625,79	594,58
7	Компрессорная	0,71	12	0,9	192,06	120,54
8	Насосная	0,71	12	0,9	192,06	120,54
9	Механический цех	0,26	66	0,67	87,64	108,22

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 3.4 – 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	$S_{pn}$ , кВ·А
1	Административный корпус	181,84	152,07	34,33	11,33	216,17	163,4	270,98
2	Ремонтно-механический цех	66,3	71,46	12,87	4,25	79,16	75,71	109,54
3	Кузнечно-прессовый цех	764,24	480,17	30,04	9,91	794,28	490,09	933,3
4	Складской корпус	205,84	209,84	6,71	2,21	212,55	212,05	300,24
5	Гальванический цех	941,94	558,68	20,03	6,61	961,97	565,29	1115,77
6	Сборочный цех	625,79	594,58	24,14	7,97	649,93	602,55	886,27
7	Компрессорная	192,06	120,54	6,44	2,12	198,5	122,66	233,34
8	Насосная	192,06	120,54	6,44	2,12	198,59	122,66	232,18
9	Механический цех	87,64	108,22	13,41	4,43	101,05	112,64	151,32

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	$S_{pn}$ , кВ·А
1	Административный корпус	227,3	190,08	34,33	11,33	261,63	201,41	330,17
2	Ремонтно-механический цех	94,7	102,09	12,87	4,25	107,57	106,34	151,26
3	Кузнечно-прессовый цех	955,3	600,22	30,04	9,91	985,34	610,13	1158,94
4	Складской корпус	248	252,82	6,71	2,21	254,7	255,03	360,44
5	Гальванический цех	1046,6	620,76	20,03	6,61	1066,63	627,37	1237,45
6	Сборочный цех	881,4	837,44	24,14	7,97	905,54	845,41	1238,84
7	Компрессорная	213,4	133,93	6,44	2,12	219,84	136,06	258,53
8	Насосная	213,5	131,3	6,44	2,12	219,94	133,43	257,24
9	Механический цех	130,8	161,52	13,41	4,43	144,21	165,94	219,85

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	4x1200	2,5	FP-LED LSS-LED	LED	Д-1	0,95	70/95	400	0,95	1,4	0,95	2,6	34,33	11,33
Ремонтно-механический цех	2400	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	300	0,95	1,4	0,95	2,6	12,87	4,25
Кузнечно-прессовый цех	5600	6	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	300	0,95	1,4	0,95	2,6	30,04	9,91
Складской корпус	5000	6	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	75	0,95	1,4	0,95	2,6	6,71	2,21
Гальванический цех	5600	6	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	200	0,95	1,4	0,95	2,6	20,03	6,61
Сборочный цех	4500	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	300	0,95	1,4	0,95	2,6	24,14	7,97
Компрессорная	2400	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	150	0,95	1,4	0,95	2,6	6,44	2,12
Насосная	2400	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	150	0,95	1,4	0,95	2,6	6,44	2,12
Механический цех	2500	4,5	ПромLED	LED	Д-1	0,95	70/95	300	0,95	1,4	0,95	2,6	13,41	4,43

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

Пересчитаем их совместную нагрузку:

По выражению (3.4) определяем значение группового коэффициента использования.

$$K_{и} = \frac{200 \cdot 0,14 + 50 \cdot 0,8 + \dots + 50 \cdot 0,22}{1760 + 440 + 325} = 0,55.$$

Согласно (3.3) эффективное число электроприёмников составит:

$$n_{э} = \frac{2 \cdot (1760 + 440 + 325)}{150} = 33.$$

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

$$K_{р} = 0,825.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку.

$$P_{рс} = 0,825 \cdot (200 \cdot 0,14 + 50 \cdot 0,8 + \dots + 50 \cdot 0,22) = 1146,17 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5) вычисляем расчетную реактивную силовую нагрузку.

$$Q_{рс} = 0,825 \cdot (200 \cdot 0,14 \cdot 1,73 + 50 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + \dots + 50 \cdot 0,22 \cdot 1,33) = 804,93 \text{ квар}.$$

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
3	ТП1	764,24	480,17	39,3	17,42	803,54	497,59	945,13
6	ТП2	881,4	837,44	24,14	7,97	905,54	845,41	1238,84
2,4,5	ТП3	1146,173	804,93	39,61	13,07	1185,78	818	1440,55
1,7,8,9	ТП4	639,78	502,72	60,62	20	700,39	522,72	873,95

## 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:

$$N_{T \min} = \frac{P_{PH}}{\beta_T \cdot S_{НОМ}}, \quad (4.2)$$

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

$\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемый в зависимости от категории электроприемников по надежности электроснабжения.

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

$$s_y = \frac{945,13}{5600} = 0,17 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

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  $\beta_T = 0,7$ , в соответствии с формулой (4.2), минимальное число трансформаторов, необходимое для питания расчетной активной нагрузки, составит:

$$N_{T \min} = \frac{803,54}{0,7 \cdot 630} = 1,82.$$

Принимаем  $N_T = 2$ .

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	I	803,54	497,59	945,13	5600	0,17	0,7	630	1,82	2
2	II	905,54	845,41	1238,84	4500	0,28	0,7	1000	1,29	2
3	II	1185,78	818	1440,55	13000	0,11	0,7	1000	1,7	2
4	II	700,39	522,72	873,95	8500	0,1	0,7	630	1,59	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	0,5
ТМГ33-1000/10	1000	0,955	9,54	5,5	0,5

#### 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:

$$Q'_{\text{HKI}} = \frac{Q_{\text{HKI}}}{N_{\text{T}}}; \quad (4.5)$$

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

$$\beta_{\text{T}} = \frac{S'_{\text{PH}}}{N_{\text{T}} \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.6)$$

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

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

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

Величина  $Q_{\text{HKI}}$  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:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 803,54^2} = 543,7 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК по формуле (4.4) составит:

$$Q_{\text{HKI}} = 497,59 - 543,7 = -46,11 \text{ квар.}$$

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

Согласно выражениям (4.6) и (4.7) получим:

$$S_{\text{PH}} = \sqrt{803,54^2 + (497,59 - 0)^2} = 945,13 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\beta_{\text{T}} = \frac{945,13}{2 \cdot 630} = 0,75.$$

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	803,54	497,59	630	2	543,70	-46,11	0	945,13	945,13	0,75	-	0
2	905,54	845,41	1000	2	1245,63	-400,22	0	1238,8	1238,8	0,62	-	0
3	1185,78	818	1000	2	982,61	-164,61	0	1440,6	1440,6	0,72	-	0
4	700,39	522,72	630	2	671,37	-148,65	0	873,95	873,95	0,69	-	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 ТП1 по формулам (4.8) и (4.9) будут следующими:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 0,68 + \frac{6,135}{2} \cdot \left( \frac{945,13}{630} \right)^2 = 8,26 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{0,5}{100} \cdot 630 + \frac{5,5}{100} \cdot \frac{945,13^2}{2 \cdot 630} = 45,29 \text{ квар}.$$

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	803,54	497,59	0	945,13	2	630	0,75	8,26	45,29
2	905,54	845,41	0	1238,8	2	1000	0,62	9,24	52,20
3	1185,78	818	0	1440,6	2	1000	0,72	11,82	67,07
4	700,39	522,72	0	873,95	2	630	0,69	7,26	39,64
Сумма								36,59	204,20

### 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:

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

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

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	1870	955,3	600,22	39,3	17,42	8,26	45,29
2	2060	881,4	837,44	24,14	7,97	9,24	52,20
3	2525	1389,3	975,67	39,61	13,07	11,82	67,07
4	1485	785	616,83	60,62	20	7,26	39,64
Сумма	7940	4011	3030,16	163,67	58,46	36,59	204,20

По формуле (4.12) определяем средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{и.ср} = \frac{4011}{7940} = 0,505.$$

При  $K_{и.ср} = 0,505$  и числе присоединений от 5 до 8 на сборных шинах РП значение коэффициента одновременности  $K_o = 0,95$  [4].

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

$$P_p = 0,95 \cdot 4011 + 163,67 + 36,59 = 4010,71 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0,95 \cdot 3030,16 + 58,46 + 204,2 = 3141,31 \text{ квар.}$$

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:

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 4010,71 = 3609,64 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 3141,31 = 2827,18 \text{ квар.}$$

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

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

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

Нормативное значение коэффициента реактивной мощности определяется по следующему выражению:

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

где  $tg\varphi_B$  – 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  $tg\varphi_B = 0,3$ ;

$d_{max}$  – 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.

Принимаем  $T_{max}=4500$  часов(двухсменное предприятие).

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:

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

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

$$Q_3 = 3609,64 \cdot 0,52 = 1877,01 \text{ квар.}$$

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

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_3; \quad (4.18)$$

$$\Delta Q' = 2827,18 - 1877,01 = 950,17 \text{ квар.}$$

Так как  $\Delta Q' > 0$ , надо искать пути получения РМ. Для одно-, двух- и трехфазных предприятий рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК. Однако коэффициенты загрузки трансформаторов практически не превышают принятые, поэтому дальнейший расчет не целесообразен, 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.

На данном предприятии 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 отдельно. 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.

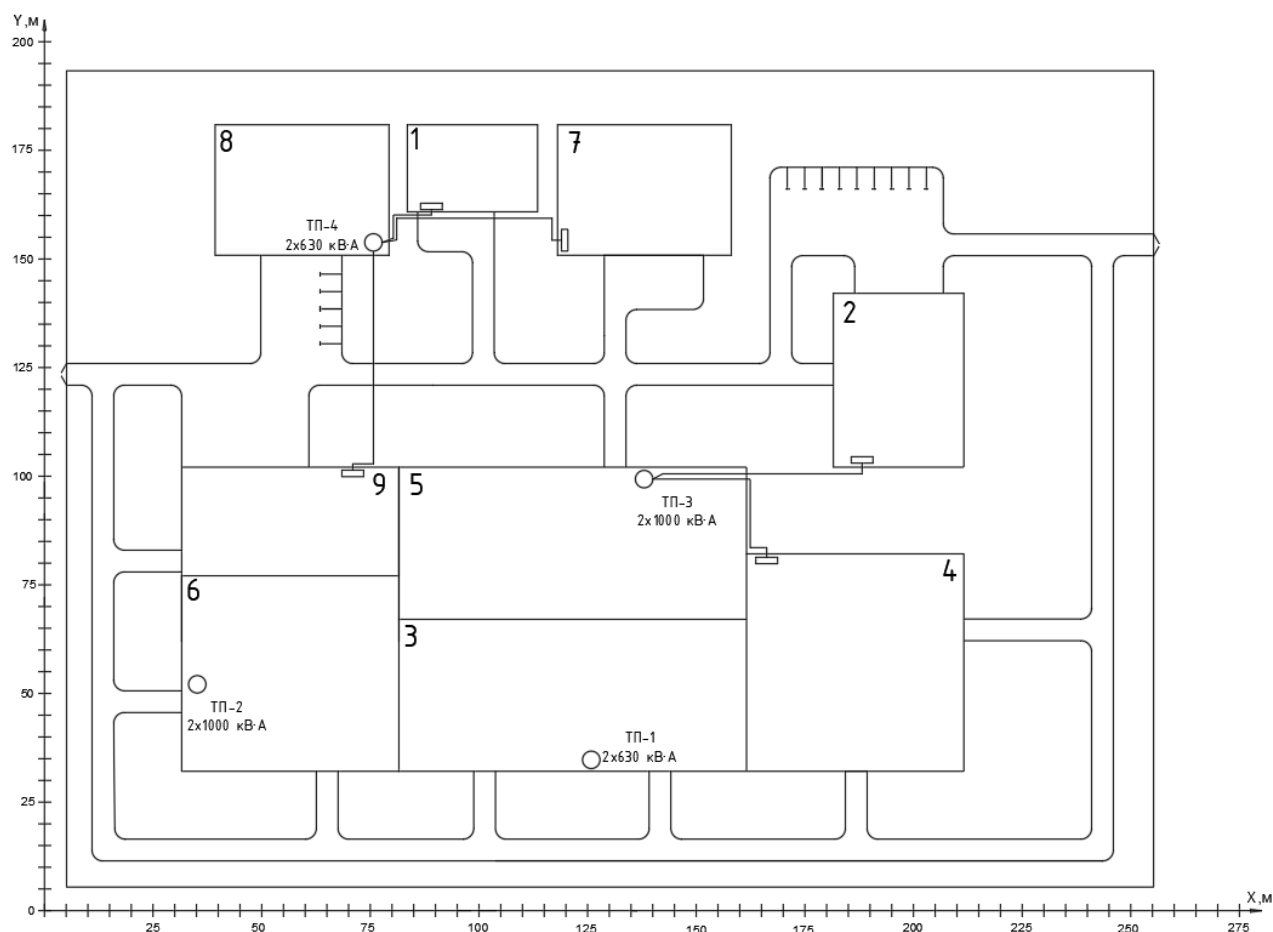


Рисунок 5.1 – Генплан предприятия со схемой прокладки сетей до 1 кВ

### 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

Питание цехов осуществляется кабелями марки АПВВГ или АПВВБ, по территории завода прокладка осуществляется открыто на лотках, по наружным стенам зданий, внутри зданий также прокладка по стенам и строительным элементам на лотках либо в земле, в траншее глубиной не менее 0,7 м.

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

$$I_{\text{ра}} = \frac{S'_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (5.1)$$

где  $S'_{\text{ТП}}$  - расчётная мощность линии.

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



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

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 (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.

$$I_{\text{рл}} = \frac{151,26}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 218,33 \text{ А.}$$

Выберем по [21] кабель с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, марки АПВВГ 5×95-1 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$ .

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	$\frac{I_{\text{ра}}}{K_{\text{п}}}$ , А	Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}$ , А
Л1'	2	III	60	218,33	-	-	АПВВБ 5×95-1	240
Л2'	4	III	30	520,25	-	-	ПВВГ 5×240-1	579
Л3'	1	III	25	476,56	-	-	ПВВГ 5×185-1	488
Л4'	7	III	60	373,16	-	-	АПВВГ 5×240-1	428
Л5'	9	II	65	158,67	317,33	271,2	2хАПВВБ 5×120-1	272

## 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 ТП1. На подстанции установлены трансформаторы типа ТМГ33-630/10. Расчетный ток, с учетом допустимой перегрузки определим по следующему выражению:

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

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

$$I_{\text{ном.а}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{р}} = 682,08 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.р}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{р}} = 682,08 \text{ А};$$

$$I_{\text{уст.р}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{р}} = 682,08 \text{ А};$$

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

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

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

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	682,09	1273,1	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1600	1600	1280
ТП2	1000	894,06	2020,73	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	2500	2500	2125
ТП3	1000	1039,63	2020,73	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	2500	2500	2125
ТП4	630	630,72	1273,1	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 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	$I_{ном.а}$ , А	$I_{ном.р}$ , А	$I_{уст.р}$ , А
ТП1	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1250	1250	750
ТП2	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	2000	2000	1000
ТП3	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	2000	2000	1200
ТП4	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1250	1250	750

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

$$630 \geq 476,56 \text{ А};$$

$$630 \geq 476,56 \text{ А};$$

$$504 \geq 476,56 \text{ А}.$$

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	$I_p, A$	$I_{pa}, A$	Тип выключателя	Тип расцепителя	$I_{ном.а}, A$	$I_{ном.р}, A$	$I_{уст.р}, A$
Л1 (ОЛ к ВРУ1)	218,33	-	SystemePact CCB	Micrologic 6.0 A	250	250	225
Л1 (ввод ВРУ1)							
Л2 (ОЛ к ВРУ2)	520,25	-	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 A	630	630	567
Л2 (ввод ВРУ2)							
Л3 (ОЛ к ВРУ3)	476,56	-	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 A	630	630	504
Л3 (ввод ВРУ3)							
Л4 (ОЛ к ВРУ4)	373,16	-	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 A	400	400	400
Л4 (ввод ВРУ4)							
Л5 (ОЛ к ВРУ5)	158,67	317,33	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 A	400	400	320
Л5 (ввод ВРУ5)							

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится по следующим условиям:

$$I_{ном.1} \geq I_p \text{ A}; \quad (5.10)$$

$$I_{ном.1} \geq I_{pa} \text{ A}, \quad (5.11)$$

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

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

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

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:

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

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

$r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов, принимаем  $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом;

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

Сопротивление соединительных проводов определяется по следующему выражению:

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

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):

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

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):

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

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

$$0,25 \cdot S_{\text{ном2}} = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ В·А,}$$

$$5 \geq 4 \geq 1,25 \text{ В·А.}$$

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-0,66-1500/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП2 ТНШЛ-0,66-2500/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП3 ТНШЛ-0,66-2500/5 0,5FS5 5 В·А У3	ТП4 ТНШЛ-0,66-1500/5 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
$I_{ном1} \geq I_p$	1500 А > 682,09 А	2500 А > 894,06 А	2500 А > 1039,63 А	1500 А > 630,72 А
$I_{ном1} \geq I_{ра}$	1500 А > 1273,1 А	2500 А > 2020,73 А	2500 А > 2020,73 А	1500 А > 1273,1 А
$S_{ном2} \geq S_p$	5 В·А $\geq$ 4,5 $\geq$ 1,25 В·А	5 В·А $\geq$ 4,5 $\geq$ 1,25 В·А	5 В·А $\geq$ 4,5 $\geq$ 1,25 В·А	5 В·А $\geq$ 4,5 $\geq$ 1,25 В·А
$K_{без.пр} \geq K_{без.тт}$	10 $\geq$ 5	10 $\geq$ 5	10 $\geq$ 5	10 $\geq$ 5

Трансформаторы тока, устанавливаемые в нулевых выводах силовых трансформаторов цеховых ТП, выбираются исходя из условия (5.10). Мощность подключаемого устройства РЗА примем равным  $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$ , 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-0,66-800/5- 10P10 УЗ	ТП2 / ТНШЛ-0,66- 1000/5- 10P10 УЗ	ТП3/ ТНШЛ-0,66-1200/5- 10P10 ФУЗ	ТП4/ ТНШЛ-0,66-800/5- 10P10 ФУЗ
$U_{\text{ном1T}} \geq U_{\text{ном}}$	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ	0,66 кВ > 0,4 кВ
$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}$	800 А > 682,09 А	1000 А > 894,06 А	1200 А > 1039,63 А	800 А > 630,72 А
$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{р}}$	$10 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 3,5 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}$	$10 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 3,5 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}$	$10 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 3,5 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}$	$10 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 3,5 \geq 1,25 \text{ В} \cdot \text{А}$
$K_{\text{без.пр}} \geq K_{\text{без.тт}}$	10	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$	$10 \geq 5$

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

$$300 \geq 209,47 \text{ А.}$$

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

Таблица 5.9– Результаты выбора трансформаторов тока ОЛ до 1кВ

Линия	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	$I_{\text{ра}}, \text{ А}$	Тип трансформатора тока	$I_{\text{ном.1}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.2}}, \text{ А}$
Л1	218,33	-	ТНШЛ-0,66	300	5
Л2	520,25	-	ТНШЛ-0,66	600	5
Л3	476,56	-	ТНШЛ-0,66	500	5
Л4	373,16	-	ТНШЛ-0,66	400	5
Л5	158,67	317,33	ТНШЛ-0,66	200	5

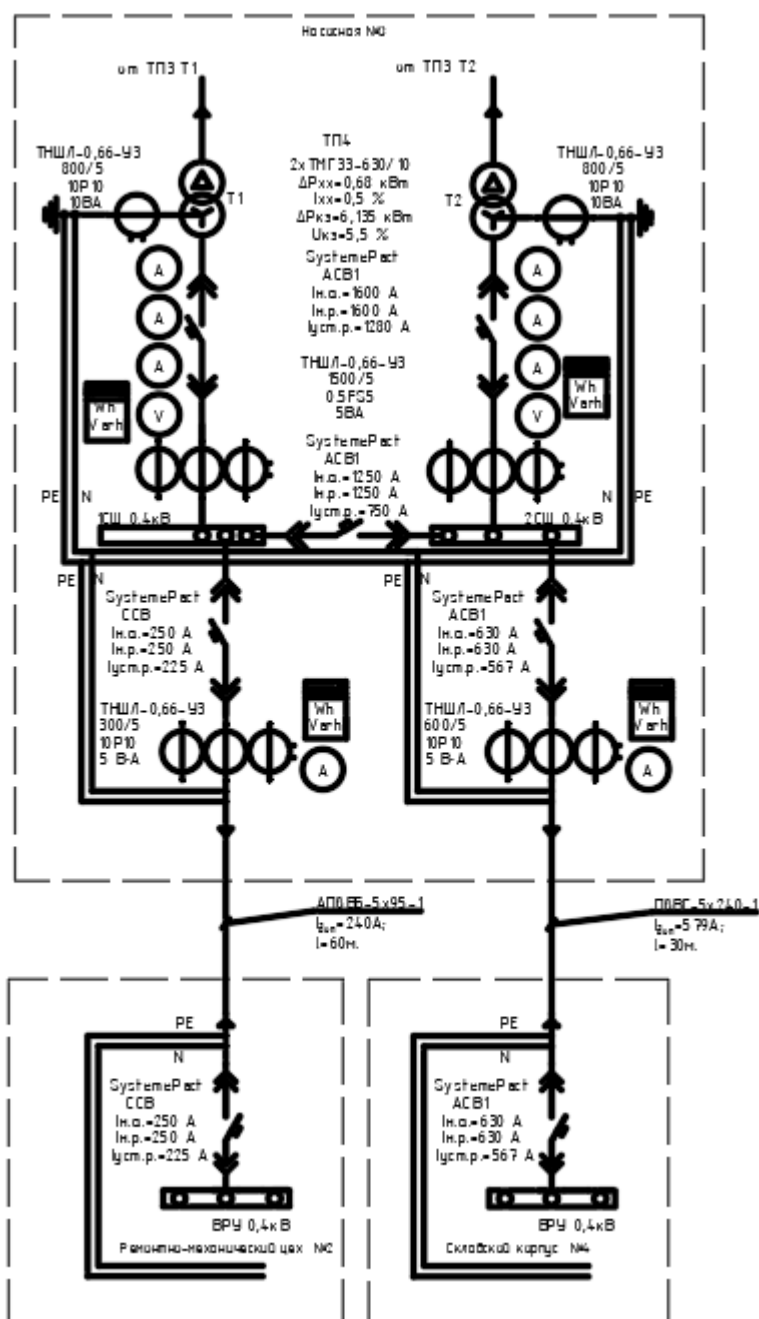


Рисунок 5.2 – Схема электроснабжения до 1 кВ от ТП 3



## 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.

Масштаб картограммы принимаем:  $m = 0,4$  кВт / мм<sup>2</sup>.

Расчетная активная нагрузка административного корпус в соответствии с (6.1):

$$P_{p1} = 227,3 + 34,33 = 261,63 \text{ кВт.}$$

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

$$r_i = \sqrt{\frac{261,63}{3,14 \cdot 0,4}} = 14,33 \text{ мм.}$$

По формулам (6.4) и (6.5) определяем углы секторов осветительной и силовой нагрузок административного корпуса:

$$\alpha_{o1} = \frac{34,33}{261,63} \cdot 360^\circ = 47,24^\circ;$$

$$\alpha_{c1} = 360^\circ - 47,24^\circ = 312,76^\circ.$$

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

Таблица 6.1 – Углы секторов осветительных и силовых нагрузок

№ цеха	Название	$P_{pe}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$P_p$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha_o$ , град	$\alpha_c$ , град
1	Административный корпус	227,3	34,33	261,63	14,43	47,24	312,76
2	Ремонтно-механический цех	94,7	12,87	107,57	9,25	43,07	316,93
3	Кузнечно-прессовый цех	764,24	30,04	794,28	25,15	13,62	346,38
4	Складской корпус	248	6,71	254,7	14,24	9,48	350,52
5	Гальванический цех	941,94	20,03	961,97	27,67	7,50	352,50
6	Сборочный цех	625,79	24,14	649,93	22,75	13,37	346,63
7	Компрессорная	213,4	6,44	219,84	13,23	10,55	349,45
8	Насосная	192,06	6,44	198,59	12,57	11,67	348,33
9	Механический цех	130,8	13,41	144,21	10,72	33,48	326,52

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	261,63	99	171	25901,37	44738,73
2	Ремонтно-механический цех	107,57	196	122	21083,72	13123,54
3	Кузнечно-прессовый цех	794,28	121	50	96107,88	39714
4	Складской корпус	254,7	167	57	42534,90	14517,9
5	Гальванический цех	961,97	121	85	116398,37	81767,45
6	Сборочный цех	649,93	56	55	36396,08	35746,15
7	Компрессорная	219,84	138	166	30337,92	36493,44
8	Насосная	198,59	60	166	11915,40	32965,94
9	Механический цех	144,21	56	90	8075,76	12978,9
Сумма		3592,72	-	-	388751,40	312046,05

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

$$X_{цэн} = \frac{388751,4}{3592,72} = 108,21 \text{ м};$$

$$Y_{цэн} = \frac{312046,05}{3592,72} = 86,86 \text{ м}.$$

ЦЭН с соответствующими координатами указан на генплане предприятия. Разместим РП в цехе №5, 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, либо в земле.

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

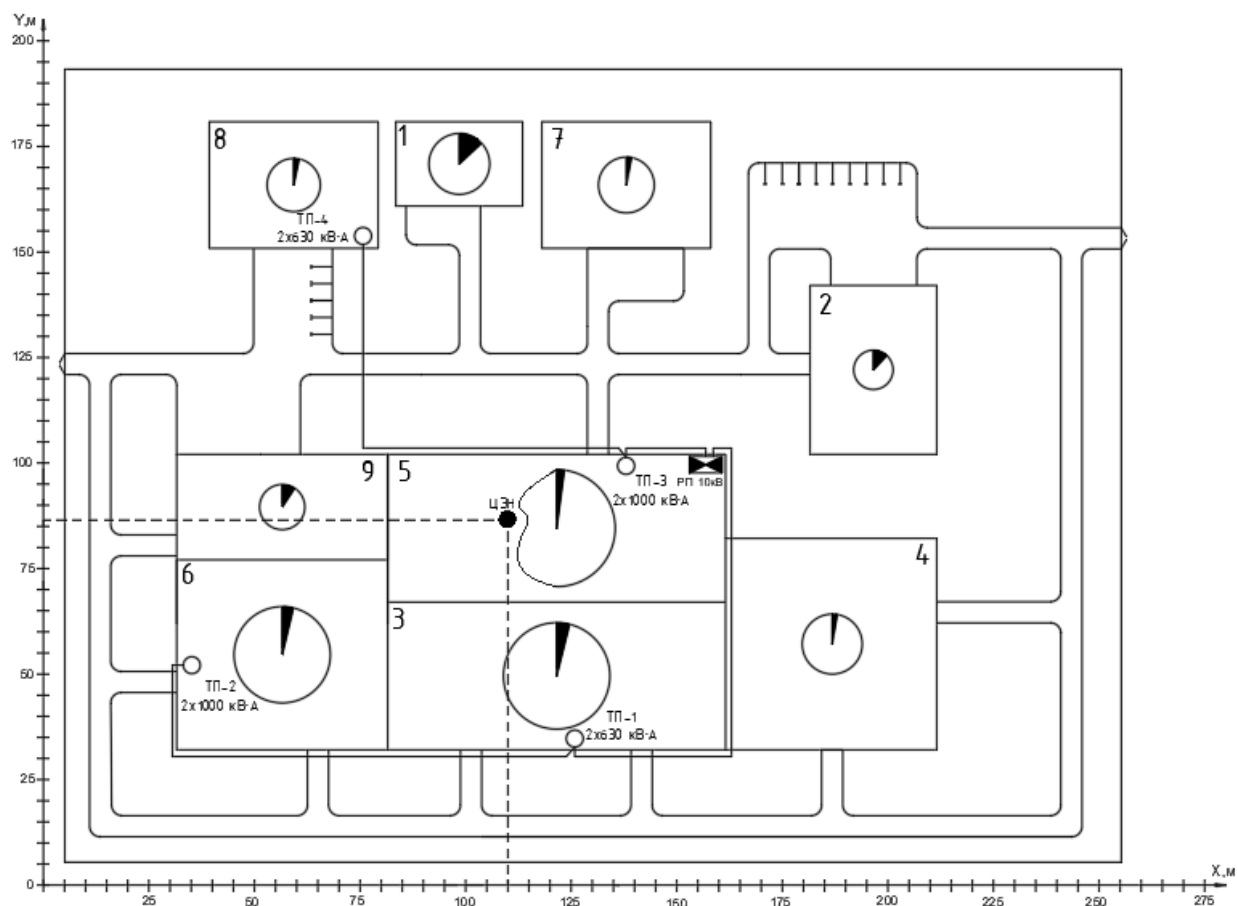


Рисунок 7.1 – Схема электроснабжения на генплане завода 1-го варианта

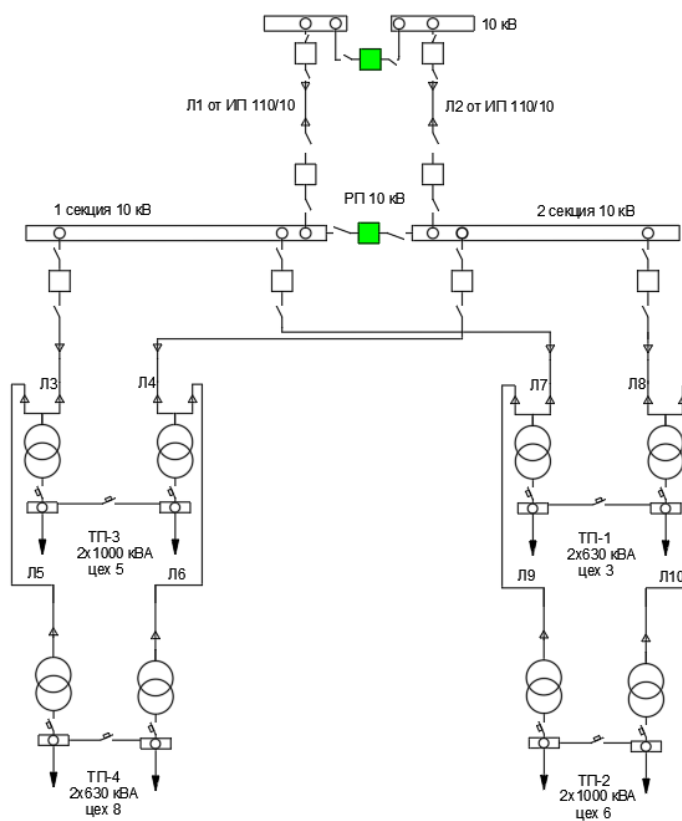


Рисунок 7.2 – Схема электрических соединений на напряжении 10 кВ  
1-го варианта

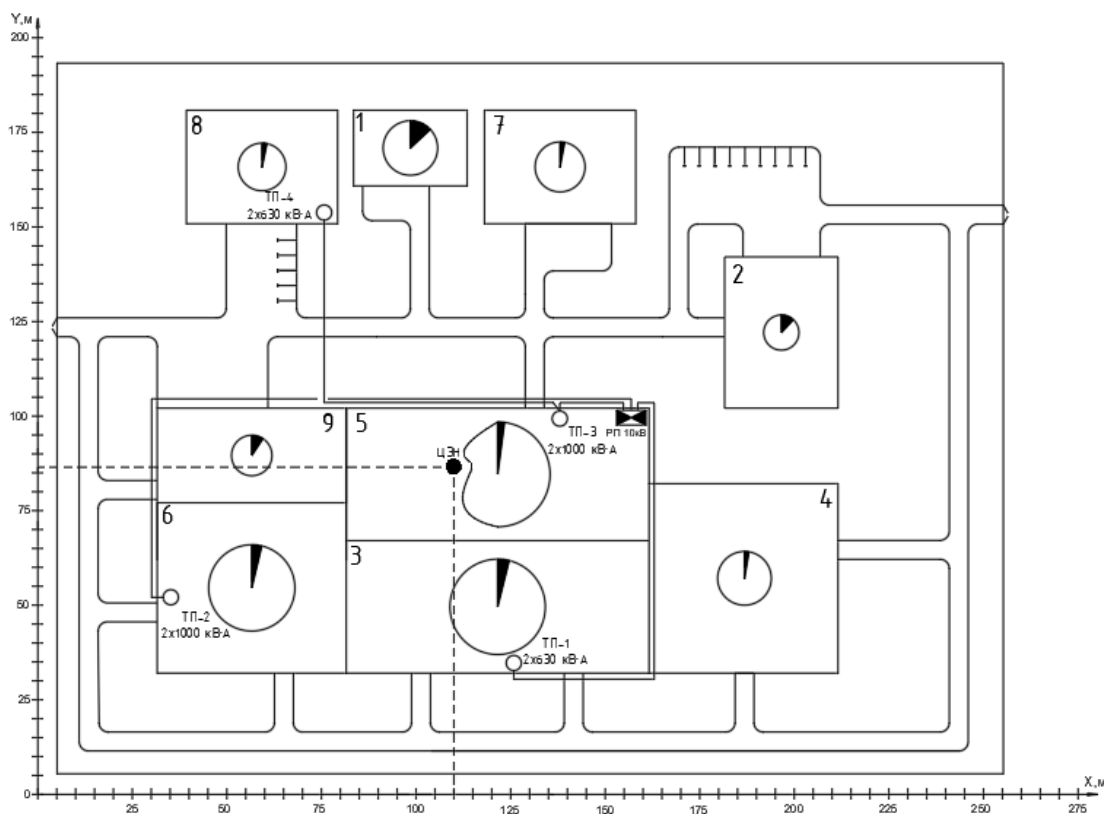


Рисунок 7.3 – Схема электроснабжения на генплане завода 2-го варианта

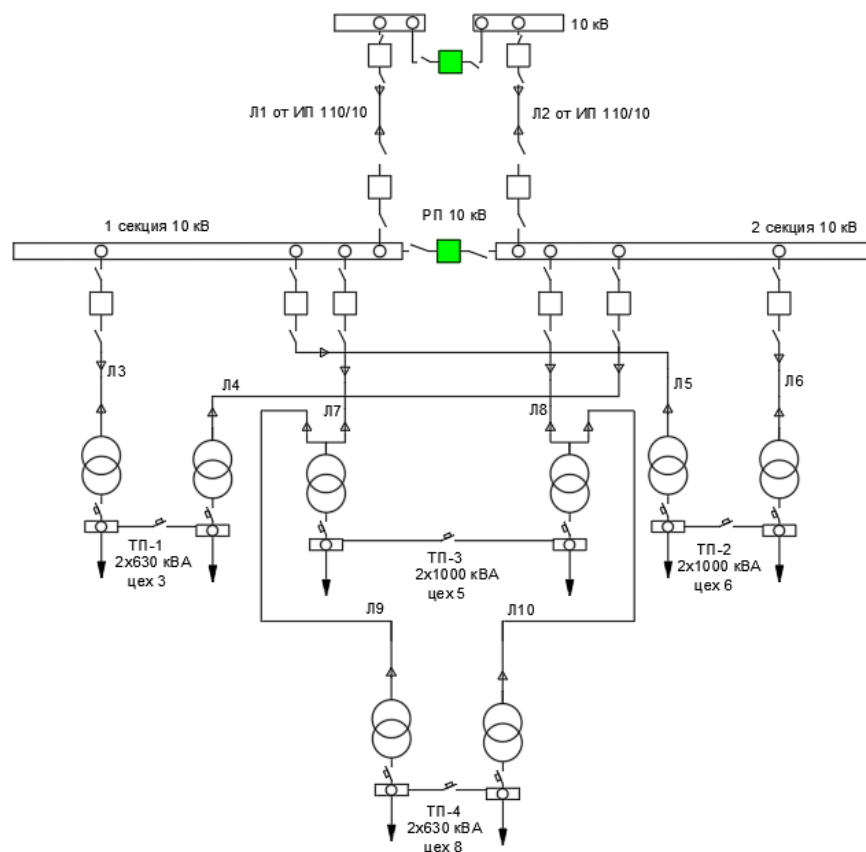


Рисунок 7.4 – Схема электрических соединений на напряжении 10 кВ  
2-го варианта

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
3	Кузнечно-прессовый цех	2	630	ТП1	Т1,Т2
6	Сборочный цех	2	1000	ТП2	Т3, Т4
5	Гальванический цех	2	1000	ТП3	Т5, Т6
8	Насосная	2	630	ТП4	Т7, Т8

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:



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

где  $K_{\text{КУ}i}$  – 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:

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

где  $I_a$  – амортизационные отчисления, руб.;

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

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

Амортизационные отчисления определяются по следующему выражению:

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

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:

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

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):

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

где  $\tau$  – время максимальных потерь;

$T_{\text{В}}$  – число часов работы трансформаторов в году,  $T_{\text{В}} = 8760$  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:

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

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

$l$  – длина линии, км.

Годовые потери электроэнергии в установках БНК определяются по следующему выражению:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = p_{\text{У}} \cdot Q_{\text{НК}} \cdot T_{\text{Р.К}}, \quad (7.16)$$

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

$T_{\text{Р.К}}$  – число часов работы КУ в год,  $T_{\text{Р.К}} = 5000$  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	$K_{\text{ТП}}$ , тыс. руб.
1	ТМГ33-630/10-У1	2	22,54
2	ТМГ33-1000/10-У1	2	24,2
3	ТМГ33-1000/10-У1	2	24,2
4	ТМГ33-630/10-У1	2	22,54
Суммарное значение		8	186,96

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  $K_{\text{р}} = 1$ . Тогда расчетные активные и реактивные нагрузки кабельных линий будут определяться следующими выражениями:

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

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

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

Используя значения  $P_{\text{см}}$ ,  $Q_{\text{см}}$ ,  $P_{\text{ро}}$  и  $Q_{\text{ро}}$  из таблицы 4.5, а значения  $\Delta P_{\text{т}}$ ,  $\Delta Q_{\text{т}}$  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	955,3	600,22	39,3	17,42	8,26	45,29
2	881,4	837,44	24,14	7,97	9,24	52,20
3	1389,3	975,67	39,61	13,07	11,82	67,07
4	785	616,83	60,62	20	7,26	39,64
Сумма	4011	3030,16	163,67	58,46	36,59	204,20

На основании данных, приведенных в таблице 7.3, 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:

$$P_p = (0,95 \cdot 4011 + 163,67 + 36,59) \cdot 0,6 = 2406,43 \text{ кВт};$$

$$Q_p = (0,95 \cdot 3030,16 + 58,46 + 204,2) \cdot 0,6 = 1884,79 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{2406,43^2 + 1884,79^2} = 3056,68 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

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	800	2406,43	1884,79	3056,68
Л3, Л4	РП 1с, РП 2с	ТП3	30	1717,32	1309,96	2159,90
Л5, Л6	ТП3	ТП4	110	852,88	676,47	1088,58
Л7, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП1	140	1516,5	1295,37	1994,43
Л9, Л10	ТП1	ТП2	120	914,78	897,61	1281,61
Вариант 2						
Л1, Л2	п/ст	РП 1с, РП 2с	800	2406,43	1884,79	3056,68
Л3, Л4	РП 1с, РП 2с	ТП1	140	601,72	397,76	721,3
Л5, Л6	РП 1с, РП 2с	ТП2	190	914,78	897,61	1281,61
Л7, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП3	30	1717,32	1309,96	2159,90
Л9, Л10	ТП3	ТП4	110	852,88	676,47	1088,58

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):

$$F_3 = \frac{I_{рл}}{j_3}, \quad (7.19)$$

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

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

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

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

где  $S_{рл}$  – 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):

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

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

$S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора;

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

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

где  $S'_{тп}$  - 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:

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

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 (7.24):

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

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

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

$$I_{доп} \geq I_n. \quad (7.25)$$

Приведём пример выбора сечения жил ТП №2 первого варианта. По выражению (7.20) определим расчетный ток линии в нормальном режиме.

$$I_{рл} = \frac{1281,61}{\sqrt{3} \cdot 10} = 74 \text{ А.}$$

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

$$F_{э} = \frac{74}{1,7} = 103,8 \text{ мм}^2.$$

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	$S_{рл}$ , кВ·А	$I_{рл}$ , А	$F_{э}$	$F_{пр}$	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5	6
Вариант 1					
Л1, Л2	3056,68	176,48	103,8	95	АПвБП 3х95-15
Л3, Л4	2159,90	124,70	73,35	70	АПвП 3х70-15
Л5, Л6	1088,58	62,85	36,97	35	АПвП 3х35-15
Л7, Л8	1994,43	115,15	67,73	70	АПвП 3х70-15
Л9, Л10	1281,61	73,99	43,53	50	АПвП 3х50-15
Вариант 2					
Л1, Л2	3056,68	176,48	103,8	95	АПвБП 3х95-15
Л3, Л4	721,3	41,64	24,5	35	АПвП 3х35-15
Л5, Л6	1281,61	73,99	43,53	35	АПвП 3х35-15
Л7, Л8	2159,90	124,70	73,35	70	АПвП 3х70-15
Л9, Л10	1088,58	62,85	36,97	35	АПвП 3х35-15

Нагрузки линий в нормальном и послеаварийном режиме сведем 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	3056,68	176,48	5094,47	294,13
Л3, Л4	2159,90	124,70	3599,83	207,84
Л5, Л6	1088,58	62,85	1814,30	104,75
Л7, Л8	1994,43	115,15	3324,05	191,91
Л9, Л10	1281,61	73,99	2136,02	123,32
2-й вариант				
Л1, Л2	3056,68	176,48	5094,47	294,13
Л3, Л4	721,3	41,64	1202,17	69,41
Л5, Л6	1281,61	73,99	2136,02	123,32
Л7, Л8	2159,90	124,70	3599,83	207,84
Л9, Л10	1088,58	62,85	1814,30	104,75

Проверим по допустимому нагреву кабель Л6 от РП до ТП2 марки АПвП 3х50-15 для первого варианта:

$$159 \text{ А} > \frac{104,75}{1 \cdot 1,2} = 87,29 \text{ А}.$$

По условию допустимого нагрева проходит. Выбираем кабель марки АПвП 3х35-15 с  $I_{доп} = 151 \text{ А}$ .

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	176,48	294,13	251,39	95	120	АПвБП 3х120-10	262
Л3, Л4	124,70	207,84	173,20	70	70	АПвП 3х70-10	196
Л5, Л6	62,85	104,75	87,29	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л7, Л8	115,15	191,91	159,93	70	70	АПвП 3х70-10	196
Л9, Л10	73,99	123,32	102,77	50	35	АПвП 3х50-10	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 экономической плотности тока	По току аварийного режима		
Л1, Л2	176,48	294,13	251,39	95	120	АПВБП 3х120-10	262
Л3, Л4	41,64	69,41	57,84	35	35	АПВП 3х35-10	151
Л5, Л6	73,99	123,32	102,77	35	35	АПВП 3х35-10	151
Л7, Л8	124,70	207,84	173,20	70	70	АПВП 3х70-10	196
Л9, Л10	62,85	104,75	87,29	35	35	АПВП 3х35-10	151

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	3056,68	176,48	800	АПВБП 3х120-10	84,4	135,04
Л3, Л4	2159,90	124,70	30	АПВП 3х70-10	46,8	2,81
Л5, Л6	1088,58	62,85	110	АПВП 3х35-10	15,2	3,34
Л7, Л8	1994,43	115,15	140	АПВП 3х70-10	46,8	13,10
Л9, Л10	1281,61	73,99	120	АПВП 3х50-10	30	7,20
Суммарное значение						161,49
Вариант 2						
Л1, Л2	3056,68	176,48	800	АПВБП 3х120-10	84,4	135,04
Л3, Л4	721,3	41,64	140	АПВП 3х35-10	15,2	4,26
Л5, Л6	1281,61	73,99	190	АПВП 3х35-10	15,2	5,78
Л7, Л8	2159,90	124,70	30	АПВП 3х70-10	46,8	2,81
Л9, Л10	1088,58	62,85	110	АПВП 3х35-10	15,2	3,34
Суммарное значение						151,22

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:

$$K_{\text{ПИ1}} = 2 \cdot 22,9 + 20,8 + 4 \cdot 16,8 = 133,8 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПИ2}} = 2 \cdot 22,9 + 20,8 + 6 \cdot 16,8 = 167,4 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$K_1 = 186,96 + 161,49 + 133,8 = 482,25 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_2 = 186,96 + 151,22 + 167,4 = 505,58 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$I_{\text{а1}} = \frac{4,40}{100} \cdot (186,96 + 133,8) + \frac{5,00}{100} \cdot 161,49 = 22,19 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{а2}} = \frac{4,40}{100} \cdot (186,96 + 167,4) + \frac{5,00}{100} \cdot 151,22 = 23,15 \text{ тыс. руб.};$$

Эксплуатационные расходы на электрооборудование составят:

$$I_{\text{экс1}} = \frac{3,00}{100} \cdot (186,96 + 133,8) + \frac{2,00}{100} \cdot 161,49 = 12,85 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = \frac{3,00}{100} \cdot (186,96 + 167,4) + \frac{2,00}{100} \cdot 151,22 = 13,66 \text{ тыс. руб.};$$

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	2	945,13	27144,58
2	ТМГ33-1000/10-У1	2	1238,8	17402,72
3	ТМГ33-1000/10-У1	2	1440,6	18288,06
4	ТМГ33-630/10-У1	2	873,95	26318,55
Суммарные потери активной э/э в трансформаторах				89153,91

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	176,48	800	АПвБП 3х120-10	0,325	140230,35
Л3, Л4	124,70	30	АПвП 3х70-10	0,568	4588,60
Л5, Л6	62,85	110	АПвП 3х35-10	1,113	8374,83
Л7, Л8	115,15	140	АПвП 3х70-10	0,568	18259,21
Л9, Л10	73,99	120	АПвП 3х50-10	0,822	9351,40
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					180804,39
Вариант 2					
Л1, Л2	176,48	800	АПвБП 3х120-10	0,325	140230,35
Л3, Л4	41,64	140	АПвП 3х35-10	1,113	4678,67
Л5, Л6	73,99	190	АПвП 3х35-10	1,113	20048,07
Л7, Л8	124,70	30	АПвП 3х70-10	0,568	4588,60
Л9, Л10	62,85	110	АПвП 3х35-10	1,113	8374,83
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					177920,51

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

$$\Delta W_1 = 180804,39 + 89153,91 = 269958,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 177920,51 + 89153,91 = 267074,42 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Средний тариф в соответствии с (6.11) составит:

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{30,08196 \cdot 12}{4500} + 0,25439 = 0,335 \text{ руб. / кВт}\cdot\text{ч}.$$

Тогда стоимость годовых потерь электроэнергии по (7.10) составит:

$$I_{\text{пот1}} = 0,335 \cdot 269958,3 = 90,33 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{пот2}} = 0,335 \cdot 267074,42 = 89,37 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$I_1 = 22,19 + 12,85 + 90,33 = 125,37 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_2 = 23,15 + 13,66 + 89,37 = 126,18 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_1 = 0,10 \cdot 482,25 + 125,37 = 173,6 \text{ тыс. руб.};$$

$$Z_2 = 0,10 \cdot 505,58 + 126,18 = 176,74 \text{ тыс. руб.}$$

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	
		выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}$	$I_{\text{ра}} = 294,13 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$

Таблица 8.2 – Выбор секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630У3
$U_{\text{НОМ}} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_p$	$I_p = 176,48 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$

Таблица 8.3 – Выбор линейных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатели ВВ/TEL-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630 У3
$U_{\text{НОМ}} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_p$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ра}}$	$I_{\text{ра}} = 115,15 \text{ А} - \text{ОЛ к ТП1}$ $I_{\text{ра}} = 124,7 \text{ А} - \text{ОЛ к ТП3}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$

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 У3.

### 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:

$$U_{\text{НОМ1Т}} \geq U_{\text{НОМ}}, \quad (8.4)$$

где  $U_{\text{НОМ1Т}}$  – 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 (PX, TPX).

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

7. По вторичной нагрузке трансформатора:

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

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{\text{р}} \geq 0,25 \cdot S_{\text{ном2}} , \quad (8.10)$$

где  $S_{\text{ном2}}$  – 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:

$$S_p = r_{\text{приб}} + I_{\text{ном2}}^2 \cdot (r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}), \quad (8.11)$$

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

$r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов, принимаем  $r_{\text{к}} = 0,1$  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:

$$0,25 \cdot S_{\text{ном2}} = 0,25 \cdot 5 = 1,25 \text{ В·А,}$$

$$5 \geq 4 \geq 1,25 \text{ В·А.}$$

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 10P				
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 10P				
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 10P				
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	МР30 МР3011	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 / ТПЛ-10-400/5/5/5 0,5FSFS/0,5FS5/10P10 5/5/10 В·А У3	КСО секц. / ТПЛ-10-200/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л3,Л4 ТПЛ-10-300/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3	КСО Л7,Л8 ТПЛ-10-200/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А У3
$U_{ном1T} \geq U_{ном}$	10 кВ > 10 кВ	10 кВ > 10 кВ	10 кВ > 10 кВ	10 кВ > 10 кВ
$I_{ном1} \geq I_p$	400 А > 176,48 А	200 А > 176,48 А	300 А > 124,7 А	200 А > 115,15 А
$I_{ном1} \geq I_{pa}$	400 А > 294,13 А	-	300 А > 207,84 А	200 А > 191,91 А
$S_{ном2} \geq S_p$ $S_{ном2} \geq S_p \geq 0,25 \cdot S_{ном2}$	5 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А 5 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А 10 В·А ≥ 3,5 В·А	5 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А 10 В·А ≥ 3,5 В·А	5 В·А ≥ 3,5 ≥ 1,25 В·А 10 В·А ≥ 3,5 В·А	5 В·А ≥ 4 ≥ 1,25 В·А 10 В·А ≥ 3,5 В·А
$K_{без.пр} \geq K_{без.тт}$	10 ≥ 5	10 ≥ 5	10 ≥ 5	10 ≥ 5
$K_{пк.ном}$	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):

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

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.

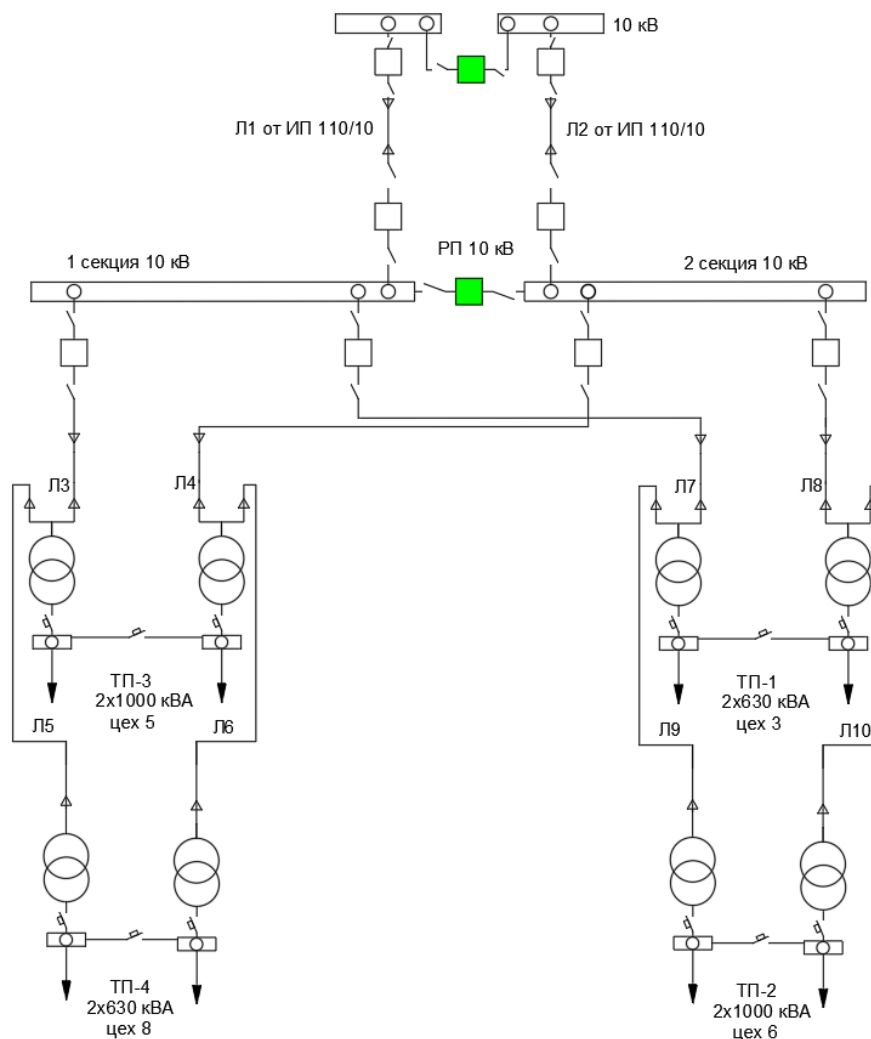


Рисунок 9.1 – Расчетная схема системы электроснабжения завода

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 0,8 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 – 2900 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 – 2100 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:

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

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

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

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:

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

где  $r_{\varnothing}$  и  $x_{\varnothing}$  – 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:

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

где  $r_{\varnothing}$  и  $x_{\varnothing}$  – 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 1с, РП 2с	0,8	0,325	0,089	0,26	0,07
Л3, Л4	РП 1с, РП 2с	ТП3	0,03	0,568	0,098	0,02	0,01
Л5, Л6	ТП3	ТП4	0,11	1,113	0,109	0,12	0,01
Л7, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП1	0,14	0,568	0,098	0,08	0,01
Л9, Л10	ТП1	ТП2	0,12	0,822	0,104	0,10	0,01

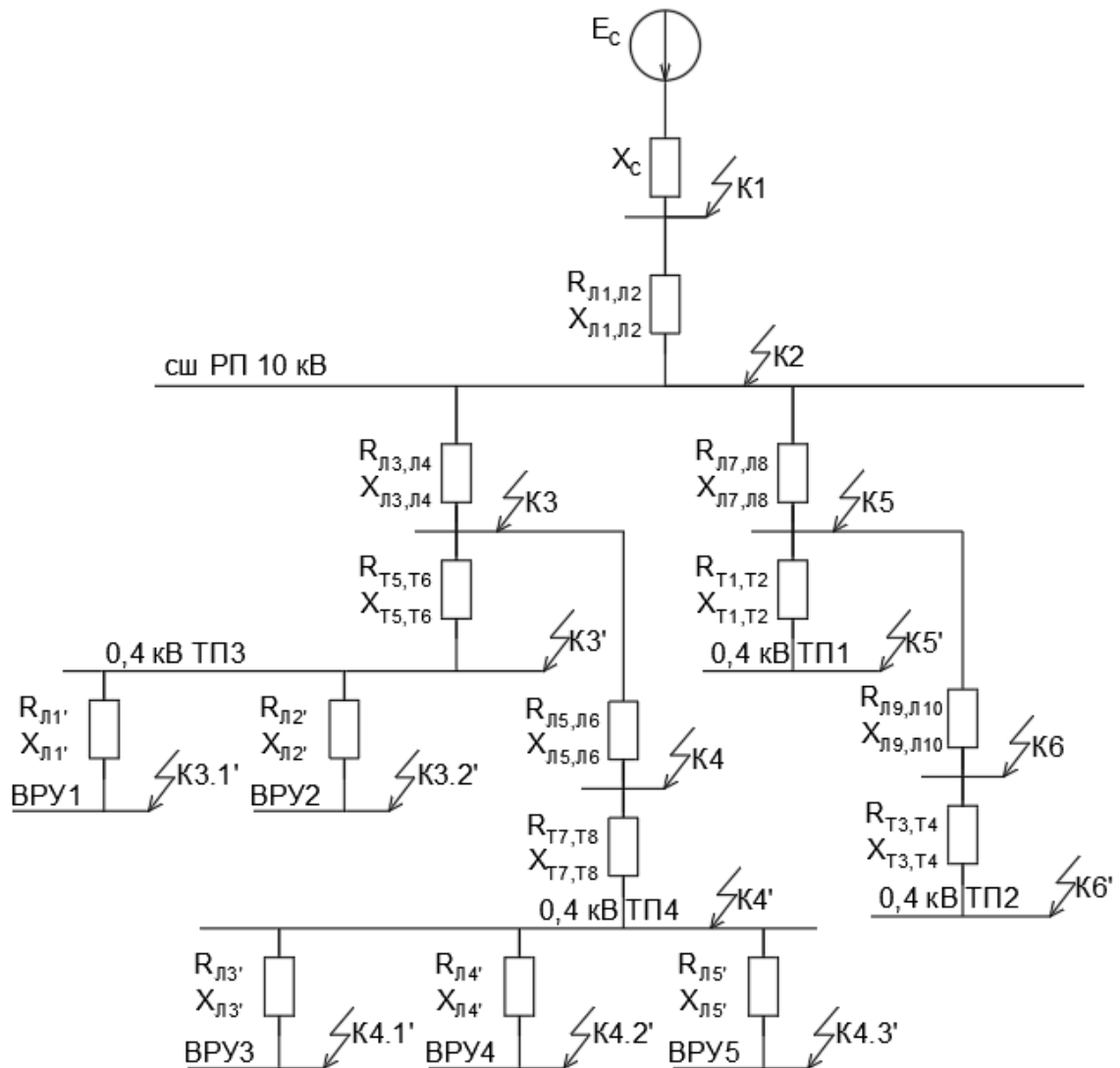


Рисунок 9.2 – Эквивалентная схема замещения системы электроснабжения завода для расчета токов КЗ

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

Сопротивление системы в режиме с максимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$x_{c \text{ макс}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,9} = 2,09 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы в режиме с минимальным ожидаемым током КЗ составит:

$$x_{c \text{ мин}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,1 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}} = 2,5 \text{ Ом.}$$

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

$$I_{K2. \text{ макс } - C}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,26)^2 + (0,07 + 2,09)^2}} = 2,79 \text{ кА.}$$

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

$$I_{K2. \text{ мин } - C}^{(2)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,26)^2 + (0,07 + 2,5)^2}} = 2,35 \text{ кА.}$$

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

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,79 = 2,42 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяется по следующему выражению:

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

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 аperiodической 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:

$$T_a = \frac{(0,07 + 2,09)}{314 \cdot 0,26} = 0,0265 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + 2,72^{\frac{-0,01}{0,0265}} = 1,686;$$

$$i_{y,к2\_с} = \sqrt{2} \cdot 2,79 \cdot 1,686 = 6,65 \text{ кА.}$$

Произведем дальнейший расчет для точки КЗ:

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

$$I_{КЗ.макс}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,26 + 0,02)^2 + (0,07 + 2,09 + 0,01)^2}} = 2,77 \text{ кА.}$$

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

$$I_{КЗ.мин}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,26 + 0,02)^2 + (0,07 + 2,5 + 0,01)^2}} = 2,33 \text{ кА.}$$

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

$$I_{кз.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,77 = 2,39 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей, ударный коэффициент и ударный ток КЗ для точки К3 по выражениям (9.7...9.9) составят:

$$T_a = \frac{(0,07 + 2,09 + 0,01)}{314 \cdot (0,26 + 0,02)} = 0,025 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + 2,72^{\frac{-0,01}{0,025}} = 1,67;$$

$$i_{y,К3} = \sqrt{2} \cdot 2,77 \cdot 1,67 = 6,54 \text{ кА}.$$

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		
		$I_{к макс}^{(3)}$	$i_y$	$I_{к мин}^{(2)}$
К1	Шины 10 кВ подстанции	2,9	7,1	2,1
К2	Шины РП	2,79	6,65	2,35
К3	Выводы 10 кВ тр-ра ТП3	2,77	6,54	2,33
К4	Выводы 10 кВ тр-ра ТП4	2,74	6,47	2,3
К5	Выводы 10 кВ тр-ра ТП1	2,78	6,5	2,31
К6	Выводы 10 кВ тр-ра ТП2	2,72	6,43	2,28

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ. Найдем величину тока КЗ на шинах до 1 кВ трансформатора ТП4.

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

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

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

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

$K_m$  – коэффициент трансформации трансформатора;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, мОм;

$Z_k$  – 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:

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

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:

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

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:

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

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:

$$Z_{макс} = \left( \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,79 \cdot \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2} \cdot 10^3 \right) j + 2,47 + 13,74 j + 15 = 17,47 + 16,9 j \text{ Ом.}$$

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

$$Z_{мин} = \left( \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,35 \cdot \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2} \cdot 10^3 \right) j + 2,47 + 13,74 j + 15 + 5 = 22,47 + 23,44 j \text{ Ом.}$$

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	9,54	13,5	6,62	–
К4'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП4	9,61	13,59	6,69	–
К5'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП1	9,54	13,5	6,62	–
К6'	Выводы 0,4 кВ тр-ра ТП2	9,62	13,6	6,71	–
КЗ.1'	Ввод 0,4 кВ ВРУ1	9,39	13,27	–	5,44
КЗ.2'	Ввод 0,4 кВ ВРУ2	9,46	13,37	–	5,47
К4.1'	Ввод 0,4 кВ ВРУ3	9,44	13,35	–	5,46
К4.2'	Ввод 0,4 кВ ВРУ4	9,46	13,37	–	5,47
К4.3'	Ввод 0,4 кВ ВРУ5	9,41	13,31	–	5,45

## 10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЧЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ

В данном разделе рассмотрим защиту отходящей линии 10 кВ Л7 (от РП к ТП1). 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:

$$I_{сз}^I = \max \{I_{сз1}^I; I_{сз2}^I\}. \quad (10.4)$$

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

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

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:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{n_{тт}}, \quad (10.6)$$

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

$n_{тт}$  – 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:

$$I_{сз1}^I \geq 1,15 \cdot 381,6 = 438,8 \text{ А.}$$

По второму условию отстройки отсечки:

$$I_{сз2}^I \geq 7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254,6 \text{ А.}$$

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

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

Найдём коэффициент чувствительности по формуле (10.5):

$$K_{\psi} = \frac{6620}{440} = 15,05$$

Так как  $15,05 > 1,3$ , то токовая отсечка эффективна.

Ток срабатывания реле отсечки:

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

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:

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

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

$$I_{к. \min . нн}^{(2)} = 6620 \cdot \frac{0,4}{10} = 264,8 \text{ A.}$$

Ток срабатывания второй ступени равен:

$$I_{сз}^{II} = \frac{1}{1,3} \cdot 264,8 = 203,7 \text{ A.}$$

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  $I_{ра} = 115,15$  А.

Чувствительность МТЗ определяется по формуле:

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

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:

$$I_{к.мин.нн}^{(2)} = 6620 \cdot \frac{0,4}{10} = 264,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ найдём по формуле (10.8):

$$I_{сз}^{III} \geq \frac{1,15 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 115,15 = 179,8 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ принимаем равным 180 А.

$$K_{ч} = \frac{264,8}{179,8} = 1,501.$$

Так как  $1,501 > 1,5$ , МТЗ эффективна.

Ток срабатывания реле МТЗ находим по формуле (10.6):

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 180 \cdot 5}{150} = 6 \text{ А.}$$

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 ТП1), 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:

$$I'_{сз.МТЗ} = 180 \cdot 25 = 4500 \text{ А};$$

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

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

Карта селективности защит ТП примет следующий вид:

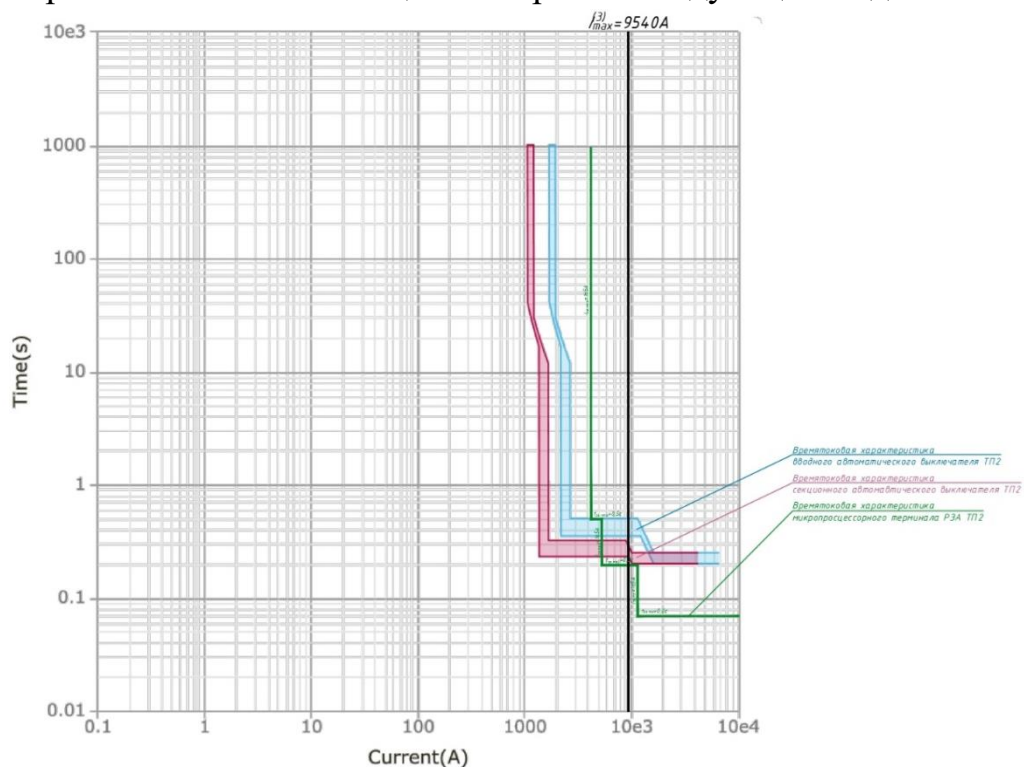


Рисунок 10.1 – Карта селективности защит ТП1 до графической отстройки защит

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 ТП1 после графической отстройки примет следующий вид:

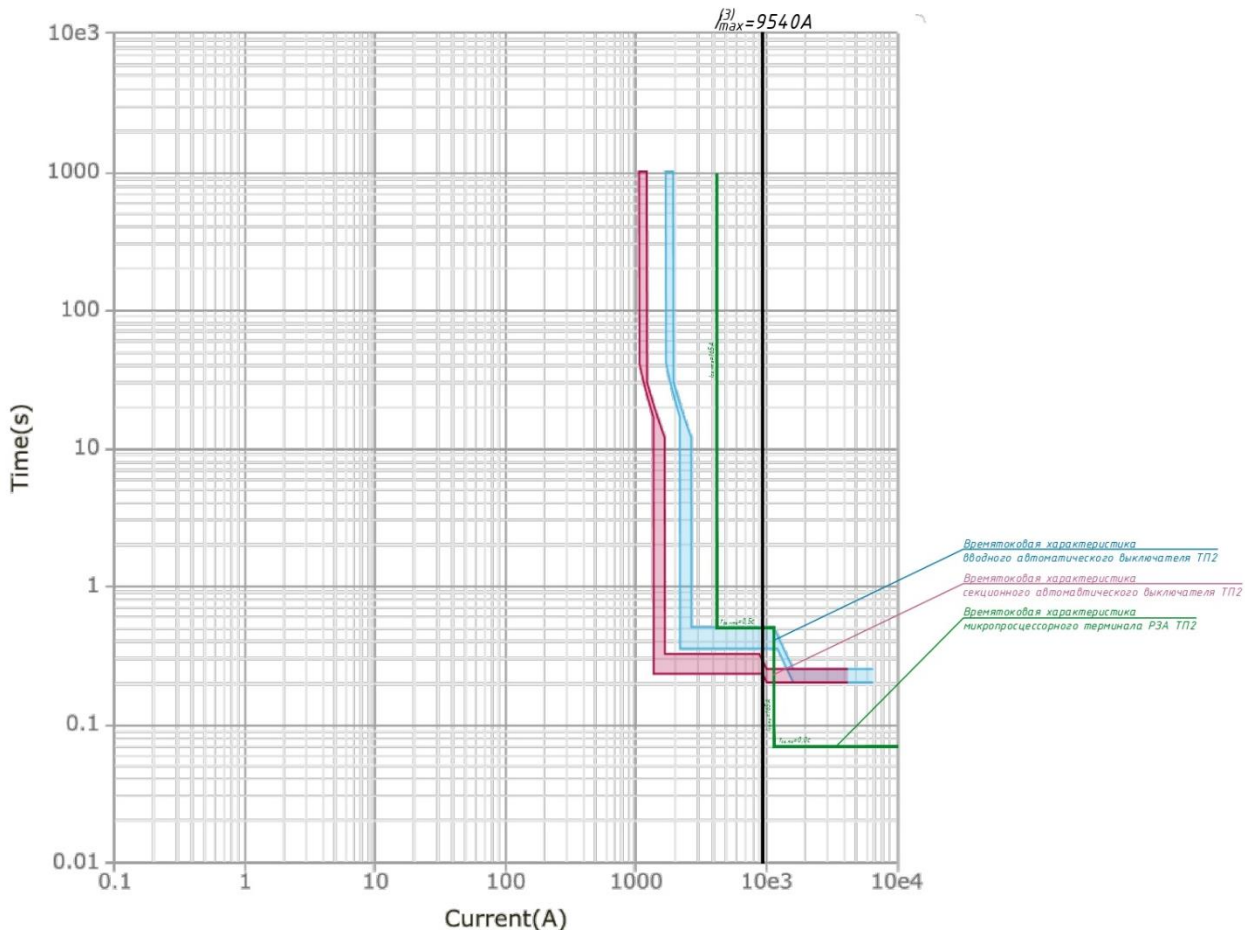


Рисунок 10.2 – Карта селективности защит ТП1 после графической отстройки защит

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:

$$I_{c3} \geq k_H \cdot I_{ск}, \quad (10.12)$$

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

$I_{ск}$  – 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  $l = 0,14$  км.

Для кабельной линии АПвП 3х70-10 по техническим характеристикам кабеля принимаем  $I_{co} = 1,25$  А/км.

$$I_{ск} = 0,14 \cdot 1,25 = 0,175 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты находим по формуле (10.11):

$$I_{c3} = 1,5 \cdot 0,175 = 0,263 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{c3}$  равным 0,3 для отстройки от тока небаланса ТТНП.

Вторичный ток защиты от ОЗЗ находим по формуле:

$$I_{c32} = \frac{I_{c3}}{n_{m.o}}. \quad (10.14)$$

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.

$$I_{c32} = \frac{0,263 \cdot 1}{25} = 0,01 \text{ А.}$$

Примем выдержку времени срабатывания ТЗНП  $t_{c3} = 7$  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  $I_{сз}^{III} = 180$  А.

Тогда по формуле (10.17):

$$I_{сз} = 180 \text{ А.}$$

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  $I_{сз}^{III} = 180$  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 ступенью 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 Л3.

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

$$6,6 \text{ кА} \geq \frac{2,77}{1,296} = 2,14 \text{ кА}.$$

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, км	$t_{\text{рза}}, \text{с}$	$K$	$I_{\text{лс}}, \text{кА}$	$\frac{I_{\text{н0}}}{K}, \text{кА}$	$F_{\text{пр}}, \text{мм}^2$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Л1, Л2	п/ст	РП 1с, РП 2с	0,8	1,4	0,818	11,3	3,55	120	262
Л3, Л4	РП 1с, РП 2с	ТП3	0,03	0,5	1,296	6,6	2,14	70	196
Л5, Л6	ТП3	ТП4	0,11	0,5	1,296	3,3	2,11	35	151
Л7, Л8	РП 1с, РП 2с	ТП1	0,14	0,5	1,296	6,6	2,15	70	196
Л9, Л10	ТП1	ТП2	0,12	0,5	1,296	4,7	2,1	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 Л3:

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,77 = 2,4 \text{ кА},$$

$$F_3 = \frac{2,4}{0,203 \cdot 1,296} = 9,1 \text{ мм}^2.$$

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	2,9	2,51	1,4	0,818	15,12	16	АПВБП 3х120/16-10
Л3, Л4	2,77	2,4	0,5	1,296	9,12	16	АПВП 3х70/16-10
Л5, Л6	2,74	2,37	0,5	1,296	9,02	16	АПВП 3х35/16-10
Л7, Л8	2,78	2,41	0,5	1,296	9,15	16	АПВП 3х70/16-10
Л9, Л10	2,72	2,36	0,5	1,296	8,95	16	АПВП 3х50/16-10

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
Ремонтно-механический цех	Ш	5,44	0,1	3,3	АПВВБ 5×95-1
Складской корпус	Ш	5,47	0,1	3,3	ПВВГ 5×240-1
Административный корпус	Ш	5,46	0,1	3,3	ПВВГ 5×185-1
Компрессорная	Ш	5,47	0,1	3,3	АПВВГ 5×240-1
Механический цех	П	5,45	0,1	3,3	2хАПВВБ 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):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ра}}. \quad (11.6)$$

Расчетный длительный ток, протекающий по шинам в нормальном режиме,  $I_p = 176,48$  А (на основании таблицы 7.7 пояснительной записки).

Ток в аварийном режиме:  $I_{\text{ра}} = 294,13$  А.

Согласно условию (9.5) необходимо выбрать шины с  $I_{\text{доп}} \geq 294,13$  А. По таблице ПЗ.25, [2] принимаем алюминиевые шины прямоугольного сечения однополосные марки АДО-30х4 с  $I_{\text{доп}} = 370$  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,

$$I_{\text{доп}} = 0,95 \cdot 370 = 351,5 \text{ А.}$$

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимально допустимого сечения определяется по следующему выражению:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (11.7)$$

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:

$$B_{\text{к}} = (I_{\text{к.макс}}^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{РЗА}} + t_{\text{собр}} + T_{\text{а}}). \quad (11.8)$$

Тепловой импульс от тока КЗ на шинах РП, по формуле (11.8) составит:

$$B_{\text{к}} = 2,79^2 \cdot (1,1 + 0,075 + 0,02) = 9,3 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимально допустимое сечение шин по условию термической стойкости, согласно выражению (11.7) составит:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{9,3 \cdot 10^6}}{91} = 33,5 \text{ мм}^2.$$

Поскольку  $30 \times 4 = 120 \text{ мм}^2 > 33,5 \text{ мм}^2$ , выбранные шины термически устойчивы.

Проверка шин на электродинамическую стойкость выполняется путем сравнения механического напряжения в материале шины  $\sigma_{\text{расч}}$  с допустимым значением  $\sigma_{\text{доп}}$  определяется по следующему выражению:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}. \quad (11.9)$$

Механическое напряжение, возникающее в материале шины под действием изгибающего момента, вызванного током КЗ, определяется по формуле (11.10):

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (11.10)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ на шинах РП,  $i_y = 6,65$  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:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{(6,65 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,8^2}{0,25 \cdot 0,6} \cdot 10^{-8} = 1,88 \text{ МПа}.$$

Для алюминиевых шин марки АДО допустимое значение механического напряжения  $\sigma_{\text{доп}} = 49$  МПа, согласно [2, ПЗ.26]. Поскольку  $49 \text{ МПа} > 1,88 \text{ МПа}$ , 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	
		выключатели ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630У3
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,65 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 2,79 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 2,79^2 \cdot (1,1 + 0,075 + 0,02) = 9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,79 = 50,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–

Таблица 11.5 – Выбор секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатель ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630У3
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,65 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 2,79 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 2,79^2 \cdot (1,1 + 0,075 + 0,02) = 9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,79 = 50,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–

Таблица 11.6 – Выбор линейных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		выключатели ВВ/ТЕЛ-10-12,5/630У2	разъединители РВЗ-10/630 У3
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 6,65 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 2,79 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 2,79^2 \cdot (0,5 + 0,075 + 0,02) = 4,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{т}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,79 = 50,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{отк}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12 = 227,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–

### 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 / ТПЛ-10-400/5/5/5 0,5FSFS5/0,5FS5/10P10 5/5/10 В·А УЗ	КСО секц. / ТПЛ-10-200/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А УЗ	КСО ЛЗ,Л4 ТПЛ-10-300/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А УЗ	КСО Л7,Л8 ТПЛ-10-200/5/5 0,5FS5/10P10 5/10 В·А УЗ
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	19,8 кА > 6,65 кА	12,7 кА > 6,65 кА	19,1 кА > 6,65 кА	12,7 кА > 6,65 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

### 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).

$$I_{\text{к мин}} \geq 3 \cdot I_{\text{уст.р}}, \quad (11.17)$$

где  $I_{\text{к мин}}$  – минимальный возможный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка, А.

Проверка отключающей способности автоматического выключателя производится в соответствии с условием (11.18):

$$I_{\text{пр.а}} \geq I_{\text{к макс}}^{(3)}, \quad (11.18)$$

где  $I_{\text{пр.а}}$  – 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 быстродействия 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 быстродействия 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 ТП1:

$$35 \geq 13,5 \text{ кА};$$

$$6620 \geq 3 \cdot 1280 \text{ А};$$

$$6620 \geq 3840 \text{ А};$$

$$6620 \geq 1,25 \cdot 1280 \text{ А};$$

$$6620 \geq 1600 \text{ А}.$$

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	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	3840	1600	6,62
Шины ТП2	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	6375	2650	6,69
Шины ТП3	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	6375	2650	6,62
Шины ТП4	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	3840	1600	6,71
Шины ВРУ1	SystemePact ССВ	Micrologic 6.0 А	675	281,3	5,44
Шины ВРУ2	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1701	708,8	5,47
Шины ВРУ3	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1512	630	5,46
Шины ВРУ4	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	1200	500	5,47
Шины ВРУ5	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	960	400	5,45

\* – 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	$I_{пр.а}$ , Ка	$I_{к макс}^{(3)}$ , кА
Шины ТП1	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,54
Шины ТП2	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	35	9,62
Шины ТП3	SystemePact ACB2	Micrologic 6.0 А	35	9,54
Шины ТП4	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,61
Шины ВРУ1	SystemePact ССВ	Micrologic 6.0 А	35	9,39
Шины ВРУ2	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,46
Шины ВРУ3	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,44
Шины ВРУ4	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,46
Шины ВРУ5	SystemePact ACB1	Micrologic 6.0 А	35	9,41

## 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 предприятием 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 блока цехов машиностроительного завода

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 машиностроительного 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.

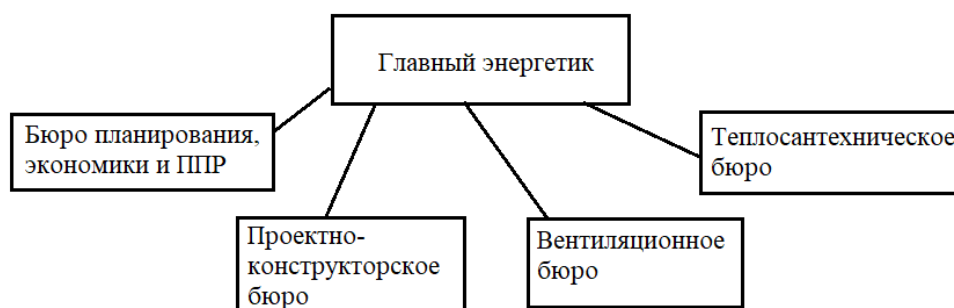


Рис.13.1 – Схема организационной структуры ОГЭ

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:

$$S_{\text{ТР}} = 4 \cdot 630 + 4 \cdot 1000 = 6520 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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;  $\Delta W = 267074,42 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  (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:

$$W_{\text{СИЛ}} = 0,65 \cdot 4011 \cdot 4500 = 11732175 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{\text{ОСВ}} = 163,67 \cdot 2250 = 368257,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 267074,42 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Следовательно, годовое потребление электроэнергии:

$$W = 11732175 + 368257,5 + 267074,42 = 12367506,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

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.

$$P_{MAX} = \frac{12367506,9}{4500} = 2748,34 \text{ кВт.}$$

Стоимость основных средств примем равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{OC} = K = 482,25 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования были определены ранее:

$$I_{ам} = 22,19 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{экс} = 12,85 \text{ тыс.руб.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{ср} = 0,335 \text{ руб / кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовая плата за потребляемую предприятием электроэнергию определяется по двухставочному тарифу согласно следующему выражению:

$$\Pi_{эл} = a \cdot P_{MAX} + b \cdot W; \quad (13.5)$$

$$\Pi_{эл} = 30,08196 \cdot 12 \cdot 2748,34 + 0,25439 \cdot 12367506,9 = 4138,276 \text{ тыс. руб.}$$

В том числе стоимость потерь электроэнергии (пункт 7 пояснительной записки):

$$I_{пот} = 90,33 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость полезного кВт\cdotч электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$C_{пол} = \frac{\Pi_{эл} + I_{ам} + 1,1 \cdot I_{экс}}{W_{пол}}, \quad (13.6)$$

где  $W_{пол}$  - полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт\cdotч, определяется по формуле (13.7):

$$W_{пол} = W - \Delta W; \quad (13.7)$$

$$W_{пол} = 12367506,9 - 267074,42 = 12100432,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

По формуле (12.6) стоимость полезного кВт\cdotч электроэнергии составит:

$$C_{пол} = \frac{(4138,276 + 22,19 + 1,1 \cdot 12,85) \cdot 10^3}{12100432,5} = 0,345 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте 7 пояснительной записки:

$$Z = 173,6 \text{ тыс. руб.}$$



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	6,52
Максимальная потребляемая мощность	$P_{\text{max}}$	кВт	2748,34
Время использования максимума нагрузки	$T_{\text{max}}$	ч/год	4500
Годовое потребление электроэнергии	$W$	тыс. кВт·ч	12367,51
Потери электроэнергии	$\Delta W$	тыс. кВт·ч	267,074
Стоимость основных средств	$K_{\text{ос}}$	тыс. руб.	482,25
Средний тариф на электроэнергию	$\beta_{\text{ср}}$	руб./кВт·ч	0,335
Стоимость потребляемой электроэнергии	$\Pi_{\text{эл}}$	тыс. руб.	4138,276
Стоимость потерь электроэнергии	$I_{\text{пот}}$	тыс. руб.	90,33
Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{\text{пол}}$	руб./кВт·ч	0,345
Приведенные затраты принятого варианта	$Z$	тыс. руб.	173,6

## 14 ОХРАНА ТРУДА

### 13.1 Меры безопасности при эксплуатации кабельных линий (КЛ) электропередачи

#### Земляные работы

При проведении земляных работ на трассах кабельных сетей необходимо соблюдать требования нормативных правовых актов и технических нормативных правовых актов. Руководитель работ должен назначаться при:

- работах на КЛ в охранных зонах расположения инженерных коммуникаций и интенсивного движения транспортных средств;
- перекладывании кабелей, находящихся под напряжением;
- выполнении работ в подземных кабельных сооружениях;
- разрезании кабелей и вскрытии соединительных муфт.

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабелей, кабелей связи, газопроводов и др.) могут быть начаты только после получения письменного разрешения руководителей этих организаций, местного исполнительного комитета и владельцев коммуникаций. К разрешению прикладывают план (схему) с указанием размещения и глубины заложения коммуникаций. Месторасположение подземных коммуникаций обозначают соответствующими знаками или надписями на плане (схеме) и на месте выполнения работ.

При обнаружении кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, не отмеченных на планах кабелей, а также боеприпасов и других предметов земляные работы следует прекратить до выяснения принадлежности обнаруженных сооружений и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается применение машин и механизмов ударного действия ближе 5 м от трассы кабелей, а землеройных машин - в пределах охранной зоны КЛ.

Применение землеройных машин, пневматических инструментов, ломов и кирок в пределах охранной зоны КЛ допускается только на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 0,4 м. Дальнейшая выемка грунта должна проводиться вручную лопатами.

Перед началом раскопок кабельной линии должно быть проведено контрольное определение глубины залегания КЛ шурфовкой под надзором работников эксплуатирующей организации - владельца КЛ.

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания.

При отогревании мерзлого грунта должны соблюдаться требования технических нормативных правовых актов в области пожарной безопасности.

Раскопанные котлованы, траншеи или ямы должны быть ограждены в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, технических нормативных правовых актов. На ограждениях должны быть предупредительные знаки и надписи. На ограждениях, установленных на проезжей части улиц и дорог, монтируют сигнальное освещение. Для светильников применяют напряжение 12 В и устанавливают их на крайних щитах ограждения.

При рытье траншей в слабом или влажном грунтах и угрозе обвала их стены надежно укрепляют.

В сыпучих грунтах можно выполнять работы без укрепления стен, но с откосами, соответствующими углу естественного откоса грунта. Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в котлованах, траншеях глубиной более 2 м должны проводиться по ПНР. В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м - в насыпных, песчаных и крупнообломочных; 1,25 м - в супесях; 1,5 м - в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах допускается рыть траншеи с вертикальными стенками роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи запрещается. В местах траншеи, в которых необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

Разработка мерзлого грунта (кроме сыпучего) на глубину промерзания допускается без креплений.

Котлованы и траншеи следует разрабатывать с откосами без креплений либо с вертикальными стенками, закрепленными на всю высоту.

Крепление котлованов и траншей глубиной до 3 м, как правило, должно быть инвентарным и выполняться по типовым проектам.

Перемещение, установка и работы строительных машин и автотранспортных средств, размещение оборудования, материалов и тому подобное вблизи котлованов и траншей с неукрепленными откосами разрешается только за пределами призмы обрушения грунта на расстоянии, установленном ПНР, разработанным с учетом требований технических нормативных правовых актов.

### **Подвеска и крепление кабелей и муфт**

Открытые кабели и кабельные муфты, находящиеся под напряжением, должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей.

На короба, закрывающие откопанные кабели, вывешиваются плакаты «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ».

Запрещается использовать для подвешивания кабелей рядом расположенные кабели, трубопроводы и т. п.

Подвешивать кабели следует таким образом, чтобы не происходило их смещение.

### **Разрезание кабеля, вскрытие кабельных муфт**

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт необходимо убедиться в правильности выбора подлежащего ремонту кабеля. Кабель должен быть отключен, заземлен с двух сторон.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определять:

- при прокладке кабеля в туннеле, коллекторе, канале и других кабельных сооружениях или по стенам зданий - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам на кабелях и муфтах;
- при прокладке кабеля в земле - сверкой его расположения с чертежами прокладки. Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек пучка кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях при отсутствии видимого повреждения кабеля следует применять кабелеискательный аппарат (приборы для определения мест повреждения кабеля).

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, предназначенного для этой цели. В туннелях, коллекторах, колодцах и других кабельных сооружениях допускается применять приспособление для прокола кабеля при наличии дистанционного управления им. Устройство для прокола кабеля должно обеспечить прокол или разрезание брони и оболочки кабеля до жил с замыканием их между собой и заземлением.

Для заземления устройства для прокола кабеля могут быть использованы заземлитель, погруженный в грунт на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне кабеля следует посредством хомутов, под которыми броня должна быть зачищена.

В тех случаях, если броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

Если в результате повреждения кабеля открыты все токоведущие жилы, допускается проверять отсутствие напряжения непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

При проколе кабеля работники обязаны пользоваться спецодеждой, электроизолирующими перчатками и ботами и средствами защиты лица и глаз. При этом они должны стоять сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

При использовании электроизолирующей штанги со стальной иглой или режущим наконечником необходимо применять специальный защитный экран.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ, один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй наблюдает.

На внутренних кабельных линиях электростанций, котельных, подстанций, цехов, производств и других объектов, где длина и способ прокладки кабелей позволяют по чертежам, биркам или кабелеискательным аппаратом точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается по решению лица, выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, если предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом (устройством) с использованием электроизолирующих перчаток и бот, средств защиты лица и глаз или стоя на электроизолирующем основании.

После предварительного прокола такие же работы на кабеле допускается выполнять без перечисленных дополнительных мер безопасности.

### **Газопламенные работы при монтаже термоусадочных муфт**

Газопламенные работы для подогрева элементов термоусадочных муфт проводятся по наряду с использованием баллонов с пропан-бутаном. К работам допускается персонал, прошедший обучение, проверку знаний по вопросам охраны труда и допущенный к выполнению указанных работ.

Перед началом работ необходимо:

- проверить исправность баллона (отсутствие утечки газа, трещин, изменения формы) и его вентиля, соединительного шланга, горелки;
- защитить баллон с газом от прямого действия солнечных лучей; осмотреть рабочее место, удалить легковоспламеняющиеся материалы;
- проверить по показанию манометра давление газа в баллоне;

- проверить отсутствие утечки газа путем покрытия возможных мест утечки мыльной эмульсией. Не допускается проверка утечки газа при помощи огня;

- проверить наличие на месте работ огнетушителя;
- установить баллон на расстоянии не менее 5 м от рабочего места (котлована, траншеи, монтируемой муфты).

При выполнении газопламенной работы необходимо:

- установить баллон и присоединить редуктор и шланг при закрытом вентиле баллона;

- убедиться в исправности, плотности и прочности мест соединения. Присоединяемые редукторы и шланги должны соответствовать применяемому газу;

- открыть вентиль баллона. Открывать следует медленно и плавно, причем открывающий работник должен находиться в стороне, противоположной направлению струи газа;

- зажечь горелку, подводя к ней огонь, после чего плавно открыть вентиль на одну треть оборота;

- выполнять работу в кабельном туннеле при включенной приточной вентиляции;

- работу в кабельных туннелях, каналах и траншеях выполнять двум работникам, имеющим IV и III группы по электробезопасности, обученным и имеющим право на выполнение огневых работ;

- работать в предохранительных очках и брезентовых рукавицах;

- при обнаружении утечки газа сначала закрыть вентиль баллона, а затем вентиль горелки. Загоревшийся пропан-бутан необходимо тушить углекислотными огнетушителями или струей воды. Малые очаги пожара можно гасить песком или покрывалом из негорючего материала;

- при попадании сжиженного пропан-бутана на кожу работников смыть его водой.

По окончании работы и при перерывах в работе необходимо сначала закрыть вентиль на баллоне, а затем вентиль горелки.

Подтягивание резьбовых соединений при открытом вентиле баллона запрещается.

При перерывах в работе пламя горелки должно быть потушено, а вентили на ней и баллоне плотно закрыты.

К месту работы перемещать газовые баллоны следует на специальных тележках или носилках в горизонтальном положении.

## Прокладка и перекладка кабелей

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры по предотвращению захвата одежды работников его выступающими частями.

До начала работ по перекатке барабана с кабелем необходимо закрепить концы кабеля. Допускается перекатывать барабан с кабелем только на горизонтальной поверхности, по твердому грунту или прочному настилу.

Размещать кабели, пустые барабаны, механические приспособления, устройства и инструменты следует вне призмы обрушения грунта и не ближе одного метра от края траншеи.

При ручной прокладке кабеля число работников должно быть таким, чтобы на каждого приходился участок кабеля массой не более 35 кг для мужчин и 15 кг для женщин, при этом все работники должны находиться по одну сторону кабеля. Необходимо работать в брезентовых рукавицах.

При прокладке кабеля запрещается стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

Запрещается применять трансформаторы напряжением выше 380 В для прогрева кабелей электрическим током перед выполнением работ по их прокладке.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения и заземления кабельной линии.

В случае необходимости допускается перекладывать кабель, находящийся под напряжением, при выполнении следующих требований:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже +5 °С;
- на перекладываемом участке кабеля муфты должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы используются электроизолирующие перчатки, на которые должны быть надеты брезентовые или другие прочные рукавицы для защиты от механических повреждений;
- работа выполняется работниками, имеющими опыт перекладки кабелей, под руководством руководителя работ, имеющего V группу по электробезопасности (в электроустановках напряжением выше 1000 В), и производителя работ, имеющего IV группу по электробезопасности (в электроустановках напряжением до 1000 В).

При перекладке кабеля с передвигающегося транспортера, кабелеукладчика, со специально оборудованной машины или трубоукладчика принимать и укладывать кабель должны не менее двух работников.

Допускается протягивание кабелей через проемы в стенах при условии нахождения работников по обе стороны стены. При протаскивании кабелей через отверстия, междуэтажные перекрытия и трубы необходимо принимать меры безопасности по предотвращению попадания рук работников в проемы или трубы.

Запрещаются подъем, крепление и рихтовка кабеля с массой более 1 кг на 1 м длины с приставных лестниц и лестниц-стремянков.

При протягивании кабеля с помощью лебедок через трубные блоки с промежуточными кабельными колодцами должна быть обеспечена четкая подача команд для работников, находящихся в колодцах или камерах (по телефону, радио или связными рабочими).

Погрузка и разгрузка барабанов с кабелем должны проводиться с применением грузоподъемных машин. Работникам запрещается находиться на пути катящегося барабана.

### **Работы на кабелях в подземных сооружениях**

Осмотр подземных сооружений, не относящихся к числу газоопасных, и работы в них по уборке сооружений, окраске кабелей, ремонту строительной части и т.п. должны проводить не менее двух работников.

На электростанциях и подстанциях осматривать коллекторы и туннели может один работник, имеющий III группу по электробезопасности.

Работы в подземных сооружениях, в которых возможно появление вредных газов, а также осмотр со спуском в них должны проводить по наряду не менее трех работников, из которых двое - страхующие. Производитель работ должен иметь IV группу по электробезопасности. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими устанавливают связь по телефону, условными сигналами и т.п.

В каждом структурном подразделении организации (участке, районе) необходимо иметь утвержденный руководителем организации перечень газоопасных подземных сооружений, с которым должны быть ознакомлены обслуживающие работники.

На плане и схеме должны быть указаны все газоопасные подземные сооружения.

Люки и двери газоопасных сооружений должны надежно запираяться и иметь знаки безопасности в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов.

До начала и во время работы в подземном сооружении должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция и проведен анализ воздуха на содержание кислорода, который должен составлять не менее 20 %.



Естественную вентиляцию создают открытием не менее двух люков с установкой около них специальных козырьков, направляющих воздушные потоки. Перед началом работы продолжительность естественной вентиляции должна составлять не менее 30 мин.

Принудительную вентиляцию обеспечивают вентилятором или компрессором в течение 10-15 мин до полного обмена воздуха в подземном сооружении посредством опускания рукава вниз на расстояние не менее 0,25 м от пола сооружения.

Запрещается применять для вентиляции баллоны со сжатыми газами.

Если естественной или принудительной вентиляцией не обеспечено полное удаление вредных веществ, допускается спуск работников и работа в подземном сооружении только с применением изолирующих средств защиты органов дыхания, в том числе с использованием шлангового противогаса.

Запрещается приступать к работе без проверки подземных сооружений на загазованность. Проверку проводят работники, обученные пользованию приборами. Список таких работников утверждается приказом, распоряжением руководителя организации.

Запрещается проверка отсутствия газов с помощью открытого огня.

Перед началом работы в коллекторах и туннелях, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, последняя должна быть приведена в действие на срок, определенный локальным нормативным правовым актом. Отсутствие газа в этом случае допускается не проверять.

При работе в коллекторах и туннелях должны быть открыты два люка или две двери, между которыми должны находиться работники. У открытого люка должен быть установлен предупреждающий знак безопасности или ограждение.

До начала работы члены бригады должны быть ознакомлены с планом эвакуации из подземного сооружения в случае возникновения повреждения кабелей, пожара и других опасных событий.

При открытии колодцев применяют инструмент, не создающий искрообразования и предотвращающий удар крышки о горловину люка.

Необходимо снимать крышки колодцев с помощью захватов для предотвращения травмирования рук или ног.

В колодце допускается работать одному работнику, имеющему III группу по электробезопасности, с применением ляточного предохранительного пояса и страховочного каната. Другой конец каната обязан держать страхующий работник.

В подземных сооружениях к рабочему месту необходимо следовать по установленным маршрутам, не прикасаясь к кабелям, контактными проводам, корпусам электрооборудования.

При работах в колодцах запрещается разжигать в них паяльные лампы.

При проведении огневых работ в коллекторах, туннелях, кабельных сооружениях порядок проведения работ должен быть согласован с ответственным работником структурного подразделения организации. Огневые работы проводятся по наряду.

При проведении огневых работ, монтаже термоусадочных муфт должны применяться щитки из огнеупорного материала, ограничивающие распространение пламени, и меры по предотвращению пожара.

В коллекторах, туннелях, кабельных полуэтажах и других помещениях с проложенными кабелями при работе с использованием пропанбутана суммарная емкость баллонов не должна превышать 5 л.

По окончании работ баллоны с газом должны быть удалены, а помещение проветрено.

При прожигании мест повреждений кабелей находиться в колодцах запрещается, а в туннелях и коллекторах допускается только на участке между двумя открытыми входами.

Запрещается работать на кабелях во время их прожигания. После прожигания для предотвращения пожара кабели должны быть осмотрены.

Перед допуском к работам и проведением осмотра в туннелях устройства защиты от пожара в них должны быть переведены с автоматического действия на дистанционное управление и на ключе управления должен быть вывешен плакат безопасности «НЕ ВКЛЮЧАТЬ! РАБОТАЮТ ЛЮДИ».

Запрещается курить в колодцах, коллекторах и туннелях, а также на расстоянии ближе 5 м от открытых люков.

При длительных работах в колодцах, коллекторах и туннелях время пребывания в них определяет лицо, выдающее наряд, в зависимости от условий выполнения работ.

В случае появления газа работа в колодцах, коллекторах и туннелях должна быть прекращена, работники выведены из опасной зоны до выявления источника загазованности и его устранения.

Для вытеснения газов необходимо применять принудительную вентиляцию.

Работники, спускающиеся в подземные сооружения, должны иметь исправные светильники и держать инструмент в сумках. Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники

напряжением 12 В или аккумуляторные фонари. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля.

Для выполнения работ в подземных сооружениях должны применяться приспособления, устройства, светильники, приборы, электроинструмент, фонари и тому подобное, соответствующие категориям пожаро- и взрывоопасных помещений.

### **13.2 Меры пожарной безопасности в кабельном хозяйстве энергетического объекта**

К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные кабельные линии. Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительного-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий. Все кабельные сооружения по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха, должны регулярно осматриваться. Результаты осмотра и выявленные недостатки должны заноситься в оперативный журнал и журнал (или картотеку) дефектов и неполадок оборудования.

При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению. Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий. При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, пыли твердого топлива, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

Для удаления из кабельных сооружений воды, масла, мазута, других горючих жидкостей и горючих пылей должны быть организованы аварийные работы. Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты. Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции (с дежурным подстанции или начальником смены цеха).

Допуск ремонтного персонала, строительного-монтажных и наладочных организаций разрешается при наличии наряда на производство работ или наблюдающего лица из работников предприятия, хорошо знающего схему кабельных сооружений. Обследование кабельных сооружений представителями контролирующих организаций должно проводиться только в присутствии сопровождающего должностного лица из соответствующего цеха с обязательным уведомлением начальника смены. Лица, допущенные для работы или обследования кабельных сооружений, должны иметь электрические индивидуальные фонари из расчета один фонарь на группу (бригаду) не более 5 человек. В кабельных сооружениях не реже чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода. На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по туннелю (этажу). На основании СН 2.02.02-2020 Пожарная автоматика зданий и сооружений. На период нахождения в кабельных сооружениях персонала (при обходе, ремонтных работах и т.п.) запуск установок по конкретному направлению должен переводиться на ручное управление, а после выхода персонала вновь переводиться на автоматический режим.

Об изменениях режима работы установки пожаротушения на этот период делается запись в оперативном журнале. Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения в кабельных сооружениях должен проводиться в кратчайшие сроки.

Гидроизоляция и дренажные устройства в кабельных сооружениях, обеспечивающие отвод или автоматическую откачку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии. Работа дренажных устройств должна проверяться не реже 1 раза в квартал, с записью в оперативном журнале начальника смены цеха. Отмеченные недостатки должны фиксироваться в журнале (картотеке) дефектов оборудования.

Запрещается прокладка бронированных кабелей внутри помещений без снятия сгораемого джутового покрова. При обнаружении повреждения наружной пластиковой оболочки (шлангов) кабелей должны приниматься срочные меры для их ремонта или замены поврежденного участка. Двери секционных перегородок кабельных сооружений должны быть samozакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

При эксплуатации кабельных сооружений указанные двери должны находиться и фиксироваться в закрытом положении. Допускается по условиям вентиляции кабельных помещений держать двери в открытом положении, при

этом они должны автоматически закрываться от импульса пожарной сигнализации в соответствующем отсеке сооружения. Устройства самозакрывания дверей должны поддерживаться в технически исправном состоянии. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 45 минут. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением различных огнестойких материалов (легких цементных, асбоцементных, перлитовых и других растворов), специальных уплотняющих составов и других материалов.

При замене или прокладке новых кабелей восстановление огнестойкого уплотнения кабельных трасс должно проводиться до закрытия наряда на выполняемые работы. Выходы кабелей из металлических кабельных коробов, которые устанавливаются в местах возможных механических и других повреждений, должны выполняться с использованием штуцеров, металлических рукавов, в трубах и т.п. В металлических коробах кабельные линии должны разделяться перегородками и уплотняться материалом огнестойкостью не менее 45 минут в следующих местах: при входе в другие кабельные сооружения; на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей; на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м; кроме того при прохождении через перекрытия такие же огнестойкие уплотнения дополнительно должны выполняться на каждой отметке перекрытия.

Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, должны быть обозначены красными полосами на наружных стенках коробов. В необходимых случаях делаются поясняющие надписи. При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева. Кабельные сооружения новых и расширяемых частей энергетических предприятий должны приниматься в эксплуатацию без недоделок с оформлением акта приемки. Запрещается принимать в эксплуатацию кабельные сооружения энергопредприятий без уплотнения прохода кабельных линий через строительные конструкции, противопожарных перегородок, самозакрывающихся дверей и других противопожарных мероприятий, предусмотренных проектом по действующим нормам и правилам.

Кабельные короба должны быть закрыты быстросъемными крышками, а запорные устройства должны открываться без применения ключей и других приспособлений. Осевшая пыль твердого топлива на кабельных трассах и в коробах (особенно в котельной и на трактах топливоподачи) должна убираться

по утвержденному графику, но не реже 1 раза в квартал в зависимости от способности пыли топлива к самовозгоранию.

Запрещается при проведении реконструкции или ремонта применять кабели с горючей полиэтиленовой изоляцией. Металлические оболочки кабелей в металлические поверхности, по которым они прокладываются должны быть защищены негорючими антикоррозийными покрытиями. Запрещается в помещениях подпитывающих устройств маслonaполненных кабелей хранить сгораемые и другие материалы, не относящиеся к данной установке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработана система электроснабжения блока цехов машиностроительного завода. 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-potrebitelyam/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.