

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 электрооборудования на предприятии  
АО «Мехта»

Студент

В.О. Шалин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

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

Тольятти 2020

## АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе (ВКР) проведена реконструкция электрооборудования на предприятии АО «Мехта» (Самарское отделение).

Работа состоит из трёх разделов, в которых, в соответствии с поставленной целью, решены следующие основные задачи:

- приведены характеристики предприятия с описанием существующей системы электроснабжения предприятия, а также характеристика электроприёмников предприятия;

- осуществлена непосредственная реконструкция схемы электроснабжения силовой сети, для чего проведён расчет электрических нагрузок, сделан выбор трансформаторов трансформаторной подстанции и компенсирующих устройств, выполнены выбор и проверка сечения проводников и электрических аппаратов, проведен расчет токов короткого замыкания, разработаны реконструкция схемы управления вентиляционной установкой и реконструкция щитов управления вентиляционной установкой;

- описаны мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности при выполнении работ на электрооборудовании, произведён расчёт контура заземления ТП-6/0,4 кВ предприятия.

Работа состоит из 73 страниц, 6 чертежей формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 Анализ электрооборудования на АО «Мехта» .....	5
1.1 Характеристика предприятия АО «Мехта» .....	5
1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции .....	9
2 Расчет электрических нагрузок, выбор и проверка электрооборудования для реконструкции системы электроснабжения на предприятии АО «Мехта» .....	11
2.1 Реконструкция схемы электроснабжения силовой сети .....	11
2.2 Расчет электрических нагрузок .....	13
2.3 Выбор трансформаторов трансформаторной подстанции и компенсирующих устройств .....	22
2.4 Конструктивное выполнение трансформаторной подстанции .....	27
2.5 Выбор и проверка сечения проводников .....	30
2.6 Расчет токов короткого замыкания .....	37
2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов .....	41
2.8 Обслуживание электрооборудования системы электроснабжения предприятия .....	53
2.9 Реконструкция схемы управления вентиляционной установкой .....	55
2.10 Реконструкция щита управления вентиляционной установкой .....	58
3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда .....	62
3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности .....	62
3.2. Расчёт контура заземления питающей ТП-6/0,4 кВ предприятия .....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	71
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	73

## ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения промышленных предприятий (СЭПП) предназначена для обеспечения нормальной работы электрооборудования: электродвигателей, различных технологических установок, освещения и других электроприёмников промышленного назначения.

Требования к СЭПП в современной энергетике Российской Федерации значительно повышены, что также должно отражаться на принятии решений на стадии проектирования [1-5].

Основными требованиями к СЭПП является [1]: безопасность и удобство эксплуатации, необходимая надежность, обеспечение необходимого качества электрической энергии, экономичность передачи и распределения электрической энергии.

Актуальность работы обусловлена необходимостью реконструкции системы электроснабжения предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение) в связи с расширением и модернизацией производства.

Результатом работы является выбор оптимальной схемы электроснабжения предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение) с непосредственным выбором современного оборудования электрической сети при соблюдении требований [1-5].

Объект исследования – предприятие АО «Мехта» (Самарское отделение).

Предмет исследования – схема электроснабжения, электрические сети, электрические аппараты и электрооборудование системы электроснабжения предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение).

Цель работы – внедрение инновационных разработок электрооборудования, электрических аппаратов и сетей за счет реконструкции системы электроснабжения предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение).

## **1 Анализ электрооборудования на АО «Мехта»**

### **1.1 Характеристика предприятия АО «Мехта»»**

АО «Мехта» является одним из крупнейших ремонтных предприятий страны по производству и ремонту бурового оборудования и прочего оборудования для нефтедобычи, газодобычи, а также для транспортировки указанных энергоносителей.

Предприятие имеет множество филиалов и производственных отделений по всей стране [6]. Самарское отделение АО «Мехта» располагается по следующему юридическому адресу: РФ, Самарская область, г. Самара, проезд Мальцева, 7е, офис 2 [6]. Примерное количество сотрудников Самарского отделения АО «Мехта» составляет 40 человек.

Самарское отделение АО «Мехта» является предприятием небольшой мощности и состоит из единого производственного корпуса, в котором расположено всё технологическое оборудование и механизмы, а также все производственные коммуникации.

Производственный корпус Самарского отделения АО «Мехта» применяется для организации производства и ремонта бурового оборудования и прочего оборудования для нефтедобычи, газодобычи, а также для транспортировки указанных энергоносителей.

Производственный корпус Самарского отделения АО «Мехта» представляет собой строение, собранное из металлических конструкций, стены и кровля изготовлены из сборных панелей.

Фундамент – заливной с применением цементно-бетонной смеси, полы – цементные.

Высота до подвесного потолка от пола 6 метров, длина составляет 60 метров, ширина – 24 метра.

Изнутри стены обшиты металлическим профильным листом 0,5 мм (белого цвета), подвесной потолок также в виде металлического профильного листа 0,5мм (белого цвета).

По всей длине производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» располагаются опорные стальные колонны несущей фермы-кровли по длине, начиная от угла через каждые шесть метров.

Искусственное освещение выполняется промышленными светодиодными светильниками с креплением к подвесному потолку, мощность ламп 250 Вт, световой поток 15000 лм, светильники размещаются равномерно по периметру помещения. Также в указанном помещении предусмотрено аварийное освещение, щиток аварийного освещения питается от второй секции сборных шин трансформаторной подстанции.

Управление освещением (щитки рабочего и аварийного освещения) находятся вблизи центрального входа в помещение.

Вентиляция производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» – естественная и искусственная. Производство должно иметь самостоятельные вентиляционные системы. Вентиляционные каналы размещаются за подвесным потолком (отдельно приток с электроподогревом воздуха и вытяжка). Мощность вентиляции составляет 2х5 кВт, мощность электрообогрева – 25 кВт. Управление вентиляцией размещается вблизи центрального входа в помещение.

Водоснабжение холодной водой – централизованное от источников, находящихся вне предприятия.

Подогрев воды осуществляется только для санитарно-гигиенических нужд (четыре электроподогревателя мощностью по 5 кВт).

Основное производственное оборудование Самарского отделения АО «Мехта» представлено следующими основными производственными механизмами:

- комплексная установка для текущего ремонта ПЭД;
- комплексная установка для капитального ремонта ПЭД;
- комплексная установка для ремонта ГЗ;
- комплексная установка для ремонта ЭЦН;
- стендовый комплекс для тестирования оборудования;
- производственные коммуникации;
- прочее оборудование и механизмы.

Состав и характеристики электроприёмников производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав и характеристики электроприёмников производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта»

№ п/п	Наименование	Мощность, $P_{ном}$ , кВт	Кол-во, шт	Суммарная мощность, $P_{сум}$ , кВт
1	Установка отопления	40,0	2	80,0
2	Вентиляционная установка	5,0	2	10,0
3	Электроподогрев	25,0	2	50,0
4	Водонагреватели горячей воды	5,0	4	20,0
5	Комплексная установка для текущего ремонта ПЭД	20,0	2	40,0
6	Комплексная установка для капитального ремонта ПЭД	2x150,0	1	300,0
7	Комплексная установка для ремонта ГЗ	120,0	1	120,0
8	Насосы подачи воды	10,0	2	20,0
9	Насосы водоотведения	7,5	2	15,0

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование	Мощность, $P_{\text{ном}}$ , кВт	Кол-во, шт	Суммарная мощность, $P_{\text{сум}}$ , кВт
10	Комплексная установка для ремонта ЭЦН	120,0	1	120,0
11	Стендовый комплекс для тестирования оборудования	60,0	1	60,0
12	Испытательная установка	70,0	1	70,0
Всего		-	21	905,0

Питание производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» в настоящий момент осуществляется от сторонней трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ закрытого типа одной кабельной линией, которая приходит на вводное распределительное устройство (ВРУ), от которого далее электроэнергия распределяется далее по силовым распределительным шкафам (СРШ).

При этом электроприёмники мощностью более 100 кВт питаются напрямую от шин НН ЦТП без применения подключения к СРШ.

Для питающей сети производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» использованы кабели марки АВВГ (прокладка – от РП-0,4 кВ питающей ТП – в траншее, внутри помещения – на скобах), для распределительной сети – кабели марки АВВГ (прокладка – в трубах в полу, заливка – бетоном).

В распределительных устройствах производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» установлены электрические аппараты:



автоматические выключатели марок А и АП (установлены во ВРУ и СРШ), низковольтные предохранители марки ПН-2 (установлены в СРШ).

## **1.2 Обоснование необходимости проведения реконструкции**

В виду несоответствия системы электроснабжения производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» основным требованиям и положениям нормативных документов [1-5], в работе необходимо провести следующие мероприятия по реконструкции:

1) питание производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» в виду дефицита мощности, нестабильности электроснабжения, а также высокой оплаты за потреблённую электроэнергию сторонней организации, с учётом конфликтных ситуаций, возникающих из-за разногласий по поводу недоучёта транзита электроэнергии и вопросов компенсации реактивной мощности, необходимо осуществить от собственной стационарной трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ с двумя силовыми трансформаторами, так как Самарское отделение АО «Мехта» относится ко второй категории надёжности [1-3];

2) в связи с требованиями [1-5] и мероприятием, описанным в предыдущем пункте, необходима также реконструкция электрической сети производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта», которая состоит с одной стороны в реконструкции схемы электрических соединений, а с другой – в модернизации устаревших марок кабельных линий и электрических аппаратов и заменой их соответственно на кабели и электрические аппараты новых инновационных марок;

3) в связи с описанными выше мероприятиями, необходима непосредственная реконструкция схем управления некоторых производственных механизмов, а также щитов управления указанными производственными механизмами с непосредственным применением

современных методик и технологий, способных обеспечить оптимизацию технологического процесса и значительную экономию средств.

Описанные мероприятия по реконструкции электрооборудования производственного корпуса Самарского отделения АО «Мехта» осуществляются в работе далее.

### **Выводы по разделу 1**

В результате выполнения первого раздела проведён анализ электрооборудования на АО «Мехта», описана характеристика предприятия АО «Мехта», проведено обоснование реконструкции.

Для достижения поставленной цели в работе далее осуществляется:

- непосредственная реконструкция схемы электроснабжения силовой сети;
- расчет электрических нагрузок, выбор трансформаторов трансформаторной подстанции и компенсирующих устройств;
- выбор и проверка сечения проводников и электрических аппаратов;
- расчет токов короткого замыкания;
- реконструкция схемы управления вентиляционной установкой;
- реконструкция щитов управления производственными механизмами;
- описаний мероприятий по обеспечению безопасности жизнедеятельности при выполнении работ на электрооборудовании;
- расчёт молниезащиты предприятия.

## **2 Расчет электрических нагрузок, выбор и проверка электрооборудования для реконструкции системы электроснабжения на предприятии АО «Мехта»**

### **2.1 Реконструкция схемы электроснабжения силовой сети**

В виду описанных ранее мероприятий по реконструкции, которые необходимо внедрить в систему электроснабжения Самарского отделения АО «Мехта», приведем возможные решения данной проблемы.

Электроснабжение Самарского отделения АО «Мехта» необходимо осуществить от собственной стационарной трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ закрытого типа, сооружаемой пристроенной к производственному корпусу, с двумя силовыми трансформаторами марки ТМ-Сном/6.

Мощность силовых трансформаторов на сооружаемой ТП-6/0,4 кВ подлежит выбору в работе.

Так как Самарское отделение АО «Мехта» относится ко второй категории надёжности, поэтому, согласно [1-3], на ТП-6/0,4 кВ должна быть предусмотрена установка двух силовых трансформаторов.

При этом сооружаемая двухтрансформаторная ТП-6/0,4 кВ Самарского отделения АО «Мехта» с трансформаторами Т1 и Т2 питается от энергосистемы (РП-1, 6 кВ) по двум кабельным ЛЭП напряжением 6 кВ по радиальной схеме [7, 8]. Длина линий составляет 2х130 метров.

Кабельная сеть 6 кВ прокладывается в траншее кабелем марки АСБ глубиной не менее 0,7 м. Выполняется предварительное подсыпание слоем из просеянного песка толщиной 0,1 м. Кабели прокладываются в траншее волнообразно («змейкой»), создавая, таким образом, некоторый запас кабелей.

На стороне ВН сооружаемой ТП-6/0,4 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели нагрузки, предохранители, измерительные трансформаторы тока, а также разъединитель в ремонтной перемычке.

Также в схеме имеются измерительные приборы, устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации.

Двухтрансформаторная ТП-6/0,4 кВ имеют на стороне НН 0,38/0,22 кВ секционированную систему сборных шин с секционным выключателем *QFB*, обеспечивающим условия резервирования и секционирования системы электроснабжения Самарского отделения АО «Мехта».

В шкафу НН сооружаемой ТП-6/0,4 кВ установлены автоматические выключатели, которые обеспечивают защиту питающей сети напряжением 0,38/0,22 кВ.

Схема питающей сети 0,38/0,22 кВ выполняется по радиальной схеме.

В виду больших мощностей потребителей предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение) для внутривозовского электроснабжения эффективным будет применение силовых кабелей марки АВВГ, прокладываемые в кабельных коробах [10].

Монтаж в кабельных коробах имеет ряд преимуществ перед аналогичными способами прокладки: при монтаже используются закрытые короба унифицированных конструкций, обеспечивающие простоту и удобство монтажа, а также лёгкий доступ к кабелю в случае его обслуживания и ремонта.

Короба монтируются на высоте не менее 3 м от уровня пола [10].

От распределительных шкафов НН ЦТП получают питание радиальные линии, отходящие к СРШ.

При этом электроприёмники с нагрузкой, превышающей 100 кВт (ЭП № 6, 7, 10) получают питание непосредственно от шин НН ЦТП без подключения к СРШ [7,8].

Распределительная сеть 0,38/0,22 кВ выполняется по радиальной схеме, отдельные ЭП присоединяются к СРШ независимо друг от друга, что обеспечивает высокую надежность, удобство автоматизации и защиты [8].

Распределительная сеть в виду больших мощностей потребителей также выполняется кабелями АВВГ в стальных трубах. Из-за необходимости в сети напряжением 0,38/0,22 кВ наличия нулевого проводника (рабочий нулевой проводник для питания ЭП может одновременно выполнять функцию нулевого защитного проводника), проводка в стальных трубах выполняется тремя проводами, а четвертым проводником является сама труба. После монтажа трубных проводок они укладываются в полу и заливаются бетоном.

Следует строго соблюдать допустимые углы поворота труб, чтобы не повредить проводник, находящийся в них [12].

Генеральный план Самарского отделения АО «Мехта» с расположением оборудования, электрических сетей, а также сооружаемой двухтрансформаторной ТП-6/0,4 кВ представлен в графической части работы на листе №1.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок

Расчетная нагрузка на 1-м уровне электроснабжения определяется [3, 4]

$$P_{p.1} = K_3 P_{ном}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

$$Q_{p.1} = P_{p.1} \operatorname{tg} \varphi, \text{ квар}, \quad (1)$$

$$S_{p.1} = \sqrt{P_{p.1}^2 + Q_{p.1}^2}, \text{ кВА}, \quad (3)$$

$$I_{p1} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}, \quad (4)$$

где  $P_{p.1}$ ,  $Q_{p.1}$ ,  $S_{p.1}$  – соответственно активная, реактивная и полная мощность ЭП, кВт, квар, кВА;

$K_c$  – коэффициент загрузки ЭП, принимается равным 1;

$\operatorname{tg} \varphi$  – соответствует значению коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ЭП.

Пусковой ток [4]

$$I_{\text{пуск}} = k_{\text{пуск}} P_{\text{ном}}, \text{ А}, \quad (5)$$

где  $k_{\text{пуск}}$  – коэффициент пуска.

В работе подключение комплексной установки для капитального ремонта ПЭД, которая состоит из двух равноценных блоков мощностью по 150 кВт каждый, выполняется от разных секций шин НН напряжением 0,38/0,22 кВ с целью обеспечения резервирования.

Для ЭП №1:

$$P_{\text{р.1}} = 1 \cdot 40 = 40 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р.1}} = 40 \cdot 0,62 = 24,8 \text{ квар};$$

$$S_{\text{р.1}} = \sqrt{40^2 + 24,8^2} = 47,1 \text{ кВА}.$$

$$I_{\text{р1}} = \frac{47,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 72,4 \text{ А}.$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 72,4 = 362,0 \text{ А}.$$

Результаты аналогичных расчетов для других ЭП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетная нагрузка на 1-м уровне электроснабжения

№ пп	Наименование	$P_{\text{ном}}$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетные данные				
					$P_{\text{р.1}}$ , кВт	$Q_{\text{р.1}}$ , квар	$S_{\text{р.1}}$ , кВА	$I_{\text{р.1}}$ , А	$I_{\text{пуск}}$ , А
1	Установка отопления	40,0	0,85	0,62	40,0	24,8	47,1	72,4	362,0
2	Вентиляционная установка	5,0	0,80	0,75	5,0	3,8	6,3	9,6	48,1
3	Электроподогрев	25,0	0,85	0,62	25,0	15,5	29,4	45,3	226,3

№ пп	Наименование	$P_{\text{ном}}$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетные данные				
					$P_{\text{р.1}}$ , кВт	$Q_{\text{р.1}}$ , квар	$S_{\text{р.1}}$ , кВА	$I_{\text{р.1}}$ , А	$I_{\text{пуск}}$ , А
4	Водонагреватели горячей воды	5,0	0,85	0,62	5,0	3,1	5,9	9,1	45,5
5	Комплексная установка для текущего ремонта ПЭД	20,0	0,80	0,75	20,0	15,0	25,0	38,5	192,3
6	Комплексная установка для капитального ремонта ПЭД	2х 150,0	0,80	0,75	2х 150,0	2х 112,5	2х 187,5	2х 288,5	2х 1442,3
7	Комплексная установка для ремонта ГЗ	120,0	0,85	0,62	120,0	74,4	141,2	217,2	1086,1
8	Насосы подачи воды	10,0	0,75	0,88	10,0	8,8	13,3	20,5	102,5
9	Насосы водоотведения	7,5	0,75	0,88	7,5	6,6	10,0	15,4	76,8
10	Комплексная установка для ремонта ЭЦН	120,0	0,80	0,75	120,0	90,0	150,0	230,8	1153,8
11	Стендовый комплекс для тестирования оборудования	60,0	0,85	0,62	60,0	37,2	70,6	108,6	543,0
12	Испытательная установка	70,0	0,85	0,62	70,0	43,4	82,4	126,7	633,6

Расчетная нагрузка на 2-м уровне электроснабжения для группы ЭП определяется согласно [4].

1) Эффективное число ЭП

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}^2}, \text{ шт.}, \quad (6)$$

где  $n$  – количество ЭП в группе, шт.;

$P_{\text{НОМ},i}$  – номинальная мощность  $i$ -го ЭП при  $TВ = 100\%$ , кВт.

2) Средневзвешенный коэффициент использования [4]

$$K_{\text{в.св}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и},i} P_{\text{см},i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}}, \quad (7)$$

где  $K_{\text{и},i}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

3) Зная  $n_e$  и  $K_{\text{в.св}}$ , определяется  $K_{\text{р.а}}$  по [4].

4) Расчетная активная нагрузка

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{р.а}} \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} K_{\text{в},i}, \text{ кВт.} \quad (8)$$

5) Расчетный коэффициент реактивной мощности [4]

Если  $n_e \leq 10$ ,  $K_{\text{р.р}} = 1,1$ ; если  $n_e > 10$ ,  $K_{\text{р.р}} = 1$ .

6) Расчетная реактивная нагрузка [4]

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{р.р}} \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} K_{\text{в},i} \text{tg} \varphi, \text{ квар.} \quad (9)$$

7) Расчетная полная нагрузка [4]

$$S_{\text{р.п}} = \sqrt{P_{\text{р.п}}^2 + Q_{\text{р.п}}^2}, \text{ кВА.} \quad (10)$$

8) Расчетный ток [4]



$$I_{p.П} = \frac{S_{p.П}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А.} \quad (11)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Для примера определим расчетные нагрузки СРШ1.

Эффективное число ЭП

$$n_e = \frac{(40 + 40 + 5 + 25 + 20)^2}{40^2 + 40^2 + 5^2 + 25^2 + 20^2} = 3,1 \text{ шт.}$$

Окончательно принимается  $n_e = 3$ .

2) Средневзвешенный коэффициент использования

$$K_{в.св} = \frac{40 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,2 + 25 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,5 + 20 \cdot 0,75}{40 + 40 + 25 + 5 + 20} = 0,318.$$

$$K_{p.a.} = 2,14.$$

3) Расчетная активная нагрузка

$$P_{p.П} = 2,14(40 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,2 + 25 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,5 + 20 \cdot 0,75) = 93,1 \text{ кВт.}$$

4) Расчетная реактивная нагрузка

$$K_{p.p.} = 1,1 \quad Q_{p.П} = 1,1 \cdot \left( 40 \cdot 0,2 \cdot 0,62 + 40 \cdot 0,2 \cdot 0,62 + 25 \cdot 0,4 \cdot 0,62 + \right. \\ \left. + 5 \cdot 0,5 \cdot 0,62 + 20 \cdot 0,75 \cdot 0,75 \right) = 31,1 \text{ квар.}$$

5) Расчетная полная нагрузка

$$S_{p.П} = \sqrt{93,1^2 + 31,1^2} = 98,2 \text{ кВА.}$$

6) Расчетный ток

$$I_{p.П} = \frac{98,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 151,0 \text{ А.}$$

Аналогичные расчеты по формулам (6) – (11) проводятся для других групп ЭП.

Результаты расчетов нагрузки второго уровня электроснабжения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная нагрузка второго уровня электроснабжения

Наименование	$n_e$	$K_{в.св}$	$K_{р.а}$	$K_{р.р}$	$P_{р.п},$ кВт	$Q_{р.п},$ квар	$S_{р.п},$ кВА	$I_{р.п},$ А
СРШ1	3	0,318	2,14	1,1	93,1	31,1	98,2	151,0
СРШ2	4	0,365	1,87	1,1	87,3	29,4	92,1	141,7
СРШ3	4	0,329	2,14	1,1	84,8	27,3	89,1	137,1

Электроприёмники № 6, 7, 10, мощностью более 100 кВт, получают питание непосредственно от шин 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ, поэтому они не включены в расчёт 2-го уровня электроснабжения.

Определяется расчётная нагрузка на III-м уровне электроснабжения.

1) Определяется эффективное число ЭП по упрощенной формуле [4]

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^m p_{ном.i}}{P_{ном.max}}, \text{ шт.} \quad (12)$$

где  $p_{ном.max}$  – номинальная активная мощность крупнейшего электроприёмника всей группы, кВт;

$m$  – все ЭП, которые питаются от шин НН ТП-6/0,4 кВ.

$$n_e = \frac{2 \cdot (2 \cdot 40 + 2 \cdot 5 + 2 \cdot 25 + 4 \cdot 5 + 2 \cdot 20 + 2 \cdot 150 + 120 + 2 \cdot 10 + 2 \cdot 7,5 + 120 + 60 + 70)}{150} = 12,1 \text{ шт.}$$

Окончательно принимается  $n_e = 12$ .

Определяется средневзвешенный коэффициент использования

$$K'_{\text{в.св}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{в.и}} P_{\text{ном.и}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}}}; \quad (13)$$

$$K'_{\text{в.св}} = \frac{658,7}{905} = 0,73.$$

3) По [4] определяется расчетный коэффициент активной нагрузки на III уровне электроснабжения

$$K'_{\text{р.а}} = 0,9.$$

4) Определяется расчетная активная нагрузка на III-м уровне электроснабжения [4]

$$P_{\text{р.III}} = K'_{\text{р.а}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}} K_{\text{в.и}}, \text{ кВт}; \quad (14)$$

$$P_{\text{р.III}} = 0,9 \cdot 658,7 = 592,8 \text{ кВт.}$$

5) Расчетный коэффициент реактивной нагрузки на III уровне электроснабжения [4]

$$K'_{\text{р.а}} = K'_{\text{р.р}} = 0,9.$$

6) Расчетная реактивная нагрузка на III-м уровне электроснабжения определяется так [4]:

$$Q_{\text{р.III}} = K'_{\text{р.р}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}} K_{\text{в.и}} \text{tg } \varphi, \text{ квар}; \quad (15)$$

$$Q_{\text{р.III}} = 0,9 \cdot 283,4 = 255,1 \text{ квар.}$$

7) Расчетная полная нагрузка на III-м уровне электроснабжения [4]

$$S_{\text{р.III}} = \sqrt{P_{\text{р.III}}^2 + Q_{\text{р.III}}^2}, \text{ кВА}; \quad (16)$$

$$S_{\text{р.III}} = \sqrt{592,8^2 + 255,1^2} = 645,3 \text{ кВА.}$$

8) Расчетный ток на III-м уровне электроснабжения [4]

$$I_{p.ш} = \frac{S_{p.ш}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А;} \quad (17)$$

$$I_{p.ш} = \frac{645,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 992,8 \text{ А.}$$

Расчетная нагрузка общего электрического освещения определяется методом коэффициента спроса.

Для этого необходимо определить установленное (номинальное) значение нагрузки освещения  $P_{уст.о}$  [4, 6]

$$P_{уст.о} = k \cdot p_{p.о} \cdot F_i \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \quad (18)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий мощность пусковых приборов в зависимости от источника света, (для светодиодных ламп  $k = 1,1$ , [4]);

$p_{p.о}$  – удельная нагрузка общего освещения, Вт/м<sup>2</sup>, выбирается по [6];

$F_i$  – площадь, которая подлежит освещению, м<sup>2</sup> (размеры предприятия берутся из генплана).

Расчетная активная нагрузка общего освещения определяется по формуле [4]

$$P_{p.о} = K_{с.о} P_{уст.о} \text{ кВт} \quad (19)$$

где  $K_{с.о}$  – коэффициент спроса общего освещения.

В работе принят  $K_{с.о}=0,95$  независимо от вида источника освещения [6].

Расчетная реактивная нагрузка освещения

$$Q_{p.о} = P_{p.о} \cdot \text{tg} \varphi_o, \text{ квар} \quad (20)$$

где  $\text{tg} \varphi_o$  – соответствует значению коэффициента мощности в зависимости от типа источника света.

Расчетная полная нагрузка общего освещения [4]

$$S_{p.o.} = \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2}, \text{ кВА} \quad (21)$$

По формуле (18) определяется установленное (номинальное) значение нагрузки общего освещения, а по формулам (19) – (21) определяются расчетная активная, реактивная и полная нагрузка общего освещения.

$$P_{уст.о.} = 1,1 \cdot 12 \cdot (24 \cdot 60) \cdot 10^{-3} = 19 \text{ кВт}$$

$$P_{p.o.} = 0,95 \cdot 19 = 18,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.} = 18,1 \cdot 0,33 = 6,0 \text{ квар}$$

$$S_{p.o.} = \sqrt{18,1^2 + 6^2} = 19,1 \text{ кВА}$$

Расчетная нагрузка питающей трансформаторной подстанции (ЦТП) определяется по формулам [4]

$$P_{p.цтп} = K_o(P_{p.з} + P_{p.o.}), \text{ кВт}; \quad (22)$$

$$Q_{p.цтп} = K_o(Q_{p.з} + Q_{p.o.}), \text{ квар}; \quad (23)$$

$$S_{p.цтп} = \sqrt{P_{p.цтп}^2 + Q_{p.цтп}^2}, \text{ кВА}; \quad (24)$$

где  $P_{p.з}$ ,  $Q_{p.з}$  – соответственно активная и реактивная нагрузки на III-м уровне электроснабжения, кВт, квар;

$P_{p.o.}$ ,  $Q_{p.o.}$  – соответственно активная и реактивная нагрузки освещения, кВт, квар;

$K_o$  – коэффициент одновременности, принимается в работе нормируемое значение  $K_o=0,95$  [6].

Расчетная нагрузка трансформаторной подстанции (ТП-6/0,4 кВ)

$$P_{p.цтп} = 0,95 (592,8 + 18,1) = 580,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.цтп} = 0,95 (255,1 + 6,0) = 248,0 \text{ квар};$$

$$S_{p.цтп} = \sqrt{580,4^2 + 248^2} = 631,2 \text{ кВА}.$$

### 2.3 Выбор трансформаторов трансформаторной подстанции и компенсирующих устройств

Номинальную мощность силовых трансформаторов питающей подстанции АО «Мехта» (Самарское отделение) выбираем по эмпирической формуле [4, 5]

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{P_{\text{р.ЦТП}}}{N\beta_{\text{т}}}, \quad (25)$$

где  $S_{\text{ном.т.р}}$  – полная номинальная мощность силового трансформатора на питающей ТП-6/0,4 кВ, кВА;

$P_{\text{р.ЦТП}}$  – расчетная активная нагрузка питающей трансформаторной подстанции, кВт;

$N$  – число трансформаторов ТП, шт;

$\beta_{\text{т}}$  – коэффициент загрузки трансформатора ТП [5].

Номинальная мощность трансформаторов питающей ТП-6/0,4 кВ по (25)

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{580,4}{2 \cdot 0,8} = 362,8 \text{ кВА.}$$

Согласно расчету, для установки на питающей ТП-6/0,4 кВ выбирается два трансформатора типа ТМ-400/6 [5].

Однако, согласно [1], окончательное решение по выбору марки и мощности силовых трансформаторов на ТП принимается только после непосредственного проведения технико – экономического обоснования.

При этом проводится технико – экономическое сравнение вариантов: сравнению подлежит трансформатор, выбранный в разделе 2 с номинальной мощностью  $S_{\text{ном.т.1}} = 400$  кВА, и трансформатор, мощность которого на одну ступень выше  $S_{\text{ном.т.2}} = 630$  кВА [14].

Параметры анализируемых трансформаторов приводятся в таблице 4.

Таблица 4 – Номинальные параметры трансформаторов

вариант	Тип	$S_{\text{ном.т.}}$ , кВА	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	Стоимость, руб
1	ТМ-400/6	400	0,9	5,5	378430
2	ТМ-630/6	630	1,25	7,6	405080

Критерием оптимальности в данном случае принимается минимум суммарных затрат [21]:

$$Z_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{t_e} \frac{B + K - L}{(1 + E)^t}, \text{ руб}, \quad (26)$$

где  $B$  – расходы за год эксплуатации (учитываются на каждом году, кроме нулевого), руб;

$K$  – капитальные затраты на приобретение (учитываются на нулевом году), руб;

$L$  – ликвидационная стоимость (учитывается на последнем году), руб;

$E$  – норма дисконта,  $E = 0,1$ ;

$t_e$  – срок эксплуатации,  $t_e = 20$  лет;

$t$  – текущий год.

Расходы при эксплуатации определяется по формуле [21]:

$$B = B_e + B_{\text{втр}}, \text{ руб}, \quad (27)$$

где  $B_e$  – эксплуатационные расходы, руб;

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

Эксплуатационные расходы определяются по формуле [21]:

$$B_e = 0,024 \cdot K, \text{ руб}. \quad (28)$$

Стоимость потерь электроэнергии определяются по формуле [21]:

$$B_{\text{втр}} = (\Delta P_{x_i} + \beta_i^2 \cdot \Delta P_{k_i}) \cdot \tau \cdot C_e, \text{ руб}, \quad (29)$$

где  $\Delta P_x$  - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;

$\beta$  – коэффициент загрузки;

$\tau$  – время максимальных потерь;

$C_e$  – стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

Время максимальных потерь определяется формулой [21]:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_B, \text{ руб}, \quad (30)$$

где  $T_B = 8760$  ч – годовое число часов включения трансформатора для промышленного предприятия [4,5].

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ ч / год.}$$

Ликвидная стоимость определяется по формуле [24]:

$$L = K_0 \left( 1 - \frac{a_p t_e}{100} \right), \text{ руб}, \quad (31)$$

где  $K_0 = K$  – капитальные затраты, руб;

$a_p$  – норма амортизации на реновацию,  $a_p = 4,4\%$ .

Коэффициент загрузки определяется по формуле [4, 5]:

$$\beta = \frac{S_{p.ЦТП}}{2S_{ном.т}}, \quad (32)$$

Проводятся расчёты для первого варианта.

Коэффициент загрузки варианта 1:

$$\beta = \frac{631,2}{2 \cdot 400} = 0,8.$$

Эксплуатационные расходы варианта 1:

$$B = 0,024 \cdot 378430 + (0,9 + 0,8^2 \cdot 44) \cdot 1968 \cdot 0,23 = 19050 \text{ руб.}$$

Ликвидная стоимость варианта 1:

$$L = 378430 \cdot \left( 1 - \frac{4,4 \cdot 20}{100} \right) = 45412 \text{ руб.}$$

Расходы первого варианта на первом году:



$$Z_{дс} = \frac{19050}{(1+0,1)^1} = 17319 \text{ руб.}$$

Аналогично проведены расчёты для второго варианта. Результаты расчетов дисконтных расходов для последующих лет первого варианта, а также для второго варианта, приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта дисконтных расходов

Года	Расходы, руб	
	Вариант 1	Вариант2
0	378430	405080
1	17319	17188
2	15744	15625
3	14313	14205
4	13012	12913
5	11829	11739
6	10754	10672
7	9776	9702
8	8887	8820
9	8079	8018
10	7345	7289
11	6677	6627
12	6070	6024
13	5518	5477
14	5017	4979
15	4561	4526
16	4146	4115
17	3769	3741
18	3426	3400

19	3115	3091
20	-3918	-4415
Всего	533870	558816

Согласно принятого критерия, оптимальным является первый вариант, то есть трансформатор с номинальной мощностью  $S_{\text{ном.т}} = 400$  кВА.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов выбора силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов выбора силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ

Показатель	Единица измерения	Величина	
		Вариант 1	Вариант2
Тип трансформатора	-	ТМ-400/6	ТМ-630/6
Мощность, $S_{\text{ном.т}}$ ,	кВА	400	6300
Напряжение КЗ, $U_{\text{кз}}$ ,	%	4,5	5,5
Ток холостого хода, $I_{\text{хх}}$	%	1,8	1,7
Цена трансформатора	руб.	378430	405080
Эксплуатационные расходы	руб.	19050	18906
Суммарные дисконтные расходы	руб.	533870	558816

Мощность конденсаторных устройств 0,4 кВ определяется при расчетах систем внутривозовского электроснабжения.

Максимальное нормируемое значение реактивной мощности для передачи её через силовой трансформатор питающей ТП-6/0,4 кВ [4]

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(N\beta_{\text{т}}S_{\text{ном.т}})^2 - P_{\text{р.ЦТП}}^2}, \text{ квар}, \quad (33)$$

где  $S_{\text{ном.т}}$  – полная номинальная мощность трансформатора питающей подстанции, кВА.

Мощность конденсаторных установок с конденсаторами с номинальным напряжением 0,4 кВ определяется [4]

$$Q_{\text{н.к}} = Q_{\text{р.цтп}} - Q_{\text{т}}, \text{ квар}, \quad (34)$$

где  $Q_{\text{р.цтп}}$  – расчетная реактивная нагрузка питающей трансформаторной подстанции, квар.

Для применения принимается ближайшая стандартная величина мощности комплектной конденсаторной установки (ККУ)  $Q_{\text{н.к.ст}}$ , которая выбирается из специальной технической литературы.

Если  $Q_{\text{н.к}} < 0$ , то устанавливать конденсаторы с номинальным напряжением 0,4 кВ не нужно.

Определяется мощность компенсирующих устройств по (33) и (34)

$$Q_{\text{т}} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 580,4^2} = 269,7 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{н.к}} = 248 - 269,7 = -21,7 \text{ квар}.$$

Т.к.  $Q_{\text{н.к}} < 0$ , конденсаторные установки напряжением 0,4 кВ на питающей подстанции ТП-6/0,4 кВ АО «Мехта» (Самарское отделение) не устанавливаются.

#### **2.4 Конструктивное выполнение трансформаторной подстанции**

На питающей подстанции ТП-6/0,4 кВ АО «Мехта» (Самарское отделение) предполагается установка двух силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ.

Так как на территории предприятия достаточно места для размещения питающей ТП-6/0,4 кВ, а также имеется готовое помещение под указанную ТП-

0,4 кВ, принимается к установке трансформаторная подстанция закрытого типа с применением распределительных ячеек типа КСО-309 для напряжения 6 кВ и распределительных шкафов типов ШНВ (шкаф низковольтный вводной), ШНС (шкаф низковольтный секционный), ШНЛ (шкаф низковольтный линейный).

ТП строится из железобетона.

Для вентиляции помещения предусмотрены деревянные жалюзи, расположенные в верхней части.

Высота крепления подвешенного изолятора от земли должна составлять не менее 4,5 м, а в местах с возможным движением автотранспорта-6,5 м.

Закрытые трансформаторные подстанции используются, главным образом, в городах и на крупных предприятиях [6].

На АО «Мехта» закрытая подстанция питается от кабельной линии передачи напряжением 6 кВ от энергосистемы. На ТП-6/0,4 кВ устанавливаются два силовых трансформатора ТМ-400/6.

Через проходной изолятор напряжение 6 кВ подается к трансформатору. В одном из проемов стены ЗТП размещён щит низкого напряжения 0,4 кВ.

Проводка высокого напряжения выполнена стальными шинами на опорных изоляторах, между предохранителями различных фаз является перегородки из изоляционного материала.

Выводы низкого напряжения выполнены изолированными проводами в стальных трубах.

В сети низкого напряжения установлены трансформаторы тока.

Секционный разъединитель, установленный в ремонтной шинной перемычке, обеспечивает резервирование двухтрансформаторной подстанции на стороне 6 кВ в случае аварийной ситуации или ремонтных работах на одном из фидеров [3, 6]. Питание РУ 6 кВ осуществляется от энергосистемы кабельной линией, отходящие линии 0,4 кВ также выполнены с применением кабельных линий электропередачи.

Данная подстанции ТП-6/0,4 кВ АО «Мехта» (Самарское отделение) состоит из следующих конструктивных элементов:

- распределительное устройство напряжением 6 кВ (РУ 6 кВ) – необходимо для приёма и распределения электроэнергии на напряжении 6 кВ. С РУ 6 кВ питание приходит на силовые трансформаторы (вводы ВН);

- силовые трансформаторы марки ТМ-400/6 – выбраны в работе ранее. На питающей подстанции ТП-6/0,4 кВ АО «Мехта» (Самарское отделение) предусмотрена установка двух таких трансформаторов, что связано с обеспечением электроэнергией потребителей I и II категорий надёжности согласно требований [1];

- распределительное устройство напряжением 0,4 кВ (РУ 0,4 кВ) – необходимо для приёма и распределения электроэнергии на напряжении 0,4 кВ. С РУ 0,4 кВ питание приходит непосредственно к потребителям предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение). Распределительное устройство напряжением 0,4 кВ (РУ-0,4 кВ) выполняется в шкафах, в которых размещены автоматические выключатели. От шин РУ-0,4 кВ отходят силовые кабели марки АВВГ для питания СРШ и отдельных мощных ЭП.

Компенсирующее устройство, согласно расчёту, приведённому ранее, на ТП-6/0,4 кВ не устанавливается, поэтому его конструктивное выполнение в работе не приводится.

Конструктивное выполнение трансформаторной подстанции предприятия АО «Мехта» (Самарское отделение) представлено в графической части работы на листе №3.

## 2.5 Выбор и проверка сечения проводников

Проводится выбор сечения питающей сети напряжением до 1 кВ.

Согласно [3], питающие сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при количестве часов использования максимума нагрузки в 4000-5000 часов выбираются по допустимому нагреву

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.2}}, \text{ А}; \quad (35)$$

где  $I_{\text{р.2}}$  – расчетный ток второго уровня, А;

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{попр}} K_{\text{пр}} K_{\text{ср}} I_{\text{доп}}, \text{ А}; \quad (36)$$

где  $K_{\text{попр}} = 0,92$  – поправочный коэффициент [3,5];

$K_{\text{пр}} = 1$  – коэффициент прокладки, учитывается в основном при прокладке кабеля в земле [3,5];

$K_{\text{ср}}$  – коэффициент среды [3,5];

$I_{\text{доп}}$  – допустимый ток.

Для кабелей марки АВВГ напряжением 0,4 кВ продолжительная допустимая температура  $T_{\text{ж.н}} = 70$  °С.

Для кабелей, проложенных на воздухе, нормированная температура среды составляет  $T_{\text{ср.н}} = 25$  °С [3,5].

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды [13]

$$K_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{70 - 30}}{\sqrt{70 - 25}} = 0,94.$$

Проверка сечения кабеля на потери напряжения [3,5,13]

$$\Delta U_{\text{к}} = \frac{P_{\text{рII}} R_{\text{к}} + Q_{\text{рII}} X_{\text{к}}}{10U_{\text{ном}}^2}, \%; \quad (37)$$

где  $R_{\text{к}}$  и  $X_{\text{к}}$  – соответственно активное и реактивное значения сопротивления кабеля, Ом;

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

Проводится выбор кабеля, питающего СРШ1.

Определяется допустимый ток кабеля  $I'_{\text{доп}}$  по формуле (36), значение  $I_{\text{доп}}$  принимается 200 А при прокладке в воздухе для кабеля сечением 120 мм<sup>2</sup> [3,14].

$$I''_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 200 = 173 \text{ А};$$

Условие (35) выполняется

$$173 \text{ А} > 151 \text{ А}.$$

Проверка сечения кабеля на потери напряжения по формуле (37).

Длина кабеля составляет 60 м, удельное активное сопротивление кабеля 0,24 Ом/км, удельное реактивное сопротивление 0,06 Ом/км.

$$\Delta U_{\text{к}} = \frac{93,1 \cdot 0,24 \cdot 0,06 + 31,1 \cdot 0,06 \cdot 0,06}{10 \cdot 0,38^2} = 2,2\%.$$

Аналогичные расчеты проводятся для всех остальных кабелей питающей сети. Результаты выбора сечений кабельных линий питающих сетей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Определение сечений кабельных линий питающих сетей

СРШ, ЭП	$I_{\text{р.2}}$ , А	$P_{\text{р.2}}$ , кВт	$Q_{\text{р.2}}$ , квар	$L_{\text{к}}$ , м	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$I_{\text{доп}}$ , А	$I'_{\text{доп}}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$\Delta U_{\text{к}}$ , %	Марка и сечение кабеля
СРШ1	151,0	93,1	31,1	60	0,24	0,06	200	173	120	2,2	АВВГ (3x120 + 1x35)
СРШ2	141,7	87,3	29,4	30	0,31	0,06	165	173	95	1,6	АВВГ (3x95 + 1x25)
СРШ3	137,1	84,8	27,3	30	0,31	0,06	165	173	95	1,6	АВВГ (3x95 + 1x25)
Комплексная установка для капитального ремонта ПЭД	288,5	150,0	112,5	50	0,24	0,06	400	346	2x120	1,3	2АВВГ (3x120 + 1x35)

Продолжение таблицы 7

Комплексная установка для ремонта ГЗ	217,2	120,0	74,4	40	0,31	0,06	330	285	2х95	1,7	2АВВГ (3х95 + 1х25)
Комплексная установка для ремонта ЭЦН	230,8	120,0	90,0	45	0,31	0,06	330	285	2х95	1,8	2АВВГ (3х95 + 1х25)
ЩРО	29,4	18,1	6,0	20	2,94	0,07	45	39	10	0,4	АВВГ (3х10 + 1х6)
ЩАО	2,9	1,8	0,6	25	2,94	0,07	45	39	10	0,5	АВВГ (3х10 + 1х6)

Далее в работе проводится выбор сечения распределительной сети напряжением до 1 кВ.

Сечения проводов распределительной сети также выбирается по допустимому нагреву с учетом того, что по механической прочности сечение алюминиевого проводника должно быть не менее 2,5 мм<sup>2</sup> [3].

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p,1}, \text{ А}, \quad (38)$$

где  $I_{p,1}$  – расчетный ток первого уровня, А.

Проверка сечения кабеля на потери напряжения производится по формуле [5]

$$\Delta U_{\text{к}} = \frac{P_{\text{эп}} R_{\text{пр}} + Q_{\text{эп}} X_{\text{пр}}}{10U_{\text{ном}}^2}, \%, \quad (39)$$

где  $R_{\text{пр}}$  и  $X_{\text{пр}}$  – соответственно активное и реактивное значение сопротивления кабеля, которые находятся с учётом табличного значения удельного сопротивления в зависимости от стандартного сечения жилы кабеля, материала изоляции и способа прокладки, Ом.



Для питания ЭП №2 принимается кабель марки АВВГ, прокладка – в стальной трубе, сечение жилы каждого  $10 \text{ мм}^2$ , с допустимым током, равным значению  $I_{доп} = 50 \text{ А}$ , [3,14].

Проверяется выполнение условия (38)

$$50 \text{ А} > 9,6 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

Проверка сечения кабеля на потерю напряжения осуществляется по формуле (39).

Длина кабеля составляет 9 м, удельное активное сопротивление  $19 \text{ Ом/км}$ , удельное реактивное сопротивление  $2,5 \text{ Ом / км}$  [3,14].

$$\Delta U_{\kappa} = \frac{2,8 \cdot 19 \cdot 0,009 + 4,8 \cdot 2,5 \cdot 0,009}{10 \cdot 0,38^2} = 0,61 \text{ \%}.$$

Аналогичные расчеты проводятся для всех остальных проводников распределительной сети.

Результаты выбора сечения проводов распределительной сети приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор сечения проводников распределительной сети

№ пп	Наименование	$P_{p.1}$ , кВт	$Q_{p.1}$ , квар	$I_{p.1}$ , А	$I_{доп}$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$L_{пр}$ , м	$\Delta U_{пр}$ , %	Марка кабеля
1	Установка отопления	40,0	24,8	72,4	80	25	1,25	0,1	10	0,76	АВВГ (3x25+1x16)
2	Вентиляционная установка	5,0	3,8	9,6	50	10	12,6	0,1	9	0,61	АВВГ (3x10+1x6)
3	Электроподогрев	25,0	15,5	45,3	50	10	3,12	0,1	10	0,55	АВВГ (3x10+1x6)

Продолжение таблицы 8

4	Водонагреватели горячей воды	5,0	3,1	9,1	50	10	12,6	0,1	18	0,61	АВВГ (3x10+1x6)
5	Комплексная установка для текущего ремонта ПЭД	20,0	15,0	38,5	50	10	3,16	0,1	10	0,55	АВВГ (3x10+1x6)
6	Насосы подачи воды	10,0	8,8	20,5	50	10	7,8	0,1	8	0,57	АВВГ (3x10+1x6)
7	Насосы водоотведения	7,5	6,6	15,4	50	10	12,6	0,1	18	0,61	АВВГ (3x10+1x6)
8	Стендовый комплекс для тестирования оборудования	60,0	37,2	108,6	130	50	0,63	0,1	15	0,34	АВВГ (3x50+1x25)
9	Испытательная установка	70,0	43,4	126,7	130	50	0,63	0,1	15	0,38	АВВГ (3x50+1x25)

Проводится выбор сечения кабельной линии, питающей ТП-6/0,4 кВ.

Выбор и проверка сечения кабельной линии, питающей ТП-6/0,4 кВ, проводится в два этапа [3,5].

1) Выбор сечений в нормальном режиме работы.

Сечение кабелей напряжением свыше 1 кВ выбирается по экономической плотности тока. Сечение кабеля определяется по формуле

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{н}}}{j_{\text{е}}}, \text{ мм}^2, \quad (40)$$

где  $I_{\text{н}}$  – ток нормального режима, А;

$j_e$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup> (согласно [3], для алюминиевых жил кабеля с бумажной изоляцией при значении  $T_{\text{макс}}$  от 3000 ч до 5000 ч принимается  $j_e = 1,6$  А/мм<sup>2</sup>).

По значению экономического сечения кабеля выбирается стандартное значение сечения ( $S_{\text{ст}}$ ) из [14].

Определяются номинальный ток трансформаторов ТП [3 – 5].

$$I_{\text{ном.т.цтп}} = \frac{S_{\text{ном.т.цтп}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \text{ А}, \quad (41)$$

где  $S_{\text{ном.т.цтп}}$  – номинальная мощность трансформатора питающей ТП-6/0,4 кВ, кВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное первичное напряжение трансформатора, кВ ( $U_{\text{ном}} = 6$  кВ).

$$I_{\text{ном.т.цтп}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38,5, \text{ А}, \quad (42)$$

Ток нормального режима равна номинальному току трансформатора

$$I_{\text{н}} = I_{\text{ном.т.цтп}}.$$

Сечения кабелей [3,5]:

$$S_{\text{ек}} = \frac{38,5}{1,6} = 24,1 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2.$$

$$I_{\text{доп}} = 105 \text{ А}.$$

2) Проверка сечения проводников по максимальному режиму.

Сечение кабеля проверяется на нагрев током максимального режима

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{н}}, \text{ А}, \quad (43)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент перегрузки кабелей. Принимается равным 1;

$I'_{\text{доп}}$  – допустимый ток, А, значение которого определяется [3,5]

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{ср}} K_{\text{пр}} I_{\text{доп}}, \text{ А}, \quad (44)$$

где  $K_{\text{ср}}$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, если она отличается от стандартной (таблица 1.3.3 [3]);

$K_{\text{пр}}$  – поправочный коэффициент на количество кабелей, лежащих рядом в земле. Принимается  $K_{\text{пр}} = 0,9$  [3];

$I_{\text{доп}}$  – допустимый длительный ток проводника стандартного сечения, А;

$K_{\text{рез}}$  – коэффициент резервирования, принимается равным 1,4 [3, 5].

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды можно вычислить по формуле [4, 5]

$$K_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср}}}{T_{\text{ж.н}} - T_{\text{ср.н}}}}, \quad (45)$$

где  $T_{\text{ж.н}}$  и  $T_{\text{ср.н}}$  – соответственно нормированная длительно допустимая температура жилы и нормированная температура среды;

$T_{\text{ср}}$  – фактическая температура среды.

Для кабелей марки АСБ напряжением 6 кВ продолжительная допустимая температура  $T_{\text{ж.н}} = 60$  °С.

Для кабелей, проложенных в земле, нормированная температура среды значение  $T_{\text{ср.н}} = 15$  °С.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды  $K_{\text{ср}} = 1$  [4, 5].

Выбранные кабели проверяются по условию (43):

$$1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 105 = 94,5 > 1,4 \cdot 38,5 = 53,9 \text{ А}$$

Условия выполняются, сечения кабелей могут работать в максимальном режиме нагрузки без перегрева изоляции.

Окончательно принимается силовой кабель марки АСБ-6(3х25) для питания ТП-6/0,4 кВ на напряжении 6 кВ от энергосистемы.

## 2.6 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производится для выбора и проверки электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей по условиям КЗ с целью обеспечения системы электроснабжения надежным в работе оборудованием [5].

Принимается, что напряжение на высокой стороне трансформатора остается неизменным, так как трансформатор небольшой мощности.

Расчет тока КЗ рассматривается на примере снабжения удаленного и мощного ЭП, питающихся от СРШ1 [7].

Выбор точек короткого замыкания и схема замещения представлены на рисунке 1.

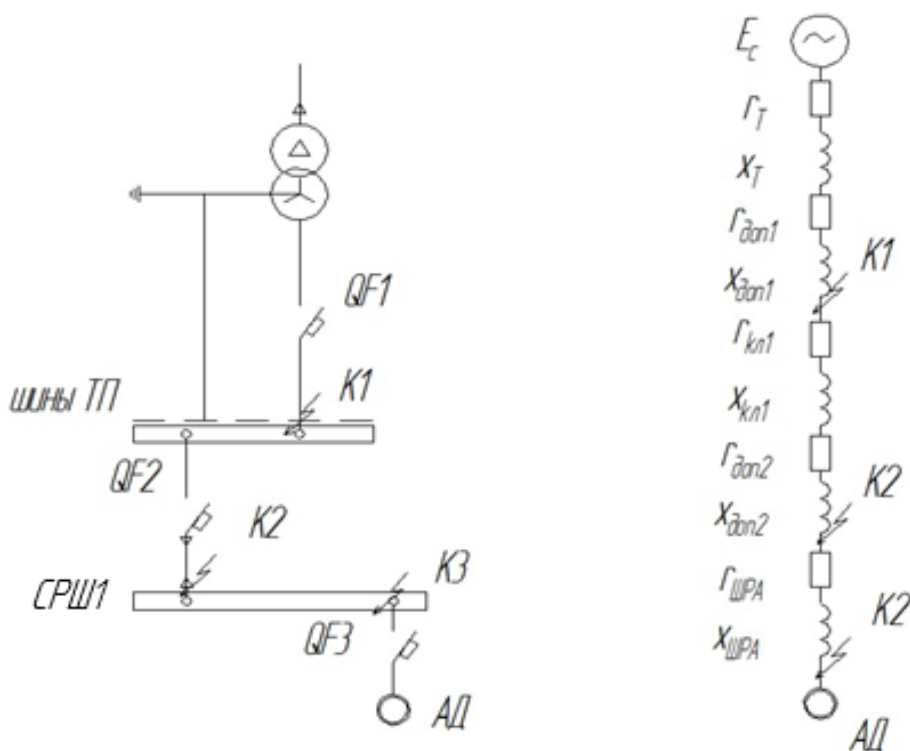


Рисунок 1 – Выбор точек короткого замыкания и схема замещения

Выбор точек цепи для проведения расчета токов короткого замыкания.

- K1 – на шинах ТП, для проверки на электродинамическую стойкость автоматических выключателей QF1, QF2, а также для проверки на термическую

стойкость питающего кабеля на ток короткого замыкания (от шин ТП до СРШ1);

- К2 – на шинах СРШ1, для осуществления проверки автоматических выключателей для электроприемников и кабельных линий;

- К3 – конец СРШ1 перед электроприемником с самой большой мощностью, для проверки значения тока КЗ в конце защищаемого участка системы электроснабжения.

Сопротивления, указанные на схеме замещения:

-  $r_T$  и  $x_T$  – сопротивления трансформатора (активные и индуктивные);

-  $r_{дон1}$  и  $x_{дон1}$  – дополнительные сопротивления (активные и индуктивные), которые включают сопротивление трансформатора тока, автоматического выключателя QF1, переходные сопротивления;

-  $r_{кл}$  и  $x_{кл}$  – удельные сопротивления (активные и индуктивные) кабеля;

-  $r_{дон2}$  и  $x_{дон2}$  – дополнительные активные и индуктивные сопротивления, которые включают сопротивления контактов автоматического выключателя QF2, переходные сопротивления;

-  $r_{СРШ}$  и  $x_{СРШ}$  – удельные активные и индуктивные сопротивления СРШ1 по всей длине.

Рассчитываются значения сопротивления электрической цепи.

Сопротивление трансформатора:

$$r_{*T} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.Т}}, \text{ о.е.}; \quad (46)$$

$$x_{*T} = \sqrt{u_{*к}^2 - r_{*T}^2} \text{ о.е.}, \quad (47)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери КЗ трансформатора, кВт;

$u_{*к}$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

Дополнительные сопротивления:

$$R_{доп1} = R_{ТТ} + R_{QF1} + R_{Ш}$$

$$X_{ДОП1} = X_{QF1} + X_{ТТ} + X_{Ш}$$

$$R_{ДОП2} = R_{QF2}$$

$$X_{ДОП2} = X_{QF2}$$

Сопротивления ТТ 1000/5 (трансформатор тока):

$$R_{ТТ} = 0,43 \text{ мОм} ;$$

$$X_{ТТ} = 0,68 \text{ мОм}$$

Сопротивление автоматического выключателя QF1(ВА88-32):

$$R_{QF1} = R_{РАС} + R_K = 0,36 + 0,6 = 0,96 \text{ мОм}$$

$$X_{QF1} = 0,28 \text{ мОм}$$

где  $R_{РАС}$  – сопротивление расцепителя;

$R_K$  – сопротивление контактов автоматического выключателя.

Сопротивление выключателя на линии к СРШ1 QF-2

$$R_{QF2} = R_{РАС} + R_K = 1,3 + 0,65 = 1,95 \text{ мОм}$$

$$X_{QF2} = 0,85 \text{ мОм}$$

Сопротивление на шинах трансформатора:

$$R_{Ш} = R_0 \cdot l = 0,065 \cdot 3 = 0,195 \text{ мОм}$$

$$X_{Ш} = X_0 \cdot l = 0,135 \cdot 3 = 0,4 \text{ мОм}$$

Сопротивление линии от трансформатора до СРШ1:

$$R_{КЛШРА1} = R_0 \cdot l = 0,08 \cdot 0,0142 = 1,136 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛШРА1} = X_0 \cdot l = 0,06 \cdot 0,0142 = 0,852 \text{ мОм}$$

Сопротивление СРШ1:

$$R_{СРШ} = 0,085 \cdot 0,054 = 4,6 \text{ мОм.}$$

$$X_{СРШ} = 0,075 \cdot 0,054 = 4,0 \text{ мОм.}$$

Расчет значений сопротивлений по точкам короткого замыкания.

Точка короткого замыкания  $K1$ :

$$R_{K1} = R_T + R_{QF1} + R_{Ш} + R_{TT} = 16,6 + 0,96 + 0,195 + 0,42 = 18,2 \text{ МОм}$$

$$X_{K1} = X_T + X_{QF1} + X_{Ш} + X_{TT} = 41,8 + 0,28 + 0,4 + 0,67 = 43,2 \text{ МОм}$$

Точка короткого замыкания К2:

$$R_{K2} = R_T + R_{QF1} + R_{Ш} + R_{TT} + R_{QF2} + R_{КЛШРА1} = R_{K1} + R_{QF2} + R_{КЛШРА1} =$$

$$18,2 + 1,95 + 1,136 = 21,3 \text{ МОм}$$

$$X_{K1} = X_T + X_{QF1} + X_{Ш} + X_{TT} + X_{QF2} + X_{КЛШРА1} = X_{K1} + X_{QF2} + X_{КЛШРА1} =$$

$$43,2 + 0,85 + 0,852 = 44,9 \text{ МОм}$$

Точка короткого замыкания К3:

$$R_{K2} = R_T + R_{QF1} + R_{Ш} + R_{TT} + R_{QF2} + R_{КЛШРА1} + R_{ШРА} =$$

$$R_{K2} + R_{ШРА} = 21,3 + 4,6 = 25,9 \text{ МОм}$$

$$X_{K1} = X_T + X_{QF1} + X_{Ш} + X_{TT} + X_{QF2} + X_{КЛШРА1} + X_{ШРА} =$$

$$X_K + X_{ШРА} = 44,9 + 4 = 48,9 \text{ МОм}$$

Ток трехфазного КЗ

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,56^2 + 42,08^2}} = 5,06 \text{ кА}$$

$$I_{K32}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{21,75^2 + 43,16^2}} = 4,79 \text{ кА}$$

$$I_{K33}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,7^2 + 51,21^2}} = 3,93 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания [7]:

$$i_{y\delta.c1} = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 5,06 = 14,16 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta.c2} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 4,78 = 13,48 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta.c3} = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 3,93 = 11,02 \text{ кА}$$

$$T_{a1} = X_{рез} / R_{рез} = 43,2 / 18,2 = 0,42 \Rightarrow K_{y\delta} = 1,98$$

$$T_{a2} = X_{рез} / R_{рез} = 44,9 / 21,3 = 1,93 \Rightarrow K_{y\delta} = 1,99$$

$$T_{a3} = X_{рез} / R_{рез} = 48,9 / 25,9 = 0,5 \Rightarrow K_{y\delta} = 1,98$$

Результаты расчётов токов короткого замыкания приведены в таблице 9.



Таблица 9 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{кз}$ , кА	$i_{уд.с}$ , кА
К1	5,06	14,16
К2	4,78	13,48
К3	3,93	11,02

Значение трёхфазного тока К3 в максимальном режиме и ударного тока на шинах 6 кВ питающей ТП-6/0,4 кВ принято в соответствии с данными питающей энергосистемы и равно  $I_{кз(6)} = 3,2$  кА,  $I_{уд(6)} = 9$  кА.

## 2.7 Выбор и проверка электрических аппаратов

Осуществляется выбор электрических аппаратов в электрической сети напряжением до 1 кВ.

Условия выбора автоматических выключателей [4 – 6]:

- по значению номинального напряжения

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, В, \quad (48)$$

где  $U_{ном.а}$  – номинальное значение напряжения автомата, В;

$U_{ном.с}$  – номинальное значение напряжения электрической сети, В.

- по значению номинального тока

$$I_{ном.а} \geq I_{ф} А, \quad (49)$$

где  $I_{ф}$  – значения тока форсированного режима (максимального рабочего тока схемы), А.

- по значению тока расцепителя автоматического выключателя

$$I_{ном.р} \geq I_{ф}, А. \quad (50)$$

- по значению тока автомата и его расцепителя

$$I_{ном.а} \geq I_{ном.р}, А. \quad (51)$$

- по значению тока теплового расцепителя автоматического выключателя

$$I_{с.п} = I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_p \text{ А}, \quad (52)$$

где  $I_p$  – значение расчетного тока, А.

- отстройка от пусковых токов

$$I_{с.в} = I_{у.е.р} \geq 1,25 \cdot I_{пуск} \text{ А}, \quad (53)$$

где  $I_{пуск}$  – значение пускового тока, А

- отключающая способность автомата

$$I_{ном.вим.а} \geq I_{п.о} = I_k'' \text{ А}, \quad (54)$$

где  $I_k''$  – значение максимального тока трёхфазного короткого замыкания, А

Осуществляется выбор автомата ввода для установки в шкафу ввода питающей ТП-6/0,4 кВ (таблица 10).

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки автомата ввода ТП-6/0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА 85-41
По номинальному напряжению $U_{ном.а} \geq U_{ном.м}$	$U_{ном.м} = 380 \text{ В}$	$U_{ном.а} = 380 \text{ В}$
По номинальному току автомата $I_{ном.а} \geq I_{\phi}$	$I_{ном.а} = K_{рез} I_{ном.т} =$ $= 1,4 \cdot 615,4 = 861,5$	$I_{ном.а} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току расцепителя $I_{ном.р} \geq I_{\phi}$	$I_{ном.р} = K_{рез} I_{ном.т} =$ $= 1,4 \cdot 615,4 = 861,5$	$I_{ном.р} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току автомата и его расцепителя $I_{ном.а} \geq I_{ном.р}$	$I_{ном.а} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току теплового расцепителя $I_{с.п} = I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_{\phi}$	$1,1 \cdot I_{\phi} = 1,1 \cdot 861,5 =$ $= 947,7 \text{ А}$	$I_{с.п} = I_{у.т.р} =$ $1,25 \cdot I_{ном.р} =$ $= 1,25 \cdot 1000 = 1250 \text{ А}$
По условию отстройки от пусковых токов	$6 \cdot I_{ном.т} = 6 \cdot 615,4 =$ $= 3692,4 \text{ А}$	$I_{с.в} = I_{у.е.р} =$ $4 \cdot I_{ном.р} =$

$I_{с.в} = I_{у.н.р} \geq (6-10)I_{ном.т}$		$= 4 \cdot 1000 = 4000$
По номинальному току выключения автомата $I_{ном.в.а} \geq I_{п.о} = I''_к$	$I_{п.о} = I_{к2}' = 14,8 \text{ кА}$	$I_{ном.в.а} = 45 \text{ кА}$

Выбор линейный автоматов проводится по ранее приведённым условиям.  
В работе проводится выбор автоматов к СРШ1 (таблица 11).

Таблица 11 – Выбор линейного автомата к СРШ1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА52-35
$U_{ном.а} \geq U_{ном.м}$	$U_{ном.м} = 380 \text{ В}$	$U_{ном.а} = 660 \text{ В}$
$I_{ном.а} \geq I_{р.2}$	$I_{р.2} = 151 \text{ А}$	$I_{ном.а} = 250 \text{ А}$
$I_{ном.р} \geq I_{р.2}$	$I_{р.2} = 151 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 200 \text{ А}$
$I_{ном.а} \geq I_{ном.р}$	$I_{ном.а} = 250 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 200 \text{ А}$
$I_{с.п} = I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_{р.2}$	$1,1 \cdot I_{р.2} = 1,1 \cdot 151 = 166,1$ А	$I_{с.п} = I_{у.т.р} = K \cdot I_{ном.р} =$ $= 1,25 \cdot 200 = 250 \text{ А}$
$I_{с.в} = I_{у.е.р} \geq 1,25 \cdot I_{пуск}$	$1,25 \cdot I_{пуск} =$ $= 1,25 \cdot 362 = 452,5 \text{ А}$	$I_{с.в} = I_{у.е.р} = 12 \cdot I_{ном.р} =$ $= 12 \cdot 200 = 2400 \text{ А}$
$I_{ном.в.а} \geq I_{п.о} = I''_к$	$I_{п.о} = I''_{к2}' = 14,8 \text{ кА}$	$I_{ном.вим.а} = 16 \text{ кА}$

Условия выполняются.

Окончательно выбирается линейный автомат для СРШ1 марки ВА52-35.

Аналогично проведён выбор остальных линейных автоматов и результаты выбора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор линейных автоматических выключателей

СРШ, ЭП	Тип автомата	$U_{ном.}$ В	$I_{р.2,}$ А	$I_{ном.а,}$ А	$I_{ном.р,}$ А	$I_{ут.р,}$ А	$I_{у.е.р,}$ А	$I_{в.а,}$ кА
СРШ1	ВА 52-35	660	151,0	250	200	250	2400	32
СРШ2	ВА 52-35	660	141,7	250	150	187,5	1800	32
СРШ3	ВА 52-35	660	137,1	250	150	187,5	1800	32
СРШ, ЭП	Тип автомата	$U_{ном.}$ В	$I_{р.2,}$ А	$I_{ном.а,}$ А	$I_{ном.р,}$ А	$I_{ут.р,}$ А	$I_{у.е.р,}$ А	$I_{в.а,}$ кА
Комплексная установка для капитального ремонта ПЭД	ВА 52-34	660	288,5	400	300	375	3600	32
Комплексная установка для ремонта ГЗ	ВА 52-35	660	217,2	250	250	312,5	3000	32
Комплексная установка для ремонта ЭЦН	ВА 52-35	660	230,8	250	250	312,5	3000	32
ЩРО	ВА 52-35	660	29,4	100	40	50	480	32
ЩАО	ВА 52-35	660	2,9	100	6	7,5	72	32

### Выбор предохранителей

Общие условия выбора предохранителей [4 – 6]:

1) По номинальному напряжению

$$U_{ном.п} = U_{ном.с} \text{ В.} \quad (55)$$

где  $U_{ном. п}$  – номинальное напряжение предохранителя, В;

$U_{\text{ном.с}}$  – номинальное напряжение сети, в которой применяется предохранитель, В.

2) По номинальному току плавкой вставки

$$I_{\text{ном.пв}} \geq I_{\text{р1}}, \text{ А.} \quad (56)$$

где  $I_{\text{р1}}$  – расчётный рабочий ток ЭП 1-го уровня электроснабжения, А

3) по пусковому току ЭП

$$I_{\text{ном.пв}} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{2,5} \text{ А.} \quad (57)$$

4) По номинальному току предохранителя и его плавкой вставки

$$I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном.пв}} \text{ А.} \quad (58)$$

5) По номинальному току отключения предохранителя

$$I_{\text{ном.окл.п}} \geq I_{\text{п.о}} = I_{\text{к}}^{(3)} \text{ А,} \quad (59)$$

где  $I_{\text{к}}^{(3)}$  - ток трехфазного короткого замыкания, А.

Выбирается предохранитель к ЭП № 2. Данные выбора [6] приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор предохранителя к ЭП № 2

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные предохранителя НПН2-60
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.зап}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.м}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.зап}} = 500 \text{ В}$
По номинальному току плавкой вставки $I_{\text{ном.пв}} \geq I_{\text{р}}$	$I_{\text{р}} = 9,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном.пв}} = 60 \text{ А}$
По пусковым токам ЭП $I_{\text{ном.пв}} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{2,5}$	$\frac{I_{\text{пуск}}}{2,5} = 19,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном.пв}} = 20 \text{ А}$

По номинальному току предохранителя и его плавкой вставки $I_{\text{НОМ.П}} \geq I_{\text{НОМ.ПВ}}$	$I_{\text{НОМ.П}} = 60 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ПВ}} = 20 \text{ А}$
По номинальному току отключения предохранителя $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.П}} \geq I_{\text{П.О}} = I_{\text{К}}^{(3)}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.П}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{К}}^{(3)} = 0,364 \text{ кА}$

Условия выбора и проверки выполняются.

Аналогичные расчеты проводятся для других предохранителей.

Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор предохранителей

Линия к ЭП	Тип предохранителя	$I_{\text{р.1}}$ , А	$I_{\text{пуск}}$ , А	$I_{\text{НОМ.П}}$ , А	$I_{\text{НОМ.ПВ}}$ , А	$I_{\text{пред.откл}}$ , кА
Установка отопления	ПН2-250	72,4	362,0	250	160	100
Вентиляционная установка	НПН2-60	9,6	48,1	60	20	10
Электропо- догрев	ПН2-100	45,3	226,3	100	100	100
Водонагреватели горячей воды	НПН2-60	9,1	45,5	60	20	10
Комплексная установка для текущего ремонта ПЭД	ПН2-100	38,5	192,3	100	80	100
Насосы подачи воды	НПН2-60	20,5	102,5	60	40	10

Линия к ЭП	Тип предохранителя	$I_{р.1},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ном.п.},$ А	$I_{ном.пв.},$ А	$I_{пред.откл.},$ кА
Насосы водоотведения	НПН2-60	15,4	76,8	60	40	10
Стендовый комплекс для тестирования оборудования	ПН2-250	108,6	543,0	250	250	100
Испытательная установка	ПН2-250	126,7	633,6	250	250	100

Далее проводится выбор электрических аппаратов напряжением 6 кВ.

Условия выбора данных электрических аппаратов приводятся далее согласно [4 – 6].

Известно, что электрические аппараты напряжением выше 1 кВ выбираются и проверяются по следующим условиям:

- значению номинального напряжения

$$U_{ном.ЭА} \geq U_{ном.с}, \text{ кВ} \quad (60)$$

где  $U_{ном.ЭА}$  – значение номинального напряжения электрического аппарата, кВ;

$U_{ном.с}$  – значение номинального напряжения электрической сети, в которой устанавливается электрический аппарат;

- значению номинального тока

$$I_{ном.ЭА} \geq I_{ф}, \text{ А} \quad (61)$$

где  $I_{ном.ЭА}$  – значение номинального тока электрического аппарата, А;

$I_{ф}$  – значение тока форсированного режима электрической сети, в которой устанавливается электрический аппарат;

- соответствие окружающей среде, рода установки (внешняя, внутренняя), характеристикам и параметрам защиты, конструктивному выполнению (стационарная, выдвижная);

- проверка по электродинамической стойкости для электрических аппаратов 6 кВ

$$i_{\text{дин}} \geq i_y, \text{А}, \quad (62)$$

где  $i_y$  – расчетный ударный ток;

- допустимого значения тока термической стойкости электрических аппаратов 6 кВ

$$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} \geq I_{\text{К}}^2 t, \text{А}^2 \cdot \text{с}. \quad (63)$$

Осуществляется непосредственный выбор высоковольтного выключателя, который установлен для защиты и коммутации питающей ТП-6/0,4 кВ.

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка высоковольтного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя LF1-6,3-12,5/ 630-У2-41
$U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.М}}$	$U_{\text{НОМ.М}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.В}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\text{Ф}}$	$I_{\text{Ф}} = 56 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.В}} = 630 \text{ А}$
Род установки, ответственность окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У2
По динамической устойчивости	$i_{\text{у.кл}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$



$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к1}}$		
По термической устойчивости $I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$

Далее проводится выбор и соответствующие проверки трансформаторов тока.

Нагрузка вторичных выводов трансформаторов тока

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot R_{\text{к}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}, \text{ Ом}, \quad (64)$$

где  $R_{\text{к}}$  - значение сопротивления кабелей, подключённых к трансформаторам тока, Ом;

$R_{\text{пр}}$  - значение сопротивления приборов, подключённых к трансформаторам тока, Ом;

$R_{\text{пер}}$  - значение переходного сопротивление контактов в цепях трансформаторов тока, Ом.

Значение сопротивления кабелей, подключённых к трансформаторам тока, определяется так:

$$R_{\text{к}} = \frac{l}{\upsilon S}, \text{ Ом} \quad (65)$$

где  $l$  - суммарная длина кабельной линии;

$\upsilon$  - удельная электропроводность;

$S$  - сечение жил кабельной линии.

Сопротивление приборов определяется по [7]

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{пр.А}} + R_{\text{пр.В}}, \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = 0,02 + 0,02 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{розр}} = 2 \cdot 0,037 + 0,04 + 0,1 = 0,214 \text{ Ом};$$

Расчетные данные и каталожные данные [4] сравниваются и результаты выбора приводятся в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты выбора и проверки трансформатора тока

Условия выбора аппарата	Данные электрической сети	Каталожные данные ТТ ТПОЛМ-6
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.ТС}} \geq U_{\text{ном.м}}$	$U_{\text{ном.с}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.а}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{ном.ТС}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ф.}} = 217,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} = 250 \text{ А}$
По динамической устойчивости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.к}}$	$i_{\text{у.к1}} = 19,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 16

Условия выбора аппарата	Данные электрической сети	Каталожные данные ТТ ТПОЛМ-6
По термической устойчивости $I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 211,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$
По допустимой нагрузке вторичной обмотки $Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{розр}}$	$Z_{2\text{розр}} = 0,19 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

В ячейках ввода РУ 6 кВ на ТП-6/0,4 кВ устанавливаются выключатель нагрузки и предохранитель.

Проводится выбор и проверки выключателя нагрузки QW1-QW2 (таблица 17).

Таблица 17 – Результаты выбора и проверок выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя нагрузки

		ВНПу-6/ 400-10-УЗ
По номинальному напряжению $U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.М}}$	$U_{\text{НОМ.М}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.В}} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току $I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 56 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.В}} = 250 \text{ А}$
Род установки, соответствие окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	УЗ
По коммутационной способности $I_{\text{НОМ.ВЫК}} \geq I_{\text{ВЫК.Р}}$ $I_{\text{НОМ.ВКЛ}} \geq I_{\text{ВКЛ.Р}}$	$I_{\text{ВЫКЛ.Р}} = 80,9 \text{ А}$ $I_{\text{ВКЛ.Р}} = 7,662 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ВЫК}} = 250 \text{ А}$ $I_{\text{НОМ.ВКЛ}} = 10 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 17

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные выключателя ВНПу-6/ 400-10-УЗ
По динамической устойчивости $i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{У.К}}$	$i_{\text{У.К1}} = 17,662 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 25 \text{ кА}$
По термической устойчивости $I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}} = 58,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 t_{\text{Т}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2\text{с}$

Далее производится выбор и проверки высоковольтных предохранителей согласно методике, изложенной в [5, 7]:

- по условию номинального напряжения – условие (55);
- по условию номинального тока плавкой вставки

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\phi} \text{ А,} \quad (66)$$

где  $I_{\text{НОМ.ВСТ}}$  - значение номинального тока плавкой вставки, А;

- соответствие роду установки, климатическим условиям и окружающей среде;

- несрабатывания при токах, возникающих при включении силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ

$$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq (1 \div 2) I_{\text{НОМ.Т}}, \text{ А}; \quad (67)$$

- по значению номинального тока патрона предохранителя (корпуса)

$$I_{\text{НОМ.П}} \geq I_{\text{НОМ.ВСТ}}, \text{ А}; \quad (68)$$

- по отключающей способности предохранителя

$$I_{\text{НОМ.ВЫК}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}. \quad (69)$$

Результаты выбора и проверки предохранителей 6 кВ для установки на ТП-6/0,4 кВ [7] приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты выбора и проверки высоковольтных предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные предохранителя ПК103-6-100-31,5/У3
$U_{\text{НОМ.зап}} = U_{\text{НОМ.М}}$	$U_{\text{НОМ.М}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.П}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq I_{\text{ф}}$	$I_{\text{ф}} = 56 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 100 \text{ А}$
Род установки, соответствие окружающей среде	Устанавливается в помещении с нормальной средой	У3
Несрабатывания при переходных процессах $I_{\text{НОМ.ВСТ}} \geq (1 \div 2) I_{\text{НОМ.Т}}$	$1,5 \cdot 38,5 = 57,7 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 100 \text{ А}$
По номинальному току $I_{\text{НОМ.П}} \geq I_{\text{НОМ.ВСТ}}$	$I_{\text{НОМ.ВСТ}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.П}} = 100 \text{ А}$

По отключающей способности $I_{\text{НОМ.ВИМ}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 7,662 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ВИМ}} = 31,5 \text{ кА}$
---	-----------------------------------	--

## 2.8 Обслуживание электрооборудования системы электроснабжения предприятия

При наблюдении за трассой кабельных линий следить за тем, чтобы на трассе поддерживалась чистота.

Вблизи трассы не должны находиться ненужные предметы, поскольку они могут мешать при ликвидации аварий и ремонта линий.

Поверхностный слой почвы на трассе не должен иметь провалов и других отклонений, которые могут вызвать повреждения защитных оболочек кабелей.

Земляные работы здесь можно проводить только с разрешения главного энергетика предприятия.

Особую опасность для проложенных кабелей в земле составляют земляные работы, выполняются механизированным способом.

Во всех случаях запрещено выполнять работы механизмами на расстоянии 1 м от кабеля. На этом участке работы выполняются вручную и только лопатами.

Наблюдение за кабельными трассами осуществляется путем периодических осмотров этих трасс.

Во время паводков, ливней и в других случаях, когда почва размягчается и возникает опасность повреждения кабелей, проложенных в земле, осуществляют внеочередные осмотры кабельных трасс.

Для учета исправности, выявленных во время осмотров, осуществляет обзор кабельной трассы.

Кабельные трассы внимательно осматривают на всей их протяженности и особенно в местах пересечения трасс каналов, кюветов и переходов кабелей с земли на стены и опоры [17, 18].

Во время осмотров кабелей необходимо обращать внимание на соблюдение на них чистоты.

Осматривают кабельные трассы преимущественно два человека.

Контроль за нагрузкой кабелей происходит в сроки, определенные главным энергетиком, но не менее двух раз в год.

Поскольку определить непосредственно температуру жилы невозможно, то измеряют температуру металлической оболочки кабеля.

После этого делают перерасчет с учетом перепада температуры между жилой и оболочкой кабеля.

Если токопроводящие жилы нагреваются выше допустимых пределов, принимаются меры для устранения этого нагрева.

Снижают температуру жил кабелей следующими способами:

- уменьшают нагрузку на кабели;
- улучшают вентиляцию;
- увеличивают расстояние между кабелями;
- используют кабели большего сечения.

При текущем ремонте трансформаторов проводится осмотр трансформатора и всей арматуры:

- слив грязи из расширителя;
- смена масла (если необходимо);
- проверка масло-указательных устройств, спускового крана и уплотнений, рабочего и защитного заземления, сопротивления изоляции обмоток, испытания трансформаторного масла, проверка газовой защиты [17, 18].

При капитальном ремонте трансформаторов проводится:

- открытие трансформатора;
- чистка и замена масла;
- сушка изоляции;
- ремонт выемной части (при необходимости);
- сборка трансформатора;
- проведение установленных измерений и испытаний.

На ТП-6/0,4 кВ установлены автоматические выключатели серии ВА, которые распространены в электроустановках, благодаря своей надежности. В автоматических выключателях серии ВА повреждаются преимущественно контакты, отключающий механизм и пружины.

При обслуживании указанные детали и узлы зачищаются, смазываются, а при необходимости – регулируются или заменяются.

Ремонт трансформаторов тока заключается в следующем: при наличии заусенцев или оплавлений, их надо зачистить напильником; при частичном или полном выходе из строя стали сердечника, он восстанавливается путем замены листов.

## **2.9 Реконструкция схемы управления вентиляционной установкой**

К современным вентиляционные установки промышленных предприятий предъявляются повышенные требования, которые были введены относительно недавно [1].

Современные вентиляционные установки должны обеспечивать автоматическое регулирование параметров микроклимата для обеспечения комфортных условий труда людей.

При этом вентиляционные установки должны комплектоваться датчиками разного типа, необходимыми для обеспечения качественной работы.

Кроме того, современные вентиляционные установки также должны быть оснащены нагревательными элементами и, в случае необходимости в холодное время года, подавать в помещения не холодный, а нагретый воздух.

Поэтому вентиляционная установка, рассматриваемая в работе, оснащена также теплогенератором.

Поэтому принятые ранее устаревшие схемы управления не обеспечивают достаточных условий работы и не могут быть приняты за основу. Этот факт обуславливает необходимость разработки усовершенствованной схемы управления вентиляционной установкой предприятия.

В ручном режиме работой вентиляционной установкой управляет оператор, контролируя температуру воздуха по показаниям цифрового регулятора температуры и датчика запылённости воздуха (входит в комплект оборудования).

В данной работе для автоматизации процесса поддержания технологических режимов вентиляционной установкой используется частотное регулирование скорости вращения электродвигателя вентиляционной установкой, обеспечивающего приведение в действие всего механизма.

Далее проводится описание работы разработанной схемы управления вентиляционной установкой.

Асинхронный электродвигатель *M8* подключен на выход модуля *UZI* (преобразователь частоты *HYUNDAI - N700E-015SF*).

Питание предложенного технического решения осуществляется от сети 220/330 В 50 Гц через.

Защита силовых цепей схемы обеспечивается автоматическим выключателем *QF1* для всей системы управления и автоматическими выключателями *QF2* и *QF3* для приводов вентилятора, нагнетающего воздух, и, соответственно, электродвигателя и частотного преобразователя вентиляционной установки.

Защита двигателей и преобразователя обеспечивается подключением их катушек *KM1* и *KM2* магнитных пускателей к выходам *Q0.0* и *Q0.1* модуля контроллера *A1*.

При аварии теплогенератора катушки *KM1/2* отключаются, и силовые контакты этих магнитных пускателей разрывают цепи питания электродвигателей.



Управление частотой вращения электродвигателя  $M2$ , и, следовательно, вентиляционной установкой, можно осуществлять с пульта управления преобразователя в соответствии с инструкцией по его эксплуатации, а также от внешних устройств.

В данной схеме регулирование скорости  $M2$  в режиме работы от внешних устройств осуществляется при помощи потенциометра  $R$ -скорость.

Запуск теплогенератора и электродвигателей в автоматическом режиме, осуществляется из меню, после чего теплогенератор готов к работе.

При ручном управлении с пульта частотного преобразователя нажимают кнопку «*RUN*» на клавиатуре пульта управления, а при работе от внешних устройств электродвигатель включается после замыкания группы контактов  $K1-K4$ .

Комбинация замыкания этих контактов определяет скорость с которой будет работать привод вентиляционной установки.

Также в автоматическом режиме используется функция ПИД-регулятора для управления преобразователем частоты.

Для автоматического регулирования температуры в помещении в автоматическом режиме работы, система управления вентиляционной установкой регулирует температуру, измеряя текущее значение при помощи измерительного преобразователя температуры.

Который состоит из первичного преобразователя сопротивления и вторичного преобразователя ( $TE$ ) марки ТСМУ-100М, преобразующий сопротивление первичного преобразователя в аналоговый токовый сигнал, подающийся на токовый вход модуля ввода  $EM231$  (поз. А3).

При повышении температуры в помещении, второй преобразователь, аналогичный датчику для измерения температуры на выходе теплогенератора, увеличивает свой токовый сигнал, поступающий на вход того же модуля  $EM231$ , сигнал воспринимается блоком контроллера, в котором работает программа ПИД - регулятора.

Регулятор увеличивает частоту выходного напряжения частотного преобразователя, количество воздуха, проходящего через вентиляционную установку, увеличивается и в результате температура теплоносителя на выходе из теплогенератора понижается; при снижении температуры преобразователь температуры, уменьшает свой сигнал, а ПИД-регулятор, понижает частоту вращения, и температура теплоносителя повышается. Таким образом, в автоматическом режиме обеспечивается поддержание заданной температуры в помещении, которая задается оператором с пульта управления при помощи панели оператора или при помощи задатчика  $R_{\text{скорость}}$  (в зависимости от выбранного режима управления теплогенератором). При правильной настройке ПИД-регулятора исключается опасность перегрева двигателя вентиляционной установки.

Конструкция электродвигателя вентиляционной установки приведена на графическом листе №4. Принципиальная электрическая схема управления вентиляционной установкой приведена на листе №5 в графической части работы.

## **2.10 Реконструкция щита управления вентиляционной установкой**

В связи с проведённой реконструкцией схемы управления вентиляционной установкой предприятия, требуется также реконструкция щита управления вентиляционной установкой, осуществляемая в работе далее.

В качестве щита управления вентиляционной установкой используется ящик навесной малогабаритный типа ЩШМ-ПД-1-1000x800x300-4P IP30 ОСТ 36.13-90. На передней панели указанного щита управления вентиляционной установкой (двери) в верхней части размещается сигнальная лампа аварийной ситуации. В центре щита располагается панель оператора – графический сенсорный дисплей, на котором будут отображаться параметры процесса и с которого оператор путем выбора позиций меню будет управлять ходом процесса. Передняя панель щита представлена на листе №6 в графической части работы.

На монтажной панели щита располагаются (по рядам сверху вниз): автоматические выключатели трехфазные; автоматические выключатели однофазные; контроллер; датчики; источник питания; промежуточные реле и магнитные пускатели. В нижней части щита управления вентиляционной установкой устанавливаются блоки зажимов.

Производится окончательная компоновка аппаратов и приборов внутри щита управления вентиляционной установкой. Данные для компоновки аппаратов на двери щита управления вентиляционной установкой приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Данные для компоновки аппаратов на двери щита управления вентиляционной установкой

Наименование прибора	Количество	Тип	Группа	Размеры от края до оси	Размеры прибора по фланцу		Размеры монтажной зоны			
					В	Н	В1	В2	Н1	Н2
Панель оператора	1	ТП070	1	0	300	200	50	50	50	50
Арматура светосигнальная	1	АЕ3232 21У	3	0	19	19	19	19	19	19
Блок датчиков (загрязнённости и температуры воздуха)	1	ЗДЕ300 У1	4	0	50	50	35	35	25	25

Итого: требуемая площадь – 754,4см<sup>2</sup>.

Монтажная площадь фасада щита ЩЩМ 1000 800 S<sub>шт</sub>=7300 см<sup>2</sup>, что позволяет обеспечить установку в данный щит этой аппаратуры.

Данные для компоновки аппаратуры внутри щита представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Данные для компоновки аппаратуры внутри щита управления вентиляционной установкой

Аппарат	Кол-во	Установочная конструкция	Монтажная зона аппарата, мм						Габаритные и установочные размеры аппарата, мм					
			L	B	h		h1		L1	H	B1	A	A1	
					min	max	min	max					min	max
Автоматический выключатель VCCF1	6	DIN-рейка	25	92,5	80	140	80	25	186	92,5	117	131	121	161
Автомат защиты двигателя GV2ME20	8	DIN-рейка	125	50	50	50	50	95	76	125	50	-	-	-
Автомат защиты двигателя GV2ME16	4	DIN-рейка	120	76	65	65	65	65	91	64	75	-	-	-
Автоматический выключатель Multi 9 C60A 2A	5	DIN-рейка	80	90	70	130	75	75	56	77	89	50	64	104
Автоматический выключатель Multi 9 C60A 10A	2	DIN-рейка	65	74	70	130	70	70	44	67	74	50	64	104
Контроллер CPU224	1	DIN-рейка	18	75	65	65	65	65	17,5	74,4	75	-	-	-
Модуль расширения EM231	1	DIN-рейка	100	50	30	30	30	30	90	50	40	-	-	-
Источник питания Siemens Power	1	DIN-рейка	100	50	30	30	30	30	90	50	40	-	-	-
Преобразователь частоты HYUNDAI-N700E-015SF	1	DIN-рейка	150	170	100	100	100	100	124,6	52	90	-	-	-
Реле G3NA210B	1	DIN-рейка	150	70	100	100	100	100	124,6	52	90	-	-	-
ХТ1-ХТ4 – блок зажимов Б324-П16-В/ВУ3-10	4	DIN-рейка							118	33	34	-	-	-

Итого: 3905,4 см<sup>2</sup>.

Внутренняя монтажная площадь фасада щита ЩШМ 1000-600  $S_{\text{ш}}=4420$  см<sup>2</sup>, что позволяет обеспечить установку в данный щит этой аппаратуры.

На двери над сигнальной арматурой и органами управления изображаются таблички надписей в виде прямоугольников.

Текст надписи указывается непосредственно на чертеже.

## **Выводы по разделу 2**

В результате выполнения второго раздела работы, осуществлён расчет электрических нагрузок, выбор и проверка электрооборудования для его реконструкции на предприятии АО «Мехта».

Для решения поставленной задачи проведена реконструкция схемы электроснабжения силовой сети, расчет электрических нагрузок, выбор трансформаторов трансформаторной подстанции (трансформаторы марки ТМ-400/6) и компенсирующих устройств (не устанавливаются на ТП-6/0,4 кВ), описание конструктивного выполнения трансформаторной подстанции (закрытого типа с применением ячеек РУ 6 кВ и РУ 0,4 кВ), выбор и проверка сечения проводников (кабели марки АВВГ), расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 6 кВ и 0,4 кВ (автоматы марки ВА, предохранители марки ПН-2, выключатель 6 кВ марки LF1-6,3-12,5/ 630-У2-41, предохранители 6 кВ марки ПК103-6-100-31,5/У3, выключатели нагрузки марки ВНПу-6/ 400-10-У3, трансформаторы тока марки ТПОЛМ-6), описано обслуживание электрооборудования системы электроснабжения предприятия, проведена реконструкция схемы управления вентиляционной установкой с использованием современных решений, а также последующая реконструкция щита управления вентиляционной установкой.

### **3 Разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда**

#### **3.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности**

Согласно требованиям [15 – 19], перед началом работ в электроустановках необходимо провести организационные и технические мероприятия по технике безопасности.

К организационным мероприятиям относятся [15 – 19]:

- выдача нарядов и распоряжений для проведения работ в электроустановках;
- назначение лиц, отвечающих за безопасное проведение работ (руководителя работ, допускающего, наблюдающего, членов бригады);
- непосредственное проведение инструктажей (вводного, на рабочем месте, плановых, внеплановых);
- допуск рабочей бригады к работе;
- надзор во время выполнения работ бригадой;
- оформление перерывов в работе;
- перевод на другое рабочее место (при необходимости);
- окончание работ в электроустановках.

К техническим мероприятиям относятся [15 – 19]:

- производство необходимых коммутационных переключений;
- принять меры, которые препятствуют самопроизвольному включению коммутационных аппаратов путём применения их блокировок, а также расшивке цепи, отсоединения кабельных и воздушных вводов, снятием отдельных коммутационных аппаратов и (или) их приводов (ключей) и т.д.;
- вывесить запрещающие плакаты на приводах коммутационных аппаратов и ключах управления;

- убедиться в отсутствии напряжения на токоведущих частях путём использования технических средств (указателей напряжения и т.д.);

- наложить переносное заземление там, где это необходимо (на токоведущих частях электроустановок). В случае, если на электрооборудовании установлены заземляющие ножи, необходимо их включить. В этом случае переносное заземление разрешается не устанавливать;

- оградить рабочее место, а также токоведущие части, оставшиеся под напряжением;

- вывесить плакаты по технике безопасности (предписывающие и предупреждающие).

Необходимо помнить, что в электроустановках всех типов и классов напряжения должен быть обеспечен видимый разрыв. В электроустановках до 1 кВ его обеспечивают рубильники (при их отключении) и предохранители (при их снятии), а в сетях выше 1 кВ – разъединители (при их отключении) и предохранители (при их снятии).

Кроме всего прочего, при выполнении работ в электроустановках необходимо пользоваться специальными защитными средствами: спец. одеждой и обувью (выдаётся работодателем), спец. инструментами (обязательно должны быть проверены), спец. приспособлениями индивидуальной защиты (диэлектрические коврики, подставки, перчатки, каски и др.).

До выполнения работ в электроустановках допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста и прошедшие соответствующее обучение согласно требований [15 – 19].

При этом всем прошедшим обучение присваивается соответствующая группа допуска по электробезопасности.

Всего существует пять групп по электробезопасности.

Каждая последующая группа включает в себя знание предыдущей, а также новые знания и навыки, присущие данной группе.

При назначении ответственных за безопасное проведение работ обязательно должна учитываться группа по электробезопасности (не ниже установленной).

Также при работе в электроустановках необходимыми являются навыки оказания первой медицинской помощи до приезда врача.

Каждый член бригады должен владеть навыками выполнения искусственного дыхания, непрямого массажа сердца, освобождения пострадавшего от электрического напряжения и т.д.

Все данные аспекты являются строго обязательными к выполнению при работе в электроустановках.

При эксплуатации предприятий и подстанций всех напряжений образуются сбросы и отходы. Сбросы (от столовых, туалетов, умывальников, душевых), случайные утечки масла из маслonaполненного оборудования, поверхностные воды с территории предприятия и подстанции, образующиеся в результате атмосферных осадков, которые могут содержать следы масел, отводятся в бетонированные водонепроницаемые ямы (септики).

По мере наполнения септиков они утилизируются или выводятся в канализацию близлежащих населенных пунктов.

При этом система водоотведения должна соответствовать требованиям нормативных документов [3, 18, 20, 21], быть технически исправной.

При невозможности отведения в канализацию, на подстанциях, согласно [17, 18], должны предусматриваться специальные ямы и резервуары, очистка которых проводится в установленные сроки.

Если в процессе работы оборудования образуются отходы, не подлежащие сбросу в общую канализационную систему, то для них предусматривают специальные герметичные резервуары согласно требованиям [17, 18].



Технические масла, используемые в силовых трансформаторах, со временем утрачивают свои диэлектрические и другие технологические свойства. Под действием атмосферного воздуха, в результате взаимодействия с материалами в трансформаторе в маслах накапливаются влага, продукты окисления, различные загрязнения, примеси. Утратившее свои характеристики масло подлежит замене [17, 18].

Перед организацией, эксплуатирующей силовые масляные трансформаторы типа ТМ, стоит задача утилизации отработанных масел, либо их дальнейшая очистка. Второй способ может быть экономически более выгоден при наличии по близости производственной базы для регенерации отработанных масел. Различные способы очистки отработанного масла являются наукоемкими технологическими процессами, однако в некоторых случаях это является дешевле утилизации выработавшего свой ресурс старого масла и приобретение нового [17, 18].

Для восстановления отработанных масел применяется специальное оборудование и различные технологии, в основе которых лежат физические и химические процессы, направленные на выведение из масла воды, загрязнений и окислов.

Регенерация масла имеет, как правило, несколько этапов [7, 17, 18]:

- механическое удаление воды и твердых примесей;
- выпаривание (перегонка), в том числе в среде вакуума;
- химические способы, такие как очистка, различными адсорбентами, коагуляция, ионно-обменная и натриевая очистка.

КЛ-6 кВ, питающие ТП-6/0,4 кВ предприятия, обеспечивают безопасность, акустический шум отсутствует, снижается опасность обрыва проводящих жил. В работе территории, отведенные под строительство трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ, расположены далеко от сельскохозяйственных угодий, лесных массивов. При этом соблюдаются

нормативные расстояния расположения ТП и КЛ от других помещений предприятия.

Для предохранения и защиты объектов и сооружений от прямых ударов и вторичного воздействия молнии, в результате которых может произойти разрушение сооружений, загорание и взрыв находящихся в них горючих и взрывоопасных веществ, служат устройства молниезащиты.

Расчетные устройства должны выполняться в соответствии с условиями, неукоснительно учитывающими зависимости от опасности поражения молнией, вероятности возникновения пожара или взрыва, а также от характера и масштаба возможных разрушений здания и сооружения.

### **3.2. Расчёт контура заземления питающей ТП-6/0,4 кВ предприятия**

Повреждения изоляции электрооборудования может привести к появлению на корпусах и других металлических частях (потенциально опасных частях) потенциалов, опасных для жизни человека. Поэтому все потенциально опасные части должны быть заземлены или занулены. Согласно [1], в четырехпроводных сетях трехфазного тока, глухое заземление нейтрали является обязательным, а в трехфазных сетях до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью электрооборудование должно быть занулено.

Исходные данные для расчёта [3, 19]:

- 1) Сеть напряжением 6 кВ работает с изолированной нейтралью.
- 2) Сеть 0,38 / 0,22 кВ работает с глухозаземленной нейтралью.
- 3) Грунт в месте сооружения - песок.
- 4) Климатическая зона - 4.
- 5) Сопротивление естественных заземлителей принимается равным 0.

Намечается сооружение заземляющего устройства со стороны здания предприятия, с размещением вертикальных заземлителей по контуру с расстоянием между ними 5 м, материал - круглая сталь диаметром 16 мм и

длиной  $l = 5$  м. Метод погружения вертикальных заземлителей - вкручивание. Верхние концы вертикальных заземлителей погружены на глубину  $0,7$  м и приварены к горизонтальному заземлителю из стальной полосы шириной  $b = 40$  мм и высотой  $h = 4$  мм. Принципиальная схема заземления ТП-6/0,4 кВ изображена на рисунке 2, конструкция заземляющего устройства – на рисунке 3.

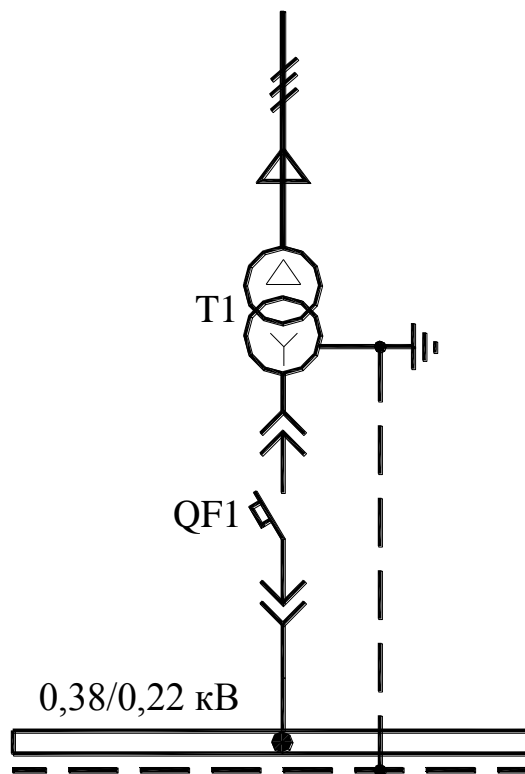


Рисунок 2 – Принципиальная схема заземления ТП-6/0,4 кВ

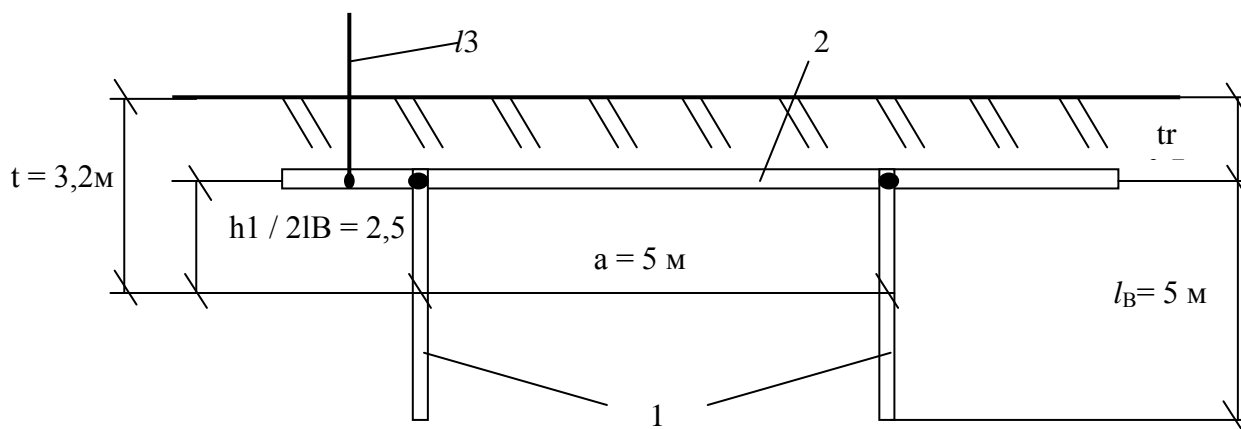


Рисунок 3 – Конструкция заземляющего устройства: 1 - вертикальный заземлитель; 2 - горизонтальный заземлитель; 3 - заземляющий проводник

При выполнении заземляющих устройств одновременно для заземления электрооборудования до 1 кВ и выше 1 кВ принимается сопротивление заземляющего устройства той установки, где он является минимальным [3,19].

В электрических устройствах выше 1 кВ величина сопротивления должна быть не более 10 Ом. Со стороны низкого напряжения 0,38/0,22 кВ  $R_3 \leq 4$  Ом. Окончательно принимается  $R_{з.норм} \leq 4$  Ом [3,19].

Удельное сопротивление грунта в месте заземляющего устройства рекомендуется для расчетов, согласно [3],  $\rho = 400$  Ом·м. Коэффициенты горизонтальной и вертикальной прокладки  $K_\Gamma = 1,5$ ;  $K_B = 1,1$  [3].

Определяется расчетный удельное сопротивление грунта [3,19]

$$\rho_{P.B} = K_B \cdot \rho, \text{ Ом} \cdot \text{ м}; \quad (70)$$

$$\rho_{P.B} = 1,1 \cdot 400 = 440 \text{ Ом} \cdot \text{ м}.$$

$$\rho_{P.\Gamma} = K_\Gamma \cdot \rho; \quad (71)$$

$$\rho_{P.\Gamma} = 1,5 \cdot 400 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{ м}.$$

Определяется сопротивление растекания одного вертикального электрода  $d=16$  мм,  $l = 5$  м при  $t_\Gamma = 0,7$  м, по формуле [3,19]:

$$R_{o.B} = \frac{\rho_{P.B}}{2\pi l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t_B + l_B}{4 \cdot t_B - l_B} \right), \text{ Ом}; \quad (73)$$

$$R_{o.B} = \frac{440}{6,28 \cdot 5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 44,13 \text{ Ом}.$$

Приближенное число вертикальных заземлителей, расположенных при предварительно выбранном коэффициенте использования вертикальных заземлителей с учетом экранирования и без учета горизонтальных полос при предварительно выбранном числе электродов  $n = 10$ , при отношении  $a/l = 1$ , коэффициент использования вертикальных электродов  $K_{и.в.е} = 0,62$  [3,19]

$$n = \frac{R_{O.B.}}{R_{B.B.E} \cdot R_{з.норм.}}; \quad (74)$$

$$n = \frac{44,13}{0,62 \cdot 4} = 17,8.$$

Принимается  $n = 17$ .

Определяется сопротивление растекания горизонтальных электродов при  $b = 40$  мм,  $h = 4$  мм, по формуле [3,19]

$$R_{O.Г} = \frac{\rho_{P.Г}}{2\pi l_{Г}} \lg \frac{2l_{Г}^2}{bt_{Г}}, \text{ Ом}; \quad (75)$$

$$R_{O.Г} = \frac{600}{6,28 \cdot 20} \lg \frac{2 \cdot 20^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 22,3 \text{ Ом}.$$

Определяется сопротивление растекания горизонтальных заземлителей с учетом экранирования. Коэффициент использования горизонтальной полосы при количестве вертикальных заземлителей  $n = 4$  и при  $a / l = 1$ :  $K_{И.Г.З} = 0,77$ .

$$R_{Г.Е} = \frac{R_{O.Г}}{K_{И.Г.З}}, \text{ Ом}; \quad (76)$$

$$R_{Г.Е} = \frac{22,3}{0,77} = 28,9 \text{ Ом}.$$

Определяется уточненное сопротивление вертикальных электродов с учетом горизонтальной полосы [3,19]

$$R_{B.Е} = \frac{R_{Г.Е} R_{3.норм}}{R_{Г.Е} - R_{3.норм}}, \text{ Ом}; \quad (77)$$

$$R_{B.Е} = \frac{28,9 \cdot 4}{28,9 - 4} = 4,64 \text{ Ом}.$$

Определяется уточнена количество вертикальных электродов определяется с учетом  $n = 4$ ,  $a / l = 1$ ,  $K_{И.В.Е} = 0,76$  [3]

$$n = \frac{R_{O.В}}{K_{И.В.Е} R_{B.Е}}; \quad (78)$$

$$n = \frac{44,13}{0,76 \cdot 9,56} = 23,07.$$

Принимается  $n = 24$  - число вертикальных электродов.

Схема расположения контура заземления изображена на рисунке 4.

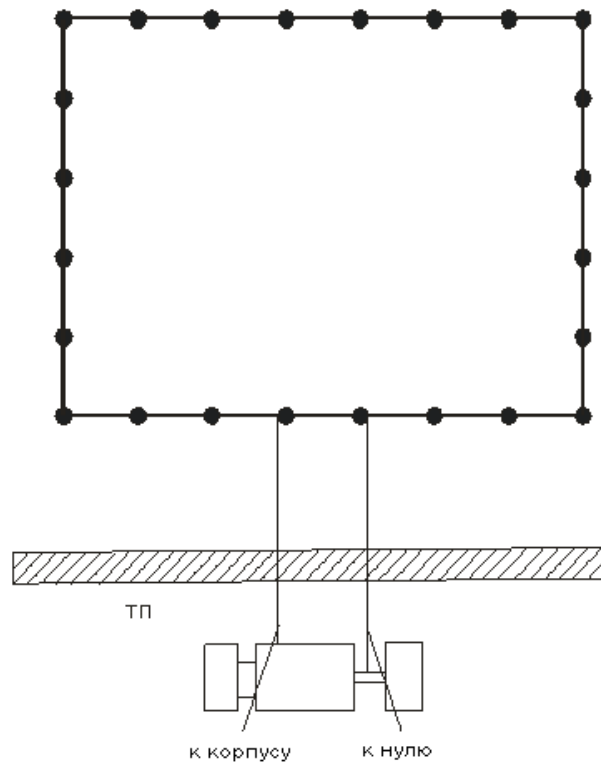


Рисунок 4 – Схема расположения контура заземления ТП-6/0,4 кВ

### Выводы по разделу 3

В результате выполнения третьего раздела работы, осуществлена разработка мероприятий по технике безопасности и охране труда с детальным описанием мероприятий по обеспечению безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности. Проведён расчёт контура заземления питающей ТП-6/0,4 кВ предприятия с обоснованием выбора 24 вертикальных электродов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы осуществлена реконструкция электрооборудования на предприятии АО «Мехта» (Самарское отделение).

Источником питания предприятия является сооружённая в результате реконструкции трансформаторная подстанция ТП-6/0,4 кВ, которая получает питание от энергосистемы кабельной линией электропередачи напряжением 6 кВ марки АСБ-(3х35), которая прокладывается в траншее.

Питающая часть схемы электроснабжения выполняется по радиальной схеме с помощью силовых распределительных шкафов и четырехжильным кабелями марки АВВГ напряжением 0,38/0,22 кВ, которые прокладываются в коробах.

Также непосредственно кабельной линией марки АВВГ без применения СРШ получают питание электроприёмники предприятия, с нагрузкой, превышающей 100 кВт.

Распределительная сеть напряжением 0,38/0,22 кВ выполнена по радиальной схеме кабелями марки АВВГ в стальных трубах в полу. Для обеспечения нормальных условий освещённости установлены щитки рабочего и аварийного освещения.

В работе осуществлён расчёт электрических нагрузок потребителей предприятия.

Произведены расчёт количества и выбор оптимальной мощности трансформаторов ТП-6/0,4 кВ. На ТП-6/0,4 кВ уставлены два трансформатора мощностью 400 кВА, что дополнительно подтверждено технико-экономическим обоснованием, проведённым в работе.

Надёжная работа системы электроснабжения была проверена при аварийных ситуациях – при режиме трехфазных КЗ, расчёт которых также проведён в работе.

Были выбраны электрические аппараты для установки на ТП-6/0,4 кВ и в СРШ: автоматические выключатели, предохранители напряжением до и выше 1 кВ, высоковольтные выключатели нагрузки, а также трансформаторы тока.

Рассчитан контур заземления питающей трансформаторной подстанции, который способен обеспечить требуемое значение сопротивления заземляющего устройства.

Также в работе детально рассмотрено конструктивное выполнение питающей трансформаторной подстанции; организация обслуживания электрооборудования на предприятии; обеспечение электробезопасности и экологической безопасности.

Разработанная система электроснабжения на предприятии АО «Мехта» (Самарское отделение) отвечает основным нормативам и требованиям по критериям электробезопасности, надёжности, экономичности, качеству электроэнергии, экологической безопасности основных нормативных документов энергетики, а также нормам, предъявляемым к электрооборудованию пищевой отрасли промышленности Российской Федерации.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. - М.: Альвис, 2018. – 632 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: КНОРУС, 2016. – 348 с.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // РД РАО «ЕЭС России». – М.: Министерство энергетики, 2013.
6. АО «Мехта». Режим доступа: <http://mehta.ru/>. Дата обращения: 18.03.2020 г.
8. С. В. Родыгина, Павлюченко Д.А. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2017. 47 с.
9. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. – М.: КноРус, 2016. 236 с.
10. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок. – Томск : ТПУ, 2011. 249 с.
11. Неклепаев Б.В. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М: ЭНАС, 2013. 145 с.
12. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М: "Энергия", 2010. 84 с.

13. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. – М. : Лань, 2012. 400 с.
14. Дубинин В.Н. Об эффективности электроснабжения промышленных предприятий// Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. 2016. № 2.
15. Ермилов А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. – М. : Эксмо, 2011. 159 с.
16. Водяников В.Т. Экономическая оценка проектных решений в энергетике АПК. – М.: Колос, 2008. 263с.
17. Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Эксмо, 2018. 98 с., ил.
18. Сибикин Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий / Ю.Д. Сибикин. – М.: КноРус, 2016. 264 с.
19. Шабанов И.И. Электробезопасность в производстве. Учебное пособие. / И. И. Шабанов: ФГОУ ВПО АЧГАА. 2008. 253 с.
20. Курдюмов В.И., Зотов Б.И. Проектирование и расчет средств обеспечения безопасности. – М.: Колос, 2005 г. 168 с.
21. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – 4-е изд., перераб. и доп. - М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.