

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/ специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Реконструкция системы электроснабжения от ТП-102-17 плавильного  
производства 2 Надеждинского металлургического завода

Студент

В.А. Зайцев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

## Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе (далее ВКР) могут быть использованы следующие технические термины: Трансформаторная подстанция (ТП), распределительный пункт (РП), плавильный цех (ПЦ), Надеждинский металлургический завод (НМЗ), короткое замыкание (КЗ).

В рассмотренной ВКР будет рассмотрена проблема модернизации ТП-102-17, которая обеспечивает электроэнергией ПЦ №2 НМЗ. Данная модернизация связана с проблемой устаревания любого электрооборудования, как морального, так и физического.

Главной целью ВКР является повышение в первую очередь надежности работы данной подстанции.

Также одной из главных ролей играет обеспечение бесперебойной работы данной подстанции, так как при остановке работы данной подстанции могут возникнуть трудности, такие как простой основного оборудования плавильного цеха – что влечет за собой недовыпуск основной продукции.

В первой разделе ВКР указывается место расположения ТП-102-17, откуда и каким образом запитана данная подстанция, а также произведен краткий анализ состояния электрооборудования данной подстанции.

Во втором разделе ВКР выполнен полный расчет установленного оборудования на ТП-102-17. Рассчитаны токи короткого замыкания в различных точках, как по низкой стороне сети, так и по высокой.

Произведен выбор сечения высоковольтных и низковольтных кабелей. Произведен выбор высоковольтной коммутационной аппаратуры.

Далее был произведен выбор низковольтной пускозащитной аппаратуры.

В третьем разделе ВКР рассчитаны токи короткого замыкания на линии РП-102, на вводе в трансформатор ТП-102-17 подобраны питающие кабели.

В четвёртом разделе ВКР подобрана пускозащитная аппаратура на стороне низкого напряжения ТП-102-17 плавильного производства Надеждинского металлургического завода.

В четвёртом разделе ВКР, разобрана проблема охраны труда на данном производстве, подобраны средства индивидуальной защиты при работе на ТП-102-17, разобраны основные опасности, рассмотрены меры безопасности при обслуживании трансформатора.

В технико-экономической части был произведен расчет рентабельности капитальных вложений на модернизацию подстанции ТП-102-17.

Далее был произведен расчет годового баланса рабочего времени, а также рассчитана заработная плата персоналу.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 78 листах. Содержит 21 таблицу и 2 рисунка. Графическая часть бакалаврской работы состоит из 6 чертежей на формате А1.

## Содержание

Введение.....	6
1. Характеристика предприятия.....	8
1.1 Электроснабжение предприятия.....	9
1.2 Анализ состояния электрооборудования ТП-102-17.....	10
2. Электроснабжение ТП-102-17.....	15
2.1 Расчёт электрических нагрузок по I секции ТП-102-17.....	15
2.2 Расчёт электрических нагрузок по II секции ТП-102-17.....	20
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности .....	30
2.4 Выбор внешнего электроснабжения ТП-102-17.....	34
3. Расчёт токов короткого замыкания.....	37
3.1 Расчёт тока короткого замыкания на секции РП-102.....	37
3.2 Расчет тока короткого замыкания на вводе трансформатора.....	43
3.3 Выбор и проверка сечения жил кабелей.....	45
4. Выбор элементов системы электроснабжения.....	46
4.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей.....	46
4.2 Расчет распределительной сети, выбор и расчет защитных устройств на стороне низкого напряжения.....	48
4.3 Релейная защита высоковольтного трансформатора.....	58
5. Мероприятия по обеспечению безопасности труда.....	59
5.1 Охрана труда электротехнического персонала.....	59
5.2 Промышленная безопасность электротехнического персонала.....	60
5.3 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения.....	61
5.4 Меры безопасности при обслуживании трансформаторов.....	62
5.5 Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах.....	63
6. Техничко-экономический расчёт.....	66

6.1 Плановый годовой баланс рабочего времени электротехнического персонала.....	66
6.2 Расчет по смете.....	70
Заключение.....	75
Список используемых источников.....	76

## **Введение**

Данная выпускная квалификационная работа (ВКР) является квинтэссенцией всех полученных за время обучения знаний, как теоретических, так и практических.

ВКР выполнена согласно всем требованиям правил техники безопасности, правил устройства электроустановок, а также правил техники эксплуатации электроустановок потребителей.

Объектом проектирования является Надеждинский металлургический завод (НМЗ) им. Б.И. Колесникова», который был открыт в 1979 году. Расположен он на плато «Надежда» на площадке бывшего аэропорта в 12 км от г. Норильска. Основная специализация предприятия – это производство цветных металлов.

В данной работе произведена модернизация одной из действующих подстанций, будет выполнена теоретическая замена всего оборудования, согласно действующим схемам, учитывая все нюансы производства.

Рассчитаны электрические нагрузки, действующие на ТП-102-17. Далее выбраны сечения жил высоковольтных кабелей, учитывая запросы потребителей и параметры питающей сети.

Затем, произведен расчет токов короткого замыкания высоковольтной сети, учитывая нагрузки на сеть и все нюансы питающей сети.

После этого выбрана высоковольтная аппаратура, взяв в расчет запросы потребителей и приходящие от питающей сети мощности. После рассчитаны все нагрузки, токи и мощности низковольтной стороны. Затем, согласно установленным требованиям и параметрам, выбраны шинопроводы.

Далее учитывая все требования и данные нам мощности, выбрана подходящая пускозащитная аппаратура, используя каталоги новейшего оборудования.

После, приведены своды правил, согласно которым, необходимо производить работы при ремонте и обслуживании данной подстанции, учитывая любые опасные факторы.

Приведен список необходимых защитных средств при работе, средств индивидуальной и коллективной защиты персонала. Рассмотрены вопросы промышленной безопасности электротехнического персонала при выполнении работ.

После всего этого, произведен экономический расчет данного мероприятия, чтобы выяснить, насколько дорого обойдется данная модернизация. Также в экономической части, приведен расчет рабочего времени, необходимого на ремонты и обслуживания данной подстанции, учитывая необходимость выплачивать всему персоналу заработную плату.

Также к ВКР приведены схемы высоковольтной и низковольтной частей.

## 1 Характеристика предприятия

Надеждинский металлургический завод им. Б.И. Колесникова является основным предприятием Заполярного филиала по производству медно-никелевого Фанштейна, это высокотехнологичное и развивающееся металлургическое предприятие.

Предприятие входит в состав компании «Норильский Никель» (крупнейший в мире производитель никеля и палладия, один из крупнейших производителей платины и меди). Помимо этого, Норильский никель производит побочные металлы – кобальт, хром, родий, серебро, золото, иридий, рутений, а также селен, теллур и серу. Основными видами деятельности предприятий группы являются поиск, разведка, добыча, обогащение и переработка полезных ископаемых, производство, маркетинг и реализация цветных и драгоценных металлов.

В состав «НМЗ» входят следующие виды производства:

- гидрометаллургическое,
- пирометаллургическое;
- производство кислорода.

Гидрометаллургическое производство предназначено для переработки пирротинового концентрата, ранее складывавшегося в хранилищах.

Готовой продукцией завода являются: фанштейн, аноды медные, элементарная сера и технологический кислород. Медно-никелевый фанштейн и анодная медь - являются высококонцентрированными по меди, никелю и кобальту полуфабрикатами, и перерабатываются до готовой продукции на смежных переделах и предприятиях ОАО ГМК «Норильский никель».

Службы и отделы «НМЗ»: производственный отдел, технический отдел, служба главного энергетика, служба главного механика, отдел охраны труда и техники безопасности, отдел АСУ, отдел по работе с персоналом, планово-



экономический отдел, отдел материально-технического снабжения, лаборатория метрологии, культурно-спортивный комплекс.

## **1.1 Электроснабжение предприятия**

Для промышленных предприятий система электроснабжения очень важна, так как в данной сфере идет большое потребление электрической энергии, прервать процесс потребления невозможно, так как это остановит технологический процесс. На промышленные предприятия должна поставляться качественная электроэнергия.

Главными источниками электрической энергии на данный момент являются тепловые и гидроэлектростанции. Там при помощи синхронных трехфазных генераторов вырабатывается электрическая энергия.

С ТЭС или ГЭС электроэнергия переходит на центральные распределительные подстанции, которые есть на каждом предприятии. По высоковольтным линиям электроэнергия переходит по распределительным пунктам, расположенным в каждом цеху, оттуда энергия передается непосредственно потребителю.

Электроснабжение Плавильного цеха №2, выполнено, согласно «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», РП-102 является потребителем первой категории, так как при отключении питания, может быть сложный технологический процесс, а также может быть получен значительный материальный ущерб.

Питание Надеждинского металлургического завода (см. лист №1) производится от «Усть-Хантайской ГЭС», далее по линии электропередач ЛЭП-110, оно проходит ГПП-2, где установлен трансформатор ТРДН-40000-110/10.

От I и II секций ГПП-2 через существующие реакторы РБ-1000 и кабельные линии ААБГ-6(3x185) длиной 250 м питается промежуточная распределительная подстанция РП-2, от которой отходят существующие

кабельные линии АСБГ-6(3x70), приходящие на первую и вторую секцию РП-102, подключенные через существующие реакторы РБУ10-1600.

Далее по кабелю ВВГнг (3x95) длиной  $L=75$ м, запитана ТП-102-17, через трансформатор ТМЗ-200-10/0,4.

ТП-102-17 питает электроприемники на 0,4 кВ, указанные на листе 2.

## **1.2 Анализ состояния электрооборудования ТП-102-17**

Схемой электроснабжения предусмотрено использование двух трансформаторной ТП-102-17 на напряжение 0,4 кВ (см. лист 2). В качестве трансформаторов, на данной подстанции установлены ТМЗ, данные типы трансформаторов устарели как морально, так и физически и должны быть заменены на трансформаторы современной серии ТСЗ. Обладающий более высокими техническими параметрами.

Трансформатор ТМЗ пожароопасный и его предполагается заменить на трансформатор серии ТСЗ. Главными плюсами трансформаторов с сухой изоляцией являются:

- экологическая безопасность. При производстве изделия все комплектующие проходят необходимую сертификацию и контроль, а в конструкции нет масел, кислот, газов и других вредных химических составляющих;

- минимальные размеры конструкции. Благодаря применению современных высокотехнологичных материалов узлы и блоки на базе сухих трансформаторов имеют существенно меньшие габариты, чем при использовании стандартных преобразователей напряжения на основе электролитических жидкостей;

- невысокая стоимость. За счет недорогих основных материалов сухие трансформаторы стоят гораздо дешевле масляных аналогов, что делает их использование экономически выгодным;

- пожаробезопасность. Обмотка и составляющие части такого трансформатора не подвержены самовозгоранию и не распространяют огонь, что существенно увеличивает безопасность конструкции на их основе.

Низковольтная кабельная сеть ТП-102-17 выполнена силовыми кабелями типа АВВГ и ВВГ, с поливинилхлоридной (ПВХ) изоляцией, которая поддерживает горение. Требуется замена на кабели, не распространяющие горение, без галогенные. Возможна также замена на кабели, не распространяющие горение с пониженным дымо- и газовыделением, на кабели с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена или из «сшитого» полиэтилена (СПЭ).

Кабель типа ВВГнг на напряжение 1 кВ с изоляцией из ПВХ пластиката, не распространяющий горение может применяться для прокладки в сухих или сырых помещениях, каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, частично затапливаемых сооружениях при наличии среды со слабой, средней и высокой коррозионной активностью, с наличием или отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются значительным растягивающим усилиям.

Кабель ВВГнг - кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена с разделительным слоем из водоблокирующей ленты, с наружной шланговой оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности.

В качестве высоковольтных кабелей, проходящих от РП-102 до ТП-102-17, установлены кабели серии ААШвУ (3х95+1х35), данная серия кабелей устарела как физически, так и морально, их предлагается заменить на кабели серии ВВГнг.

Кабель типа ВВГнг на напряжение 1 кВ с изоляцией из ПВХ пластиката, не распространяющий горение может применяться для прокладки в сухих или сырых помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, частично затапливаемых

сооружениях при наличии среды со слабой, средней и высокой коррозионной активностью, с наличием или отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели не подвергаются значительным растягивающим усилиям.

Данные кабели предназначены для передачи и распределения электроэнергии на напряжение до 1 кВ переменного тока частотой 50 Гц для сетей с изолированной и заземлённой нейтралью.

Используемые выключатели А, АВ, АВМ, морально и физически устарели, предлагается замена на автоматические выключатели типа ВА-55-43 и ВА-99. Выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 6 в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 Гц. Обладают повышенной предельной коммутационной способностью до 42 кА при напряжении 660 В, высоким быстродействием на отключение - 0,035 с. Рассчитаны на длительный срок службы не менее 15 лет при минимальных затратах на обслуживание. Они оснащены программируемой и точной селективной защитой, что позволяет улучшить надежность источников питания и избежать нежелательных отключений питания.

Автоматический выключатель ВА-99 имеет следующие параметры:

- номинальный ток: от 250 до 630 А;
- диапазон размыкания: до 63 кА;
- номинальное напряжение: до 690 В.

Автоматический выключатель ВА-55-41 имеет следующие параметры:

- номинальный ток: от 630 до 1600 А;
- диапазон размыкания: до 100 кА;
- номинальное напряжение: до 660 В.

На РП-102 установлены масляные выключатели ВМПЭ-10, которые устарели как физически, так и морально. Предлагается замена данных выключателей, на выключатели серии ВВЭ-10К. Выключатели вакуумные типа ВВЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах в промышленных и сетевых установках с частыми коммутациями.

Для выполнения ремонтов трансформатора, перед ним должен быть установлен выключатель нагрузки. На данной подстанции установлены выключатели нагрузки марки ВН-11, данные выключатели являются устаревшим оборудованием. Требуется замена на выключатели нагрузки современного типа. Серия выключателей ВНАП-10, предназначена для включения и отключения под нагрузкой участков цепей трехфазного тока напряжением 6 (10) кВ, частотой 50 Гц, а также заземления отключенных участков при помощи заземляющих ножей. Управление осуществляется отдельным приводом, связанным с выключателем нагрузки, монтируемым на месте установки выключателя. Тип привода: пружинный (ручной) или электроприводом. По расположению привода ВНА может быть с левосторонним приводом (ВНА-Л) и с правосторонним приводом (ВНА-П).

Механический ресурс до первого капитального ремонта не менее 2000 операций. Межремонтный ресурс 1000 циклов до первого среднего ремонта в течение срока службы 4 года. Срок службы выключателя нагрузки - 25 лет.

Используемые электромагнитные пускатели ПМЛ и контакторы типа КТ-6000 физически и морально устарели. Предлагается замена на электромагнитные пускатели типа ПМ12 с электротепловыми токовыми реле типа РТТ-141 и вакуумные контакторы типа КВТ-1.14. Они предназначены для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, остановки и реверсирования трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором. Рассчитаны на длительный срок службы при минимальных затратах на обслуживание. Обладают повышенной предельной

коммутационной способностью до 3,5 кА при напряжении 660 В, увеличенной коммутационной износостойкостью до 2 млн. циклов В-О при напряжении 660 В, высоким быстродействием на отключение - 0,25 с.

При модернизации электрооборудования ТП-102-17 предлагается выполнить частичную замену электрооборудования, обладающего улучшенными технико-энергетическими показателями, в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень оборудования, подлежащего замене

Вид оборудования	Установленное	Новое
Силовые трансформаторы	ТМЗ	ТСЗ
Автоматические выключатели	А, АВ, АВМ	ВА-99 ВА-55-43
Силовые высоковольтные кабели	ААШв	ВВГнг
Силовые низковольтные кабели	АВВГ ВВГ	ВВГнг
Высоковольтные выключатели	ВМПЭ-10	ВВЭ-10К
Выключатели нагрузки	ВН-11	ВНАП-10
Магнитные пускатели	ПМЛ	ПМ12
Контакты	КТ-6000	КВТ-114

## 2 Электроснабжение ТП-102-17

### 2.1 Расчёт электрических нагрузок по I секции ТП-102-17

Насос №1

Тип двигателя: АИР132М2,  $P_H = 11$  кВт

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{H.max}}{P_{H.min}} = \frac{11}{11} = 1 < 3$$

Графа 6: Из таблицы П.1.1 [ 1 ] коэффициент использования  $K_H = 0,8$  для насосов  $P_H$  до 200 кВт.

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для насоса из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_H = 11$  кВт,  $\cos \varphi = 0,85$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85} = 0,63$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{cm} = K_H \times P_H = 0,8 \times 11 = 8,8 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{cm} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{cm} = 0,63 \times 11 = 6,93 \text{ квар}$$

Насос №2

Тип двигателя: АИР132М2,  $P_H = 11$  кВт

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{H.max}}{P_{H.min}} = \frac{11}{11} = 1 < 3$$

Графа 6: Из таблицы П.1.1 [ 1 ] коэффициент использования  $K_{и} = 0,8$  для насосов  $P_{н}$  до 200 кВт.

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для насоса из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_{н} = 11$  кВт,  $\cos \varphi = 0,85$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1-0,85^2}}{0,85} = 0,63$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,8 \times 11 = 8,8 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{см} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{см} = 0,63 \times 11 = 6,93 \text{ квар}$$

Кондиционер

Мощность установки  $P_{н} = 53$  кВт

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.\max}}{P_{н.\min}} = \frac{53}{53} = 1 < 3$$

Графа 6: Принимаем коэффициент использования  $K_{и} = 0,95$

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для кондиционера из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_{н} = 53$  кВт,  $\cos \varphi = 0,83$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1-0,83^2}}{0,83} = 0,67$$



Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,95 \times 53 = 50,3 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$$Q_{см} = \text{tg } \varphi \times P_{см} = 0,67 \times 50,3 = 33,7 \text{ квар}$$

Лампа ДКСТ-20000

Мощность,  $P_{н} = 20 \text{ кВт}$

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.мин}} = \frac{11}{11} = 1 < 3$$

Графа 6: Принимаем коэффициент использования  $K_{и} = 0,95$

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для лампы из технической характеристики по таблице 2.1:  $P_{н} = 20 \text{ кВт}$ ,  $\cos \varphi = 0,95$ , тангенс по формуле:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,95^2}}{0,95} = 0,23$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,95 \times 20 = 19,0 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$$Q_{см} = \text{tg } \varphi \times P_{см} = 0,23 \times 20 = 4,37 \text{ квар}$$

Итого по ПР-1

Графа 5: Показатель силовой сборки по формуле 2.1 данного проекта:

$$m = 4 > 3$$

Графа 6: Коэффициент использования группы по формуле:

$$K_{и.гр} = \frac{\sum P_{см}}{\sum Q_{см}} = \frac{67,9}{75} = 0,9$$

Графа 7: Тангенс и косинус группы по формулам:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \varphi_{гр} &= \frac{\sum Q_{см}}{\sum P_{см}} = \frac{47,56}{67,9} = 0,7 \\ \cos \varphi_{гр} &= \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,67^2}} = 0,83 \end{aligned}$$

Графы 8 и 9: Найдём среднюю активную и реактивную нагрузки, за наиболее загруженную смену, для группы электроприёмников для I секции:

$$\begin{aligned} \sum P_{см} &= 50,3 + 8,8 + 8,8 + 19 = 86,9 \text{ кВт} \\ \sum Q_{см} &= 33,7 + 6,93 + 6,93 + 4,37 = 51,8 \text{ квар} \end{aligned}$$

Графы 10 и 11: Так как электрическое оборудование, работает с постоянным графиком нагрузки и составляет свыше 75% от своей мощности, электрическое оборудование I секции Км и пэ не заполняют.

Графы 12 и 13:

$$\begin{aligned} \sum P_{см} &= 50,3 + 8,8 + 8,8 + 19 = 86,9 \text{ кВт} \\ \sum Q_{см} &= 33,7 + 6,93 + 6,93 + 4,37 = 51,8 \text{ квар} \end{aligned}$$

Графа 14: Максимально полная получасовая нагрузка от силового электрооборудования по формуле:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{86,9^2 + 51,8^2} = 101,1 \text{ кВА}$$

Графа 15:

Числитель – максимальный ток  $I_M$ , необходимый для выбора сечений проводников по условиям нагрева тока нагрузки по формуле:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{101,1}{\sqrt{1,73} * 0,38} = 127,47 \text{ А}$$

Пиковый ток для группы электродвигателей определяется при количестве ЭП  $n > 5$  по формуле:

$$I_{\Pi} = I_{\Pi.M} + (I_M - K_{и} * I_{н.м.})$$

где  $I_M$  – ток максимальной нагрузки всех ЭП;  $I_M = I_{M.гр} = 127,47 \text{ А}$ ;  
 $K_{и}$  – коэффициент использования механизма, приводимого электродвигателем с наибольшим пусковым током;  $I_{н.м.}$  – номинальный ток электродвигателя (приведённый к ПВ = 100 %) с наибольшим пусковым током;  $I_{\Pi.M}$  – пусковой ток крупного электродвигателя

$$I_{\Pi.M} = k * I_{н.м.} = 6,8 * 22,44 = 152,59 \text{ А}$$

где  $k$  – кратность пускового тока,  $k = \frac{I_{\Pi}}{I_{н}}$  – из таблицы 2.1

Крупный пусковой ток содержит электродвигатель насоса, мощностью  $P_H = 11 \text{ кВт}$ ,  $k = 7,5$  (из таблицы 2.1), коэффициент использования  $K_{и} = 0,8$  (из таблицы 2.2). Его номинальный и пусковой токи равны:

$$I_{н.м.} = \frac{P_H}{\sqrt{3} * U_H * \cos\varphi * \eta} = \frac{11}{1,73 * 0,38 * 0,83 * 0,885} = 22,44$$

Пиковый ток по формуле 2.10

$$I_{\Pi} = I_{\Pi.M} + (I_M - K_{и} * I_{н.м.}) = 152,59 + (127,47 - 0,8 * 22,44) = 262,14 \text{ А}$$

В таблице 2.1 будет указана характеристика электрооборудования ТП-102-17 для I секции.

Расчёт электрических нагрузок I секции ТП-102-17, занесём в таблицу 2.2

## 2.2 Расчёт электрических нагрузок по II секции ТП-102-17

Лифт

Тип двигателя: 5АН225L6/24,  $P_H = 18$  кВт

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{H.max}}{P_{H.min}} = \frac{18}{18} = 1 < 3$$

Графа 6: Из таблицы П.1.1 [ 1 ] коэффициент использования  $K_H = 0,5$  для двигателей

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для двигателя из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_H = 18$  кВт,  $\cos \varphi = 0,65$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,65^2}}{0,65} = 1,11$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{cm} = K_H \times P_H = 0,5 \times 18 = 9,0 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{см} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{см} = 1,11 \times 9,0 = 9,99 \text{ квар}$$

Щит управления (ЩУ-1)

$$P_{н} = 5,5 \text{ кВт}$$

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.\max}}{P_{н.\min}} = \frac{5,5}{5,5} = 1 < 3$$

Графа 6: Коэффициент использования  $K_{и} = 0,8$  щитов управления

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_{н} = 5,5$  кВт,  $\cos \varphi = 0,82$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,82^2}}{0,82} = 0,69$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,8 \times 5,5 = 4,4 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{см} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{см} = 0,69 \times 4,4 = 3,03 \text{ квар}$$

Щит управления (ЩУ-3)

$$P_{н} = 7,5 \text{ кВт}$$

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.мин}} = \frac{7,5}{7,5} = 1 < 3$$

Графа 6: Коэффициент использования  $K_{и} = 0,75$  щитов управления

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_{н} = 7,5$  кВт,  $\cos \varphi = 0,82$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,82^2}}{0,82} = 0,69$$

Графа 8: Найдем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле:

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,75 \times 7,5 = 5,6 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{см} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{см} = 0,69 \times 5,6 = 3,86 \text{ квар}$$

Сварочный пост

$P_{н} = 10$  кВт

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.мин}} = \frac{10,0}{10,0} = 1 < 3$$

Графа 6: Коэффициент использования  $K_{и} = 0,3$  сварочных постов

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  для сварочного поста из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_H = 10,0$  кВт,  $\cos \varphi = 0,74$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,74}}{0,74} = 0,9$$

Графа 8: Найдём среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \times P_H = 0,3 \times 10,0 = 3,0 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{\text{см}} = \operatorname{tg} \varphi \times P_{\text{см}} = 0,9 \times 3,0 = 2,7 \text{ квар}$$

Щит освещения

$$P_H = 12 \text{ кВт}$$

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{\text{н.макс}}}{P_{\text{н.мин}}} = \frac{12,0}{12,0} = 1 < 3$$

Графа 6: Коэффициент использования  $K_{\text{и}} = 0,9$  щитов освещения

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_H = 12,0$  кВт,  $\cos \varphi = 0,9$ , тангенс по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,9}}{0,9} = 0,48$$

Графа 8: Найдем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,9 \times 12,0 = 10,8 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$Q_{см} = \text{tg } \varphi \times P_{см} = 0,48 \times 10,8 = 5,1 \text{ квар}$$

Электрокалорифер

$$P_{н} = 25 \text{ кВт}$$

Заполним графы 1,2,3,4 из таблицы 2.1

Графа 5: Показатель силовой сборки:

$$m = \frac{P_{н.маx}}{P_{н.миn}} = \frac{25,0}{25,0} = 1 < 3$$

Графа 6: Коэффициент использования  $K_{и} = 0,6$  электрокалориферов

Графа 7: Находим коэффициент мощности  $\cos \varphi$  из технической характеристики двигателей по таблице 2.1:  $P_{н} = 25,0$  кВт,  $\cos \varphi = 0,88$ , тангенс по формуле:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{\sqrt{1 - 0,88^2}}{0,88} = 0,55$$

Графа 8: Найдем среднюю активную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле

$$P_{см} = K_{и} \times P_{н} = 0,6 \times 25,0 = 15,0 \text{ кВт}$$

Графа 9: Найдём среднюю реактивную нагрузку за наиболее загруженную смену по формуле



$$Q_{\text{см}} = \text{tg } \varphi \times P_{\text{см}} = 0,55 \times 15,0 = 8,25 \text{ квар}$$

Итого по 2ПР

Графа 5: Показатель силовой сборки по формуле 2.1 данного проекта:

$$m = 6 > 3$$

Графа 6: Коэффициент использования группы по формуле:

$$K_{\text{и.гр}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum Q_{\text{см}}} = \frac{47,8}{78,0} = 0,61$$

Графа 7: Тангенс и косинус группы по формулам:

$$\text{tg } \varphi_{\text{гр}} = \frac{\sum Q_{\text{см}}}{\sum P_{\text{см}}} = \frac{32,93}{47,8} = 0,68$$
$$\cos \varphi_{\text{гр}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,68^2}} = 0,83$$

Графы 8 и 9: Найдём среднюю активную и реактивную нагрузки, за наиболее загруженную смену, для группы электроприёмников для II секции:

$$\sum P_{\text{см}} = 9,0 + 4,4 + 5,6 + 3,0 + 10,8 + 15,0 = 47,8 \text{ кВт}$$
$$\sum Q_{\text{см}} = 9,99 + 3,03 + 3,86 + 2,7 + 5,1 + 8,25 = 32,93 \text{ квар}$$

Графы 10 и 11: Так как электрическое оборудование, работает с постоянным графиком нагрузки и составляет свыше 75% от своей мощности, электрическое оборудование I секции Км и пэ не заполняют.

Графы 12 и 13:

$$\sum P_{\text{см}} = 9,0 + 4,4 + 5,6 + 3,0 + 10,8 + 15,0 = 47,8 \text{ кВт}$$

$$\Sigma Q_{см} = 9,99 + 3,03 + 3,86 + 2,7 + 5,1 + 8,25 = 32,93 \text{ квар}$$

Графа 14: Максимально полная получасовая нагрузка от силового электрооборудования по формуле:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{47,8^2 + 32,93^2} = 58,1 \text{ кВА}$$

Графа 15:

Числитель – максимальный ток  $I_M$ , необходимый для выбора сечений проводников по условиям нагрева тока нагрузки по формуле:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} * U_H} = \frac{58,1}{1,73 * 0,38} = 89,3 \text{ А}$$

Пиковый ток для группы электродвигателей определяется при количестве ЭП  $n > 5$  по формуле:

$$I_{п} = I_{п.м} + (I_M - K_{и} * I_{н.м}),$$

где  $I_M$  – ток максимальной нагрузки всех ЭП;  $I_M = I_{м.гр} = 89,3 \text{ А}$ ;

$K_{и}$  – коэффициент использования механизма, приводимого электродвигателем с наибольшим пусковым током;  $I_{н.м}$  – номинальный ток электродвигателя (приведённый к ПВ = 100 %) с наибольшим пусковым током;  $I_{п.м}$  – пусковой ток крупного электродвигателя

$$I_{п.м} = k * I_{н.м} = 6,5 * 50,0 = 325,0 \text{ А}$$

где  $k$  – кратность пускового тока,  $k = \frac{I_{п}}{I_{н}}$  – из таблицы 2.1.

Крупный пусковой ток содержит электродвигатель лифта, мощностью  $P_H = 18 \text{ кВт}$ ,  $k = 6,5$  (из таблицы 2.1), коэффициент использования  $K_{и} = 0,5$  (из таблицы 2.2). Его номинальный и пусковой токи равны:

$$I_{н.м.} = \frac{P_H}{\sqrt{3} * U_H * \cos\varphi * \eta} = \frac{18}{1,73 * 0,38 * 0,65 * 0,845} = 50,0$$

Пиковый ток по формуле 2.10

$$I_{\Pi} = I_{\Pi.м.} + (I_{\text{м}} - K_{\text{и}} * I_{\text{н.м.}}) = 325,0 + (89,3 - 0,5 * 50,0) = 389,3 \text{ А}$$

В таблице 2.1 будет указана характеристика электрооборудования ТП-102-17 для II секции.

Расчёт электрических нагрузок II секции ТП-102-17, занесём в таблицу 2.2

Таблица 2.1 - Техническая характеристика электрооборудования ТП-102-17,  $U_H = 380$  В

Электрооборудование	Категория	Тип электродвигателя	Кол-во	$P_n$ , кВт	$\sum P_n$ , кВт	$n_1$ об/мин	$\eta_n$ , %	$\cos \varphi$	$\frac{I_{II}}{I_H}$	$\frac{M_{II}}{M_H}$	$\frac{M_{max}}{M_H}$	L, м	$I_{p.n.}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сварочный пост	III	-	1	10,0	10,0	-	-	0,74	-	-	-	-	-
ЩУ-1	II	-	1	5,5	5,5	-	-	0,82	-	-	-	-	-
ЩУ-3	II	-	1	7,5	7,5	-	-	0,82	-	-	-	-	-
ЩО-12	III	-	1	12,0	12,0	-	-	0,9	-	-	-	-	-
Электрокалорифер	III	-	1	25,0	25,0	-	-	0,88	-	-	-	-	-
Лифт	II	5АН225L6/24	1	18,0	18,0	940	87,6	0,65	6,5	-	-	-	67
Насос №1	II	АИР132М2	1	11,0	11,0	2910	84,6	0,85	7,5	1,6	2,2	-	22,2
Насос №2	II	АИР132М2	1	11,0	11,0	2910	84,6	0,85	7,5	1,6	2,2	-	22,2
Кондиционер	III	-	1	53,0	53,0	-	-	0,83	-	-	-	-	-
Лампа ДКСТ-20000	III	-	1	20,0	20,0	-	-	0,95	-	-	-	-	-

Таблица 2.1 - Техническая характеристика электрооборудования ТП-102-17,  $U_H = 380$  В

Электрооборудование	Категория	Тип электродвигателя	Кол-во	$P_n$ , кВт	$\sum P_n$ , кВт	$n_1$ об/мин	$\eta_n$ , %	$\cos \varphi$	$\frac{I_{\Pi}}{I_H}$	$\frac{M_{\Pi}}{M_H}$	$\frac{M_{\max}}{M_H}$	L, м	$I_{p.n.}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сварочный пост	III	-	1	10,0	10,0	-	-	0,74	-	-	-	-	-
ЩУ-1	II	-	1	5,5	5,5	-	-	0,82	-	-	-	-	-
ЩУ-3	II	-	1	7,5	7,5	-	-	0,82	-	-	-	-	-
ЩО-12	III	-	1	12,0	12,0	-	-	0,9	-	-	-	-	-
Электрокалорифер	III	-	1	25,0	25,0	-	-	0,88	-	-	-	-	-
Лифт	II	5АН225L6/24	1	18,0	18,0	940	87,6	0,65	6,5	-	-	-	67
Насос №1	II	АИР132М2	1	11,0	11,0	2910	84,6	0,85	7,5	1,6	2,2	-	22,2
Насос №2	II	АИР132М2	1	11,0	11,0	2910	84,6	0,85	7,5	1,6	2,2	-	22,2
Кондиционер	III	-	1	53,0	53,0	-	-	0,83	-	-	-	-	-
Лампа ДКСТ	III	-	1	20,0	20,0	-	-	0,95	-	-	-	-	-

### 2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Расчётная полная нагрузка силовых электропотребителей ТП-102-17 определяется по формуле:

$$S_{\text{ср.м.}} = \sqrt{\sum_1^n P_{\text{р.м.}}^2 + \sum_1^n Q_{\text{р.м.}}^2} = \sqrt{134,7^2 + 84,73^2} = 159,1$$

где  $P_{\text{р.м.}} = 115,7$  кВт;  $Q_{\text{р.м.}} = 80,5$  квар (смотри таблицу 2.2 для I и II секций). Расчётная полная нагрузка на один трансформатор составит:

$$\frac{S_{\text{ср.м.}}}{2} = \frac{159,1}{2} = 80 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Предварительно мощность трансформатора ТП-102-17, определим по формуле:

$$S_{\text{T}} = \frac{P_{\text{см}}}{2 * \beta_{\text{T.1}} * \cos\varphi_{\text{см}}} = \frac{134,7}{2 * 0,7 * 0,85} = 113 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

где  $\cos\varphi_{\text{см}} = 0,85$  из таблицы 2.2 (итого I и II секции);  $\beta_{\text{T.1}} = 0,7$  – коэффициент допустимой перегрузки;  $P_{\text{см}} = 134,7$  кВт – расчётная мощность за максимально загруженную смену.

Предварительно для ТП-10-17 принимаем два сухих трансформатора типа ТСЗ-200/10 с мощностью  $S_{\text{H}} = 200$  кВ \* А каждый. Техническая характеристика трансформатора указана в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Технические характеристики трансформатора ТСЗ-200/10

$S_{\text{H}}$ , кВ*А	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$P_{\text{х}}$ , Вт	$P_{\text{к}}$ , Вт	$u_{\text{к}}$ , %	$I_{\text{х}}$ , %
200	6	0,4	710	3200	5,5	2,8

Определим расчётную максимальную мощность каждого трансформатора в нормальном режиме:

$$S'_T = \frac{S_{p.m}}{2 * \beta_{T.1} * \cos\varphi_{cm}} = \frac{159,1}{2 * 0,7 * 0,8} = 142,0 \text{ кВ} * \text{А}$$

Загрузка трансформатора расчётной максимальной мощностью в нормальном режиме равна:

$$\beta_{T.норм} \leq \frac{S'_T}{S_{T.н}} = \frac{142}{200} = 0,7 < 1,49; \beta_{T.норм} \leq \beta_{T.2},$$

где  $\beta_{T.2} = 1,49$  – максимально допустимая систематическая нагрузка, для трансформатора с воздушным охлаждением при  $t_2 = 1$  часов, таблица 2.2 [1].

При аварийном выходе из строя одного трансформатора, из таблицы 2.2, находим:

$$P_{p.m I,II} = \frac{P_{p.m} * 5,6\%}{100} = \frac{134,7 * 34}{100} = 45,8 \text{ кВт}$$

$\sum P_H = 171 \text{ кВт}$  - сумма номинальных мощностей всех ЭП I, II, III категорий;

$\sum P_{H,III} = 120 \text{ кВт}$  – номинальная мощность приемников III категории;

$\sum P_{H,III}$  = составляют 66 % от  $\sum P_H$ ;  $\sum P_{H,I,II}$  = составляют 34 % от всей  $\sum P_H$ ;

$$\beta_{T.ав} = \frac{P_{p.m I,II}}{\cos\varphi_{cm} * S_{T.н}} = \frac{45,8}{0,8 * 200} = 0,28$$

$$\beta_{T.ав} \leq \beta_{T2.ав.доп}; 0,28 \leq 1,4,$$

где  $\beta_{T2.ав.доп}$  – максимально допустимая аварийная перегрузка трансформатора, из таблицы 66 [4] при значениях  $\beta_{T1} = 0,7$ ;  $\beta_{T2} = 1,6$ .

Согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов, разрешается в случае аварии осуществлять перегрузку на 40 % сверх номинального тока в

течении не более пяти суток ежедневно на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более шести часов в сутки. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора  $\alpha$  в условиях его перегрузки должен быть не выше 0,75 т.е. должно быть выдержано соотношение:

$$\alpha = \frac{S_{\text{ср}}}{1,4 * S_{\text{н}}} = \frac{134,7}{1,4 * 200} = 0,48,$$

где  $S_{\text{ср}}$  – среднесуточная нагрузка трансформатора,  $S_{\text{н}}$  – номинальная мощность трансформатора.

В случае аварии, один из трансформаторов будет перегружен не более 40 %, что позволяет не отключать остальных потребителей.

Выберем число трансформаторов для ТП-102-17;

Определим потери мощности в трансформаторах;

Активные и реактивные потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{х}} + \beta_{\text{Т}}^2 + \Delta P_{\text{к}} = 0,71 + 0,705^2 * 3,2 = 2,3 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = \Delta Q_{\text{х}} + \beta_{\text{Т}}^2 + \Delta Q_{\text{к}} = 5,6 + 0,705^2 * 11,0 = 11,0 \text{ квар}$$

где  $\Delta P_{\text{х}}$ ,  $\Delta P_{\text{к}}$ ,  $\Delta Q_{\text{х}}$ ,  $\Delta Q_{\text{к}}$  – активные и реактивные потери холостого хода и короткого замыкания;

$$\Delta P_{\text{х}} = P_{\text{х}} = 710 \text{ Вт} = 0,71 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{к}} = P_{\text{к}} = 3200 \text{ Вт} = 3,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}} * S_{\text{н.т.}}}{100} = \frac{2,8 * 200}{100} = 5,6 \text{ квар},$$

где  $I_{\text{х}} = 2,8 \%$  - ток холостого хода трансформатора из таблицы 2.3;

$$\Delta Q_{\text{к}} = \frac{u_{\text{к}} \% * S_{\text{н.т.}}}{100} = \frac{5,5 * 200}{100} = 11,0 \text{ квар},$$



где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.  $u_k=5,5\%$   
 $\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_T = \frac{S_{p.m}}{2 \cdot S_H} = \frac{159,1}{2 \cdot 200} = 0,4.$$

Минимальное число трансформаторов  $N_{T.min}$  одинаковой мощности  $S_{H.T}$  определим по формуле:

$$N_{T.min} = \frac{P_{cp.m}}{\beta_m \cdot S_{H.T}} + \Delta N = \frac{134,7}{0,4 \cdot 200} + 0,19 = 1,87$$

где  $P_{cp.m}$  – средняя активная мощность за наиболее загруженную смену,  
 $P_{cp.m} = 134,7$  кВт (смотри таблицу 2.2);  $\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов;  $S_{H.T}$  – полная мощность трансформатора,  $S_{H.T} = 200$  кВ\*А;  
 $\Delta N$  – добавка до ближайшего большего целевого числа;

Экономически оптимальное число трансформаторов находим по формуле:

Расчётное значение  $\beta_T = 0,4$ ;  $\Delta N = 0,19$ ;  $N_{T.min} = 2,0$  зона  $m = 0$ , тогда  
 $N_{opt} = N_{T.min} + m = 2 + 0 = 2$ ,

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы, находим по 19, б [1];

По выбранному числу трансформаторов определим наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1кВ:

$$Q_{max.T} = \sqrt{(N_{opt} \cdot \beta_T \cdot S_{H.T})^2 - P_{cp.m}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,4 \cdot 200)^2 - 134,7^2} = 159,6 \text{ квар}$$

Суммарная мощность низковольтной конденсаторной батареи (НБК) для данной группы трансформаторов равна:

$$Q_{H.K1} = Q_{cp.m} - Q_{max.T} = 80,5 - 159,6 = -79,1 \text{ квар},$$

где  $Q_{cp.m}$  – суммарная средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену из таблицы 2.2 (включая освещение).

Так как  $Q_{н.к1} < 0$ , получаем что, суммарная реактивная мощность потребляемая электроприёмниками меньше мощности, которую способен пропустить силовой трансформатор, при нормированном коэффициенте загрузки, установка батарей конденсаторов не требуется.

## **2.4 Выбор внешнего электроснабжения ТП-102-17**

Сечение шин, проводов и жил для электроустановок напряжением выше 1000 В выбирают по допустимому нагреву длительным током нагрузки с проверкой на послеаварийном режиме работы с перегрузкой; по экономической плотности тока; проверяют на допустимую потерю напряжения в нормальном и послеаварийном режимах работы; по термической стойкости к току короткого замыкания.

Для линий, которые в случае аварии в сети электроснабжения должны обеспечивать питание потребителей I и II категорий надёжности, перегрузка может достигать 130 % длительного тока нагрузки, если величина расчётного тока в нормальном режиме не превышает 80 % длительного тока нагрузки.

Проверка на потерю напряжения линий выше 1000 В производится с учётом их индуктивного сопротивления и коэффициента реактивной мощности. Расчётная потеря напряжения, для нормального режима работы не должна превышать 5-8 %

Допустимая потеря напряжения  $\Delta U_d = 6 \%$  обеспечивается сечением кабеля, выбранным по экономической плотности тока, при длине линии.

ТП-102-17 состоит из двух сухих трансформаторов ТСЗ-200/10. Определим сечение жил кабелей, питающих силовые трансформаторы по допустимой токовой нагрузке с учётом 20 % перегрузки и по экономической плотности тока.

Определим сечение кабеля от вакуумного выключателя ВВЭ-10, до трансформатора ТСЗ-200/10 ТП-102-17.

Рассчитаем максимальный ток для питания трансформатора при 40 % перегрузки:

$$I_{p.\max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 200}{1,73 \cdot 6} = 27,0 \text{ А}$$

Допустимый ток кабельной линии с учётом поправочного коэффициента  $K_1$  на температуру равен:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{p.\max}}{K_1} = \frac{27,0}{1,32} = 20,4 \text{ А}$$

По таблице 22 [4] принимаем сечение жил трёхжильного кабеля с медными жилами, сечением -  $S = 10 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 42 \text{ А}$ , получаем  $42 \text{ А} > 20,4 \text{ А}$ .

По таблице 34 [4] при числе часов использования максимума нагрузки в год:  $T_{\text{тах}} = 5000-8760$  (трёхсменная работа),  $i_3 = 1,5 \text{ А /мм}^2$  для Центральной Сибири по формуле:

$$S_3 = \frac{I_{p.\max}}{i_3} = \frac{27,0}{1,5} = 18,0 \text{ мм}^2$$

Принимаем ближайшее стандартное сечение жил кабеля  $S_H = 25 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$ .

Проверка жил кабеля на потерю напряжения на участке до вакуумного выключателя:

На основании приведённых расчётов выберем сечение  $25 \text{ мм}^2$  и произведём проверку кабелей на потерю напряжения. Длина рассматриваемой линии  $0,01 \text{ км} < 6 \text{ км}$ , следовательно, в нормальном режиме  $\Delta u_p < 6 \%$  и проверку на потерю напряжения при нормальном режиме работы можно не производить. В послеаварийном режиме (при работе одного кабеля):

$$\Delta U_{p.a} = \left[ P_p \cdot r + Q_p \cdot \frac{x}{U_H^2} \right] \cdot 100 = \left[ 0,115 \cdot 0,027 + 0,080 \cdot \frac{0,054}{6^2} \right] \cdot 100 = 0,3\%$$

где  $P_p = 115,7 \text{ кВт} = 0,115 \text{ МВт}$ ;

$$Q_p = 80,5 \text{ квар} = 0,80 \text{ Мвар};$$

$$r = r_0 \cdot l = 3,06 \cdot 0,6 = 1,836 \text{ Ом};$$

$$x = x_0 * l = 0,09 * 0,6 = 0,054 \text{ Ом};$$

$r_0$  и  $x_0$  принимаем из таблицы 2 [15], для  $S_n = 25 \text{ мм}^2$ , жилы медные.

$$\Delta U_{p.a} < \Delta U_{доп} = 6\%, 0,3\% < 6\%.$$

Из расчётов видно, что потеря напряжения в нормальном и послеаварийном режимах меньше допустимой. Кабельная линия проходит по всем показателям.

На ввод в трансформатор ТП-102-17 принимаем кабель ВВГнг-3х95, сечение  $95 \text{ мм}^2$  и  $I_{доп}=165 \text{ А}$

Таблица 2.4 – Выбор высоковольтных кабелей

Электроприёмники	$S_n$ , кВа	$I_{p.мах}$ , А	$S_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А	Тип кабеля
ТСЗ-200/10/0,4	200	27,0	18,0	196	ВВГнг-3х95

### 3 Расчёт токов короткого замыкания

#### 3.1 Расчёт тока короткого замыкания на секции РП-102

Для расчёта токов КЗ выберем наибольший неблагоприятный режим работы системы электроснабжения предприятия, т.е. когда один из трансформаторов отключён. Расчёт токов КЗ производим в следующих точках схемы замещения:

- на шинах высшего напряжения трансформаторов ГПП-2;
- на шинах низшего напряжения трансформаторов ГПП-2;
- на шинах РП-2;
- на шинах низшего напряжения трансформаторов ТП-102-17.

Для расчётов релейной защиты, определяем наибольшее и наименьшее значение периодической слагающей тока КЗ.

Составим расчётную (рисунок 3.1) и схему замещения (рисунок 3.2) для расчётов тока короткого замыкания.

Схема замещения предоставляет собой расчётную схему, в которой все электрические и магнитные (трансформаторные) связи предоставлены электрическими сопротивлениями.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ определяется:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = I_{\text{п.о}} = \frac{E''_{\Sigma^*}}{Z''_{\Sigma^*}} * I_{\text{б}},$$

где  $E''_{\Sigma^*}$  - ЭДС в относительных единицах;

$Z''_{\Sigma^*}$  - полное сопротивление в относительных единицах.

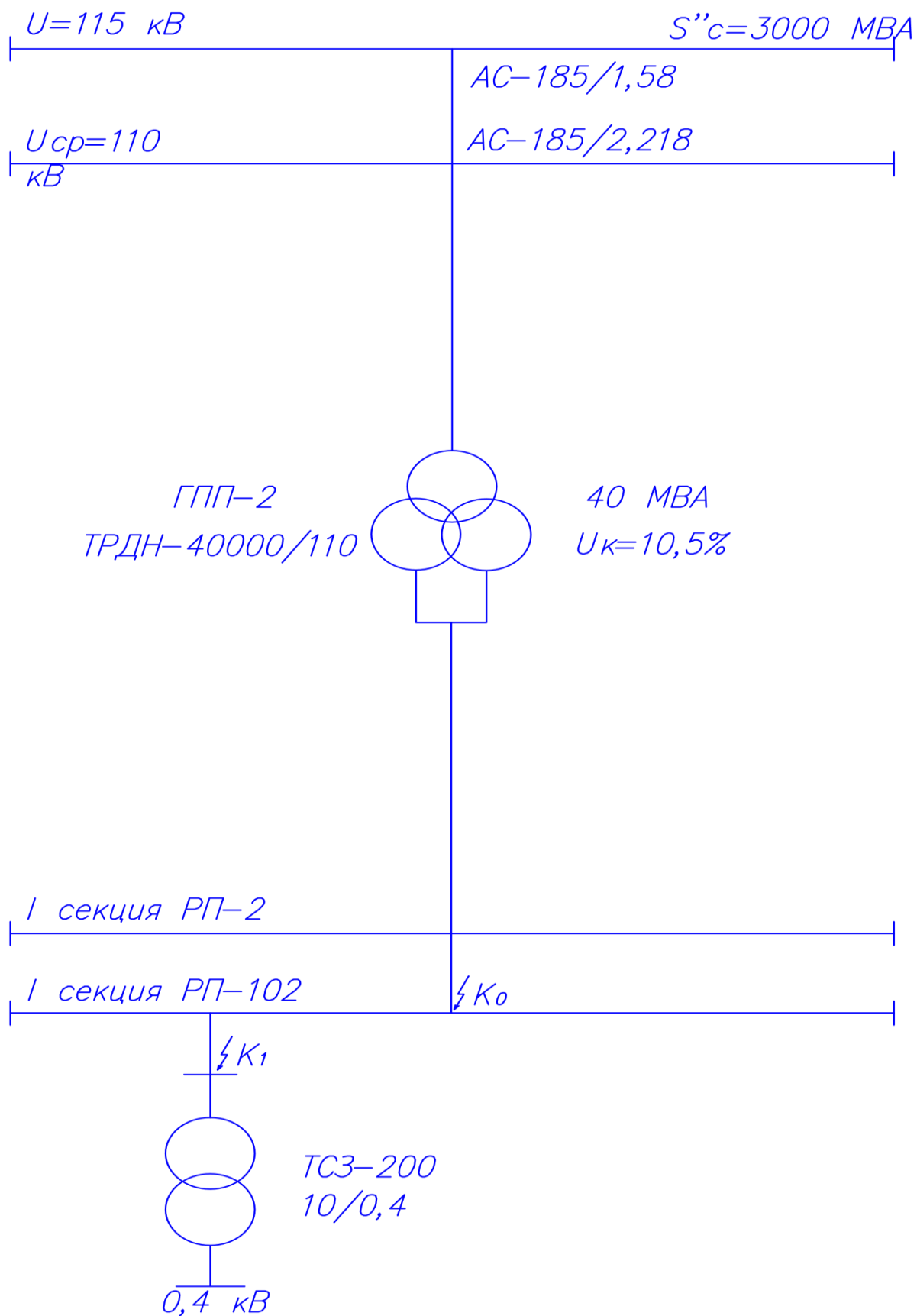


Рисунок 3.1 – Расчётная схема электрической сети РП-102

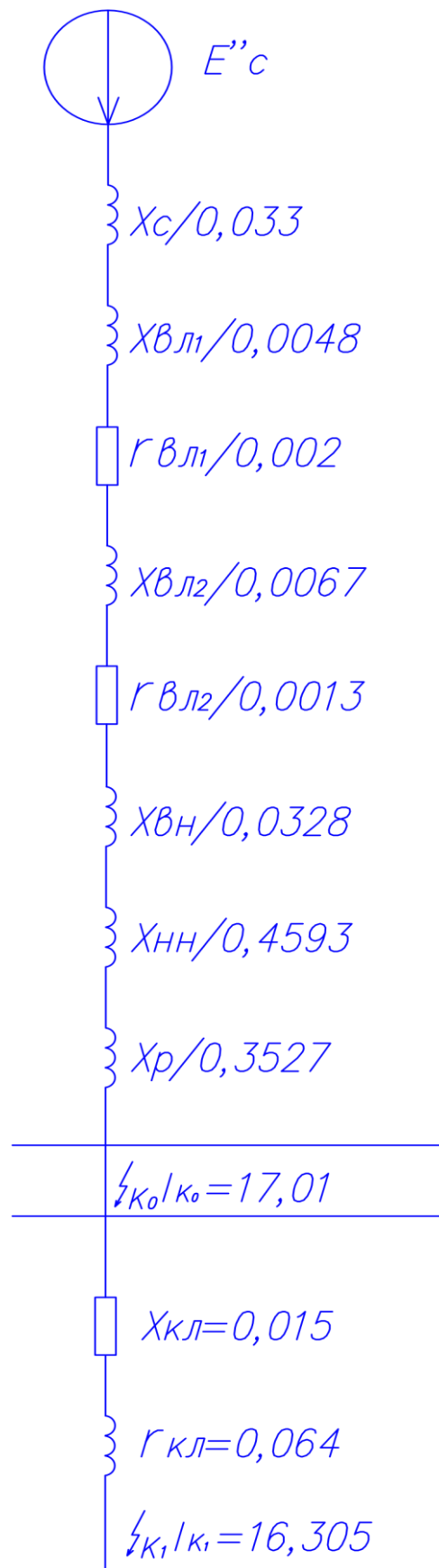


Рисунок 3.2 – Схема замещения РП-102

Активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении тока КЗ не учитывают, если выполняются условие:

$$r_{\Sigma^*} \leq \frac{1}{3} * x_{\Sigma^*}$$

тогда значение равно:  $I_K^{(3)} = I_{п.о} = \frac{E_{\Sigma^*}''}{Z_{\Sigma^*}''} * I_{\sigma}$ .

ЭДС энергосистемы принимают:  $E_c'' = 1$

Параметры элементов схемы замещения (рисунок 3.2) определим в относительных единицах при базисных условиях:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} * \text{А}; S_K = 3000 \text{ МВ} * \text{А}$$

$$U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}; U_{\sigma 2} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} * U_{\sigma 1}} = \frac{100}{1,73 * 115} = 0,503 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} * U_{\sigma 2}} = \frac{100}{1,73 * 6,3} = 9,175 \text{ кА}.$$

Индуктивное сопротивление в относительных единицах:

- системы:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_K} = \frac{100}{3000} = 0,033;$$

- воздушной линии ВЛ1:

$$r_{ВЛ1} = r_0 * L_1 * \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,169 * 1,58 * \frac{100}{115^2} = 0,002;$$

$$x_{ВЛ1} = x_0 * L_1 * \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,4 * 1,58 * \frac{100}{115^2} = 0,0048;$$



Для АС-185 длина  $L_1 = 1,58$  км,  $S_H = 185$  мм<sup>2</sup>, из таблицы 43 [8]  $r_0 = 0,08$  Ом/км,  $x_0 = 0,4$  Ом/км для сети  $U_H = 110$  кВ;

$$r_{ВЛ2} = r_0 * L_2 * \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,08 * 2,218 * \frac{100}{115^2} = 0,0013;$$

$$x_{ВЛ2} = x_0 * L_2 * \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 * 2,218 * \frac{100}{115^2} = 0,0067.$$

Для АС-185 длина  $L_2 = 2,218$  км,  $S_H = 185$  мм<sup>2</sup>, из таблицы 43 [8]  $r_0 = 0,08$  Ом/км,  $x_0 = 0,4$  Ом/км для сети  $U_H = 110$  кВ;

- трансформатора ГПП-2 ТРДН-40000/110;

Из таблицы 136 [8] приведём техническую характеристику для двухобмоточного трансформатора с расщеплённой обмоткой ТРДН-40000/110

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Техническая характеристика трансформатора ТРДН-40000/110

$S_H$ , МВ*А	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$P_X$ , кВт	$P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_X$ , %
40	115	6,3	34	170	10,5	0,55

$$x_{ВН} = \frac{0,125 * U_{К.НН} * S_6}{100 * S_{H.T}} = \frac{0,125 * 10,5 * 100}{100 * 40} = 0,0328;$$

$$x_{Н1,Н2} = \frac{1,75 * U_{К.ВН} * S_6}{100 * S_{H.T}} = \frac{1,75 * 10,5 * 100}{100 * 40} = 0,4593;$$

$$r_{\Sigma 0} = r_{ВЛ1} + r_{ВЛ2} + r = 0,002 + 0,0028 + 0,0463 = 0,0511;$$

$$x_{\Sigma 0} = x_C + x_{ВЛ1} + x_{ВЛ2} + x_B + x_H =$$

$$0,0333 + 0,0048 + 0,0067 + 0,0328 + 0,4593 = 0,5369$$

Индуктивное сопротивление реактора  $x_{*p}$  (активным сопротивлением пренебрегаем, т.к. оно мало) по формуле

$$x_p = x_H * \frac{S_6}{U_{H.cp}^2} = 0,3527$$

$$Z_{\Sigma 0} = \sqrt{r_{\Sigma 0}^2 + x_{\Sigma 0}^2} = \sqrt{0,0511^2 + 0,5369^2} = 0,5393.$$

Периодическая составляющая тока КЗ системы:

$$I''_{c0} = \frac{I_{62}}{Z_{\Sigma 0}} = \frac{9,175}{0,5393} = 17,01$$

$$I''_{c0} = I''_{k0} = 7,56.$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ системы:

$$T_{ac0} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega * r_{\Sigma 0}} = \frac{0,5393}{314 * 0,0511} = 0,03 \text{ с.}$$

Найдём ударный коэффициент системы:

$$K_{yc0} = 1 + e^{-0,01/Ta} = 1,95$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке замыкания  $K_0 = 17,01 \text{ кА}$ .

Найдём периодическую составляющую тока КЗ в момент времени  $t = \infty$  для системы.

Так как мощность системы равна  $S_c = 3000 \text{ МВ*А}$ , то считаем, что ток КЗ в любой момент времени остаётся неизменным, то есть:

$$I''_{k0} = I''_{c0} = 17,01 \text{ кА}$$

Наибольшее действующее значение тока КЗ в точке  $K_0$ :

$$I_{y0} = I''_{к0} * \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 17,01 * \sqrt{1 + 2(1,95 - 1)^2} = 28,48 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке  $K_0$ :

$$i_{yc0} = I_{yc0} = K_{yc0} * \sqrt{2} * I''_{c0} = 1,95 * \sqrt{2} * 17,01 = 46,9 \text{ кА.}$$

где  $K_{yc0} = 1,95$  – ударный коэффициент системы

Сквозная мощность при коротком замыкании в точке  $K_0$ :

$$S_{к0} = \sqrt{3} * I''_{к0} * U_{н.ср} = 1,73 * 17,01 * 6,3 = 185,4$$

### 3.2 Расчет тока короткого замыкания на вводе трансформатора

Определим активное и индуктивное сопротивления кабельной линии  $КЛ_1$  длиной  $L_3 = 75 \text{ м} = 0,075 \text{ км}$  и сечение  $S_H = 95 \text{ мм}^2$ .

Из таблицы 44 и 45 [8] определяем  $x_0$  и  $r_0$ :

$$r_{кЛ1} = \frac{r_{0*} * L_1 * S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,34 * 0,075 * 100}{6,3^2} = 0,064$$

$$x_{кЛ1} = \frac{x_{0*} * L_1 * S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,08 * 0,075 * 100}{6,3^2} = 0,015$$

$$X_0=0,08 \text{ Ом/км; } r_0=0,34 \text{ Ом/км.}$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления цепи до точки  $K_1$ :

$$r_{\Sigma 1} = r_{\Sigma 0} + r_{кЛ1} = 0,0511 + 0,067 = 0,11$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 0} + x_{кЛ1} = 0,5369 + 0,015 = 0,5519.$$

Определим результирующее сопротивление от системы до точки  $K_1$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + x_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{0,11^2 + 0,5519^2} = 0,5627$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке от системы до точки К<sub>1</sub>

$$I''_{c1} = \frac{I_{62}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{9,175}{0,5627} = 16,305 \text{ кА}$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ системы:

$$T_{ac6} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega * r_{\Sigma 1}} = \frac{0,55}{314 * 0,11} = 0,011 \text{ с}$$

Найдём ударный коэффициент системы по кривой, в зависимости от T<sub>ac6</sub>, K<sub>y1</sub> = 1,8

$$I''_{к1} = I''_{c1} = 16,305 \text{ кА}$$

Так как мощность системы равна S<sub>c</sub> = 3000 МВ\*А, то считаем, что ток КЗ в любой момент времени остаётся неизменным, то есть:

$$I_{c1t} = I''_{c1} = 16,305 \text{ кА}$$

Наибольшее действующее значение тока КЗ в точке К<sub>5</sub>:

$$I_{y1} = I''_{c1} * \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} = 16,305 * \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 24,65 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К<sub>1</sub>:

$$i_{y1} = K_{yc1} * \sqrt{2} * I''_{c1} = 1,8 * \sqrt{2} * 16,305 = 19,2 \text{ кА},$$

где K<sub>yc2</sub> = 1,8 – ударный коэффициент системы

Сквозная мощность при коротком замыкании в точке К<sub>5</sub>:

$$S_{к1} = \sqrt{3} * I''_{к1} * U_{н.ср} = 1,73 * 16,305 * 6,3 = 177,7$$

Данные расчёта токов короткого замыкания занесём в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Данные расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I''_c$ , кА	$I''_k$ , кА	$I_y$ , кА	$i_y$ , кА	$S_k$ , МВ*А
1	2	3	4	5	6
$K_0$	17,01	17,01	28,48	46,9	185,4
$K_1$	16,305	16,305	24,65	19,2	177,7

### 3.3 Выбор и проверка сечений жил кабелей

Минимальное сечение жил питающих кабелей по термической стойкости составляет:

$$S_T = \frac{I_{k1t=\infty} * \sqrt{t_{\Pi}}}{K_T} = \frac{16305 * \sqrt{0,75}}{95} = 94,6 \text{ мм}^2,$$

$$I_{k1t=\infty} = I''_c$$

где  $I_{\infty}$  - установившееся значение тока КЗ, А;

$t_{\Pi}$  - приведённое время КЗ;

$K_T$  – температурный коэффициент, учитывающий ограничения допустимой температуры нагрева, жил кабелей, значения которого приведены из таблицы 29[1]

Окончательно принимаем ближайшее сечение кабеля питающий трансформатор ТСЗ-200/10 ВВГнг-3х95  $I_{\text{доп}} = 196 \text{ А}$

## 4 Выбор элементов системы электроснабжения

Высоковольтные электрические аппараты выбирают по условиям длительного режима работы и проверяют по условиям короткого замыкания.

При этом для всех аппаратов производится:

- Выбор по напряжению;
- Выбор по нагреву при длительных токах;
- Выбор по номинальному периодическому току отключения;
- Проверка на электродинамическую стойкость (согласно ПУЭ, не проверяют аппараты и проводники, защищённые плавкими вставками предохранителями с номинальным током до 60 А включительно)
- Проверка на термическую стойкость (согласно ПУЭ, не проверяют аппараты и проводники, защищённые плавкими предохранителями)

### 4.1 Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей

Определим номинальный ток силового трансформатора, для выбора вводных и секционного выключателей.

$$I_{н.мах} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} * U_{н}} = \frac{40000}{1,76 * 6,3} = 3670 \text{ А}$$

$$I_{н} = \beta * I_{н.мах} = 0,8 * 3670 = 2936 \text{ А,}$$

где  $\beta = 0,8$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Максимальный ток на одну секцию:

$$\frac{I_{н}}{2} = \frac{2936}{2} = 1468 \text{ А}$$

Выбираем выключатели типа ВВЭ-10К/630У2, питающие трансформаторы ТП-102-17. Выбор высоковольтных выключателей производят по следующим параметрам и формулам, приведённым в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Расчётные и каталожные данные по выбору отходящих выключателей типа ВВЭ-10К/630У2

Наименование	Параметры каталожные	Параметры расчётные	Выбор по формуле
$U_H$ , кВ	10	6	$U_H > U_{H,y}$
$I_H$ , А	630	34	$I_H > I_{p,max}$
$I_{H,0}$ , кА	20	19,2	$I_{H,0} > I''_{K1}$
$I_{H,d}$ ,кА	51	24,65	$I_{H,d} \geq I_y$
$I_{H.T.C.}$ , кА	20	7,79	$I_{H.T.C.} \geq I_{H.T.C.p}$
$S_{H,0}$ , МВ*А	218	177,7	$S_{H,0} > S_{H1}$

Таблица 4.2 –Выбор и проверка предохранителей типа ПКТ 102-6-160-20У3

Наименование	Параметры каталожные	Параметры расчётные	Выбор по формуле
$U_H$ , кВ	6	6	$U_H > U_{H,y}$
$I_{H,a}$ , А	160	34	$I_H > I_{p,max}$
$I_{H,0}$ , кА	20	19,2	$I_{H,0} > I''_{K1}$
$S_{H,0}$ , МВ*А	200	177,7	$S_{H,0} > S_{H1}$

Таблица 4.3 – Выбор и проверка выключателей нагрузки типа ВНАП-10/630-20зп для трансформаторов ТСЗ-200/10

Наименование	Параметры каталожные	Параметры расчётные	Выбор по формуле
$U_H$ , кВ	10	6,3	$U_H > U_{H,y}$
$I_H$ , А	630	34	$I_H > I_{p,max}$
$I_{H,0}$ , кА	20	19,2	$I_{H,0} > I''_{K1}$
$I_{H,d}$ ,кА	51	24,65	$I_{H,d} \geq I_y$
$I_{H.T.C.}$ , кА	20	7,79	$I_{H.T.C.} \geq I_{H.T.C.p}$
$S_{H,0}$ , МВ*А	218	177,7	$S_{H,0} > S_{H1}$

Для выбора высоковольтных разъединителей рассчитаем ток термической стойкости:

$$I_{TC} = I_{K1} * \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{HTC}}} = 16,305 * \sqrt{\frac{0,65}{4}} = 6,57 \text{ кА,}$$

где  $t_{HTC} = 4$  с из таблицы 152 [1].

Таблица 4.4 –Расчётные и каталожные данные по выбору разъединителя типа РВЗ-10/400 УЗ на отходящие фидеры питающих трансформаторы типа ТСЗ-200/10

Наименование	Параметры каталожные	Параметры расчётные	Выбор по формуле
$U_H$ , кВ	6	6	$U_H > U_{H,y}$
$I_{H,a}$ , А	80	34	$I_H > I_{p,max}$
$I_{H,d}$ , кА	51	19,2	$I_{H,o} > I''_{к1}$
$I_{H,T.C}$ , кА	16	6,57	$I_{H.T.C} > I_{H.T.Cp}$

## 4.2 Расчет распределительной сети, выбор и расчет защитных устройств на стороне низкого напряжения

### Выбор шинопроводов

Мощность КЗ в точке  $K_1$  на вводе в трансформатор ТСЗ-200/10 равна 117 МВ\*А. Расчётный ток максимальный ток для I и II секции из таблицы 2.2 равна 216,77 А.

По расчётному току  $I_{p,max} = 2936$  А, выбираем магистральные шины типа ШРА4-250-32-3УЗ  $I_{доп} = 250$  А. сечение фазы шины  $S=2(5 \times 35)$  мм<sup>2</sup>. Расстояние между шинами,  $a=350$  мм при расстоянии между опорными изоляторами  $L=1300$  мм; длина шин  $L_{ш1} = 2$  м; сопротивление шины  $r_{ш1} = 0,02$  Ом/км;  $x_{ш1} = 0,02$  Ом/км; ударный ток  $i_{доп} = 15$  кА.

По таблице 105[8] принимаем вводной автоматический выключатель ВА-55-41 с характеристиками  $I_H = 630$  А,  $I_{отк} = 33,5$  кА.

$$\frac{I_{p,max}}{2} = \frac{216,77}{2} = 108,3 \text{ А.}$$

По расчётному току  $I_M = 108,3$ , по таблице 52 [8], выбираем магистральные шины типа ШТР4-100-42-1УЗ  $I_{доп} = 100$  А. Сечение фазы шины  $S=1(8 \times 100)$  мм<sup>2</sup>.



Расстояние между шинами,  $a=350$  мм при расстоянии между опорными изоляторами  $L=1300$  мм; длина шин  $L_{ш2} = 10$  м; сопротивление шины  $r_{ш2}=0,034$  Ом/км;  $x_{ш2} = 0,016$  Ом/км; ударный ток  $i_{доп} = 5$  кА.

Технические характеристики трансформаторов ТСЗ-200/10

$S_H = 200$  кВа;  $U_{вн} = 6$  кВ;  $U_{нн} = 0,4$  кВ;  $P_x = 710$  Вт;  $P_k = 3,2$  кВт;  $U_k = 5,5$  %;  $I_x = 2,8$  %.

Определим сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{нн}^2}{S_k} * 10^3 = \frac{0,4^2}{177,7} * 10^3 = 0,9 \text{ мОм},$$

где  $S_k = S_1 = 177,7$  МВА.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора для прямой последовательности фаз:

$$r_T = \frac{P_k * U_{нн}^2}{S_T^2} * 10^6 = \frac{3,2 * 0,4^2}{200^2} * 10^6 = 12,8 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 * P_{кном}}{S_{т.ном}}\right)^2} * \frac{U_{нн}^2}{S_{т.ном}} * 10^4 = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 * 3,2}{200}\right)^2} * \frac{0,4^2}{200} * 10^4 = 42,1 \text{ мОм}.$$

Сопротивление магистральных шинопроводов:

$$r_{ш1} = r_{ш1} * L_{ш1} = 0,02 * 0,002 = 0,04 \text{ мОм};$$

$$x_{ш1} = x_{ш1} * L_{ш1} = 0,02 * 0,002 = 0,04 \text{ мОм},$$

где  $L_{ш1} = 2$  м = 0,002 км;

Сопротивление распределительных шинопроводов:

$$r_{ш2} = r_{ш2} * L_{ш2} = 0,034 * 0,01 = 0,34 \text{ мОм}$$

$$x_{ш2} = x_{ш2} * L_{ш2} = 0,016 * 0,01 = 0,16 \text{ мОм}$$

где  $L_{ш2} = 10 \text{ м} = 0,01 \text{ км}$ .

Переходное сопротивление в местах присоединения шин в месте короткого замыкания  $r_{ш} = 15 \text{ мОм}$ .

Для распределительных щитов на подстанциях принимают  $r_{ш} = 15 \text{ мОм}$ ; на шинах вводно-распределительных устройствах зданий  $r_{ш} = 20 \text{ мОм}$ ; на последних распределительных щитах  $r_{ш} = 25 \text{ мОм}$ .

Активное и индуктивное результирующее сопротивления цепи короткого замыкания в точке  $K_0$  равны:

$$r_{\Sigma K0} = r_T + r_{ш1} + r_{ш2} + r_{a1} + r_{ш} = 12,8 + 0,04 + 0,34 + 0,13 + 15 = \\ = 28,31 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K0} = x_c + x_T + x_{ш1} + x_{ш2} + r_{a1} = 0,9 + 42,1 + 0,04 + 0,16 + 0,07 = \\ = 43,27 \text{ мОм};$$

Полное сопротивление цепи КЗ до точки  $K_0$ :

$$Z_{\Sigma K0} = \sqrt{(r_{\Sigma K0} + x_{\Sigma K0})^2} = \sqrt{(28,31 + 43,27)^2} = 51,7 \text{ мОм}$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{K1c} = \frac{U_H}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma K0} * 10^{-3}} = \frac{400}{1,73 * 51,7 * 10^{-3}} = 4494 \text{ А}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_{a1} = T_{a2} = \frac{X_{\Sigma k0}}{\omega * r_{\Sigma k0}} = \frac{43,27}{314 * 28,31} = 0,004 \text{ с.}$$

$$I_{y1c} = \sqrt{2} * K_{y1} * I_{k1} = 1,41 * 1,01 * 4,494 = 6,399 \text{ кА,}$$

где ударный коэффициент  $K_{y1} = 1,01$ .

Учтём влияние электродвигателей двух насосов мощностью 11 кВт, подключенных к I секции, на ток КЗ в точке  $K_1$

$$I_{k1д} = I_{k2д} = 4,5 * I_{кд} = 4,5 * 22,2 = 99,9 \text{ А}$$

где  $I_{к1д}, I_{к2д}$  – номинальный ток двух насосов мощностью 11,0 кВт из таблицы 2.1.

Ударный ток КЗ от электродвигателей мощностью 11 кВт, подключенных к I секции

$$i_{y1д} = i_{y2д} = 6,5 * i_{уд} = 6,5 * 0,222 = 1,443 \text{ кА}$$

где  $I_{к1д}, I_{к2д}$  – номинальный ток двух насосов мощностью 11,0 кВт из таблицы 2.1.

Полное значение тока КЗ и ударного тока в точке  $K_2с$  учётом электродвигателей насосов:

$$I_{k1} = I_{k2} = I_{k1c} + I_{к\Sigma уд} = 4494 + 99,9 + 99,9 = 4693,8 \text{ кА}$$

$$I_{y1} = I_{y2} = i_{y1c} + i_{y\Sigma уд} = 6,399 + 2,886 = 9,285 \text{ кА}$$

Аналогичный расчёт произведём для всех точек короткого замыкания ТП-102-17 и занесём данные в таблицу 4.6.

Точки короткого замыкания рассчитываются для разных точек: насосов, электрокалорифела, кондиционера, лифта, сварочного поста.

Проверим выбранные магистральные шины ШРА4-250-32 У3 на динамическую устойчивость к токам КЗ при расчётном максимальном токе 216 А при ударном токе  $I_{y1}=9,285$  кА.

Шины установлены на изоляторах плашмя.

Расстояние между фазами,  $a=350$  мм, расстояние между изоляторами в пролёте  $L=1300$  мм, сечение шин  $S=2(5 \times 35)$  мм<sup>2</sup>.

Момент сопротивления шин при установке плашмя:

$$W = \frac{b * h^2}{6} = \frac{2 * (1 * 12^2)}{6} = 48 \text{ см}^2$$

где  $b$  и  $h$  – размеры поперечного сечения шины.

Таблица 4.5 – Данные расчёта сечений жил кабелей электропотребителей ТП-102-17

Электроприёмник	Длина, м	Мощность, кВт	Ток, А	$0,92 * I_{н.р.}$ А	$I_{доп.}$ , А	$I_{з.а} * K_3$	Тип и сечение жил кабеля (провода)
Насос №1	20	11,0	22,2	20,4	30	100	ВВГнг-(3x16+1x10)
Насос №2	20	11,0	22,2	20,4	30	100	ВВГнг-(3x16+1x10)
Кондиционер	45	53,0	91,3	84,0	120	250	ВВГнг-(3x50+1x35)
Электрокалорифер	60	25,0	47,6	43,7	80	100	ВВГнг-(3x35+1x16)
Лампа ДКСТ-20000	110	20	44,3	40,7	80	100	ВВГнг-2(3x35+1x16)
ШУ-1	30	7,5	13,2	12,1	25	25	ВВГнг-(3x16+1x10)
ШУ-3	55	5,5	10,2	9,3	25	25	ВВГнг-(3x16+1x10)
ЩО-12	30	12,0	18,6	17,1	25	50	ВВГнг-(3x16+1x10)
Лифт	115	18,0	39,4	36,2	50	50	ВВГнг-2(3x16+1x10)
Сварочный пост	80	10,0	30,8	28,3	50	50	ВВГнг-(3x16+1x10)
1ПР	25	75,0	130,7	120,2	150	400	ВВГнг-(3x50+1x35)
2ПР	35	78,0	159,8	147,0	170	400	ВВГнг-(3x70+1x35)

Таблица 4.6 – Данные расчёта трёхфазных токов короткого замыкания ТП-102-17

Точка КЗ на схеме	Место тока КЗ	$r_{\Sigma}$ , мОм	$x_{\Sigma}$ , мОм	$z_{\Sigma}$ , мОм	$I_{\kappa}^{(3)}$ , А	$i_{y\Sigma}$ , кА
K <sub>3</sub>	Насос №1	17,31	23,73	29,37	726	11,32
K <sub>4</sub>	Насос №2	27,86	25,63	37,85	813	8,6
K <sub>5</sub>	Кондиционер	94,96	24,93	98,17	1341	3,32
K <sub>6</sub>	Лампа ДКСТ	32,02	34,16	46,69	1104	6,98
K <sub>7</sub>	Ввод на 1ПР	19,55	24,93	31,68	10879	11,32
K <sub>8</sub>	Ввод на 2ПР	33,07	27,18	60,25	10868	8,6
K <sub>9</sub>	Сварочный пост	73,05	26,75	99,8	786	10,29
K <sub>10</sub>	ШУ-1	25,96	24,7	35,83	514	4,8
K <sub>11</sub>	ШУ-3	39,5	36,6	66,1	458	9,09
K <sub>12</sub>	Лифт	33,8	27,08	60,83	1028	6,7
K <sub>13</sub>	Электрокалорифер	28,4	38,9	67,3	1394	7,9
K <sub>14</sub>	ЩО-12	35,2	25,49	60,69	841	4,3

Расчётное напряжение в металле шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot I_{y1}^2 \cdot 130^2}{(a \cdot W)} = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot 9,285^2 \cdot 130^2}{35 \cdot 48} = 1,52 \text{ МПа.}$$

Наибольшее допустимое при изгибе напряжения  $\sigma_{\text{расч}}$  для алюминиевых шин [18]  $\sigma_{\text{расч}} = 80 \text{ МПа}$  при  $t=20 \text{ C}^0$ .

$$1,52 \text{ МПа} < 80 \text{ МПа.}$$

Шины ШРА4-250-32 УЗ динамически устойчивы к токам КЗ.

Проверим на динамическую устойчивость к токам короткого замыкания распределительные шины типа ШТР-100-42-1 УЗ при расчётном токе  $I_{y1}=9,285 \text{ кА}$ ,  $a= 350 \text{ мм}$ ,  $L= 1300 \text{ мм}$  шины установлены плашмя на изоляторах сечение шин  $S= 1(25 \times 25 \times 3) \text{ мм}^2$

Момент сопротивления шин при установке плашмя:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 3,1 \text{ см}^2.$$

Расчётное сопротивление шин при установке плашмя:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot I_{y1}^2 \cdot 130^2}{(a \cdot W)} = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot 9,285^2 \cdot 130^2}{35 \cdot 3,1} = 23,63 \text{ МПа}$$

$$23,63 \text{ МПа} < 80 \text{ МПа} .$$

Шины ШТР4-100-42-1 УЗ динамически устойчивы к токам КЗ

Выбор кабелей и пускозащитной аппаратуры для электродвигателя мощностью  $P_n = 11 \text{ кВт}$ .

Выбор автоматического выключателя.

Из таблицы 2.1 номинальный ток электродвигателя  $I_{н.р} = 22,2 \text{ А}$   
 $K=I_{п} / I_{н} = 7,5$ ,  $I_{к2} = 4693,8 \text{ кА}$ ,  $I_{y2} = 9,285 \text{ кА}$

Предварительно выбираем автоматический выключатель ВА99-100  $I_{н} = 100 \text{ А}$ ;  $U_{н} = 380 \text{ В}$ .

Ток срабатывания теплового расцепителя:

$$I_{\text{сраб}} \geq 1,25 * I_{\text{р.н}} = 1,25 * 22,2 = 27,75 \text{ А}$$

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{уст.э.р}} = \geq 1,2 * K * I_{\text{р.н}} = 1,2 * 7 * 22,2 = 186,48 \text{ А}$$

Согласно характеристикам автоматического выключателя, кратность токовой отсечки 10, следовательно,

$$I_{\text{уст.э.р}} = 10 * I_{\text{тр}} = 10 * 100 = 1000 \text{ А}$$

$$1000 \text{ А} > 186,48 \text{ А}$$

Проверим выключатель по отключающей способности к току КЗ:

Согласно характеристикам автоматического выключателя, отключающая способность равна 15 кА, следовательно,

$$15 \text{ кА} > 4693,8 \text{ кА}$$

Расчётные данные для остальных электроприёмников рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 2.12

Выбор кабеля для питания электродвигателя насоса мощность  $P_{\text{н}} = 11$  кВт.

Для питания насоса №1 выбираем кабель длиной 20 м ВВГнг (3х16+1х10) с пластмассовой изоляцией, медными жилами, проложенный по воздуху. Согласно характеристике данного кабеля, длительно допустимая токовая нагрузка  $I_{\text{доп}} = 87$  А на воздухе.

$$I_{\text{р}} = 0,92 * I_{\text{р.н}} = 0,92 * 22,2 = 20,4 \text{ А}$$

Согласно расчётам, окончательно выбираем кабель ВВГнг (3х16+1х10)

$$I_{\text{р}} < I_{\text{доп}} \quad 20,4 \text{ А} < 87 \text{ А}$$

Расчётные данные для остальных кабелей к электроприёмникам рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 4.5.

Расчёт трехфазного тока КЗ на вводе электродвигателя насоса №1 мощностью  $P_{\text{н}} = 11$  кВт

Сопротивление трансформатора ТСЗ-200/10 УЗ:

$$r_{\text{р}} = 12,8 \text{ мОм}, \quad x_{\text{р}} = 42,1 \text{ мОм}$$



Сопrotивление магистральных шин длиной  $L_{ш1} = 2$  м:

$$r_{ш1} = 0,04 \text{ мОм}, \quad x_{ш1} = 0,04 \text{ мОм}$$

Сопrotивление магистральных шин длиной  $L_{ш2} = 6$  м:

$$r_{ш2} = 0,34 \text{ мОм}, \quad x_{ш2} = 0,16 \text{ мОм}$$

Сопrotивление автомата ВА-55-41:

$$r_{a1} = 0,13 \text{ мОм}, \quad x_{a1} = 0,07 \text{ мОм}, \quad r_{пер} = 0,15 \text{ мОм}$$

Определим полное сопротивление в точке  $K_4$

$$r_{\Sigma K4} = 17,24 + 0,65 + \frac{1,26}{2} + \frac{0,024}{2} = 19 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma K4} = 11,02 + 0,17 + \frac{9}{2} = 20,19 \text{ мОм};$$

$$I_{\Sigma K4} = \sqrt{(r_{\Sigma K4} + x_{\Sigma K4})^2} = \sqrt{19 + 20,19} = 27,72 \text{ мОм}$$

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\omega * I_{\Sigma K4}} = \frac{400}{314 * 27,7 * 10^{-3}} = 0,726 \text{ кА}$$

Данные расчётные значения заносятся в таблицы 4.5, 4.6. Остальные электропотребители ТП-102-17 рассчитываются аналогично.

Таблицы 4.7 – Данные выбора аппаратов защиты

Потребитель	$I_{ном.}$ А	$I_{отс.}$ А	Аппарат защиты	$I_K$ А
Насос №1	31,0	100	ВА-99	726
Насос №2	33,0	100	ВА-99	813
Кондиционер	112,0	250	ВА-99	1341
Лампа ДКСТ-20000	74,0	100	ВА-99	1104
Ввод на 1ПР	344,0	400	ВА-99	10879
Вод на 2ПР	357,0	400	ВА-99	10868
Сварочный пост	17,0	50	ВА-99	786
ШУ-1	13,0	25	ВА-99	514
ШУ-3	15,0	25	ВА-99	458
Лифт	28,0	50	ВА-99	1028
Электрокалорифер	63,0	100	ВА-99	1394
ЩО-12	24,0	50	ВА-99	841

### 4.3 Релейная защита высоковольтного трансформатора

В соответствии с ПУЭ для силовых трансформаторов должны предусматривать устройства релейной защиты, действующие при:

- Многофазных (междуфазных) коротких замыканиях в обмотках и на ее выводах;
- Однофазных замыканиях на землю;
- Внутренних повреждениях;
- Перегрузка.

На ТП-102-17 установлены два силовых трансформатора типа ТСЗ-200/110 УЗ. Для реализации всех требований ПУЭ выбираем схему релейной защиты, обеспечивающую:

- межфазную защиту от коротких замыканий – двухфазная двух релейная отсечка без выдержки времени, установленную со стороны питания и защищающая от межфазных коротких замыканий в трансформаторе (действует на его отключение);

- защиту от внешних коротких замыканий – двух фазную трёхлинейную максимальную токовую защиту (МТЗ), установленную со стороны питания;

- от однофазных коротких замыканий – с использованием токового реле и трансформатора нулевой последовательности;

- от внутренних повреждений – газовую защиту, реагирующую на витковые замыкания, пробой изоляции на корпус и на понижение уровня масла;

- от перегрузок – однофазную одно релейную МТЗ, действующую на сигнал.

## **5 Мероприятия по обеспечению безопасности труда**

### **5.1 Охрана труда электротехнического персонала**

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электродуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Персонал электротехнический – административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал, организующий и осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт, управление режимом работы электроустановок.

Обслуживание электротехнологических установок, а также сложного энергонасыщенного производственно-технологического оборудования, при работе которого требуется постоянное техническое обслуживание и регулировка электроаппаратуры, электроприводов, ручных электрических машин, переносных и передвижных электроприемников, переносного электроинструмента, должен осуществлять электротехнологический персонал. Он должен иметь достаточные навыки и знания для безопасного выполнения работ и технического обслуживания закрепленной за ним установки.

## 5.2 Промышленная безопасность электротехнического персонала

Для обеспечения нормальной эксплуатации электрооборудования в действующих установках проводятся ремонтные и профилактические работы. Все перечисленные работы, а также и другие работы, организуемые в действующих установках, должны выполняться в условиях, обеспечивающих безопасность их проведения.

Лица, обслуживающие электроустановки, проходят проверку знаний правил ТБ и других нормативно-технических документов в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и им присваивается определенная группа по электробезопасности.

Если лицу, обслуживающему электроустановку, разрешено также производство специальных работ (работ под напряжением, испытаний оборудования повышенным напряжением и т.п.), то об этом записывается в удостоверении о проверке знаний.

При осмотре электроустановок не допускается входить в помещения, камеры, необорудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее допустимых.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При эксплуатации электрооборудования должны выполняться организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ. Электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. Должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения.

В организациях должен осуществляться контроль за соблюдением правил ТБ, требований инструкций по охране труда.

Весь персонал, находящийся в помещении с действующим электрооборудованием подстанции, а также производящий ремонтные работы, обязан использовать индивидуальные средства защиты

Лица, нарушившие ТБ, несут ответственность (дисциплинарную, административную или уголовную) в порядке, установленном законодательством.

### **5.3 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения**

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

К основным электрозащитным средствам для работы в эл. установках напряжением до 1000 В относятся:

- штанги;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки;

– токоизмерительные клещи.

К основным электрозащитным средствам для работы в эл. установках напряжением выше 1000 В относятся:

- штанги;
- указатели напряжения;
- токоизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

#### **5.4 Меры безопасности при обслуживании трансформаторов**

Осмотр высоко расположенных частей (3 м и более) работающих трансформаторов габарита IV и выше, проводят со стационарных лестниц с учетом требований безопасности.

Трансформаторы естественным охлаждением допускается включать в работу с полной нагрузкой.

Осмотр трансформаторов (без отключения) проводят:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;
- в установках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц;
- на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

Трансформатор должен быть выведен из работы при обнаружении:

- сильного неравномерного шума и потрескивания внутри трансформатора;
- ненормального и постоянно возрастающего нагрева трансформатора при нормальной нагрузке и охлаждении;

Перегрузка трансформаторов сверх номинального тока до 40 % допускается общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток при условии, что коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93

(при этом должны быть полностью использованы все устройства охлаждения трансформатора). При перегрузке трансформаторов сверх допустимого дежурного персонала обязан принять меры к его разгрузке, действуя в соответствии с местной инструкцией.

Двери трансформаторных пунктов и камер должны быть постоянно закрыты на замок.

## **5.5 Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах**

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных Правилами, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться диэлектрическими перчатками и средствами защиты от термических рисков электрической дуги (спецодеждой, средствами защиты лица и глаз), при этом необходимо стоять

на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ.

Один из них, прошедший специальное обучение, непосредственно прокалывает кабель, а второй - наблюдает.

Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля. Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, разрешается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

На КЛ электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель разрешается по усмотрению работника, выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты от термических рисков электрической дуги и механических воздействий, стоя на изолирующем основании.

После предварительного прокола те же операции на кабеле разрешается выполнять без перечисленных дополнительных мер безопасности.

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. Работать следует в брезентовых рукавицах.



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

Работы в подземных кабельных сооружениях, а также их осмотр со спуском в них должны выполняться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых - страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена визуальная и/или голосовая связь. Производитель работ должен иметь группу IV.

До начала и во время работы в подземном сооружении должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция и взят анализ на содержание в воздухе кислорода, которого должно быть не менее 20%.

Естественная вентиляция создается открыванием не менее двух люков с установкой около них специальных козырьков, направляющих воздушные потоки. Перед началом работы продолжительность естественной вентиляции должна составлять не менее 20 минут.

В колодце разрешается находиться и работать одному работнику, имеющему группу III, с применением ляточного предохранительного пояса со страховочным канатом. Данный предохранительный пояс должен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, с кольцом на пересечении для крепления каната. Другой конец каната должен держать один из страхующих работников.

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 "Не включать! Работают люди".

Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники напряжением 12 В или аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля.

## **6 Технико-экономический расчёт**

### **6.1 Плановый годовой баланс рабочего времени электротехнического персонала**

Электротехническим персоналом, обслуживающим РП-102 и ТП-102-17, выполняются все работы по поддержанию электрооборудования в рабочем состоянии. Основной рабочей профессией этого персонала является электромонтеры по ремонту и обслуживанию электрооборудования.

Режим работы - односменный: 2 смена - начало 08.00; окончание 16.00; продолжительность - 7,2 часа. Продолжительность рабочей недели - 36 часов. Для вышеуказанного персонала: прием пищи с 11.00 до 11.48; выдача наряда не входит в продолжительность смены.

Предоставляется отпуск общей продолжительностью 52 календарных дня. Из них: 28 дней - основной отпуск; 24 дня - за работу в условиях Крайнего севера.

Электромонтеры по ремонту электрооборудования с 8 часовым рабочим днем должны отработать 1667,82 часа, что составляет 209 дней. Электромонтеры по обслуживанию электрооборудования в 2009 году с четырёх бригадным графиком работы должны отработать 1904 часа, что составляет 238 дня.

Составим плановый годовой баланс рабочего времени электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования на 2020 год (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Плановый годовой баланс рабочего времени электротехнического персонала на 2020 год

Элементы баланса		Единица измерения	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования
1		2	3
1. Календарный фонд времени	$T_k$	дни	365
2. Праздничные, выходные дни	ПД; ВД	дни	118
3. Номинальный фонд времени	$T_{ном}$	дни	247
4. Номинальная продолжительность рабочей смены	$t_{см}$	часы	7,2
5. Номинальный фонд времени	$T_{ном}$	часы	1772,4
6. Плановые неявки, всего,	ПН	дни	45
в том числе:			
6.1 дни отпуска;	ДО	дни	45(52)
7. Эффективный фонд времени	$T_{эф}$	дни	202
8. Эффективный фонд времени	$T_{эф}$	часы	1454,4
9. Продолжительность рабочей недели	$T_{нед}$	часы	36
10. Коэффициент плановых неявок	$K_{пн}$	-	1,22
11. Коэффициент использования годового фонда рабочего времени	$K_{пн}$	-	0,82

Проектом предусматривается модернизация электрооборудования участка с целью замены устаревшего оборудования. Перечень оборудования, подлежащего замене, приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Перечень оборудования, подлежащего монтажу и демонтажу

Демонтаж		Монтаж	
Наименование	Кол-во	Наименование	Кол-во
1	2	3	4
Трансформатор ТМЗ-250/10У3	2 шт.	Трансформатор ТСЗ-200/10У3	2 шт.
Выключатель ВА 57-39	3 шт.	Выключатель ВА 55-41	3 шт.
Выключатель ВА 52-37	3 шт.	Выключатель ВА 99-400	2 шт.
Выключатель ВА 52-35	1 шт.	Выключатель ВА 99-250	1 шт.
Выключатель ВА 52-31	9 шт.	Выключатель ВА 99-100	9 шт.
Контактор КТ-6043	1 шт.	Контактор КВТ-1,14-4/400У3	1 шт.
Пускатель ПМ12-7220У3	2 шт.	Пускатель ПМ12-040204	2 шт.
Кабель АВВГ 3x70+1x25	35 м	Кабель ВВГнг 3x70+1x25	35 м
Кабель АВВГ 3x50+1x25	1030 м	Кабель ВВГнг 3x50+1x25	1030 м
Кабель АВВГ 3x35+1x16	160 м	Кабель ВВГнг 3x35+1x16	310 м
Кабель АВВГ 3x16+1x10	694 м	Кабель ВВГнг 3x16+1x10	694 м

Единовременные капитальные затраты по проектируемому звену включают:

- стоимость основных средств, подлежащих монтажу (в действующих ценах текущего года)  $\Phi_{O.нов}$  (см. таблицу 6.3);
- стоимость демонтажных и монтажных работ;
- стоимость монтажных работ  $C_M$  и пуско-наладочных работ  $C_{п.н.}$

Таблица 6.3 - Смета единовременных капитальных затрат на приобретение основных средств,  $\Phi_{O.нов}$

Наименование	Количество единиц	Балансовая стоимость единицы, руб	Общая балансовая стоимость основных средств, руб
1	2	3	4
Трансформатор ТСЗ-200/10У3	2 шт.	376 000	752 000
Выключатель ВА 55-41	3 шт.	15 600	46 800
Выключатель ВА 99-400	2 шт.	9 920	19 840

Продолжение таблицы 6.3

Выключатель ВА 99-250	1 шт.	6 200	6 200
Выключатель ВА 99-100	9 шт.	2 480	22 320
Контактор КВТ-1,14-4/400У3	1 шт.	97 200	97 200
Пускатель ПМ12-040204	2 шт.	7 600	15 120
Кабель ВВГнг 3х70+1х25	35 м	1 200	42 000
Кабель ВВГнг 3х50+1х25	1030 м	861	886 830
Кабель ВВГнг 3х35+1х16	310 м	629	194 990
Кабель ВВГнг 3х16+1х10	694 м	192	133 248
Итого			2 216 548

Монтажные, демонтажные и пуско-наладочные работы производятся силами подрядной организации.

В таблице 6.4 представлена локальная смета на монтаж.

Таблица 6.4 - Локальная смета на монтаж

Обоснование	Наименование	Ед.изм	Кол-во	Стоимость единицы		Сметная стоимость		Трудоемкость чел.час	
				Экспл. Маши н	Мат-лы	Экспл. Маши н	Мат-лы	На ед.	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
08-03-526-1	Трансформатор ТСЗ-200/10У3	шт.	2	27,12	386,5	54,24	773	180	360
08-03-504-1	Выключатель ВА 55-41	шт.	3	3,19	286,8	31,9	2868	1,21	12,1
08-03-504-1	Выключатель ВА 99-400	шт.	2	3,32	292,7	19,92	1756,2	1,21	7,26
08-03-504-1	Выключатель ВА 99-250	шт.	1	3,56	309	17,8	1545	1,21	6,05
08-03-504-1	Выключатель ВА 99-100	шт.	9	3,73	311,4	11,19	934,2	1,21	3,63
08-03-504-1	Контактор КВТ-1,14-4	шт.	1	3,82	313,7	34,38	2823,3	1,21	10,89
08-03-504-4	Пускатель ПМ12	шт.	2	3,2	542,9 3	41,6	7058,0 9	3,17	41,21

Продолжение таблицы 6.4

08-03-574-1	Кабель ВВГнг 3x70+1x25	м	35	28,22	476, 7	94,82	1601,71	46,6	156,58
08-03-574-1	Кабель ВВГнг 3x50+1x25	м	1030	28,22	476, 7	31,04	524,37	46,6	51,26
08-03-574-1	Кабель ВВГнг 3x35+1x16	м	310	28,22	476, 7	18,34	309,86	46,6	30,29
08-03-574-1	Кабель ВВГнг 3x16+1x10	м	694	28,22	476, 7	56,44	953,4	46,6	93,2
	Всего	-	-	-	-	411,67	18 829,1	-	772,47

## 6.2 Расчет по смете

Стоимость затрат на эксплуатацию машин, механизмов и материальные ресурсы с учетом отраслевого коэффициента  $K_{отр}$  и коэффициента стесненности рабочих мест  $K_{см}=1,15$ , учитывающий производство работ в зоне

действия оборудования:

- эксплуатация машин:

$$411,69 * 1,2 * 1,15 = 568,10 \text{ руб.}$$

- материальные ресурсы:

$$38\ 553,7 * 1,2 = 22594,9 \text{ руб.}$$

Итого по эксплуатации машин и материальным ресурсам:

$$568,1 + 22594,9 = 23163 \text{ руб.}$$

Зимнее удорожание - 7,8% от итоговой суммы (с учетом плановых накоплений, если монтаж производится подрядной организацией):

$$23\ 163 * 1,078 = 24969,7 \text{ руб.}$$

Стоимость затрат с учетом наценки Норильскнаба - 10%:

$$24969,7 * 1,1 = 27466,6 \text{ руб.}$$

С учетом транспортных (1,1 – 10%) и заготовительно-складских расходов (1,2 – 20%) сумма составит:

$$27466,6 * 1,1 * 1,2 = 36256,004 \text{ руб.}$$

С учетом корректирующего коэффициента  $K_{II}$ , в котором учитывается инфляционный рост цен с 2015 г. до текущего года сметная стоимость составит:

$$36256,004 * 7,2 = 261\,043 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату труда рабочих, занятых на монтажных работах:

$$\begin{aligned} OT &= T_{есмр} * T_{сп} * K_y * K_{отп} * K_{см} * K_{пр} * K_{сн} * K_{осн} = \\ &= 772,47 * 95,22 * 1,2 * 1,15 * 1,45 * 1,206 * 1,8 * 1,8 * 1,32 = 759143 \text{ руб} \end{aligned}$$

где  $K_y$  – коэффициент доплат за работу во вредных условиях труда;

$K_{отп}$  – коэффициент отраслевых надбавок;

$K_{с.м.}$  – коэффициент стесненности рабочих мест;

$T_{есмр}$  – трудоемкость монтажных работ по сборнику ФЕРм 81-03-08-2001, чел · часы;

$T_{ст(4р)}$  – часовая тарифная ставка по пятому разряду работ по группе ставок, руб;

$K_{пр}$  – коэффициент премиальных надбавок;

$K_{рк}$  – районный коэффициент;

$K_{сн}$  – коэффициент северных надбавок;

$K_{осн}$  – коэффициент налоговых отчислений;

Всего стоимость  $C_m$  (в ценах текущего года) составит:

$$C_m = 321\,212 + 261\,043 = 582\,255 \text{ руб.}$$

Определим стоимость одного часа:

$$\begin{aligned} T_{ст.час} &= T_{ст} * K_y * K_{отп} * K_{см} * K_{пр} * K_{рк} * K_{сн} * K_{осн} = \\ &= 95,22 * 1,2 * 1,115 * 1,45 * 1,206 * 1,8 * 1,8 * 1,32 = 982,74 \text{ руб} \end{aligned}$$

Пуско-наладочные работы производятся силами подрядной организации (электромонтеры по ремонту и обслуживанию электрооборудования 5 разряда по 8 группе ставок).

В таблице 6.5 представлена нормативная трудоёмкость пуско-наладочных работ.

Таблица 6.5 – Нормативная трудоёмкость пуско-наладочных работ

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Трудоёмкость чел×час	
				на ед.	всего
1	2	3	4	5	6
Ц01-03-002-07	Выключатели ВА-55-41	шт.	3	7	21
Ц01-03-002-08	Выключатели ВА-99	шт.	12	5	60
Ц01-03-002-05	Пускатели ПМ12	шт.	2	2	9
Ц01-02-002-02	Трансформаторы ТСЗ 200/10	шт.	2	12	24
Ц01-07-001-02	Контакторы КВТ-1,14	шт.	6	6	36
Ц01-12-027-04	Кабель ВВГнг 3x70+1x25	м.п.	35	7,8	7,8
Ц01-12-027-01	Кабель ВВГнг 3x50+1x25	м.п.	1030	6	12
Ц01-12-027-01	Кабель ВВГнг 3x35+1x16	м.п.	310	6	6
Ц01-12-027-01	Кабель ВВГнг 3x16+1x10	м.п.	694	6	12
Итого:	-	-	-	-	187,8

Затраты на пусконаладочные работы «под нагрузкой», как расходы некапитального характера, включаются в сводную смету на ввод предприятия, здания, сооружений в эксплуатацию и относятся:

по объектам производственного назначения - к основной деятельности эксплуатирующей организации (предприятия) с включением в себестоимость продукции;

по объектам непромышленного назначения - к расходам на содержание здания, сооружения



В таблице 6.6 представлена сметная стоимость пуско-наладочных работ.

Таблица 6.6 – Сметная стоимость пуско-наладочных работ

Показатели работ	Расчетные показатели работ	Сметная стоимость работ, руб
Трудоемкость работ $T_{\text{Е.П.Н.}}$ , чел · часы	187,8	-
Стоимость одного часа $T_{\text{СТ.ЧАС}}$	1 417	-
Величина средств на оплату труда рабочих, руб	-	266 112
Накладные расходы, 56%	-	149 023
Сметная стоимость работ	-	415 135
Плановая прибыль, 15 %	-	62 270
Сметная стоимость работ с учетом НДС 20%	-	498 162

Стоимость одного часа пуско-наладочных работ, выполняемых собственными силами предприятия, с учетом повышающих коэффициентов составит, руб:

$$T_{\text{СТ.ЧАС}} = T_{\text{СТ}} * K_{\text{У}} * K_{\text{ОТП}} * K_{\text{СМ}} * K_{\text{ПР}} * K_{\text{РК}} * K_{\text{СН}} * K_{\text{ДЗП}} =$$

$$= 112,25 * 1,14 * 1,2 * 1,1 * 1,45 * 1,8 * 1,315 * 1,18 = 982,74 \text{ руб}$$

Таблица 6.7 – Состав единовременных капитальных вложений К

Наименование затрат	Сумма, руб.
Парк электрооборудования и кабельная продукция $\Phi_{\text{О.НОВ}}$	2 216 548
Стоимость монтажных работ $C_{\text{М}}$	759 143
Стоимость демонтажных работ $C_{\text{Д.М.}}$	443 310
Стоимость пуско – наладочных работ $C_{\text{П.Н.}}$	498 162
Итого:	3 917 163

Таблица 6.8 – Сводные технико-экономические показатели проекта модернизации парка электрооборудования плавильного цеха

Показатели	Ед. измерения	Значение
1	2	3
Капитальные затраты по участку (цеху), в том числе:	Руб.	3917 163
- стоимость парка электрооборудования;	Руб.	2216 548
- стоимость монтажных работ;	Руб.	759 143
- стоимость демонтажных работ;	Руб.	443 310
- стоимость пусконаладочных работ;	Руб.	498 162
Исполнители работ	-	Подрядный персонал
Структура трудозатрат на производство работ, всего, в том числе:	чел.часы	1073,97
- монтажные работы;	чел.часы	772,4
- демонтажные работы;	чел.часы	113,7
- пусконаладочные работы;	чел.часы	187,8
Средний квалификационный разряд работ, в том числе:		
- монтажные работы;	-	5
- демонтажные работы;	-	3
- пусконаладочные работы;	-	6
Недельный режим работы	часы	36
Годовой номинальный фонд рабочего времени одного рабочего	часы	1772,4
Номинальная продолжительность рабочей смены	-	7
График выходов		5/2
Система оплаты труда	-	Повременно-премиальная

## Заключение

Настоящей работой произведен расчет модернизации электрооборудования ТП-102-17, обеспечивающее электроснабжение отделения плавильного производства 2 НМЗ.

Произведен расчет электрических нагрузок. По расчетной нагрузке выбраны два сухих трансформатора типа ТСЗ-200/10. Для питания электроприемников принимается кабель марки ВВГнг.

Выполнен расчет токов короткого замыкания. Произведена замена физически и морально устаревшего электрооборудования и кабельной продукции.

К установке приняты выключатели типа ВВЭ-10К/630У2, питающие трансформаторы ТП-102-17, предохранители типа ПКТ 102-6-160-20У3, выключатели нагрузки типа ВНАП-10/630-20зп для трансформаторов ТСЗ-200/10, разъединители типа РВЗ-10/400 УЗ на отходящие фидеры питающих трансформаторов типа ТСЗ-200/10.

Произведен расчет релейной защиты, применяемой на высоковольтном трансформаторе.

Были сделаны расчеты и проверки выбранного электрооборудования на соответствие его условиям работы плавильного отделения. Все электрооборудование и кабельные линии выдержат рабочие и аварийные режимы работы.

В выпускной квалификационной работе предложены мероприятия по обеспечению безопасности труда электротехнического персонала, а именно электромонтеров по ремонту и обслуживанию электрооборудования.

Монтажные и пусконаладочные работы производились силами персонала подрядной организации.

В работе также произведен технико-экономический расчет проекта по замене устаревшего электрооборудования. Общая стоимость единовременных капитальных вложений по проекту составляет 3917163 рублей.

## Список используемых источников

1. Халивин С.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Справочные материалы по курсовому и дипломному проектированию / С.Л. Халивин, Е.И. Шайдарова / Норильский индустриальный институт. Норильск, 2002. 180 с.
2. Халивин С.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Расчет токов короткого замыкания в сетях до и свыше 1000 В с применением ЭВМ / С.Л. Халивин, Е.И. Шайдарова / Норильский индустриальный институт. Норильск, 2004. 176 с.
3. Халивин С.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию / С.Л. Халивин, Е.И. Шайдарова / Норильский индустриальный институт. Норильск, 2002. 159 с.
4. Халивин С.Л. Электроснабжение промышленных предприятий: Расчет электрооборудования и электроснабжения главной понизительной подстанции: Учебное пособие / С.Л. Халивин, Е.И. Шайдарова / Норильский индустриальный институт. Норильск, 2002. 202 с.
5. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6 и 7 изд., изм. и доп. по состоянию на 1 февраля 2015 г. - 7-е изд., Литтерра, 2015. 572 с.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М: Омега. Л, 2015. 159 с.
7. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков Москва: МЭИ, 2015. 455 с.
8. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.

9. Халивин С.Л. Электрические подстанции: Учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию / С.Л. Халивин, Е.И. Шайдарова / Норильский индустриальный институт. Норильск, 2007. 148 с.
10. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
11. Каталог современного электрооборудования. Киреева П.А.- Методические указания по выполнению раздела «Экономика и организация производства» ПЗ дипломного проекта для специальности 140613 «Техническая эксплуатация и обслуживания электрического и электромеханического оборудования» Норильск, 2007. 136 с.
12. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М: Стандартинформ, 2014.
13. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. М.: Издательский дом МЭИ, 2013. 56 с.
14. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. Москва: Форум, 2014. 112 с.
15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. Москва: Форум, 2015. 80 с.
16. Рожин А.Н. Учебное пособие для выполнения курсового и дипломного проектов: Внутрицеховое электроснабжение/ А.Н. Рожин, Н.С. Башкаева Киров, 2006. 101 с.
17. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. 392 с.
18. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного

освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат-Алматы: АИЭС, 2009. 20 с.

19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013. 49 с.
20. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов/В.В. Андреев. – 6-е изд., стер. – М.: Высш. Шк.2008. – 640с.
21. Технический паспорт на автоматический выключатель ВА-99 [Электронный ресурс]: [URL:https://www.technokabel.com.ua/uploads/files/public-folder/ekf/pasport\\_VA-99.pdf](https://www.technokabel.com.ua/uploads/files/public-folder/ekf/pasport_VA-99.pdf) (дата обращения: 23.01.2019).
22. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 28.07.2008 № 123 (ред. от 29.07.2017). URL: <http://rulings.ru/laws/Federalnyy-zakon-ot-22.07.2008-N-123-FZ/> (дата обращения: 19.09.2017).
23. Завод изготовитель кабельной продукции типа ВВГнг, характеристика и описание. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.kamkabel.ru/production/> (дата обращения: 19.09.2017)