

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
(подпись)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Электроснабжение северной группы цехов комбината «Магнезит»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель проекта  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ И.П. Титов  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Консультант по БЖД  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ В.Ф. Бухтояров  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор проекта  
студент группы ПЗ-573

\_\_\_\_\_ Х.А. Кенжаев  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Факультет заочный  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**  
на выпускную квалификационную работу студента

**Кенжаева Хайитбоя Абдусаматовича**

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение северной группы цехов комбината «Магнезит»

утверждена приказом по университету от 04 апреля 2018г. № 580

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30 мая 2018

3 Исходные данные к работе  
из базы данных кафедры

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный северной группы цехов комбината "Магнезит"	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения	– 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике	– 1 лист

Всего 6 листа(ов)

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель

\_\_\_\_\_ (подпись)

И.П. Титов

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_ (подпись)

Х.А. Кенжаев

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
1 Введение	22.03.18	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	22.03.18	
3 Расчет электрических нагрузок и построение картограммы	14.02.18	
4 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	24.03.18	
5 Выбор и обоснование типа, числа и мощности трансформаторов ГПП	25.02.18	
6 Выбор и обоснование схемы внешнего электроснабжения	03.03.18	
7 Выбор и обоснование схемы внутриводского электроснабжения	10.03.18	
8 Расчет электрических сетей напряжением до и выше 1000 В	15.03.18	
9 Расчет токов коротких замыканий и выбор оборудования в электрических сетях напряжением выше 1000 В	20.03.18	
10 Компенсация реактивной мощности	06.04.18	
11 Расчет показателей качества напряжения	13.04.18	
12 Релейная защита и автоматика	25.04.18	
13 Вопросы охраны труда и техники безопасности	30.04.18	
14 Заключение	30.04.18	
15 Библиографический список	02.05.18	
16 Пояснительная записка	12.05.18	
17 Графическая часть	20.05.18	

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.М. Кирпичникова

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

И.П. Титов

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Студент

\_\_\_\_\_

(подпись)

Х.А. Кенжаев

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

Кенжаев Х.А. Электроснабжение северной группы цехов комбината «Магнезит». – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2018. – 128 с., 21 илл., 42 табл. библиогр. список – 47 наим., 6 листов чертежей ф. А1

Задача настоящей выпускной квалификационной работы заключается в проектировании системы электроснабжения группы цехов комбината "Магнезит", обеспечивающей соответствующий уровень надежности электроснабжения, надлежащее качество электроэнергии, оптимальные режимы и безопасность в эксплуатации и обслуживания в течении всего срока службы.

Комбинат "Магнезит" относится к средним по мощности предприятиям и состоит из 11 цехов с суммарной установленной мощностью 42 МВт. Учитывая особенности технологического процесса, завод относится ко второй категории по надежности электроснабжения.

Согласно исходным данным на проектирование обеспечение электроэнергией предприятия возможно от двух независимых источников питания на напряжениях 35 и 110 кВ, равноудаленных от предприятия.

В работе представлены все основные этапы проектирования систем электроснабжения промышленного предприятия, а именно расчет электрических нагрузок напряжением до и выше 1000 В, выбор цеховых трансформаторных подстанций, выбор рационального напряжения и схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, расчет показателей качества электроэнергии, выбор электрооборудования и т.д.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения, в виду его неоднозначности, производится путем сравнения техника-экономических показателей схемы на напряжении 35 и 110 кВ. в результате проведенных расчетов схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ получилась на 6,8% дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках и экономической деятельности предприятия.

Приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора цеховой трансформаторной подстанции ГПП-ТП-10/0,4.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ							
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение северной группы цехов комбината «Магнезит»			Лит.		Лист	Листов	
Разраб.	Кенжаев			В				К	Р	3		
Пров.	Титов											
Н. контр.	Аверина											
Утв.	Кирпичникова											

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	7
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	
Выводы по разделу .....	8
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	9
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	15
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок .....	15
Выводы по разделу 1 .....	21
2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	22
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций .....	22
Выводы по разделу 2 .....	25
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	27
Выводы по разделу 3 .....	30
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	31
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	33
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.....	34
4.3 Расчет токов короткого замыкания.....	35
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	37
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электрооборудования .....	40
4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электрооборудования.....	42
Выводы по разделу 4 .....	44
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения.....	44
5.2 Построение схемы внутреннего электрооборудования предприятия .....	44
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети .....	45
5.4 Расчет питающих линий.....	45
Выводы по разделу 5 .....	48
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	50
Выводы по разделу 6 .....	57
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП.....	58

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		4

7.2	Выбор выключателей КРУ и РП .....	58
7.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ и РП .....	59
7.4	Выбор трансформаторов напряжения .....	61
7.5	Выбор комплектных трансформаторных подстанций .....	63
7.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП .....	64
7.7	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания .....	64
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	66
7.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП .....	66
	Выводы по разделу 7 .....	67
8	<b>РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>68</b>
	Выводы по разделу 8 .....	76
9	<b>РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС</b>	
9.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения .....	77
9.2	Расчет провала напряжения при пуске двигателей .....	82
	Выводы по разделу 9 .....	83
10	<b>ЗАЩИТА РЕЛЕЙНАЯ ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-25000/110/10/10</b>	
10.1	Релейная защита отходящего от ТП ШМА .....	84
10.2	Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора .....	87
10.3	Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ .....	92
10.4	Релейная защита трансформатора предохранителями со стороны 10кВ .....	97
10.5	Газовая защита .....	99
10.5.1	Мгновенная токовая отсечка кабельной линии .....	99
10.5.2	Селективная токовая отсечка кабельной линии .....	100
10.5.3	Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю ..	103
	Выводы по разделу 10 .....	105
11	<b>БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b>	
11.1	Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей .....	106
11.2	Требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности .....	107
11.3	Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок .....	112
11.4	Расчет заземляющего устройства подстанции .....	117
11.5	Освещение ОРУ .....	120
11.6	Обеспечение пожарной безопасности .....	122
	Выводы по разделу 11 .....	124
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>125</b>
	<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>126</b>



## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 26032 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 16120 кВт (4хСД по 2000 кВт, 2хАД по 800 кВт, 4хСД по 1000 кВт, 4хИУ по 630 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 21675 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный  $\text{tg}\varphi=0,69$ ; расчётны  $\text{tg}\varphi=0,26$ ; заданный энергосистемой  $\text{tg}\varphi=0,29$

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 12,0 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-25000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 250, 630, 1600, 2500 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – есть.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвПу-10 с сечением 95, 185, 240 мм<sup>2</sup>.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		6

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

# 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Автоматические выключатели на 0,4 кВ, устанавливаемые на ТП изготавливают как российские, так и зарубежные компании. Рассмотрим российские автоматические выключатели серии Э16В [1], производимые заводом «Контактор» и серии Masterpact производства «Schneider Electric» [2]. Параметры автоматических выключателей сведены в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Параметры автоматических выключателей

Сравниваемый параметр	Каталожные данные Э16В	Каталожные данные Masterpact NW
$I_{ном}, A$	1600	1600
$U_{ном}, В$	660	660
$I_{п.о.}, кА$	80	42
$t_{откл}, мкс$	25	25
Износостойкость:		
- механическая (циклов В/О)	6300	25000
- электрическая (циклов В/О при 440В)	1250	6000
Размер, ШxВxГ	425x360x160	301x276x196
Цена, руб	42568	105638

В результате сравнения стало ясно, что по своим характеристикам автоматические выключатели Э16В и Masterpact NW почти одинаковы, за исключением характеристик по износостойкости, но цена у Masterpact NW существенно выше, а значит к установке на низкой стороне ТП следует применять автоматические выключатели Э16В.

Вывод по разделу один

В результате проведенного сравнения стало ясно, что по своим характеристикам автоматические выключатели Э16В и Masterpact NW почти одинаковы, за исключением характеристик по износостойкости, но цена у Masterpact NW существенно выше, а значит к установке на низкой стороне ТП следует применять автоматические выключатели Э16В.

# 1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [4]. В системе электро-снабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электро-снабжения.

## 1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно заготовительное отделение. В данном отделении находится 81 электроприемник общей номинальной мощностью 592,7 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШРА-73.

Значения коэффициента использования по активной мощности  $k_{\text{иа}}$  и коэффициента мощности  $\cos \varphi$  для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [4]. Зная  $\cos \varphi$ , определяем  $\text{tg} \varphi$ .

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot n \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где  $n$  – число электроприемников;

$p_{\text{ном}}$  – номинальная мощность одного электроприемника, кВт;

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 4 ножниц гильотинных, получающих питание от ШРА-73

$$P_{\text{ср}} = 0,2 \cdot 4 \cdot 7 = 3,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ср}} = 0,12 \cdot 4 \cdot 7 \cdot 1,73 = 5,8 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}, \quad (1.3)$$

где  $n$  – реальное число электроприёмников;

$p_{\text{ном}i}$  – номинальная активная мощность  $i$ -го электроприемника, кВт.

$$n_3 = \frac{592,7^2}{7272} = 48.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (1.4)$$

где  $k_{\text{иа}i}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

$$K_{\text{иа}} = \frac{135,6}{592,7} = 0,23.$$

Средневзвешенное значение  $\text{tg}\varphi$  определяем по выражению:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}, \quad (1.5)$$

где  $\text{tg}\varphi_i$  – коэффициент реактивной мощности  $i$ -го электроприемника.

$$\text{tg}\varphi = \frac{181,3}{135,6} = 1,34.$$

По полученному значению  $\text{tg}\varphi$  находим значение  $\cos\varphi$ .

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где  $K_{\text{ра}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [7] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности,  $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$ ;

$K_{\text{рр}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.6) – (1.8) составят

$$P_p = 1,00 \cdot 135,6 = 135,6 \text{ кВт.}$$

$$k_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{48}} = 1,02.$$

$$Q_p = 1,02 \cdot 135,6 \cdot 1,34 = 185,7 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

$$S_p = \sqrt{135,6^2 + 185,7^2} = 229,9 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.10)$$

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

$$I_p = \frac{229,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 349,3 \text{ А.}$$

Для питания электроприемников в отделении устанавливается ШРА-73 на ток 400 А марки АД0 сечением 5x50 [8].

Определим пиковую нагрузку по отделению

Выберем ЭП с наибольшим пусковым током – кран мостовой с параметрами:

–  $P_{ном} = 27$  кВт – номинальная активная мощность;

–  $\cos\varphi = 0,5$ ;

–  $K_{пуск} = 5$  – кратность пускового тока.

Пусковой ток

$$I_{пуск} = \frac{K_{пуск} \cdot P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos\varphi}. \quad (1.11)$$

$$I_{пуск} = \frac{5 \cdot 27}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5} = 455,8 \text{ А.}$$

Пиковый ток по отделению

$$I_{пик} = I_{пуск} + I'_p,$$

$$I_{пик} = 455,8 + 320,3 = 776,1 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 1.1). Все ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, распределяем по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми  $k_{\text{иа}}$  и  $\cos\varphi$ , включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [6].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.13)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.14)$$

где  $k_{\text{иа}}$  и  $k'_{\text{иа}}$  – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(\text{AB})}$  – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(\text{CA})}$  – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(\text{AO})}$  – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{\text{AB(A)}}, k_{\text{CA(A)}}, q_{\text{AB(A)}}, q_{\text{CA(A)}}$  – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в сборочно-сварочном отделении:

$$P_{\text{срА}} = 0,4 \cdot 11 \cdot 1,0 + 0,4 \cdot 14,6 \cdot 0 + 0,2 \cdot (35 + 21 + 20) = 27,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,4 \cdot 11 \cdot 0,58 + 0,4 \cdot 14,6 \cdot 1,16 + 0,2 \cdot (35 + 21) \cdot 2,29 = 38,7 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.15)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.16)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.15) – (1.16) получаем:

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot 27,6 = 82,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot 38,7 = 116,1 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{AB})} + P_{(\text{AC})}) + P_{\text{AO}}} \quad (1.17)$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

Таблица 1.1 - Расчет нагрузок однофазных электроприемников

Наименование узлов СЭС и ЭП	P <sub>ном</sub>	P <sub>номΣ</sub>	n	n·P <sub>ном</sub>	Установленная мощность ЭП подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП подключенных на фазное напряжение			k <sub>на</sub>	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену					
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P <sub>c</sub>			Q <sub>c</sub>		
																	a	b	c	a	b	c
<b><u>Сборочно-сварочное отделение</u></b>																						
ОЭП подключенные на Ул:																						
14 Автоматы для сварки	3,65	36,5	10	133,2	11			a	1,00	0,58	-	-	-	0,40	0,50	1,73	4,4			2,5		
								b	0,00	1,16	-	-	-				0,0			5,1		
					11			b	1,00	0,58	-	-	-				4,4			2,5		
							c	0,00	1,16	-	-	-	0,0						5,1			
					14,6			c	1,00	0,58	-	-	-				7,8			3,4		
							a	0,00	1,16	-	-	-	0,0						6,8			
Итого по ОЭП подкл. на Ул		36,5	10	133,2	11	11	14,6										4,4	4,4	7,8	9,3	7,6	8,5
ОЭП подключенные на Уф:																						
15 Сварочный трансформатор	35	105	3	3675										0,20	0,40	2,29	7,0	7,0	7,0	16,0	16,0	16,0
17 Сварочный трансформатор	10,5	63	6	661,5										0,20	0,30	3,18	4,2	4,2	4,2	13,4	13,4	13,4
18 Электронагреватель	10	40	4	400										0,60	1,00	0,00	12,0	12,0	6,0	0,0	0,0	0,0
Итого по ОЭП подкл. на Уф:		208	13	4737																		
Всего по ОЭП:		244,5	23	4870	11	11	14,6							0,32	0,58	1,40	27,6	27,6	25,0	38,7	37,0	37,9



$$K_{\text{иа}} = \frac{27,6}{\frac{1}{2}(11+14,6) + 76} = 0,32.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и  $\text{tg}\varphi$  по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем

$$n_{\text{э}} = \frac{1935,5^2}{38669} = 88.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{637,7}{1848,2} = 0,35.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{588,0}{637,7} = 0,74.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.19)$$

где  $K_{\text{ра}}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 637,7 = 446,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{р.ц}} = 0,70 \cdot 588,0 = 411,6 \text{ квар.}$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (1.20)$$

где  $k_{\text{с.осв}}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;  
 $P_{\text{у.осв}}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха, Вт/м<sup>2</sup>;  
 $F_{\text{ц}}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}, \quad (1.21)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5820 = 78,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 78,6 \cdot 0,33 = 25,8 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(446,4 + 78,6)^2 + (411,6 + 25,8)^2} = 683,3 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (1.1) – (1.22) приведены в таблице 1.2.

### 1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности  $K_{pp}=K_{pa}$ . Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_{pa}$  находятся из [5]. Следует отметить, что при  $k_{иай} \cdot p_{норм} \leq 100$  кВт значения коэффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения не превышающие 50–70 мм<sup>2</sup>, а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки  $K_{pa}=1$ , тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.3.

### 1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

Таблица 1.2 - Расчет нагрузок по цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Справочные данные			к <sub>из</sub> •P <sub>ном</sub> , кВт	к <sub>из</sub> •P <sub>ном</sub> •tg φ, квар	п•р <sup>2</sup> <sub>ном</sub>	пэ	K <sub>ра</sub>	K <sub>рр</sub>	K <sub>ра</sub> •K <sub>из</sub> •P <sub>ном</sub> , кВт	K <sub>рр</sub> •K <sub>из</sub> •P <sub>ном</sub> •tg φ, квар	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>p</sub> , А
Наименование электроприемников и узлов	Количество электроприемников, п	Номинальная мощность приведенная к длительному режиму, кВт		k <sub>из</sub>	cos φ	tg φ										
		р <sub>ном</sub>	P <sub>ном</sub>													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Ремонтно-механический цех</b>																
<b>Заготовительное отделение</b>																
<b>(ШРА-73)</b>																
1 Ножницы гильотинные	4	7	28	0,12	0,50	1,73	3,4	5,8	196							
2 Ножницы листовые	4	14	56	0,14	0,45	1,98	7,8	15,6	784							
3 Вальцы гибочные	8	5	40	0,13	0,50	1,73	5,2	9,0	200							
4 Пресс ножницы	9	2,2	19,8	0,12	0,45	1,98	2,4	4,7	44							
5 Пила дисковая	8	5,8	46,4	0,14	0,50	1,73	6,5	11,3	269							
6 Пресс кривошипный	4	4,5	18	0,20	0,65	1,17	3,6	4,2	81							
7 Пресс двухкривошипный	4	14	56	0,18	0,65	1,17	10,1	11,8	784							
8 Пресс кривошипный	4	20	80	0,19	0,65	1,17	15,2	17,8	1600							
9 Пресс фрикционный	7	10	70	0,20	0,65	1,17	14,0	16,4	700							
10 Машина для кислородной резки	5	0,6	3	0,20	0,65	1,17	0,6	0,7	2							
11 Радиально-сверлильный станок	10	4,5	45	0,14	0,50	1,73	6,3	10,9	203							
12 Вентилятор	11	4,5	49,5	0,65	0,80	0,75	32,2	24,1	223							
13 Мостовой кран	3	27	81	0,35	0,50	1,73	28,4	49,1	2187							
Итого силов. нагрузки по ШРА-1 (ШРА-73)	81	0,69-27	592,7	0,23	0,60	1,34	135,6	181,3	7272	48	1,00	1,02	135,6	185,7	229,9	349,3
Расчет пикового тока отделения																
ЭП с наибольшим пусковым током мостовой кран рном = 27 кВт; K <sub>пуск</sub> = 5; η = 0,9; cos φ = 0,5																
Расчетная нагрузка без мостового крана	80	0,69-27	565,7	0,22	0,61	1,31	126,1	165,0	6543	49	1,00	1,02	126,1	168,9	210,8	320,3
<b>Сборочно-сварочное отделение</b>																
<b>(ШРА-73)</b>																
14,15,17,18 Однофазная нагрузка	23	3,65-35	244,5	0,32	0,58	1,40	82,8	116,1	4870							

$$I_{пуск} = (K_{пуск} \cdot P_{ном}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \phi_{ном}) = (5 \cdot 27) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = 455,8 \text{ А};$$

$$I_{пик} = I_{пуск} + I_p = 455,8 + 320,3 = 776,1 \text{ А}$$

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
16 Шланговый полуавтомат	6	5,2	31,2	0,14	0,50	1,73	4,4	7,6	162							
19 Радиально-сверлильный станок	8	4,5	36	0,14	0,50	1,73	5,0	8,7	162			$\begin{aligned} I_{\text{пуск}} &= (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}) / \\ &/ (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = \\ &= (5 \cdot 10) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,65) = \\ &= 129,9 \text{ А}; \\ I_{\text{пик}} &= I_{\text{пуск}} + I'_{\text{р}} = \\ &= 129,9 + 338,3 = 468,2 \text{ А} \end{aligned}$				
20 То же	5	2,2	11	0,12	0,45	1,98	1,3	2,6	24							
21 Обдирочно-шлифовальный станок	6	2,2	13,2	0,14	0,50	1,73	1,8	3,2	29							
22 Пресс гидравлический	2	6	12	0,20	0,65	1,17	2,4	2,8	72							
23 То же	2	10	20	0,18	0,65	1,17	3,6	4,2	200							
24 Дыропробивной станок	4	4,5	18	0,14	0,45	1,98	2,5	5,0	81							
25 Вентилятор	6	4,5	27	0,80	0,80	0,75	21,6	16,2	122							
26 Мостовой кран	3	6,1	18,3	0,35	0,50	1,73	6,4	11,1	112							
Итого силов. нагрузки по ШРА-2 (ШРА-73)	65	2,2-35	431,2	0,31	0,60	1,35	131,9	177,6	5833	32	1,00	1,03	131,9	182,8	225,4	342,5
Расчет пикового тока отделения ЭП с наибольшим пусковым током пресс гидравлический рном = 10 кВт; Kпуск= 5; η = 0,9; cos φ = 0,5																
Расчетная нагрузка без прессы гидравл.	64	2,2-35	421,2	0,31	0,60	1,35	130,1	175,4	5733	31	1,00	1,03	130,1	180,7	222,7	338,3
<b>Кузнечно-котельное отделение</b>																
<b>(ШМА-73)</b>																
27 Пресс фрикционный	6	3,2	19,2	0,20	0,65	1,17	3,8	4,5	61			$\begin{aligned} I_{\text{пуск}} &= (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}) / \\ &/ (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = \\ &= (5 \cdot 36) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = \\ &= 607,7 \text{ А}; \\ I_{\text{пик}} &= I_{\text{пуск}} + I'_{\text{р}} = \\ &= 607,7 + 652,5 = 1260,2 \text{ А} \end{aligned}$				
28 Молот пневматический	3	26,5	79,5	0,24	0,65	1,17	19,1	22,3	2107							
29 Экспетриковый пресс	3	4,5	13,5	0,18	0,65	1,17	2,4	2,8	61							
30 Вентилятор дутьевой	7	2,2	15,4	0,65	0,80	0,75	10,0	7,5	34							
31 Точило обдирочное	6	3,2	19,2	0,12	0,45	1,98	2,3	4,6	61							
32 Сварочный трансформатор	4	33	132	0,25	0,45	1,98	33,0	65,5	4356							
33 Электронагреватель заклепок	4	10	40	0,60	1,00	0,00	24,0	0,0	400							
34 Электропечь камерная	6	45	270	0,60	0,95	0,33	162,0	53,2	12150							
35 Электропечь высокого отпуска	4	24	96	0,80	0,95	0,33	76,8	25,2	2304							
36 Мостовой кран	3	36	108	0,15	0,50	1,73	16,2	28,1	3888							
37 Вентилятор	7	4,5	31,5	0,65	0,80	0,75	20,5	15,4	142							
Итого сил. нагрузки по ШМА-3 (ШМА-73)	53	2,2-45	824,3	0,45	0,85	0,62	370,1	229,1	25564	27	1,00	1,03	370,1	236,5	439,3	667,4
Расчет пикового тока отделения ЭП с наибольшим пусковым током мостовой кран рном = 36 кВт; Kпуск= 5; η = 0,9; cos φ = 0,5																
Расчетная нагрузка без мостового крана	52	2,2-45	819,8	0,44	0,86	0,60	364,7	219,8	24268	28	1,00	1,03	364,7	226,7	429,5	652,5
<b>Ремонтно-механический цех</b>																
1 Заготовительное отделение (ШРА-73)	81	0,69-27	592,7	0,23	0,60	1,34	135,6	181,3	7272							

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2 Сборочно-сварочное отделение (ШРА-73)	65	2,2-35	431,2	0,31	0,60	1,35	131,9	177,6	5833							
3 Кузнечно-котельно отделение (ШМА-73)	53	2,2-45	824,3	0,45	0,85	0,62	370,1	229,1	25564							
Всего силовой нагрузки по цеху	199	0,69-36	1848,2	0,35	0,74	0,92	637,7	588,0	38669	88	0,70	0,70	446,4	411,6	607,2	922,5
Освещение Руд=15Вт/м <sup>2</sup> , Кс.о.=0,9 Fц=2180+1560+2080=5820 м <sup>2</sup>			87,3	0,90	0,95	0,33							78,6	25,8	82,7	
Итого с учетом освещения	199	0,69-36	1935,5	0,35	0,74	0,92	637,7	588,0	38669	88	-	-	524,9	437,4	683,3	1038,2
Расчет пикового тока для цеха																
ЭП с наибольшим пусковым током мостовой кран рном = 36 кВт; Kпуск= 5; η = 0,9; cos φ = 0,5	$I_{\text{пуск}} = (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = (5 \cdot 36) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = 607,7 \text{ A};$ $I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{р}} = 607,7 + 1027,3 = 1635,0 \text{ A}$															
Расчетная нагрузка без мостового крана	198	0,69-36	1812	0,34	0,74	0,92	632,3	578,6	37373	88	0,70	0,70	521,1	430,9	676,2	1027,4

Таблица 1.3 - Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м <sup>2</sup>	$P_{уд.осв.},$ кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\phi_{осв}$	$\operatorname{tg}\phi_{осв}$	$K_{с.осв}$	$P_{р.осв},$ кВт	$Q_{р.осв},$ квар	$P_p + P_{р.осв},$ кВт	$Q_p + Q_{р.осв},$ квар	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Дробильно-сортировочный цех		83	4418	0,64	0,75	0,88	2828	2494	0,80	2262	1995	4115	0,015	0,95	0,3	0,90	56	17	2318	2012	3069
2 Склады		53	958	0,50	0,76	0,86	479	410	0,75	359	307	3430	0,015	0,95	0,3	0,60	31	9	390	316	502
3 Столовая		10	70	0,60	0,98	0,20	42	9	1,00	42	9	1213	0,015	0,95	0,3	0,85	15	5	57	13	59
4 Заводоуправление		15	60	0,60	0,98	0,20	36	7	1,00	36	7	1480	0,020	0,95	0,3	0,75	22	7	58	14	60
5 Печной цех		70	6960	0,68	0,79	0,78	4733	3673	0,80	3786	2938	16678	0,015	0,95	0,3	0,90	225	68	4011	3006	5013
6 Газоочистка		119	5920	0,51	0,79	0,78	3019	2343	0,75	2264	1757	3108	0,020	0,95	0,3	0,90	56	17	2320	1774	2921
7 Компрессорная		16	122	0,75	0,80	0,75	92	69	1,00	92	69	975	0,020	0,95	0,3	0,90	18	5	109	74	132
8 Прессовый цех		60	3920	0,50	0,76	0,86	1960	1676	0,75	1470	1257	2924	0,015	0,95	0,3	0,90	39	12	1509	1269	1972
9 Механический цех		29	589	0,38	0,70	1,02	224	228	0,75	168	171	2946	0,015	0,95	0,3	0,80	35	11	203	182	273
10 Лаборатория		13	305	0,35	0,80	0,75	107	80	0,85	91	68	1227	0,020	0,95	0,3	0,75	18	6	109	74	132
11 РМЦ		88	1848	0,35	0,74	0,92	638	588	0,70	446	412	5820	0,015	0,95	0,3	0,90	79	26	525	438	683
Освещение территории												140790	0,001	0,95	0,3	1,00	141	42	141	42	147
Итого по нагрузке 0,4 кВ		436	26032	0,56	0,78	0,79	14656	11576	0,78	11432	9030						735	223	12167	9253	15286
Нагрузка 10 кВ																					
1 Дробильно-сортировочный цех																					
СД1	2000	4	8000	0,70	0,75	-0,88	5600	-4939	1,00	5600	-4939										
6 Газоочистка																					
АД1	800	2	1600	0,85	0,85	0,62	1360	843	1,00	1360	843										
7 Компрессорная																					
СД2	1000	4	4000	0,80	0,80	-0,75	3200	-2400	1,00	3200	-2400										
8 Прессовый цех																					
Индукционные установки, 500Гц	630	4	2520	0,75	0,80	0,75	1890	1418	1,00	1890	1418										
Итого по нагрузке 10 кВ		14	16120	0,75	0,92	-0,42	12050	-5078		12050	-5078										
Итого по предприятию			42152	0,63	0,97	0,24	26706	6498	0,90	21134	3556						735	223	21869	3779	22193

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (1.26)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{р.н/вi}$ ,  $P_{р.в/вi}$ ,  $P_{р.освi}$  - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;  
 $m$  - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2}.$$

$$m = \frac{57}{3,14 \cdot 3^2} = 2,03 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [6]:

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (1.27)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.28)$$

где  $x_i, y_i$  - координаты центра  $i$ -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{pi}$ , кВт	$P_{p.n/vi}$ , кВт	$P_{p.osvi}$ , кВт	$P_{p.v/vi}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{n/vi}$ , град	$\alpha_{osv/vi}$ , град	$\alpha_{v/vi}$ , град
1 Дробильно-сортировочный цех	7918	2262	56	5600	89	132	35	103	3	255
2 Склады	390	359	31		252	150	8	332	28	0
3 Столовая	57	42	15		388	269	3	263	97	0
4 Заводоуправление	58	36	22		451	192	3	223	137	0
5 Печной цех	4011	3786	225		251	60	25	340	20	0
6 Газоочистка	3680	2264	56	1360	416	58	24	221	5	133
7 Компрессорная	3309	92	18	3200	416	119	23	10	2	348
8 Прессовый цех	3399	1470	39	1890	200	246	23	156	4	200
9 Механический цех	203	168	35		98	250	6	297	63	0
10 Лаборатория	109	91	18		382	212	4	299	61	0
11 РМЦ	525	446	79		86	42	9	306	54	0
Итого	23661	11016	595	12050	235	123				

Центр электрических нагрузок предприятия обозначен по координатам  $x_{ц} = 235$  м;  $y_{ц} = 123$  м.

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия:  $x_{ГПП} = 301$  м;  $y_{ГПП} = 125$  м.

#### Выводы по разделу 1

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, выбран символический центр электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.



## 2 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Целью выбора трансформаторов третьего уровня системы электроснабжения предприятия является определение типа, количества, единичной мощности каждого и места размещения.

### 2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от требований окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [7], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [8]:

- трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки;

- температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора;

- контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование;

- трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре  $40 \pm 20^\circ\text{C}$  в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее  $0,2 \text{ кгс/см}^2$ , так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

### 2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		22

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{т.э}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха [9], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

$\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup> .	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$ , кВА	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.1)$$

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где  $P_{р.ц}$  – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$  – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

$k_{з.доп}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора..

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где  $N_t = 2$  – число трансформаторов в цехе.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (2.4)$$

В общем случае мощности  $Q_{1p}$  и  $Q_{p.c}$  не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности  $Q_1$ , проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases} \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность  $Q_{1p}$  оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха  $Q_{p.c}$ , то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность  $Q_1$ , равная расчётной реактивной нагрузки цеха  $Q_{p.c}$ .

2 Если оказывается, что мощность  $Q_{1p}$  меньше нагрузки  $Q_{p.c}$ , то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку  $Q_{p.c}$ , то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{p.c} - Q_1, \quad (2.6)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.c}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}} \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.c}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}} \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП-1 для дробильно-сортировочного цеха, согласно выражениям (2.1)–(2.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторной ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{2318}{2 \cdot 0,7} = 1656 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 2500 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 2500)^2 - 2318^2} = 2623 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Так как

$$Q_{1p} < Q_{p.ц}.$$

$$2623 > 2012 \text{ квар,}$$

то нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{2318^2 + 2012^2}}{2 \cdot 2500} = 0,61.$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{2318^2 + 2012^2}}{2 \cdot 2500} = 1,32.$$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.2.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000. \quad (2.9)$$

где  $S_{p.ц}$  – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

$L$  – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$ , кВ · А · м
3	1	$59 \cdot 82 = 4838$
3	2	$60 \cdot 118 = 7080$
7	3	$132 \cdot 73 = 9636$
8	4	$273 \cdot 48 = 13104$

## Выводы по разделу 2

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки РПН в цехах с малой нагрузкой.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

Таблица 2.2 - Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

наименование цехов, подразделений	кат. над.	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	σ, кВА/м <sup>2</sup>	S <sub>ст</sub> , кВА	номер ТП	тип тр-ра	S <sub>ном</sub> , кВА	кол-во транс-в в ТП	кол-во ТП	K <sub>ст.доп</sub>	Q <sub>1р</sub> , квар	Q <sub>1</sub> , квар	Q <sub>кв</sub> , квар	K <sub>ст.н</sub>	K <sub>ст.п/ав</sub>	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	ΔP <sub>т</sub> , кВт	ΔQ <sub>т</sub> , квар	P <sub>р</sub> +ΔP <sub>т</sub> , кВт	Q <sub>1</sub> +ΔQ <sub>т</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА		
1 Дробильно-сортировочный цех	2	2318	2012	3069	4115	0,75	2500																						
Итого:		2318	2012	3069	4115	0,75	2500	1	ТМГ	2500	2	1	0,7	2623	2012	0	0,61	1,22	2,5	28,0	0,4	6,5	26	142	2344	2154	3183		
2 Склады	3	390	316	502	3430	0,15	1000																						
Итого:		390	316	502	3430	0,15	1000	2	ТМГ	630	1	1	0,9	411	316	0	0,80	-	1,0	7,6	0,6	5,5	6	26	396	342	523		
3 Столовая	3	57	13	59	1213	0,05	400	РПН-1																					
4 Заводоуправление	3	58	14	60	1480	0,04	400	РПН-2																					
10 Лаборатория	3	109	74	132	1227	0,11	630																						
Итого:		225	101	246	1227	0,11	630	3	ТМГ	250	1	1	0,9	9	9	92	0,90	-	0,5	4,2	1,2	4,5	4	12	229	21	230		
5 Печной цех	2	4011	3006	5013	16678	0,30	1600																						
Итого:		5241	3840	6498	16678	0,30	1600	4-6	ТМГ	1600	2	3	0,7	4206	3840	0	0,68	1,36	1,7	17,3	0,5	6,0	58	312	5299	4152	6732		
6 Газочистка	2	2320	1774	2921	3108	0,94	2500																						
7 Компрессорная	2	109	74	132	975	0,14	630	РПН-3																					
Итого:		2429	1848	3052	3108	0,94	2500	7	ТМГ	2500	2	1	0,7	2520	1848	0	0,61	1,22	2,5	28,0	0,4	6,5	26	141	2455	1989	3160		
8 Прессовый цех	2	1509	1269	1972	2924	0,67	2500																						
9 Механический цех	3	203	182	273	2946	0,09	630	РПН-4																					
Итого:		1713	1451	2245	2924	0,67	2500	8	ТМГ	1600	2	1	0,7	1444	1444	7	0,70	1,40	1,7	17,3	0,5	6,0	20	110	1733	1554	2328		
11 РМЦ	3	525	438	683	5820	0,12	630																						
Итого:		525	438	683	5820	0,12	630	9	ТМГ	630	1	1	0,9	214	214	223	0,90	-	1,0	7,6	0,6	5,5	7	32	532	246	586		
Потери в трансформаторах эл/техн. установок																													
8 Прессовый цех									ТСЗП	630	1	4							1,3	5,5	1,2	5,5	27	169					
Итого по предприятию:																							174	944	12988	10459			

### 3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (3.1)$$

где  $P_{\text{р.п}}$  - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

$L$  - длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [3]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[ \sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где  $K_{\text{ом}}$  - коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$  - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}}$  - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$  - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$  - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$  - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$  - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов  $K_{\text{ом}}$  является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП  $n$  ( $m$ -число ТП, питающихся от ГПП,  $M$ -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию  $K_{\text{ИА}}$  и приводится в [5].

Число присоединений  $n = m + M = 12 + 16 = 28$ ;  $K_{ИА} = 0,63$ , тогда  $K_{ОМ} = 0,90$ .

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п.} = 0,90 \cdot (11042 + 12050 + 174) + 735 = 21675 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{12 + 0,016 \cdot 21675} = 84 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

$$S_{р.п.} = \sqrt{P_{р.п.}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{эс}$  – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;  
 $\Delta Q_{т.ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi_{норм},$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п.} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{СД.м.},$$

где  $\text{tg}\varphi_{норм}$  – нормируемый  $\text{tg}\varphi$  для данного уровня напряжения;

$k_{н.р.} = 0,85$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс.35} = 21675 \cdot 0,4 = 8670 \text{ квар.}$$

$$Q'_{эс.110} = 21675 \cdot 0,5 = 10837 \text{ квар.}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия

$$Q_{р.п.} = K_{ом} \left( \sum_{i=1}^{N1} k_{иаi} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{р.осв.},$$

$$Q_{р.п.} = 0,90 \cdot (9030 + 2260 + 944) + 223 = 11234 \text{ квар.}$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

## Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot N_{\text{СД}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном}}^2 + Q_{\text{СД.ном}}^2},$$

где  $\alpha_{\text{м}}=0,45$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД.м1}} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{2000^2 + 1000^2} = 4020 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД.м2}} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 408^2} = 1940 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{\text{эс}} = 11234 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (4020 + 1940) = 6326 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс.35}} = Q''_{\text{эс.35}} = 6326 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{эс.110}} = Q''_{\text{эс.110}} = 6326 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс.35}} = \frac{6326}{21675} = 0,29.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс.110}} = \frac{6326}{21675} = 0,29.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + Q_{\text{эс}}^2}.$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.35}} = 0,07 \sqrt{21675^2 + 6326^2} = 1580 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП.110}} = 0,07 \sqrt{21675^2 + 6326^2} = 1580 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (3.3)

$$S_{\text{р.п.35}} = \sqrt{21675^2 + (6326 - 1580)^2} = 22188 \text{ квар.}$$

$$S_{\text{р.п.110}} = \sqrt{21675^2 + (6326 - 1580)^2} = 22188 \text{ квар.}$$

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29



Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot k_{\text{з.н.}}},$$

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}} = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{\text{т.ном.35}} \geq \frac{22188}{2 \cdot 0,7} = 15849 \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{22188}{2 \cdot 0,7} = 15849 \text{ кВА.}$$

Согласно ПЭУ принимаем трансформаторы типа [12] ТДРНС-25000/35/10/10 и [13] ТРДН-25000/110/10/10, технические характеристики которых представлены таблице 3.1.

В

Таблица 3.1 –Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$ , МВА	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$U_{\text{кз}}$ , %	$I_{\text{хх}}$ , %
25	35	10/10	115	18,5	10,5	0,3
25	110	10/10	120	22,0	10,5	0,3

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}$$

$$k_{\text{з.н.35}} = \frac{22526}{2 \cdot 25000} = 0,45.$$

$$k_{\text{з.н.110}} = \frac{22526}{2 \cdot 25000} = 0,45.$$

Выводы по разделу 3

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

## 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем внешнего электроснабжения на рисунках 4.1 и 4.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих ВЛ.

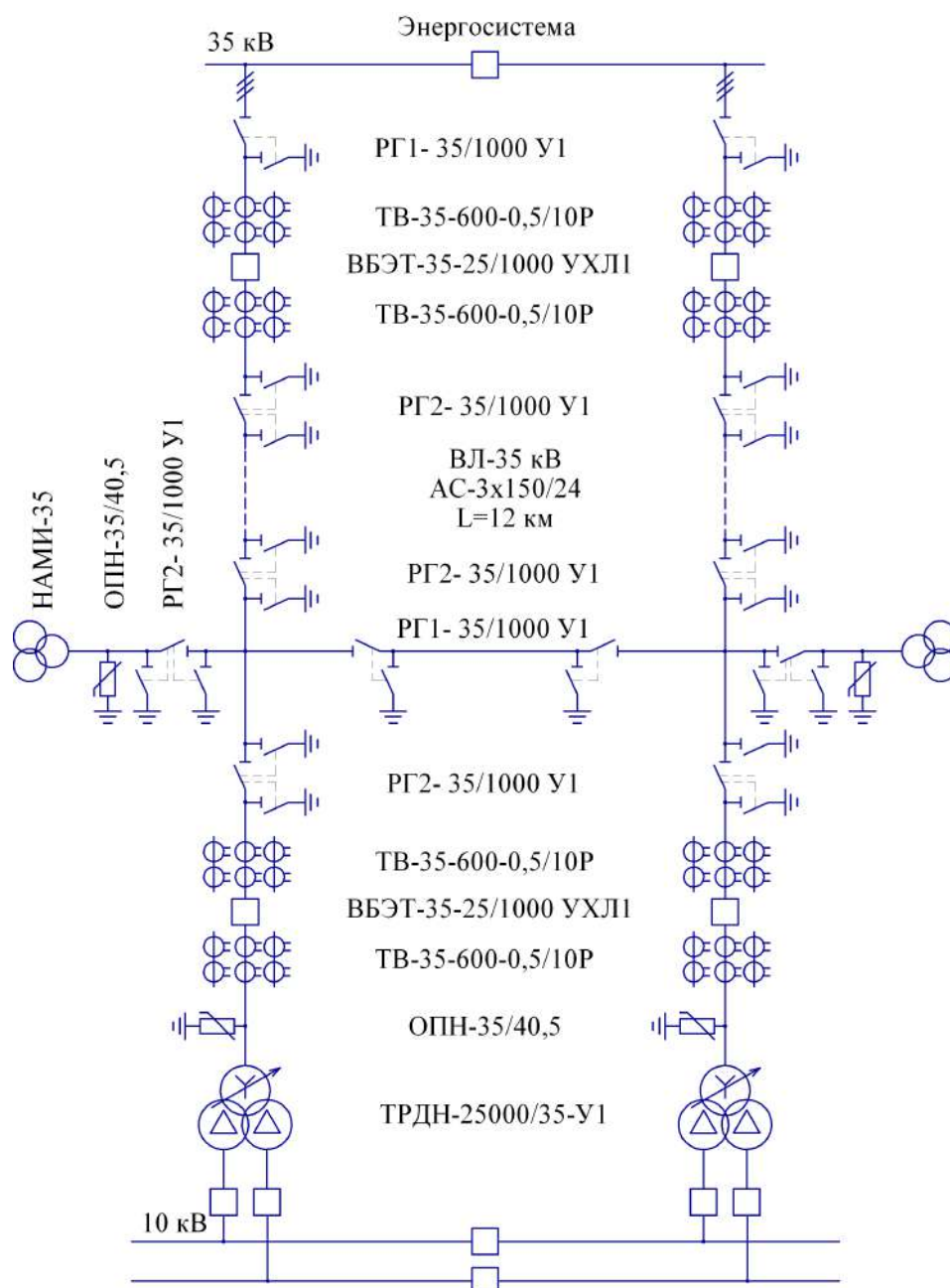


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

31

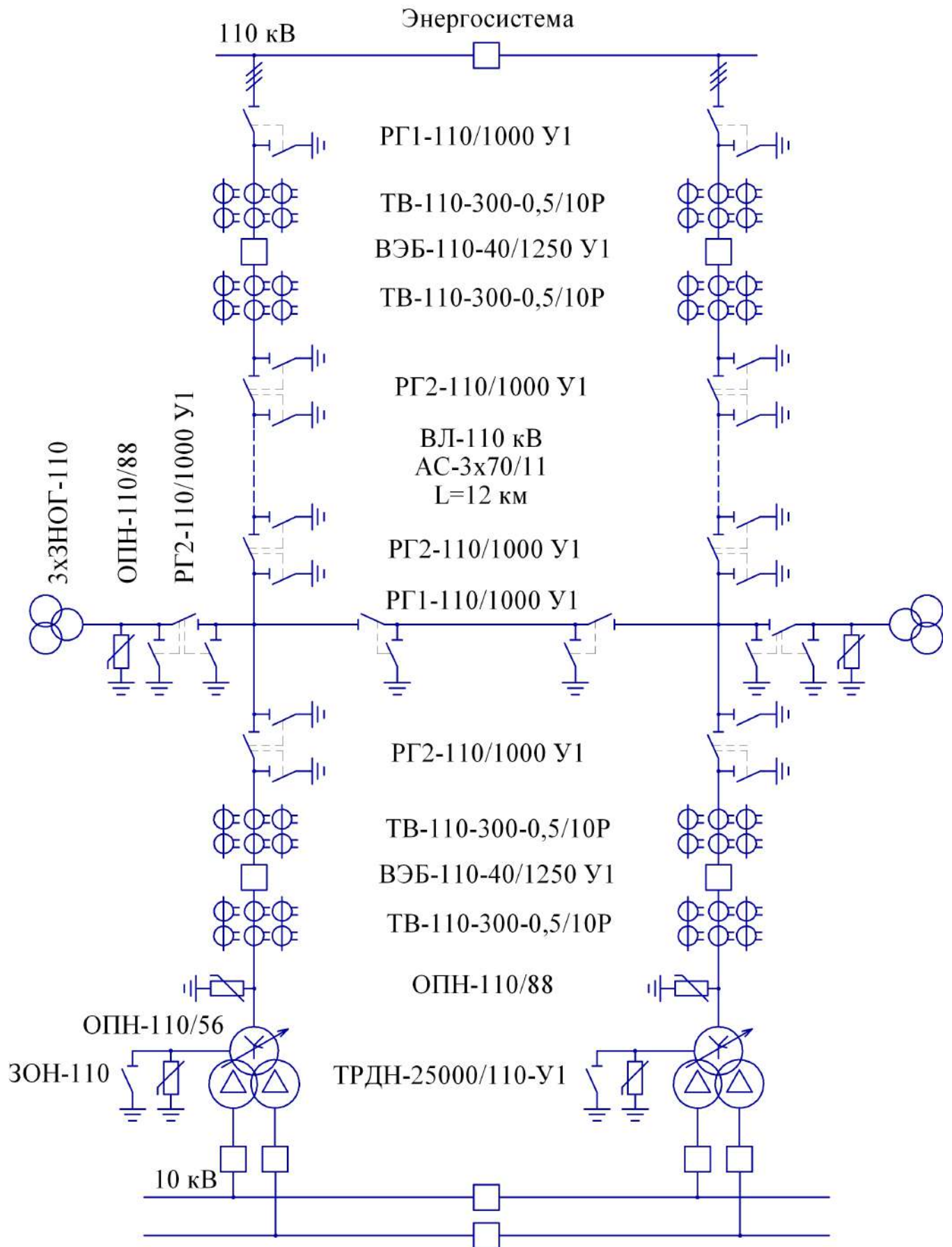


Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

32

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП  
 Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где  $n$  - число трансформаторов ГПП;  
 $\Delta P_{xx}$  - потери холостого хода, кВт;  
 $\Delta P_{кз}$  - потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{т.35} = 2(18,5 + 0,45^2 \cdot 115) = 84 \text{ кВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left( \frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где  $I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %;  
 $U_k$  - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left( \frac{0,3}{100} 25000 + 0,45^2 \frac{10,5}{100} 25000 \right) = 1216 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_{г} + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где  $T_m$  - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2742 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{т.35} = 2(18,5 \cdot 8760 + 0,45^2 \cdot 115 \cdot 2742) = 452 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схем на напряжение 35 кВ и 110 кВ, найденные по формулам (4.1)–(4.4), представим в таблице 4.1.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		33

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт	$T_m$ , ч/год	$\tau$ , ч/год	$\Delta A_T$ , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	84	1216	4355	2742	452
110	93	1216	4355	2742	519

#### 4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.л.}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (4.5)$$

$$S_{\text{р.л.35}} = \sqrt{(22026 + 84)^2 + 6326^2} = 22997 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{р.л.35}} = \frac{22997}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 190 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п.35}} = 2 \cdot 190 = 380 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.8)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [8].

$$F_{\text{э}} = \frac{190}{1,1} = 172 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-3х150/24

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (4.9)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;  
 $L$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л,35} = 2 \cdot (3 \cdot 190^2 \cdot 0,20 \cdot 12,0 \cdot 2742) = 1421 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схемах на напряжение 35 и 110 кВ, определенные по формулам (4.5) – (4.9), представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{р.л}},$ кВА	$I_{\text{р.л}},$ А	$I_{\text{п}},$ А	$F_3,$ мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ст}},$ мм <sup>2</sup>	$I_{\text{д.доп}},$ Ом/км	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{\text{л}},}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ год
35	22997	190	380	172	150	450	0,20	12,0	1421
110	23005	60	120	55	70	265	0,43	12,0	309

### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.3.

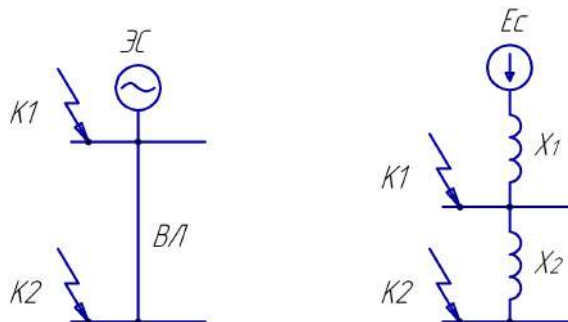


Рисунок 4.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.  
 Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (4.10)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$S_k$  – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{950} = 1,05.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,05} = 14,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.12)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [4].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 14,8 = 36,1 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.13)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;  
 $U_6$  – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,41 \cdot 12 \cdot 1000}{37^2} = 3,59.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,05 + 3,59)} = 3,4 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схем на напряжение 35 и 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$ , кВ	$S_6$ , МВА	$U_6$ , кВ	$S_k$ , МВА	$x_1$ , о.е.	$x_2$ , о.е.	$I_{k1}$ , кА	$I_{k2}$ , кА	$i_{уд1}$ , кА	$i_{уд2}$ , кА
35	1000	37	950	1,05	3,59	14,8	3,4	36,1	8,5
110	1000	115	2500	0,40	0,40	12,6	6,3	30,5	16,0

#### 4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.16)$$

где  $I_{max}$  – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.17)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (4.19)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.20)$$

где  $I_{пр.скв.}$ ,  $i_{пр.скв.}$  – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ  $i_{a,т}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию:

$$i_{a,т} \leq i_{a,ном}; \quad (4.21)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,т} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.22)$$

где  $\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [4].



## Расчетное время

$$\tau = t_{p.з.min} + t_{c.в}, \quad (4.23)$$

где  $t_{p.з.min}$  – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.в}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [15, 16] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}. \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.25)$$

где  $B_k$  - полный тепловой импульс КЗ,  $кА^2 \cdot с$ .

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.26)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{p.з.} + t_{o.в.}, \quad (4.27)$$

где  $t_{p.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{o.в.}$  – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [15, 16] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$ ;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$ ;	$I_{max} = 577,4$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{max} = 183,7$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau}$ ;	$I_{п,0} = 14,8$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 12,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$ ;	$i_{a,\tau} = 6,0$ кА;	$i_{a,ном} = 11,4$ кА;	$i_{a,\tau} = 6,0$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$ ;	$I_{п,0} = 14,8$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 12,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$ ;	$i_y = 36,1$ кА;	$i_{дин} = 63,0$ кА;	$i_y = 30,5$ кА;	$i_{дин} = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ .	$B_k = 415,3$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ $кА^2 \cdot с$	$B_k = 297,7$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$ ;

Разъединители выбираются, согласно условиям [6]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (4.28)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах} ; \quad (4.29)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} ; \quad (4.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (4.31)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [19] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000УХЛ1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{мах} ;$	$I_{мах} = 577,4 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$	$I_{мах} = 183,7 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.} ;$	$i_y = 36,1 \text{ кА};$	$i_{дин} = 50 \text{ кА};$	$i_y = 30,5 \text{ кА};$	$i_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 415,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k = 297,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [18] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
35 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03 М [17]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [18]								S <sub>2Σ</sub> = 5,2 ВА	
U <sub>ИНОМ</sub> = 35 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 100 ВА		S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 100 > S <sub>2Σ</sub>							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [19]								S <sub>2Σ</sub> = 5,2 ВА	
U <sub>ИНОМ</sub> = 110 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 300 ВА		S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 3 · 100 = 300 > S <sub>2Σ</sub>							

#### 4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, коммутационные и контрольно-измерительные аппараты, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (4.33)$$

где C<sub>3</sub> - стоимость годовых потерь электроэнергии;

k<sub>i</sub> - сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.34)$$

где  $E_n = 0,12$  - нормативный коэффициент эффективности;

$E_{ai}$  - отчисления на амортизацию;

$E_{ai}$  - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C_0', \quad (4.35)$$

где  $C_0'$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

$$C_0' = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.36)$$

где  $\delta$  - поправочный коэффициент;

$\alpha$  - основная ставка тарифа [20],  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ ;

$\beta$  - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [22],  $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ ;

$K_M = 1$  - отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_3$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия;

$$C'_{0.35} = 1,05 \left( \frac{929,9 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,731 \right) = 6,09 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$C'_{0.110} = 1,03 \left( \frac{664,4 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,726 \right) = 4,77 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.33) – (4.36) сведем в таблицу 4.7 и 4.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [24].

Таблица 4.7 – Технико-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	$\Delta A$ кВт/год	$C_3$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000	пол	12	41	492	0,193	95			
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	24	51	1224	0,193	236			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	452	1808	0,193	349			

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	85			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	35			
Трансформатор ТРДНС-25000/35-У1	шт	2	4800	9600	0,193	1853	452137	2754	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-3х150/24 на стальных опорах	км	12	1327	15924	0,152	2420	1420622	8652	
Всего по варианту				28902		5073	1872760	11406	16479

Таблица 4.8 – Техничко-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	$k_i$ , тыс.руб	$E_i$ , 1/год	$k_i \cdot E_i$ , тыс.руб/год	Потери $\Delta A$ кВт/год	$C_{\text{э}}$ , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Разъединитель РГ1-110/1000-40	пол	12	76	912	0,193	176			
Разъединитель РГ2-110/1000-40	пол	24	59	1416	0,193	273			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	8			
ЗОН-110	шт	2	54	108	0,193	21			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТРДН-25000/110-У1	шт	2	6273	12546	0,193	2421	519023	2477	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС- 3х70/11 на сталь- ных опорах	км	12	1591	19092	0,152	2902	309454	1477	
Всего по варианту				63162		11407	828477	3954	15361

4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты К, тыс. руб.	Приведённые ка- питальные затраты $\sum K_i E_i$ , тыс. руб/год.	Потери элек- троэнергии $\Delta A$ , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приве- дённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	28902	5073	1873	11406	16479
U = 110 кВ	63162	11407	828	3954	15631

Приведённые затраты во II варианте меньше, чем в варианте I на:

$$\frac{16479 - 15361}{16479} \cdot 100\% = 6,8\% .$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

#### Выводы по разделу 4

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

## 5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

### 5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [25, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

### 5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [25, п.6.3.3].

Индукционные установки и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [25, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [25, п.6.3.13.4]. Для снижения провала напряжения при пуске двигателей – применим тиристорное устройство плавного пуска.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [25, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [25, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

### 5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [10]). Поскольку грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода отсутствуют блуждающие токи, но есть колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Б – броня из двух стальных лент; Пу – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины [26].

### 5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [14].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (5.1)$$

Мощность  $S_{p.k}$ , передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однострансформаторной цеховой подстанции  $S_{p.k}$  – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– при питании двухтрансформаторной подстанции  $S_{p.k}$  – расчетная нагрузка приходящаяся на один трансформатор;

– для магистральной линии мощность  $S_{p.k}$  должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии;

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-1, определяется по расчетной нагрузке для магистральной линии

$$I_{p.k.1} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{T_i}} \cdot \frac{\sqrt{(P_{p_i} + \Delta P_{T_i})^2 + (Q_{l_i} + \Delta Q_{T_i})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где  $P_p$ ,  $Q_l$  – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.2);

$\Delta P_T$ ,  $\Delta Q_T$  – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

$N_T$  – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2);

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45



$$I_{p.k.1} = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{2344^2 + 2154^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 91,9 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (5.2)$$

где  $j_3$  – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки,  $A/mm^2$ .

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки  $T_m=4355$  ч/год [4] экономическая плотность тока равна  $j_3=1,7 A/mm^2$ , тогда сечение кабельной линии

$$F_{31} = \frac{91,9}{1,7} = 54 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к  $F_3$ , поэтому принимаем кабель типа АПвПу-10 (3х50) с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{доп1}=135$  А, удельные сопротивления:  $r_0=0,77$  Ом/км,  $x_0=0,13$  Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [14];

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

$n_k$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 135 = 114,8 > \frac{91,9}{1} = 91,9 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{p.k.} \quad (5.4)$$

$$I_{ав1} = 2 \cdot 91,9 = 183,8 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		46

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (5.5)$$

где  $K_{ав}$  – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки  $K_3$ ;

$$K_3 = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}}. \quad (5.6)$$

$$K_3 = \frac{91,9}{114,8} = 0,80.$$

$$I'_{ав} = 1,25 \cdot 114,8 = 143,4 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (5.7)$$

$$143,4 < 183,8 \text{ А.}$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до АПвПу-10 (3х95) с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{доп} = 195 \text{ А}$ , удельные сопротивления:  $r_0 = 0,41 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,12 \text{ Ом/км}$ .

Тогда

$$I_{доп.ф.1} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 195 = 165,8 > \frac{91,9}{1} = 91,9 \text{ А.}$$

$$I'_{ав} = 1,25 \cdot 165,8 = 207,2 > 183,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.8)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;  
 $L$  - длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_1 = \frac{1174 \cdot 0,41 \cdot 0,232 + 1077 \cdot 0,12 \cdot 0,232}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,28 < 5\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля  $F_T$  по термической стойкости к токам короткого замыкания.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.4) представлен в таблице 5.1.

### Выводы по разделу 5

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, проложенного в траншеях и в асбоцементных трубах.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

Таблица 5.1 - Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>рк</sub> , кВА	I <sub>рк</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>терм</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>б</sub> , о.е.	Γ <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
ГПП - ТП1	1172	1077	1592	91,9	54	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	в траншее	91,9	183,8	280	0,85	1,00	238,0	1,25	297,5	0,232	0,21	0,10	0,16
ГПП - ТП2	396	342	523	28,8	17	185	185	АПвПу-10 (3х185)	в траншее	28,8	-	280	0,85	1,00	238,0	-	-	0,074	0,21	0,10	0,02
ГПП - ТП3	229	21	230	12,6	7	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	в траншее	12,6	-	280	0,86	1,00	240,8	-	-	0,048	0,21	0,10	0,00
ГПП - ТП4	2650	2076	3366	185,1	109	185	240	2хАПвПу-10 (3х240)	на лотках	185,1	370,2	300	1,00	1,03	309,0	1,25	386,3	0,168	0,16	0,10	0,21
ТП4 - ТП5	1766	1384	2244	123,4	73	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	на лотках	123,4	246,8	255	1,00	1,03	262,7	1,25	328,3	0,068	0,21	0,10	0,07
ТП5 - ТП6	883	692	1122	61,7	36	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	на лотках	61,7	123,4	255	1,00	1,03	262,7	1,25	328,3	0,068	0,21	0,10	0,03
ГПП - ТП7	1228	995	1580	86,9	51	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	в траншее	86,9	173,8	280	0,85	1,00	238,0	1,25	297,5	0,236	0,21	0,10	0,17
ГПП - ТП8	777	1164	1399	76,9	45	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	в траншее	76,9	153,9	280	0,87	1,00	243,6	1,25	304,5	0,156	0,21	0,10	0,09
ГПП - ТП9	532	246	586	32,2	19	185	185	2хАПвПу-10 (3х185)	в траншее	32,2	-	280	0,85	1,00	238,0	-	-	0,314	0,21	0,10	0,09
ГПП - СД1	2000	-1764	2667	146,6	86	95	95	АПвПу-10 (3х95)	в траншее	146,6	-	195	0,85	1,00	165,8	-	-	0,246	0,41	0,12	0,30
ГПП - АД1	800	496	941	51,8	30	95	95	АПвПу-10 (3х95)	в траншее	51,8	-	195	0,85	1,00	165,8	-	-	0,218	0,41	0,12	0,17
ГПП - СД2	1000	-750	1250	68,7	40	95	95	АПвПу-10 (3х95)	в траншее	68,7	-	195	0,85	1,00	165,8	-	-	0,192	0,41	0,12	0,12
ГПП - ИУ1	630	473	788	43,3	25	185	185	АПвПу-10 (3х185)	в траншее	43,3	-	280	0,87	1,00	243,6	-	-	0,116	0,21	0,10	0,04
ТП3 - РПН1	57	13	59	85,1	-	-	25	ААПл-1 (4х25)	в траншее	85,1	-	115	0,93	1,00	107,0	-	-	0,082	1,10	0,06	3,28
ТП3 - РПН2	58	14	60	86,4	-	-	35	ААПл-1 (4х35)	в траншее	86,4	-	135	0,93	1,00	125,6	-	-	0,118	1,10	0,06	4,78
ТП7 - РПН3	55	37	66	95,1	-	-	120	2хААПл-1 (4х120)	в траншее	95,1	190,1	200	0,85	1,00	170,0	1,25	212,5	0,073	0,32	0,06	0,90
ТП8 - РПН4	203	182	273	393,6	-	-	95	2хААПл-1 (4х95)	в траншее	196,8	-	240	0,93	1,00	223,2	-	-	0,048	0,41	0,06	2,83

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

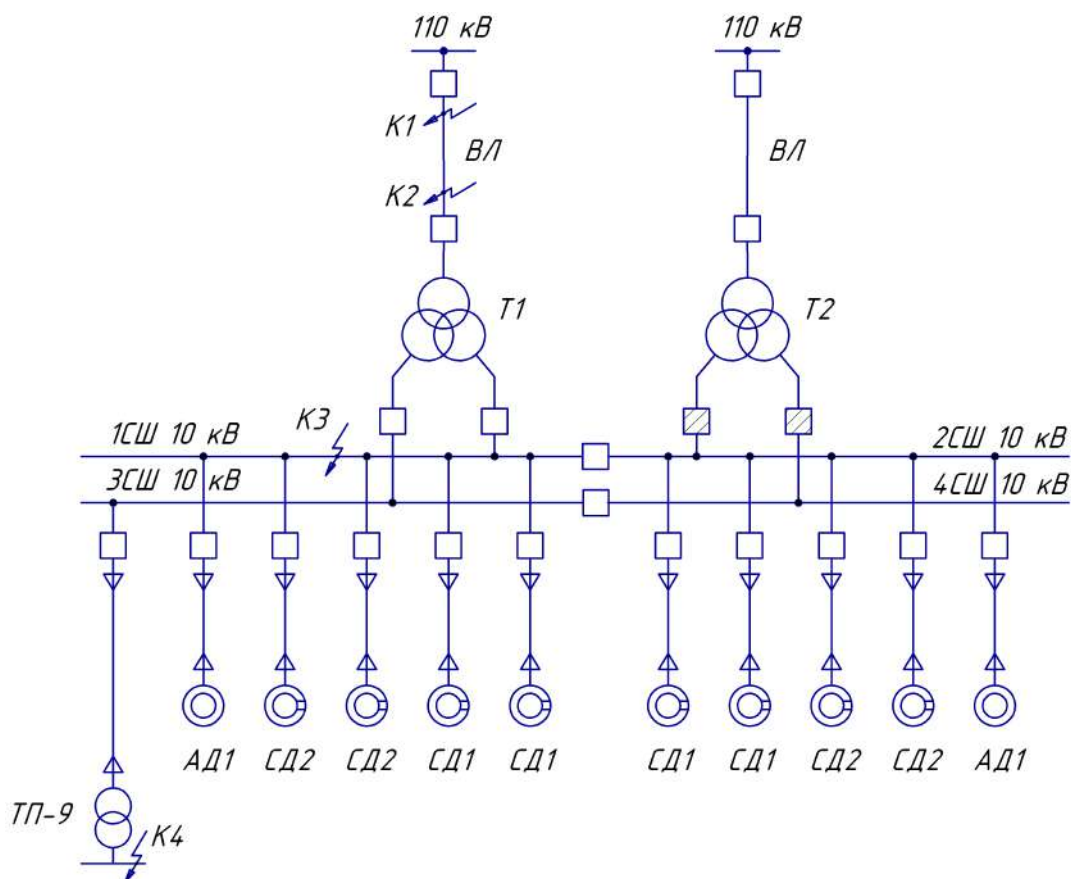


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> – в схеме внешнего электроснабжения;
- К<sub>3</sub> – в РУ 10 кВ ГПП;
- К<sub>4</sub> – в сети напряжением 0,4 кВ.

При определении токов КЗ в точках К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки К<sub>3</sub> участвуют высоковольтные двигатели, подключенные только к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке К<sub>4</sub> в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист  
50

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

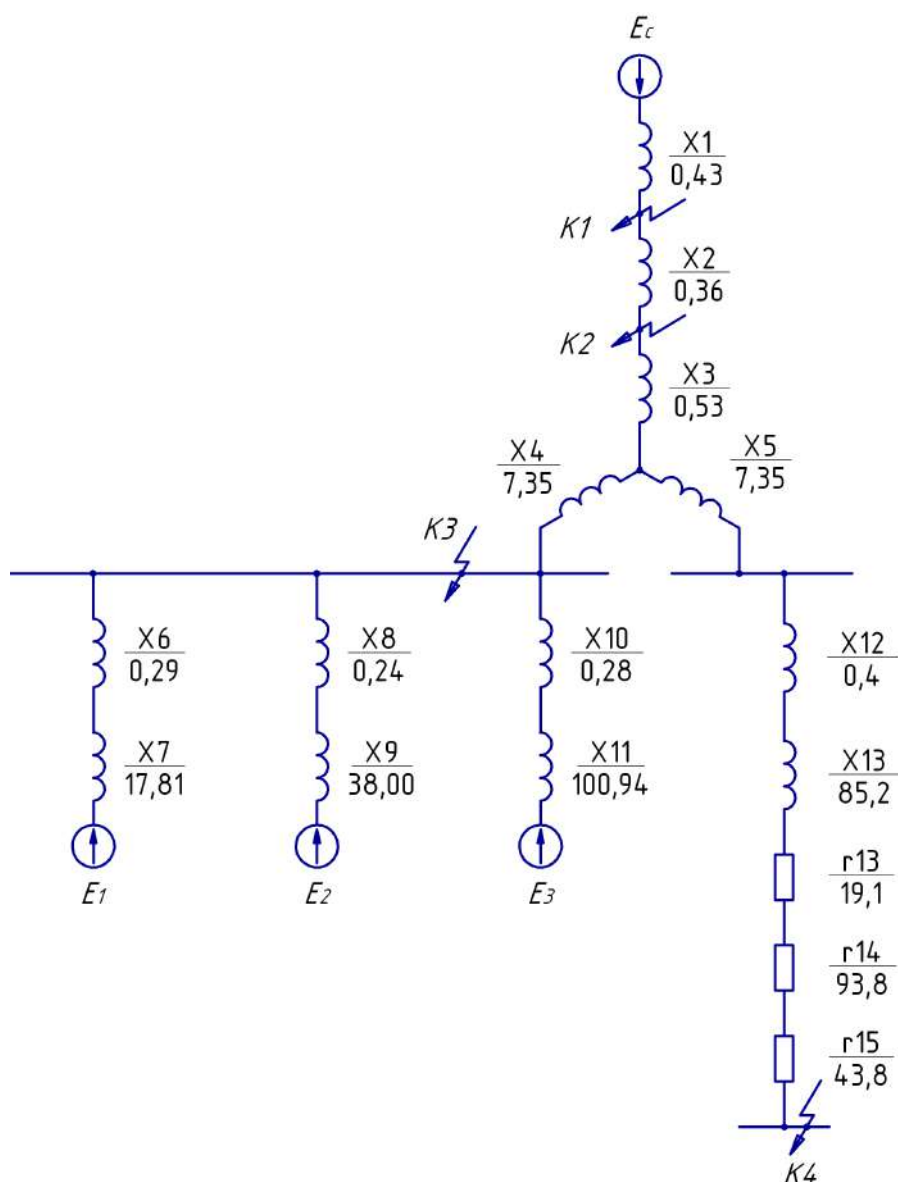


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_{\sigma} = 1000$  МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_c}, \quad (6.1)$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2500} = 0,40.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

### Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0\text{вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср1}}^2}, \quad (6.2)$$

где  $U_{\text{ср1}}$  – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{\text{вл}}$  – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{вл}}$  – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВА.

$$x_2 = x_{л} = 0,44 \cdot 12 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,40.$$

### Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}}, \quad (6.3)$$

где  $U_{\text{к}}$  – напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{н.т}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,20.$$

### Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 4,2 = 0,53.$$

### Сопротивление обмоток низкого напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35.$$

### Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

где  $n_{\text{кл}}$  – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0\text{кл}}$  – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$  – длина КЛ, км;

$U_{\text{ср2}}$  – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,12 \cdot 0,314 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,34.$$

Аналогичным образом по выражению (6.6) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	$x_6$	$x_8$	$x_{10}$	$x_{12}$
$x_0$ , Ом/км	0,12	0,12	0,12	0,14
$L$ , км	0,314	0,218	0,246	0,314
$x$ , о.е.	0,34	0,24	0,27	0,40

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (6.7)$$

где  $I_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока двигателя;

$P_d$  – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 0,9}{2000} = 16,8.$$

$$x_9 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{1000} = 36,0.$$

$$x_{11} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{800} = 84,4.$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-9:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (6.8)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$z_{13} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 87,3. \quad (6.9)$$



Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{S_6}{S_{HT}^2}, \quad (6.10)$$

где  $\Delta P_K$  – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{13} = 7,6 \cdot \frac{1000}{630^2} = 19,1.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.11)$$

$$x_{13} = \sqrt{87,3^2 - 19,1^2} = 85,2.$$

Согласно [23, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $r_k = 0,015$  Ом, тогда

$$r_{14} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.12)$$

$$r_{14} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{13} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.13)$$

$$r_{15} = 0,007 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 43,8.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub> приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_{16} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4. \quad (6.14)$$

$$x_{17} = x_6 + x_7. \quad (6.15)$$

$$x_{18} = x_8 + x_9. \quad (6.16)$$

$$x_{19} = x_{10} + x_{11}. \quad (6.17)$$

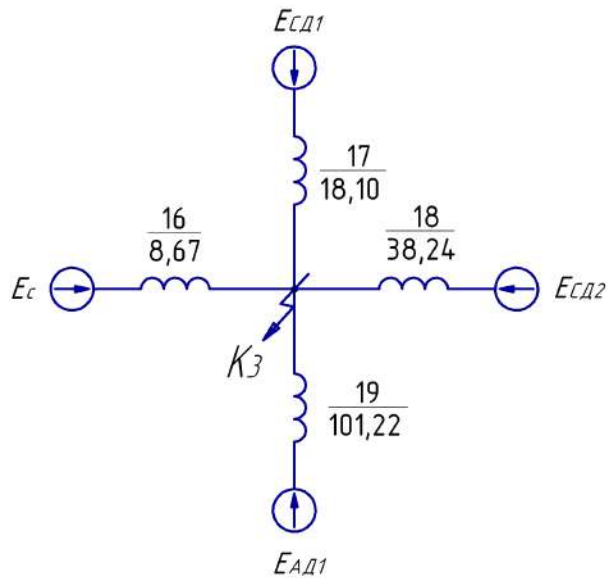


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К<sub>3</sub>

$$x_{16} = 0,40 + 0,40 + 0,53 + 7,35 = 8,67.$$

$$x_{17} = 0,34 + 16,8 = 17,1$$

$$x_{18} = 0,24 + 36,00 = 36,2.$$

$$x_{19} = 0,27 + 84,4 = 84,6.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.18)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{16}} \cdot I_6. \quad (6.19)$$

$$I_{сД1} = \frac{E_1}{x_{17}} \cdot I_6. \quad (6.20)$$

$$I_{сД2} = \frac{E_1}{x_{18}} \cdot I_6. \quad (6.21)$$

$$I_{АД1} = \frac{E_1}{x_{19}} \cdot I_6. \quad (6.22)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

$$I_c = \frac{1}{8,67} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА.}$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{17,10} \cdot 55 = 3,5 \text{ кА.}$$

$$I_{CD2} = \frac{1,1}{36,24} \cdot 55 = 1,6 \text{ кА.}$$

$$I_{AD1} = \frac{0,9}{84,6} \cdot 55 = 0,5 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{кз3/0} = I_c + I_{CD1} + I_{CD2} + I_{AD1}. \quad (6.23)$$

$$I_{кз3/0} = 6,3 + 3,5 + 1,6 + 0,5 = 12,0 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.24)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [2].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 12,0 = 32,6 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.25)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,0 = 218 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{13} + r_{14} + r_{15}. \quad (6.26)$$

$$r_{\Sigma} = 19,1 + 93,8 + 43,8 = 156,6.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{12} + x_{13} + x_{16}. \quad (6.27)$$

$$x_{\Sigma} = 0,4 + 85,2 + 8,67 = 94,2.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.28)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{156,6^2 + 94,2^2} = 182,8.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$S_{кз4} = \frac{S_{\delta}}{z_4}. \quad (6.29)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{182,8} = 5,5 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_{\delta} = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}. \quad (6.30)$$

$$I_{к4} = \frac{5,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 7,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.31)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [2].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,9 = 17,9 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.31), представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{cp}$ расчетной точки, кВ	$I_k$ , кА	$i_{уд}$ , кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К1	115	12,6	30,5	2500
К2	115	6,3	16,0	1255
К3	10,5	12,0	32,6	218
К4	0,4	7,9	17,9	5,5

Выводы по разделу 6

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

## 7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2} \quad (7.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 962,3 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{н.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (7.2)$$

где  $t_{\text{р.з.}}$  – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{о.в.}}$  – полное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 11,8^2 \cdot (1,7 + 0,06 + 0,12) = 259,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [27] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [2]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 31,6 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 259,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000 УЗ [28].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1000 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 11,8 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 4,8 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 11,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 31,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 259,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ [29]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 962,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 31,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 259,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

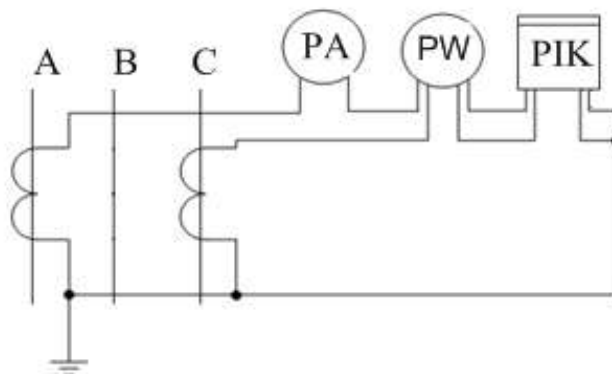


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов [19]:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$  - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало – конец)	U <sub>ном</sub> , кВ	I <sub>max</sub> , А	I <sub>п.0</sub> , кА	i <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10,5	183,8	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП2	10,5	30,2	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - ТП3	10,5	13,3	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10,5	388,7	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-400-0,5/10Р У3
ТП4 - ТП5	10,5	129,6	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ТП5 - ТП6	10,5	129,6	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10,5	182,4	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП8	10,5	161,6	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - ТП9	10,5	33,8	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - СД1	10,5	154,0	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП - АД1	10,5	54,3	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - СД2	10,5	72,2	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ИУ1	10,5	45,5	11,8	31,6	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (7.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения [30]:

– главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;



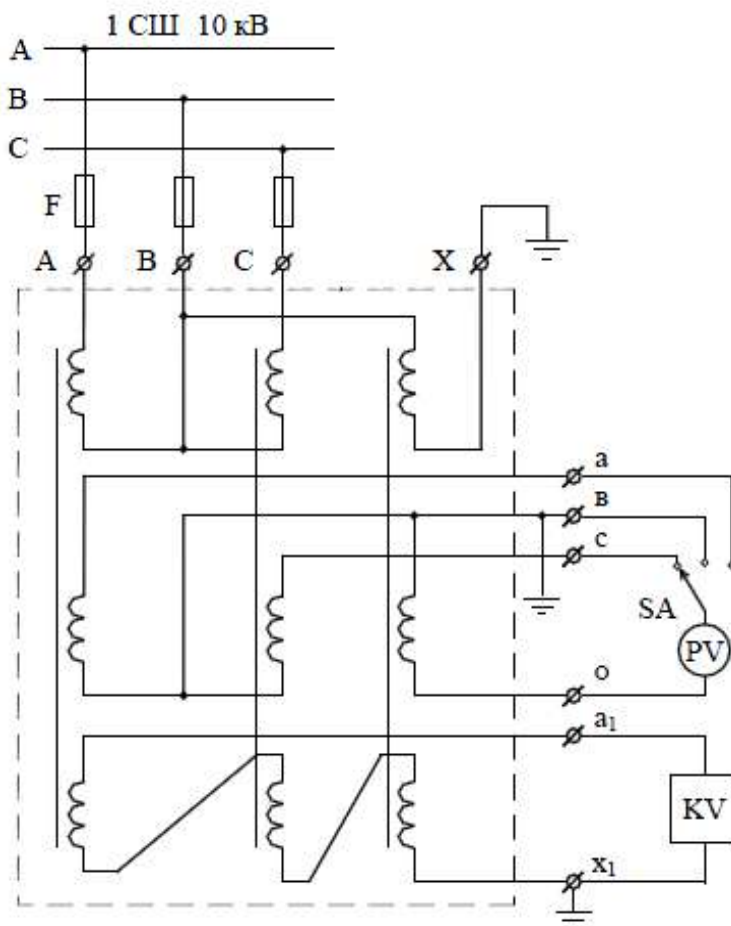


Рисунок 7.2 - Схема подключения трансформатора напряжения

– сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

– имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;

– заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (7.4)$$

где  $S_{\text{нагр}}$  - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2ном}$  - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3 и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 7.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.6) – (7.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	12	11	24
Итого								18	24
НАЛИ-СЭЦ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S <sub>2Σ</sub> = 23 ВА	
U <sub>ном</sub> = 10 кВ									
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> = 200 ВА		S <sub>2ном</sub> = 200 > S <sub>2Σ</sub>							

### 7.5 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного электрического тока в сетях электроснабжения цехов предприятия.

В 1 и 6 цехах устанавливаются КТП по 2х2500 кВА

Требования к размещению КТП 2х2500 кВА

При сооружении пристроенных и встроенных ТП предпочтение следует отдавать наружной установке трансформаторов, при которой удешевляется строительная часть и улучшаются условия охлаждения трансформаторов.

Согласно ПУЭ [14], п. 4.2.118. Внутрицеховые, пристроенные и встроенные ТП, установленные в отдельном помещении или открыто в производственном помещении, должны отвечать следующим требованиям:

а) ПС (в том числе КТП) с масляными трансформаторами и закрытые камеры с масляными трансформаторами разрешается устанавливать только на первом этаже основных и вспомогательных помещений производств, отнесенных к категории Г и Д, в зданиях I или II степени огнестойкости. При этом в одном помещении допускается устанавливать масляные трансформаторы с суммарной массой

масла не более 6,5 т, а на каждой открыто установленной КТП могут быть применены масляные трансформаторы с суммарной массой масла не более 3,0 т;

Технические характеристики ТМГ мощностью 2500 кВА [8], представлены в таблице 7.7

Таблица 7.7 – технические характеристики

Тип бака	Прямоугольный с гофрами
Мощность кВА	2500
Потери холостого хода, Вт	2800
Потери короткого замыкания, Вт У/УН-0	
Потери короткого замыкания, Вт Д/УН-11	8500
Напряжение короткого замыкания, %	6.0
Масса масла, кг	1570
Масса полная, кг	6325

Суммарная масса масла для КТП по 2х2500 кВА равняется 3140 кг (3,14 т), более 3,0 т, что допустимо для установки в помещении. Встроенные ТП экономически эффективны и не портят внешний вид здания.

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г. Ульяновск [31]. Данные КТП, закрытого типа, выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ мощностями 250, 630, 1600 и 2500 кВА. Вход предусмотрен с улицы для ТП1, ТП7

При магистральном соединении КТП устанавливаются камеры с односторонним обслуживанием типа КСО-203-4н2УЗ [32]

#### 7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛ1 [33]. Выбор токопровода представим в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 2425 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150,0 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 47,2 \text{ кА}$	$i_d = 128,0 \text{ кА}$

#### 7.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.9.

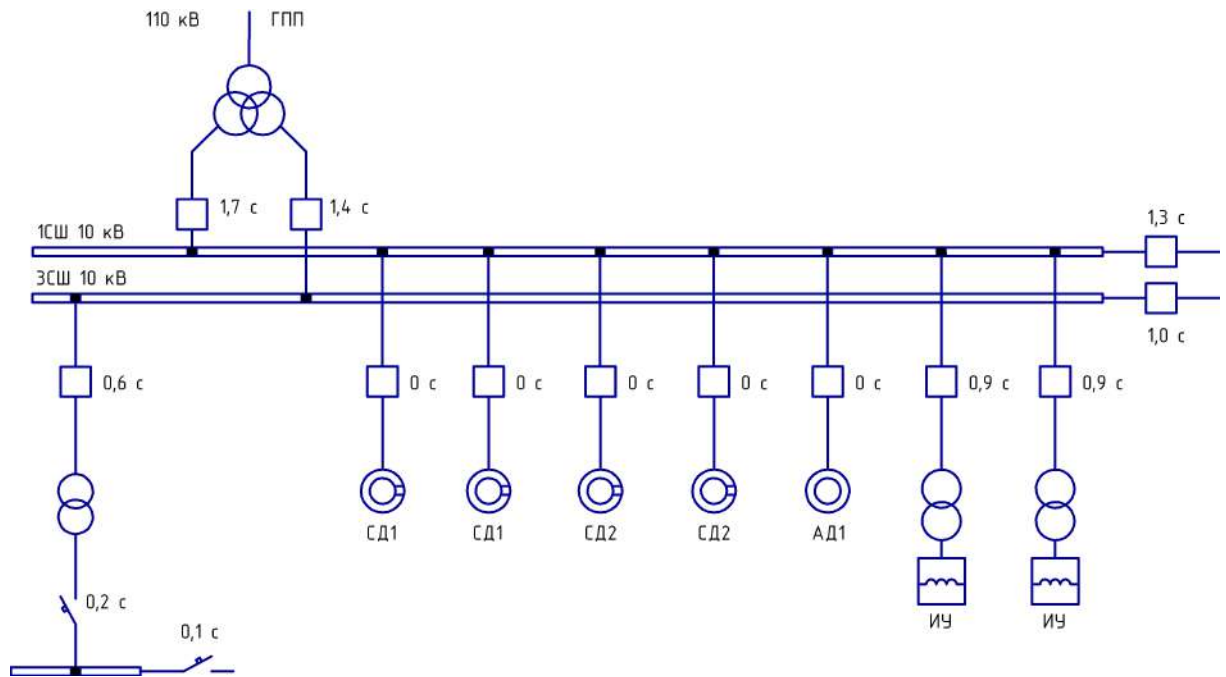


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.5)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$ ;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ .

$$F_{\text{т.с.}}^{\text{ТП}} = \frac{\sqrt{107,7 \cdot 10^6}}{65} = 160 \text{ мм}^2.$$

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (7.5) представим в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_k$ , кА	$t_{\text{р.з.}}$ , с	$t_{\text{о.в.}}$ , с	$T_a$ , с	$B_k$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C$ , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$	$F_{\text{т.с.}}$ , $\text{мм}^2$
ГПП – ТП	11,8	0,6	0,06	0,12	107,7	65	160
ГПП – ИП	11,8	0,9	0,06	0,12	149,1	65	183
ГПП – СД	11,8	0,0	0,06	0,12	24,9	65	77
ГПП – АД	11,8	0,0	0,06	0,12	24,9	65	77

В таблице 7.10 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Окончательный выбор сечения кабельных линий с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания представлен в таблице 5.1.

### 7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т. ГПП}}$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-40/10 [34], которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-5-31,5.

### 7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

В качестве вводных и секционного выключателя выбираем автоматические выключатели Masterpact [35]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.10.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
						66
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

Таблица 7.10 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж},$ А	$I_k,$ кА	$i_{уд},$ кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	5052	11,8	31,6	Masterpact NW63
	Секционный	2526	11,8	31,6	Masterpact NW32
ТП-2	Вводной	1272	11,8	31,6	Masterpact NW16
ТП-3	Вводной	505	11,8	31,6	Masterpact NW25
ТП-4	Вводной	3232	11,8	31,6	Masterpact NW40
	Секционный	2263	11,8	31,6	Masterpact NW25
ТП-5	Вводной	3232	11,8	31,6	Masterpact NW40
	Секционный	2263	11,8	31,6	Masterpact NW25
ТП-6	Вводной	3232	11,8	31,6	Masterpact NW40
	Секционный	2263	11,8	31,6	Masterpact NW25
ТП-7	Вводной	5052	11,8	31,6	Masterpact NW63
	Секционный	2526	11,8	31,6	Masterpact NW32
ТП-8	Вводной	3232	11,8	31,6	Masterpact NW40
	Секционный	2263	11,8	31,6	Masterpact NW25
ТП-9	Вводной	1272	11,8	31,6	Masterpact NW16

#### Выводы по разделу 7

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

## 8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

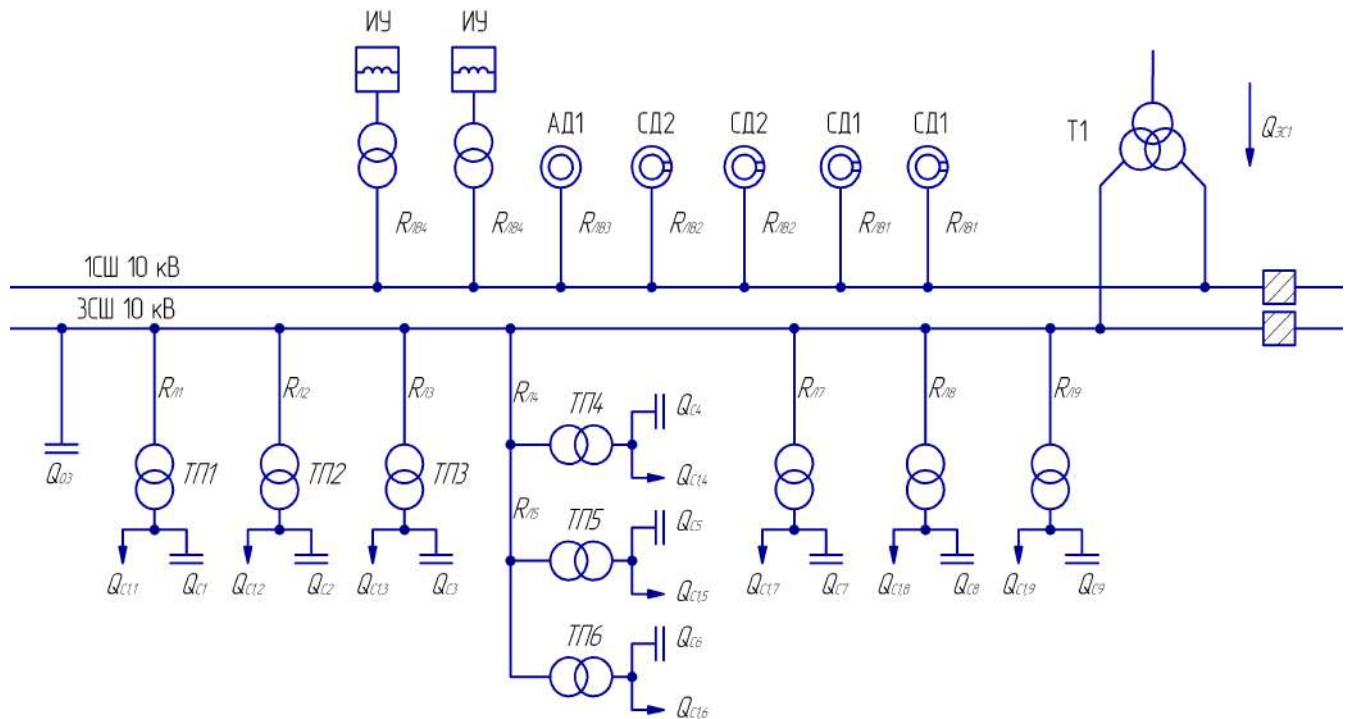


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_{\tau} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (8.1)$$

где  $\Delta P_k$  – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{\tau 1} = \frac{28000 \cdot 10^2}{2500^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (8.2)$$

$$R_{л1} = 0,21 \cdot 0,232 = 0,05 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (8.1) – (8.2), результаты сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.и}$ , кВА	$Q_{li}$ , квар	$\Delta Q_{тi}$ , квар	$R_{тi}$ , Ом	$R_{ли}$ , Ом
ТП-1	2500	1006	71	0,45	0,05
ТП-2	630	316	26	1,91	0,02
ТП-3	250	9	12	6,72	0,01
ТП-4	1600	640	52	0,68	0,03
ТП-5	1600	640	52	0,68	0,01
ТП-6	1600	640	24	0,68	0,01
ТП-7	2500	924	71	0,45	0,05
ТП-8	1600	722	55	0,68	0,03
ТП-9	630	214	32	1,91	0,07
Итого		5112	394	0,45	0,05

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП ( $Q_{ci}$ ); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП ( $Q_0$ ). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ( $Q_{эс}$ ).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где  $\delta$  – поправочный коэффициент;

$\alpha=664 \cdot 12=7972,8$  руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,726$  руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

$\tau$  – время использования максимальных потерь, ч/год;

$K_M$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_p$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (7972,8 \cdot 1 + 1,726 \cdot 2742) = 13087 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$



Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}},$$

где  $E$  - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}}$  - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}}$  - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}}$  - индекс изменения сметной стоимости [34].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 13087 \cdot 4 = 250613 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где  $K_{\text{БКВ}}$  - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}}$  - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 13087 \cdot 2 = 125306 \text{ руб/Мвар.}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	$U_n$ , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$ , МВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$ , Мвар	$N_i$ , шт	$n_i$ , об/мин	$D_{1i}$ , кВт	$D_{2i}$ , кВт
СД1	СТД	10	2,00	1,000	4	3000	4,80	7,56
СД2	СТД	10	1,00	0,408	4	3000	2,47	4,45

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.}i} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (8.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (8.4)$$

$$Z_{\text{2Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (8.5)$$

где  $D_{1i}$ ,  $D_{2i}$  - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{\text{СД}i} = \frac{Z_{10} - Z_{1\text{Г.СД}i}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}i}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{э.СД}i} = \frac{R_{\text{л.СД}i}}{N_1} + \frac{Z_{2\text{Г.СД}i}}{a \cdot C_0}. \quad (8.7)$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.7) сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3

Наименование	$Q_{\text{СД}i}$ , Мвар	$Z_{1\text{Г.СД}i}$ , руб/Мвар	$Z_{2\text{Г.СД}i}$ , руб/Мвар <sup>2</sup>	$R_{\text{э.СД}i}$ , Ом	$Q_{\text{сд}i}$ , Мвар
СД1	4,02	62818	24735	0,21	1,11
СД2	1,94	79228	87463	0,69	0,26
Итого	5,97				1,37

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 8.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э}1} = r_1 = R_{\text{л}1} + R_{\text{т}1}. \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э}1} = r_1 = 0,05 + 0,45 = 0,50 \text{ Ом.}$$

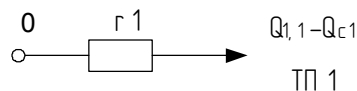


Рисунок 8.2 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-4 ТП-5 и ТП-6, эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формулам

$$\frac{1}{R_{\text{т}2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}, \quad (8.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т}1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{\text{т}2}}. \quad (8.10)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т}2}} = \frac{1}{0,68} + \frac{1}{0,01 + 0,68} = 2,93.$$

$$\frac{1}{R_{\text{т}1}} = \frac{1}{0,68} + \frac{1}{0,01 + 2,93} = 4,29.$$

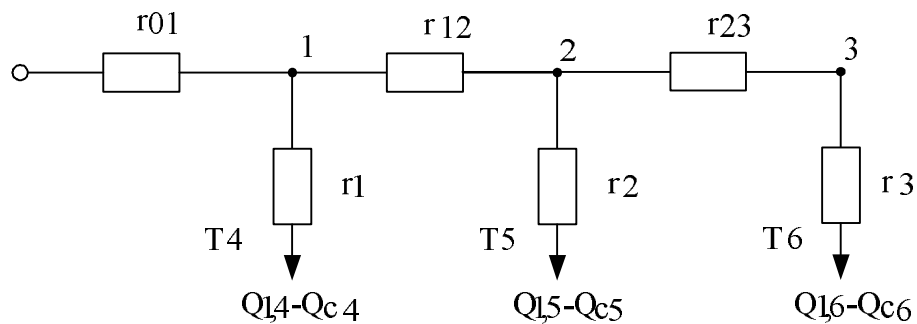


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}}\right) r_1. \quad (8.11)$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т2}}}\right) \cdot r_2. \quad (8.12)$$

$$R_{\text{э3}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т2}}}\right) \cdot (r_{23} + r_3). \quad (8.13)$$

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{0,03}{0,23}\right) \cdot 0,68 = 0,75 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{0,03}{0,23}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,01}{0,34}\right) \cdot 0,68 = 0,79 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э3}} = \left(1 + \frac{0,03}{0,23}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,01}{0,34}\right) \cdot (0,01 + 0,68) = 0,80 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda = 3_{10}$ ):

$$Q_{\text{с1}} = Q_{\text{л1}} + \Delta Q_{\text{т1}} + \frac{z}{R_{\text{э1}}}, \quad (8.14)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.15)$$

$$z = \frac{125306 - 250613}{2 \cdot 10 \cdot 13087} = -0,479 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

$$Q_{\text{с1}} = 1,006 + 0,071 - \frac{0,479}{0,50} = 0,113 \text{ Мвар.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

72

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.15) мощностей  $Q_{ci}$  остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если  $Q_c < 0$  Мвар, то принимаем  $Q_c = 0$  Мвар, так как  $Q_c$  является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 - Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{zi}$ , Ом	$Q_{ci}$ , Мвар		$Q_{kvi}$ , квар	$Q_{kvi} + Q_{ci}$ , квар	Тип принятой стандартной БК [35]	$Q_{cii}$ , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	0,50	0,113	0,113	0	113	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-2	1,93	0,094	0,094	0	94	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-3	6,73	-0,050	0,000	92	92	КРМ-0,4-100-10 У3	100
ТП-4	0,75	0,057	0,057	0	57	КРМ-0,4-65-5 У3	65
ТП-5	0,79	0,082	0,082	0	82	КРМ-0,4-80-10 У3	80
ТП-6	0,80	0,066	0,066	0	66	КРМ-0,4-65-5 У3	65
ТП-7	0,50	0,032	0,032	0	32	КРМ-0,4-35-5 У3	35
ТП-8	0,71	0,101	0,101	4	104	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-9	1,98	0,004	0,004	223	228	КРМ-0,4-225-25 У3	225
ГПП	-	2,847	2,847	-	2847	КРМ-10,5-3150-450 У3	3150
Итого	-	-	3,396	318	3714	-	4045

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ri}) + \frac{\Delta Q_T^{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}$$

где  $\Delta Q_T^{ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар;

$Q_B$  – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, вар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{СД.м}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$  – нормируемый  $\operatorname{tg} \varphi$  для данного уровня напряжения;

$k_{н.р.} = 0,85$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q_{эс.110} = 22026 \cdot 0,5 = 11013 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{СД,м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot N_{\text{СД}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД,ном}}^2 + Q_{\text{СД,ном}}^2},$$

где  $\alpha_{\text{м}}$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД,м1}} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{2000^2 + 1000^2} = 4020 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{СД,м1}} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 408^2} = 1940 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{ом}} \left( \sum_{i=1}^{N1} k_{\text{иаi}} \cdot p_{\text{номi}} \cdot \text{tg}\varphi + \sum_{i=1}^{M1} Q_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{Ti}} \right) + \sum Q_{\text{р.осв.}},$$

$$Q_{\text{р.п}} = 0,9 \cdot (9030 + 2260 + 944) + 223 = 11234 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q_{\text{эс}}'' = 11234 \cdot \frac{0,7}{0,85} \cdot (4020 + 1940) = 5970 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{эс}} = Q_{\text{эс}}'' = 5970 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_{\text{р.п}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{эс}} = \frac{5970}{22026} = 0,27.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ1, для этого определим расчетную активную мощность 1СШ по формуле (3.2)

$$P_{\text{р1}} = 0,5 \left[ 0,9(12050 + 27) \right] = 5435 \text{ кВт}$$

Тогда

$$Q_{\text{эс1}} = 5435 \cdot 0,27 = 1467 \text{ квар}$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ3

$$Q_{\text{эс3}} = 0,5 \cdot Q_{\text{эс}} - Q_{\text{эс1}}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

74

$$Q_{э3} = 0,5 \cdot 5970 - 1467 = 1518 \text{ квар}$$

Для определения распределения потерь мощности трансформатора ГПП по СШ рассчитаем следующий коэффициент

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_T^{\text{гпп}}}{S_{\text{р.п.}}}$$

$$K_{\Delta Q} = \frac{1216}{22526} = 0,05$$

Тогда

$$\Delta Q_{\text{т.1СШ}}^{\text{гпп}} = K_{\Delta Q} \cdot S_{\text{р.1СШ}}$$

$$\Delta Q_{\text{т.1СШ}}^{\text{гпп}} = 0,05 \cdot \sqrt{5435^2 + 1467^2} = 281 \text{ квар}$$

Для 3СШ

$$\Delta Q_{\text{т.3СШ}}^{\text{гпп}} = 0,5 \cdot (\Delta Q_T^{\text{гпп}} - 2 \cdot \Delta Q_{\text{т.1СШ}}^{\text{гпп}})$$

$$\Delta Q_{\text{т.3СШ}}^{\text{гпп}} = 0,5 \cdot 1216 - 2 \cdot 281 = 46 \text{ квар}$$

Необходимая мощность ВБК на 1 СШ

$$Q_{01} = 46 + \frac{12050}{2} - \frac{1370}{2} - 1467 = 3919 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа УКРМ-10,5-4050-450 [35].

Необходимая мощность ВБК на 3 СШ

$$Q_{03} = (5112 + 394) + 46 - 3396 - 1518 = 638 \text{ квар квар.}$$

Принимаем к установке ВБК типа УКРМ-10,5-600-300 УХЛ1 [36].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение  $\text{tg}\varphi_3 = 0,27$ , которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\text{tg}\varphi_{\text{р1}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Вi}} + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{СДи}} - Q_{\text{ст.в}}}{P_{\text{р1}}};$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

75

$$\operatorname{tg}\varphi_{P3} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{ti}) + \Delta Q_r^{\Gamma III} + \sum_{i=1}^n Q_{kyi} - \sum_{i=1}^n Q_{ct.ni}}{P_{P3}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{P1} = \frac{6025 + 281 - 1370 - 4050}{5435} = 0,26;$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{P3} = \frac{(5112 + 394) + 46 + 318 - 4045 - 600}{5144} = 0,24$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{CD.mi} - Q_{CDi})}{Q_p} \cdot 100\% .$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{5970 - 1370}{11234} \cdot 100\% = 41\% .$$

Выводы по разделу 8

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения  $\operatorname{tg}\varphi_p = 0,26$  от значения, заданного энергосистемой  $\operatorname{tg}\varphi_{sc} = 0,27$ , объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		76

## 9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

### 9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 9.1

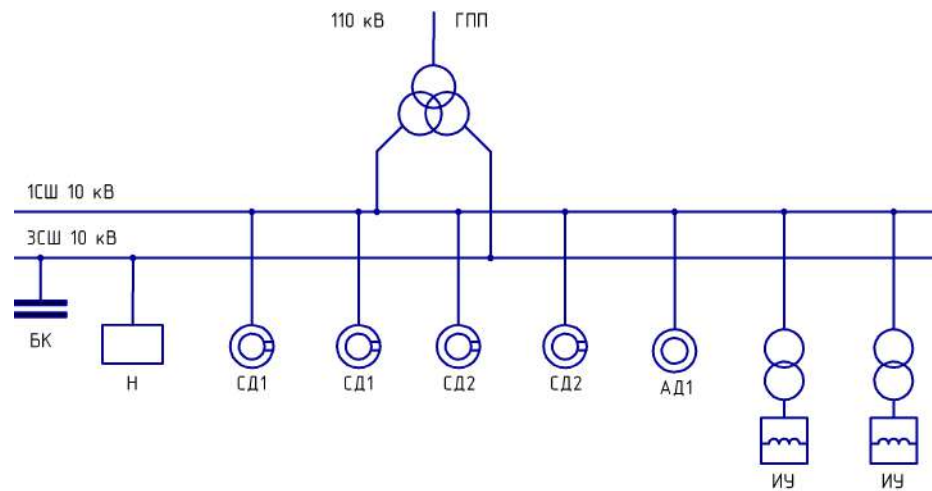


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 9.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 9.1.

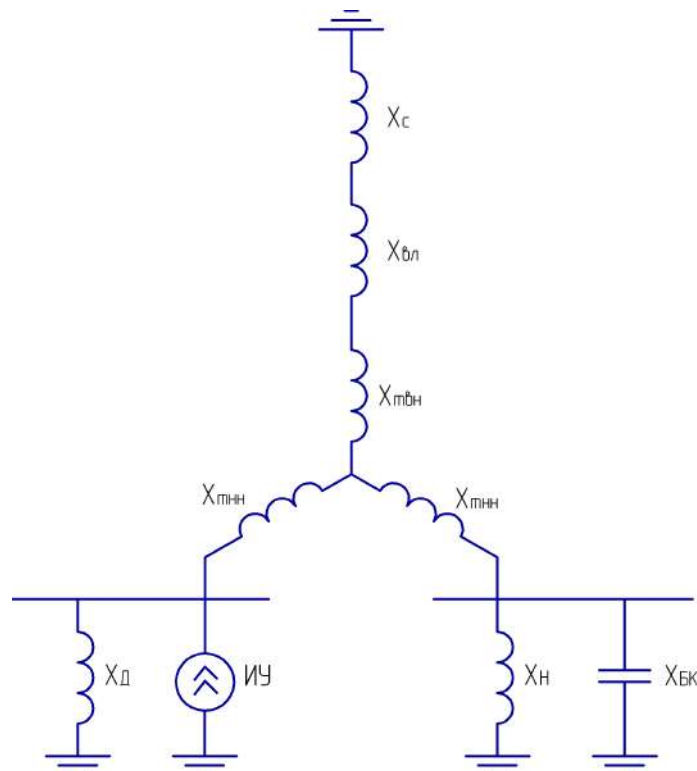


Рисунок 9.2 – Схема замещения

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

77



Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2.

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (9.1)$$

где  $S_k$  – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3500 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{lv} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (9.2)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{lv} = 0,42 \cdot 7,7 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,027 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{tv} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot v, \quad (9.3)$$

где  $U_k$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{т.ном}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{tv} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 63 \cdot 10^6} \cdot v = 0,18 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot x_{tv}. \quad (9.4)$$

$$x_{твнв} = 0,125 \cdot 0,18 \cdot v = 0,023 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot x_{tv}. \quad (9.5)$$

$$x_{тннв} = 1,75 \cdot 0,18 \cdot v = 0,315 \cdot v.$$

## Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{S_{Д\Sigma}}, \quad (9.6)$$

где  $S_{Д\Sigma}$  – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{8,8} = 1,92 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{Hv} = \frac{U_{ст}^2}{S_H} \cdot v. \quad (9.7)$$

$$x_{Hv} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 16789)^2 + (0,5 \cdot 11977)^2}} \cdot v = 14,4 \cdot v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$x_{БКv} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (9.8)$$

где  $Q_k$  – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{БК1v} = -\frac{10500^2}{4 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-2,7}{v}$$

$$x_{БКv} = -\frac{10500^2}{0,6 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-183}{v}$$

Источником искажения являются:

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками

$$I_v = \frac{S_{п\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст} \cdot v}, \quad (9.9)$$

где  $S_{п\Sigma}$  – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{v\Sigma}$  – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для  $v=5$  и  $v=7$  принимается  $k_{v\Sigma}=0,9$ ,  $v=11$  и  $v=13$  –  $k_{v\Sigma}=0,75$ .

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

$$I_v = \frac{1260 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{69 \cdot k_{v\Sigma}}{v}.$$

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.9) представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – сопротивления элементов схемы замещения

$v$	$X_{cv}$	$X_{lv}$	$X_{твнv}$	$X_{тнv}$	$X_{dv}$	$X_{hv}$	$X_{бк1v}$	$X_{бк2v}$	$I_v$
5	0,14	0,22	0,11	1,58	9,60	72,15	-0,544	-36,75	378
7	0,20	0,31	0,16	2,21	13,44	101,01	-0,389	-26,25	270
11	0,32	0,48	0,25	3,47	21,12	158,73	-0,247	-16,70	143
13	0,37	0,57	0,29	4,10	24,96	187,59	-0,209	-14,13	121

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2, представим на рисунке 9.3.

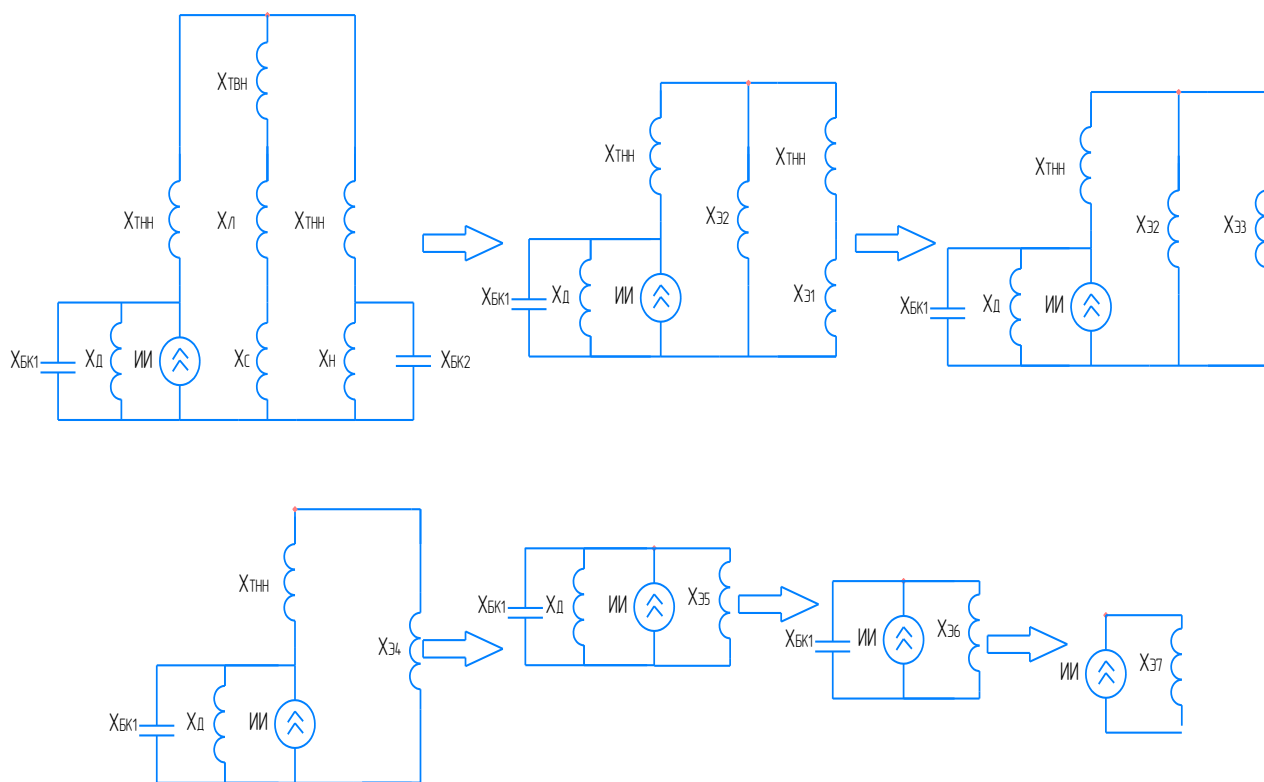


Рисунок 9.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 9.3

$$X_{\partial 1v} = \frac{X_{бк2v} \cdot X_{hv}}{X_{бк2v} + X_{hv}} \quad (9.10)$$

$$X_{\partial 2v} = X_{cv} + X_{lv} + X_{твнv} \quad (9.11)$$

$$X_{\varepsilon 3v} = X_{\varepsilon 1v} + X_{\text{ТННВ}} \quad (9.12)$$

$$X_{\varepsilon 4v} = \frac{X_{\varepsilon 2v} \cdot X_{\varepsilon 3v}}{X_{\varepsilon 2v} + X_{\varepsilon 3v}} \quad (9.13)$$

$$X_{\varepsilon 5v} = X_{\text{ТННВ}} + X_{\varepsilon 4v} \quad (9.14)$$

$$X_{\varepsilon 6v} = \frac{X_{\varepsilon 5v} \cdot X_{\text{ДВ}}}{X_{\varepsilon 5v} + X_{\text{ДВ}}} \quad (9.15)$$

$$X_{\varepsilon 7v} = \frac{X_{\text{БК1В}} \cdot X_{\varepsilon 6v}}{X_{\text{БК1В}} + X_{\varepsilon 6v}} \quad (9.16)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1В}} = I_v \cdot X_{\varepsilon 6v} \quad (9.17)$$

$$U_{\text{СШ3В}} = U_{\text{СШ1В}} \cdot \frac{X_{\varepsilon 1v} \cdot X_{\varepsilon 4v}}{X_{\varepsilon 3v} \cdot X_{\varepsilon 5v}} \quad (9.18)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \quad (9.19)$$

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.19) представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения

v	$X_{\varepsilon 1v}$	$X_{\varepsilon 2v}$	$X_{\varepsilon 3v}$	$X_{\varepsilon 4v}$	$X_{\varepsilon 5v}$	$X_{\varepsilon 6v}$	$X_{\varepsilon 7v}$	$U_{\text{сш1В}}$	$U_{\text{сш3В}}$	$K_U^{\text{СШ1}}$	$K_U^{\text{СШ3}}$
5	-74,9	0,5	-73,3	0,5	2,1	1,7	-0,5	-207	-49	4,09%	0,09%
7	-35,5	0,7	-33,3	0,7	2,9	2,4	-0,4	-105	-26		
11	-18,7	1,0	-15,2	1,1	4,6	3,8	-0,2	-35	-11		
13	-15,3	1,2	-11,2	1,4	5,5	4,5	-0,2	-25	-9		

Из таблицы 9.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [38], а именно:  $K_U^{\text{СШ1}} = 4,09 < K_{U, \text{н. доп}} = 10\%$ ,  $K_U^{\text{СШ3}} = 0,09 < K_{U, \text{н. доп}} = 2\%$ .

## 9.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчет напряжения на зажимах ЭД (рисунок 9.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 10.4.



Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{п.э}}{X_c + X_{п.э}},$$

где  $U_c$  – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{п.э}$  – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

$X_c$  – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{п.э} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2},$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВА;

$U_б$  – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$  – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2},$$

где  $P_n$  – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_n$  – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_n$  – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{\text{п}} = \frac{P_{\text{д.н}} \cdot K_{\text{п}}}{\cos \varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}};$$

где  $P_{\text{д.н}}$  – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_{\text{п}}$  – кратность пускового тока ЭД.

$$S_{\text{п}} = \frac{2000 \cdot 5}{0,75 \cdot 0,90} = 14815 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{\text{п.э}} = \sqrt{4625^2 + (14815 + 1305)^2} = 14280 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{\text{пэ}} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{14,28 \cdot 10,5^2} = 70,0.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{\text{д}} = 10,5 \cdot \frac{70,0}{8,67 + 70,0} = 9,34 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [41]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{\text{с}} - U_{\text{д}}}{U_{\text{с}}} \cdot 100\% .$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,34}{10,5} \cdot 100\% = 11 < 20\% .$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу 9

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения и провал напряжения при пуске двигателей. Расчет показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		83

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 10.1 Релейная защита отходящего от ТП ШМА

В данном разделе произведем выбор устройств релейной защиты отходящего от ТП шинпровода магистрального алюминиевого марки АДО ШМА4-2500 2(10x120) с длительно допустимым током 2500 А и питающей распределительный шинпровод ШРА-73.

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки

$$I_n \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (10.1)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки, А.

$$I_{n.QF4} \geq 342,5 \text{ А.}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Compact NSX400F с номинальным током  $I_n = 400 \text{ А}$ , номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения  $I_{cu} = 36 \text{ кА}$ , что чуть больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя  $I_{k7} = 33,5 \text{ кА}$

Для управления выключателем выберем блок контроля и управления Micrologic 5.3.

Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока  $I_r$  и времени  $t_r$ ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока  $I_{sd}$  и времени  $t_{sd}$ ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока  $I_i$ ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки  $I_r$  должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF4

$$I_{r.QF4} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Согласно каталогу Micrologic 5.3. ближайшие уставки на 320, 360 и 400 А. Максимальный рабочий ток нагрузки 360 А, принимаем уставку тока защиты от перегрузки равной

$$I_{r.QF4} = 360 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF4} \quad (10.2)$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF4} \quad (10.3)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 360 = 378 \text{ A}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 360 = 432 \text{ A}$$

Принимаем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF4 равной  $I_{r.QF4} = 4$  с при токе  $4 \cdot I_{r.QF4} = 4 \cdot 360 = 1440 \text{ A}$ .

Выбранный блок Micrologic 5.3 при  $I_{r.QF4} = 4$  с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

$$- 80-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{r.QF4} = 1,5 \cdot 360 = 540 \text{ A.}$$

$$- 3,2-4,0 \text{ с при токе } 4 \cdot I_{r.QF4} = 4 \cdot 360 = 1440 \text{ A.}$$

$$- 2,24-2,8 \text{ с при токе } 8 \cdot I_{r.QF4} = 7,2 \cdot 360 = 2592 \text{ A.}$$

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF4.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока  $I_{sd}$  связана с уставкой по току  $I_r$  защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока  $I_{пик.QF4}$  к уставке тока  $I_{r.QF4}$

$$\frac{I_{пик.QF4}}{I_{r.QF4}} = \frac{468,2}{360} = 1,3 \leq \frac{I_{sd.QF4}}{I_{r.QF4}}$$

Ближайшая большая уставка будет  $I_{sd.QF4} = 1,5 \cdot I_{r.QF4} = 1,5 \cdot 360 = 540 \text{ A}$ .

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.3 составляет  $\pm 10\%$  и находится в пределах  $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$ . Определим границы  $\Delta I_{sd.QF4}$  зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 540 = 486 \text{ A и } 1,1 \cdot 540 = 594 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К8

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к8}^{(2)}}{I_{sd.QF4}} \quad (10.4)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{11200}{540} = 20,7 \geq 1,5$$

Уставку по времени  $t_{sd}$  селективной токовой отсечки выключателя QF4 принимаем равной  $t_{sd.QF4} = 0,1$  с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит  $\Delta t_{sd.QF4} = 0,08 - 0,14$  с.



Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока  $I_i$  имеет постоянное для расцепителя значение и связана с номинальным током выключателя

$$I_i = 11 \cdot I_n \quad (10.5)$$

$$I_{i.QF4} = 11 \cdot 400 = 4400 \text{ А.}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки составляет  $\pm 15\%$ .

Тогда границы  $\Delta I_i$  зоны разброса срабатывания будут

$$0,85 \cdot 4400 = 3740 \text{ А и } 1,15 \cdot 4400 = 5060 \text{ А.}$$

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF4 к минимальному току КЗ в месте его установки

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i.QF4}} \geq 2 \quad (10.6)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{28900}{4400} = 6,5 \geq 2$$

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (10.7)$$

$$36 \geq 33,5$$

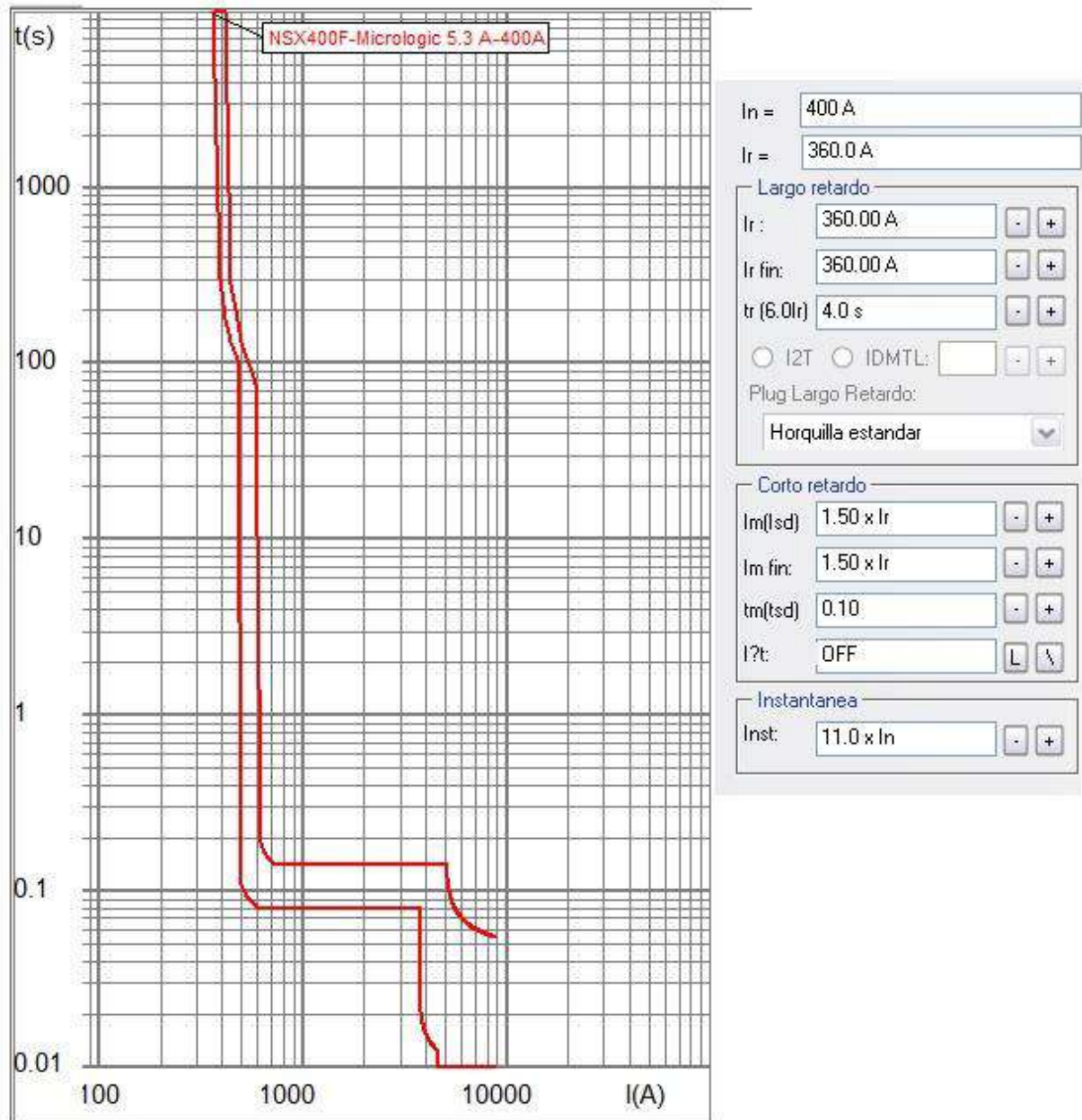
Результаты расчетов, выполненных по формулам (10.1) – (2.7) защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4 сведем в таблицу 10.1.

Таблица 10.1

выключатель, тип, расцепитель	$I_{\text{раб.макс.}}$ А	$I_n$ А	Защита от перегруза							
			$I_r$ А	$\frac{t_c}{I_{nd}}$ А/о.е.	$\frac{t_c}{I_d}$ А/о.е.	$t_{rc}$ А	время срабатывания, с при значениях тока, А отнесенного к току $I_r$			
QF4 Compact NSX400F Micrologic 5.3A	342,5	400	360	<u>10000</u>	<u>10000</u>	4	1440	80-100	3,2-4,0	2,24-2,8
				<u>378</u>	<u>432</u>			<u>540</u>	<u>1440</u>	<u>2592</u>
				1,05	1,20			$1,5 \cdot I_r$	$4 \cdot I_r$	$8 \cdot I_r$

Продолжение таблицы 2.1

выключатель	селективная токовая отсечка						мгновенная токовая отсечка					
	$I_{пик}$ , А	$I_{sd}$ , А	$\Delta I_{sd}$ , А	$K_{q.co}$	$t_{sd}$ , с	$\Delta t_{sd}$ , с	$I_i$ , кА	$\Delta I_i$ , А	$I_{к7}^{(2)}$ , кА	$K_{q.мо}$	$I_{к7}^{(3)}$ , кА	$I_{cu}$ , кА
QF4	468	540	$\frac{486}{594}$	20,7	0,1	$\frac{0,08}{0,14}$	4,4	$\frac{3740}{5060}$	28,9	6,5	33,5	36



Карта селективности

10.2 Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора

Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF3.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

87

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия

$$I_{\text{раб.макс. QF3}} = 0,7 \cdot I_{\text{раб.макс. T}} = 0,7 \cdot K_{\text{з.п.}} \cdot I_{\text{Т.Н.}}^{\text{НН}} \quad (10.8)$$

где  $I_{\text{Т.Н.}}^{\text{НН}}$  – номинальный ток трансформатора на стороне низшего напряжения, А.  
 $K_{\text{з.п.}}$  – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{\text{Т.Н.}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Т.Н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_c} \quad (10.9)$$

$$I_{\text{Т.Н.}}^{\text{НН}} = \frac{1600 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 2309 \text{ А}$$

Тогда

$$I_{\text{раб.макс. QF3}} = 0,7 \cdot 1,4 \cdot 2309 = 2263$$

Номинальный ток секционного выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{\text{QF3н.}} = I_{\text{раб.макс. QF3}} \quad (10.10)$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW25N1 с номинальным током  $I_n = 2500 \text{ А}$ , номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения  $I_{\text{cu}} = 65 \text{ кА}$ , что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя  $I_{\text{к7}}^{(3)} = 33,5 \text{ кА}$

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0.

Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока  $I_r$  и времени  $t_r$ ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока  $I_{\text{sd}}$  и времени  $t_{\text{sd}}$ ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока  $I_i$ ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки  $I_r$  должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

Ближайшая уставка по каталогу 2500 А.

$$I_{\text{r. QF3}} \geq I_{\text{раб.макс. QF3}} \quad (10.11)$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		88

Полученное значение уставки по току  $I_r$  меньше номинального тока выключателя  $I_{QFн.} = I_n = 2500$  А. Блок управления позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя  $I_r$  рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF3} \quad (10.12)$$

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{2309}{2500} = 0,92$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,95, тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF3} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ А}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF3} \quad (10.13)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF3} \quad (10.14)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 2375 = 2493 \text{ А}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 2375 = 2850 \text{ А}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания  $I_{nd3} = 2493$  А защиты от перегруза выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания  $I_{d.QF4} = 432$  А защиты от перегруза выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Принимаем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной  $I_{r.QF3} = 4$  с при токе  $4 \cdot I_{r.QF3} = 4 \cdot 2375 = 9500$  А.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при  $I_{r.QF3} = 4$  с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

$$- 80-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 2375 = 3562 \text{ А.}$$

$$- 3,2-4,0 \text{ с при токе } 6 \cdot I_{r.QF3} = 4 \cdot 2375 = 9500 \text{ А.}$$

$$- 2,24-2,8 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_{r.QF3} = 8 \cdot 2375 = 19000 \text{ А.}$$

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF3.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока  $I_{sd}$  селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по секционному выключателю QF3

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{\text{пик.QF3}} = K_{\text{н.о.}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} \quad (10.15)$$

где  $K_{\text{н.о.}}$  – коэффициент надежности отстройки

$$I_{\text{пик.QF3}} = 1,35 \cdot 2375 = 3206 \text{ А}$$

Уставка тока  $I_{sd}$  связана с уставкой по току  $I_r$  защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока  $I_{\text{пик.QF3}}$  к уставке тока  $I_{r.QF3}$

$$\frac{I_{\text{пик.QF3}}}{I_{r.QF3}} = \frac{3206}{2375} = 1,35 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}$$

Ближайшая большая уставка будет  $I_{sd.QF3} = 1,5 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 2375 = 3562 \text{ А}$ .

Полученная уставка токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF4. Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} \geq K_{\text{н.согл.}} \quad (10.16)$$

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным  $K_{\text{н.согл.}} = 1,3$

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} = \frac{3562}{540} = 6,6 \geq 1,3$$

Условие согласование уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет  $\pm 10\%$  и находится в пределах  $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$ . Определим границы  $\Delta I_{sd.QF3}$  зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 3562 = 3206 \text{ А и } 1,1 \cdot 3562 = 3918 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К8

$$K_{\text{ч.ко}} = \frac{I_{\text{к7}}^{(2)}}{I_{sd.QF3}} \quad (10.17)$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

$$K_{ч.ко} = \frac{28900}{3562} = 8,1 \geq 1,5$$

Выбор уставки по времени  $t_{sd}$  селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить с учетом защиты ВТХ нижестоящего выключателя QF4.

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t$$

$$t_{sd.QF3} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит  $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14 - 0,20 \text{ с.}$

Мгновенная токовая отсечка.

Секционный выключатель QF3 защищает одну из секций сборных шин (в зависимости от того, какой выведен из работы трансформатор).

С этой целью мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{i.QF3} = K_{н.о} \cdot I_{к8}^{(3)} \quad (10.18)$$

$$I_{i.QF3} = 1,35 \cdot 12900 = 17415 \text{ А.}$$

Ближайшая уставка  $I_{i.QF3} = 15 \cdot 2375 = 35625 \text{ А.}$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки составляет  $\pm 10 \%$ .

Тогда границы  $\Delta I_i$  зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 35625 = 32062 \text{ А и } 1,1 \cdot 35625 = 39187 \text{ А.}$$

Диапазон срабатывания по времени  $\Delta t_i$  МТО составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки QF1

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i.QF3}} \geq 2 \quad (10.19)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{28900}{35625} = 0,81 \leq 2$$

Поэтому МТО будет выведена из работы.

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (10.20)$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

$$65 \geq 33,5$$

### 10.3 Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ

Релейная защита трансформатора со стороны 0,4 кВ выполнена с помощью автоматического выключателя QF1.

Номинальный ток вводного автоматического выключателя QF1 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF1.n} \geq I_{\text{раб.макс.}QF1} \quad (10.21)$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия

$$I_{\text{раб.макс.}QF1} = K_{з.п.} \cdot I_{Т.н.}^{HH} \quad (10.22)$$

$$I_{\text{раб.макс.}QF1} = 1,4 \cdot 2309 = 3233 \text{ А}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW40N1 с номинальным током  $I_n = 4000 \text{ А}$ , номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения  $I_{cu} = 65 \text{ кА}$ , что намного больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя  $I_{к7}^{(3)} = 33,5 \text{ кА}$

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0. Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока  $I_r$  и времени  $t_r$ ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока  $I_{sd}$  и времени  $t_{sd}$ ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока  $I_i$ ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки  $I_r$  должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

По каталогу 3200 А, 4000 А. Принимаем 4000 А

$$I_{r.QF1} \geq I_{\text{раб.макс.}QF1}$$

Полученное значение уставки по току  $I_r$  значительно номинального тока выключателя  $I_{QF1.n} = I_n = 4000 \text{ А}$ . Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по

току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя  $I_r$  рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF1} \quad (10.23)$$

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{3233}{4000} = 0,8$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,8, тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF1} = 0,8 \cdot 3200 = 2560 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF1} \quad (10.24)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF1} \quad (10.25)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 2560 = 2688 \text{ А}$$

$$I_d = 1,20 \cdot 2560 = 3072 \text{ А}$$

Время срабатывания  $t_r$  защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3. Учитывая изложенное, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной  $t_{r.QF1} = 4$  с при токе  $4 \cdot I_{r.QF1} = 4 \cdot 2560 = 10240$  А.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при  $t_{r.QF1} = 4$  с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

– 70-100 с при токе  $1,5 \cdot I_{r.QF1} = 1,5 \cdot 2560 = 3840$  А.

– 3,2-4,0 с при токе  $4 \cdot I_{r.QF1} = 4 \cdot 2560 = 10240$  А.

– 2,16-2,7 с при токе  $7,2 \cdot I_{r.QF1} = 8 \cdot 2560 = 20480$  А.

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF1

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока  $I_{sd}$  селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по вводному выключателю QF1.

Пиковый ток вводного автоматического выключателя QF1

$$I_{пик.QF1} = K_{н.о.} \cdot I_{раб.макс.QF1} \quad (10.26)$$

где  $K_{н.о.}$  – коэффициент надежности отстройки.



$$I_{\text{пик. QF1}} = 1,35 \cdot 3233 = 4364 \text{ А.}$$

Уставка тока  $I_{\text{sd}}$  связана с уставкой по току  $I_r$  защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока  $I_{\text{пик. QF1}}$  к уставке тока  $I_{r, \text{QF1}}$

$$\frac{I_{\text{пик. QF1}}}{I_{r, \text{QF1}}} = \frac{4354}{2560} = 1,7 \leq \frac{I_{\text{sd. QF1}}}{I_{r, \text{QF1}}}$$

Ближайшая большая уставка будет равна

$$I_{\text{sd. QF1}} = 2,0 \cdot I_{r, \text{QF1}} = 2,0 \cdot 2560 = 5120 \text{ А.}$$

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3.

Условием токовой селективности двух последовательных является выполнение соотношения

$$\frac{I_{\text{sd. QF1}}}{I_{\text{sd. QF3}}} \geq K_{\text{н. согл.}} \quad (10.27)$$

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным  $K_{\text{н. согл.}} = 1,3$

$$\frac{5120}{3562} = 1,4 \leq 1,3$$

Как видно из выражения, условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях QF1 и QF3 не выполнено. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем равной

$$I_{\text{sd. QF1}} = 2,5 \cdot 2560 = 6400 \text{ А}$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет  $\pm 10\%$  и находится в пределах  $(0,9 - 1,1) \Delta I_{\text{sd}}$ . Определим границы  $\Delta I_{\text{sd. QF1}}$  зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 6400 = 5760 \text{ А и } 1,1 \cdot 6400 = 7040 \text{ А.}$$

Отметим, что минимальное значение  $I_{\text{sd. QF1}} = 6400 \text{ А}$  больше максимального  $I_{\text{sd. QF3}} = 3562 \text{ А}$ , т.е. наложение ВТХ защит разных уровней СЭС не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке  $K_7$

$$K_{\text{ч. со}} = \frac{I_{\text{к7}}^{(2)}}{I_{\text{sd. QF1}}} \quad (10.28)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{28900}{6400} = 4,5 \geq 1,5$$

Выбор уставки по времени  $t_{sd}$  селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить с учетом защиты ВТХ нижестоящего выключателя QF3.

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t$$

$$t_{sd.QF1} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит  $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23 - 0,32 \text{ с.}$

Мгновенная токовая отсечка.

Мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{i.QF1} = K_{н.о} \cdot I_{к8} \quad (10.29)$$

$$I_{i.QF1} = 1,35 \cdot 11200 = 15120 \text{ А.}$$

Ближайшая большая уставка  $I_{i.QF1} = 15 \cdot 6400 = 96000 \text{ А.}$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет  $\pm 10\%$

Тогда границы  $\Delta I_i$  зоны разброса срабатывания будут

$$9 \cdot 96000 = 86400 \text{ А и } 1,1 \cdot 96000 = 105600 \text{ А.}$$

Диапазон срабатывания по времени  $\Delta t_i$  мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{i.QF1}} \quad (10.30)$$

$$K_{ч.мо} = \frac{28900}{96000} = 0,30 \leq 2$$

Поэтому мгновенная токовая отсечка будет выведена из работы.

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к7}^{(3)} \quad (10.31)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

$$65 \geq 33,5$$

Результаты расчетов, выполненных по формулам (10.8) – (10.31) защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF1 QF3 сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2

выключатель, тип, расцепитель	$I_{\text{раб.макс.}}$ А	$I_n$ , А	Защита от перегруза					время срабатывания, с при значениях тока, А отнесенного к току $I_T$					
			$I_T$ , А	$\frac{t,c}{I_{nd}}$ , А/о.е.	$\frac{t,c}{I_d}$ , А/о.е.	$\frac{t,c}{I}$ , А	$\frac{70-100}{3,2-4,0}$	$\frac{3,2-4,0}{9500}$	$\frac{2,16-2,7}{19000}$				
QF1 Masterpact NW25N1 Micrologic 5.0A	2263	2500	2375	$\frac{10000}{2493}$ 1,05	$\frac{10000}{2850}$ 1,20	$\frac{4}{9500}$	$\frac{70-100}{3562}$ $1,5 \cdot I_T$	$\frac{3,2-4,0}{9500}$ $4 \cdot I_T$	$\frac{2,16-2,7}{19000}$ $8 \cdot I_T$				
QF3 Masterpact NW40N1 Micrologic 5.0A	2263	4000	2560	$\frac{10000}{2688}$ 1,05	$\frac{10000}{3072}$ 1,20	$\frac{4}{10240}$	$\frac{70-100}{3840}$ $1,5 \cdot I_T$	$\frac{3,2-4,0}{10240}$ $4 \cdot I_T$	$\frac{2,16-2,7}{20480}$ $8 \cdot I_T$				
выключатель	селективная токовая отсечка						мгновенная токовая отсечка						
	$K_{но}$	$I_{\text{пик}}$ , А	$I_{sd}$ , А	$\Delta I_{sd}$ , А	$K_{ч.ко}$	$t_{sd}$ , с	$\Delta t_{sd}$ , с	$I_i$ , кА	$\Delta I_i$ , А	$I_{к7}^{(2)}$ , кА	$K_{ч.мо}$	$I_{к7}^{(3)}$ , кА	$I_{cu}$ , кА
QF1	1,35	3206	3562	$\frac{3206}{3918}$	8,1	0,2	$\frac{0,14}{0,20}$	35,6	$\frac{32062}{39187}$	28,9	0,81	33,5	42
QF3	1,35	4354	6400	$\frac{5760}{7040}$	4,5	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	96,0	$\frac{86400}{96000}$	28,9	0,56	33,5	65

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

На рисунке 10.1 представим карту селективности защит, установленных на следующих автоматических выключателях: QF1, QF3 и QF4.

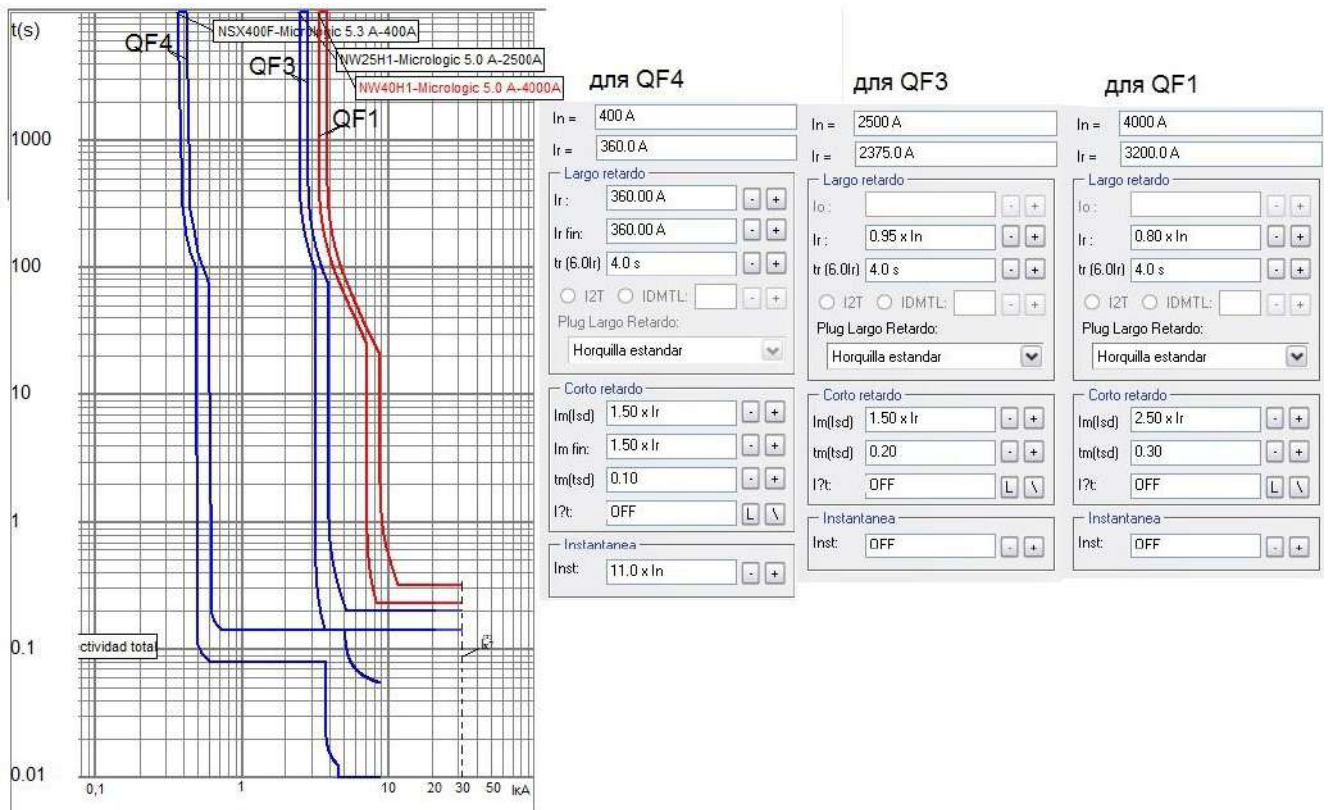


Рисунок 10.1 – Диаграмма селективности

#### 10.4 Релейная защита трансформатора предохранителями со стороны 10 кВ

Релейная защита трансформатора ТМГ-1600/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается с учетом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора в режиме холостого хода

$$I_{\text{вс.н}}^{\text{ВН}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}} \quad (10.32)$$

где  $I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}}$  – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле

$$I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}}}$$

$$I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88 \text{ А}$$

$$I_{\text{вс.н}}^{\text{ВН}} \geq 2 \cdot 88 = 166$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током  $I_{\text{фл.н}} = 80 \text{ А}$ .

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF2 и предохранителя F1 можно проверить только при построении времятоковых характеристик.

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF2 возможно в двух точках А (2508 А; 55 с) и А` (15100 А; 0,32 с).

Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ представим на рисунке 2.2.

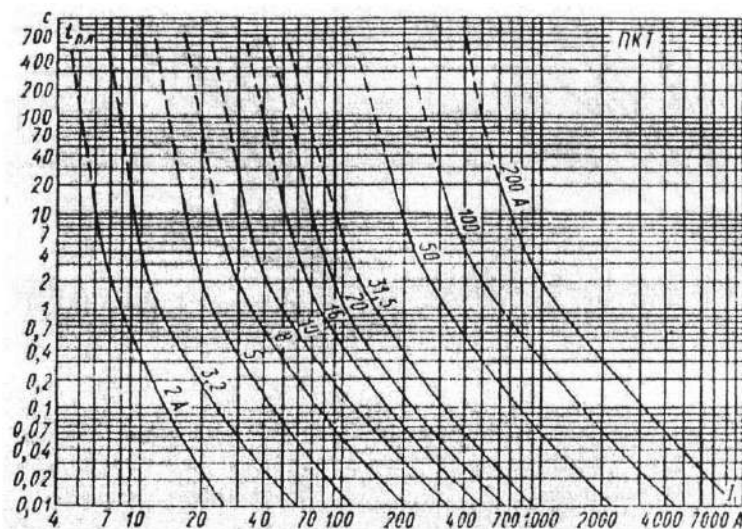


Рисунок 2.2 – Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную времятоковую характеристику  $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$  – для этого заполним таблицу 10.3. В 1-ю строку запишем времена плавления  $t_{пл.вс}$ , взятые из рисунка 10.3, во 2-ю строку занесем соответствующие им токи  $I_{пл}$ .

Для получения зоны разброса срабатывания предохранителя  $\pm 25\%$  каждое время плавления  $t_{пл.вс}$  умножим на 0,75 и 1,25, а результаты занесем в 3-ю строку таблицы 10.3.

Таблица 10.3

время плавления $t_{пл.вс}$ , с	400	40	4	1	0,32	0,1	0,04	0,01
диапазон плавления	300,0-500,0	30,0-50,0	3,00-5,00	0,75-1,25	0,24-0,40	0,075-0,125	0,03-0,05	0,0075-0,0125
$\Delta t_{пл.вс}$ , с при разбросе $\pm 25\%$								
ток плавления $I_{пл.вс}$ , А, вставки	<u>185</u>	<u>220</u>	<u>290</u>	<u>370</u>	<u>530</u>	<u>810</u>	<u>1400</u>	<u>2400</u>
$I_{вс1.н} = 80$ А	4625	5500	7250	9250	13250	20250	35000	60000
ток плавления $I_{пл.вс}$ , А, вставки	<u>215</u>	<u>270</u>	<u>370</u>	<u>480</u>	<u>710</u>	<u>1200</u>	<u>1800</u>	<u>3200</u>
$I_{вс2.н} = 100$ А	5375	6750	9250	12000	17750	30000	45000	80000

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

98

Как видно из данных, представленных в таблице 10.3, ВТХ плавкой вставки номиналом 80 А с учетом зоны разброса, будет пересекать ВТХ защиты выключателя QF2, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом  $I_{\text{FI.н}} = 100 \text{ А}$ .

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$K_{\text{ч.Ф1}} = \frac{I_{\text{к7}}^{(2)}}{I_{\text{FI.н}} \cdot K_{\text{т.н}}}$$

$$K_{\text{ч.Ф1}} = \frac{28900}{100 \cdot 25} = 11,5 \geq 3$$

Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности.

$$I_{\text{п.о}} \geq I_{\text{к.макс}}$$

где  $I_{\text{п.о}}$  – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{\text{к.макс}}$  – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 5,38 \text{ кА.}$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

### 10.5 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

Для защиты кабельной линии в ее начале установлено устройство защиты типа Seram S20, которое получает информацию от трех фазных трансформаторов тока. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q26.

Для защиты кабельной линии устройство S20 содержит:

- от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51N).

#### 10.5.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

- отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{\text{IQ26}} \geq K_{\text{н.о}} \cdot I_{\text{к5}}^{(3)}$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

где  $K_{но}$  – коэффициент надежности отстройки мгновенной токовой отсечки.

$$I_{iQ32} \geq 1,15 \cdot 6100 = 7015 \text{ А}$$

– согласование с ВТХ нижестоящего предохранителя F1

$$I_{iQ32} \geq K_{н.согл.} \cdot \frac{I_{iF1}}{K_{тн}}$$

где  $K_{н.согл.}$  – коэффициент надежности согласования защит;

$K_{тн}$  – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{с.мо} = I_{iQ32} \geq 1,3 \cdot \frac{96000}{25} = 4992 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов  $I_{iQ32} = 4992 \text{ А}$ .

МТО имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

МТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах ГПП, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.мо} \cdot \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{iQF32}}$$

$$K_{ч.мо}^{(2)} = \frac{10400}{4992} = 2,08 \geq 2,0$$

Что говорит о чувствительности МТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление.

#### 10.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		100

$$I_{sdQ32} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (10.33)$$

$$I_{sdQ32} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 63 = 80 \text{ А}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{sdQ32} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп}$$

где  $I_{дл.доп}$  – длительно допустимый ток кабельной линии, А

$$I_{sdQ32} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 300 = 353 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов  $I_{sd.Q32} = 353 \text{ А}$ .

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети.

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к5}^{(2)}}{I_{sdQ32}} \quad (10.34)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{5300}{353} = 15 \geq 1,5$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{ч.ко.pez} = \frac{I_{к7}^{(2)}}{I_{sdQ32}} \quad (10.35)$$

$$K_{ч.ко.pez} = \frac{28900}{353 \cdot 25} = 3,2 \geq 1,2$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока  $I_{sd.Q32} = 353 \text{ А}$  кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{sdQ32}$  времени при токе  $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q32} = 3530 \text{ А}$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{sdQ26} = t_{sdF1} + \Delta t + \Delta t$$

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101



$$t_{sdQ32} = 0,3 + 0,3 + 0,3 = 0,9$$

Выбираем тип характеристики СИТ.

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (10.36)$$

$$T_{MS} = \frac{0,9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,3$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1,05$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (10.37)$$

$$t_{sd}(1,05) = \frac{0,14 \cdot 0,3}{1,05^{0,02} - 1} = 43,45 \text{ с}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (10.33) – (10.37) сводим в таблицу 10.4.

Таблица 10.4

выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	уставки времени		тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{c.з.}$ , с при разных $I_*$ , А					
	$t_{sd}$ , с	$10 \cdot I_{sd}$ , А			1,05	1,2	3	6	10	42,1
Q32	0,9	3530	СИТ	0,3	<u>43,45</u> 302,6	<u>11,61</u> 345,6	<u>1,91</u> 864,7	<u>1,16</u> 1729	<u>0,90</u> 3500	<u>0,55</u> 7300

По результатам, представленным в таблице 10.4, на рисунке 10.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q32.

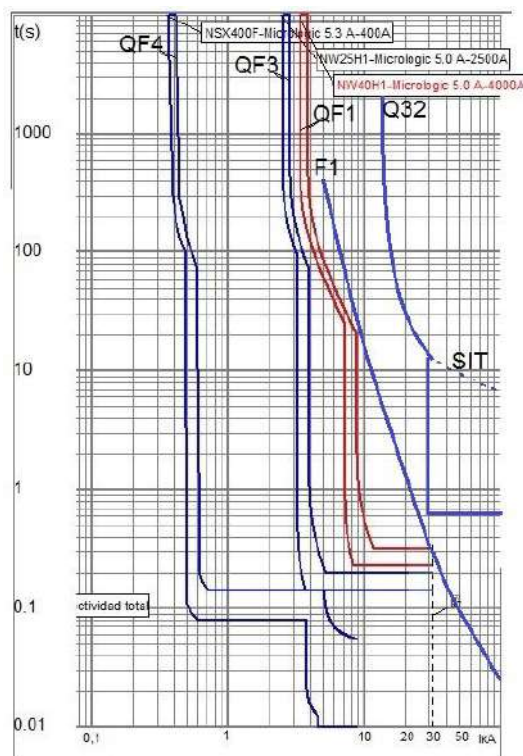


Рисунок 10.3 – Диаграмма селективности

### 10.5.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Для кабеля марки АПвПу-10 (3x240) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю  $I_{c0} = 0,135 \text{ A / км}$ .

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{01} = I_{c0} \cdot L,$$

где  $L$  – длина кабельной линии, км;

$$I_{01} = 0,135 \cdot (0,168 + 0,068 + 0,068) = 0,12 \text{ A}.$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01},$$

где  $k_{н.с} = 1,2$  – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{н.с} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

103

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,12 = 0,36 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{c.\Sigma}}{I_{c.c3}} \geq 1,5 \quad (10.23)$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{c.\Sigma} = I_{c.кл.\Sigma} + I_{c.дв.\Sigma}$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot L_{\text{кл}\Sigma}}{10}$$

где  $L_{\text{кл}\Sigma}$  – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{c.кл.\Sigma} = \frac{10 \cdot 2,457}{10} = 2,457 \text{ А}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot P_{\text{НОМ.дв}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{\text{НОМ}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{НОМ}})}}$$

$$C_{\text{сд1}} = \frac{0,0187 \cdot 2,0 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,75 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 10,9 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

$$C_{\text{сд2}} = \frac{0,0187 \cdot 1,00 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 5,1 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

$$C_{\text{АД}} = \frac{0,0187 \cdot 0,8 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 3,6 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{c.\text{дв}} = 2\pi f \cdot 3 \cdot C_{\text{дв}} \cdot U_{\text{НОМ.ф}}$$

$$I_{c.\text{сд1}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 10,9 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,059 \text{ А}$$

$$I_{c.\text{сд2}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 5,1 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,027 \text{ А}$$

$$I_{c.\text{АД}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 3,6 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,019 \text{ А}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{с.дв\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{с.СДi}$$

$$I_{с.дв\Sigma} = 0,059 \cdot 4 + 0,027 \cdot 4 + 0,019 \cdot 2 = 0,382 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.\Sigma} = 2,457 + 0,382 = 2,839 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,839}{1,35} = 2,1 \geq 1,5$$

10

В данном разделе рассматривались вопросы релейной защиты. Были выбраны уставки защиты. построена карта селективности.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 11.1 Характеристика проектируемого объекта как источника потенциальных опасностей для окружающей среды и людей

В выпускной квалификационной работе разработана система электроснабжения группы цехов комбината «МАГНЕЗИТ». К проектируемой системе электроснабжения относятся питающая воздушная линия 110 кВ, главная понизительная подстанция 110/10 кВ, кабельные линии 10 кВ и 0,4 кВ, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, распределительные пункты 0,4 кВ. При эксплуатации электрооборудования группы цехов комбината «МАГНЕЗИТ» имеется вероятность наличия опасных и вредных факторов, воздействующих на работающего при эксплуатации электрооборудования по ГОСТ 12.0.003-80 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [43], которые могут привести к травматизму и профзаболеваниям. Основным вредным фактором является повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Также от работающего электрооборудования опасными факторами являются:

- пониженная температура поверхностей оборудования, повышенная или пониженная температура воздуха на ОРУ-110 кВ, а также острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования. Для предотвращения травматизма от влияния данных факторов необходимо во время производства работ использовать спецодежду и спецобувь, которая выдается в нормах, определенных [44].

- повышенный уровень электромагнитных излучений;

- повышенная напряженность электрического поля;

- повышенная напряженность магнитного поля;

однако на проектируемой ГПП данные факторы не превышают допустимых значений и не несут опасности здоровья людей.

Еще одним опасным производственным фактором является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). Данный фактор может привести к травматизму при обслуживании электрооборудования ГПП, которое расположено на конструкциях, осмотру силовых трансформаторов ГПП, когда применяются приставные лестницы.

Так как система электроснабжения не производит никакой производственной деятельности, то при ее нормальной эксплуатации никаких опасностей для окружающей среды она не представляет. Однако в случае возникновения аварийных ситуаций возможны следующие угрозы для окружающей среды:

- возможность утечки трансформаторного масла из силовых трансформаторов, установленных на ГПП и в цеховых трансформаторных подстанциях;

- отходы при строительстве системы электроснабжения и ее эксплуатации.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист

106

## 11.2 Требования безопасности к устройству электроустановок и выбор защитных мер и мероприятий по электробезопасности

В процессе эксплуатации электрооборудования существует вероятность поражения электрическим током от:

- прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прикосновения к металлическим корпусам, которые оказались под напряжением в случае пробоя изоляции;
- ошибочной подачи напряжения при ремонте электрооборудования;
- возникновения шагового напряжения;
- приближения на недопустимо малое расстояние к токоведущим частям;
- наведенного напряжения ВЛ.

Условия внешней среды на территории ГПП нормальные. В отношении опасности поражения электрическим током согласно ПУЭ [43] ОРУ-110 кВ, как территория размещения наружных электроустановок (ЭУ), приравнивается к особо опасным помещениям. ЗРУ-10 кВ также относится к особо опасным помещениям.

Электрооборудование выбрано и должно быть установлено таким образом, чтобы не привести к повреждению оборудования, возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

Расположение оборудования предусматривает меры электро- и пожаробезопасности для обслуживающего технического персонала.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции выбираются и устанавливаются таким образом, чтобы:

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты и токоведущие части могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работоспособности явления не приводили к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыканию на землю, а также не причиняли вред обслуживающему персоналу.

Токоведущие части электроустановки не доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не находятся под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме применяются следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей. Основная изоляция токоведущих частей покрывает токоведущие части и выдерживает все возможные воздействия,

									Лист
									107
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата	13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ				

которым она может подвергаться в процессе эксплуатации. Изоляция токоведущих частей воздушной линии выполняется стеклянными изоляторами. Количество подвесных изоляторов ПСб-А в гирляндах для напряжения 110 кВ – 7 штук.

- ограждения и оболочки. Ограждения и оболочки надежно закреплены и имеют достаточную механическую прочность. Вход за ограждение или вскрытие оболочки возможно только при помощи специального ключа либо после снятия напряжения с токоведущих частей.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции применяются следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление. Заземляющее устройство подстанции выполнено с соблюдением требований к его сопротивлению и обеспечивает в любое время года сопротивление растеканию тока замыкания, не превышающего 0,5 Ом. Выполнено заземляющее устройство в виде сетки из стальных полос сечением 40x4 мм, глубина заложения горизонтальных элементов 0,7 м.

К частям, подлежащим заземлению относятся:

- 1 корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов;
- 2 вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- 3 каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;
- 4 металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические рукава и трубы электропроводки.

- уравнивание потенциалов. Система уравнивания потенциалов соединяет между собой все одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания. Для уравнивания потенциалов используются специально предусмотренные проводники.

- выравнивание потенциалов. Система выравнивания потенциалов, заключается в снижении относительной разности электрических потенциалов между различными точками на поверхности локальной земли или проводящего пола (шагового напряжения), между этими точками и заземляющим устройством или открытыми проводящими частями (напряжения прикосновения) в нормальном и аварийном режимах работы, достигаемая соединением заземляющего устройства и открытых проводящих частей с уложенными в локальной земле или проводящем полу потенциаловыравнивающими электродами.

- контроль изоляции. Изоляция ЭО КРУ-10 кВ должно испытываться повышенным напряжением 42 кВ в течение 5 минут, а сопротивление изоляции одного опорного изолятора, измеренное мегомметром на 2,5 кВ должно быть не менее 300 МОм. В сетях переменного тока выше 1 кВ с изолированной нейтралью должен вестись автоматический контроль изоляции с действием на сигнал при снижении сопротивления изоляции одной из фаз ниже заданного значения.

Трансформаторы должны быть установлены на фундамент из сборных железобетонных плит, укладываемых на щебеночно-песчаный балласт. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами 5,5 м.

Силовые трансформаторы должны быть установлены так, чтобы:

- расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами должно быть не менее 1,25 м (указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей, расположенных на высоте 1,9 м от поверхности земли);
- обеспечены удобные и безопасные расстояния для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения;
- к газовым реле трансформатора обеспечивается безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения;
- отверстие выхлопной трубы не направлено на близко установленное оборудование;
- для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов.

Распределительное устройство оборудовано оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно - оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, выключателями.

Оперативная блокировка исключает:

- подачу напряжения разъединителем на участок электрической схемы, заземленной включенным заземлителем;
- включение заземлителя на участке схемы, не отделенном разъединителем от других участков, которые могут быть как под напряжением, так и без напряжения;
- отключение и включение разъединителями токов нагрузки.

Согласно ПУЭ [45] применяется цветовое обозначение шин:

- шины фазы А - желтым цветом;
- шины фазы В - зеленым цветом;
- шины фазы С - красным цветом;
- нулевая рабочая N - голубым цветом.

Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ в свету приведены в таблице 11.1 [45].

По ПУЭ [45] высота помещения ЗРУ должна быть не менее высоты КРУ, считая от выступающих частей шкафов, плюс 0,8 м до потолка. Высота ячеек КРУ серии К-104М составляет 2450 мм; итого высота помещения должна быть не менее  $2450+800=3250$  мм. Высота помещения ЗРУ составляет 5000 мм.

Габариты коридора обслуживания определяются исходя из следующего: длина тележки КРУ плюс 0,8 м.

Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов КРУ должно составлять не меньше, чем в таблице 11.2.



Таблица 11.1 - Наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ-110 кВ [45]

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, 110 кВ
От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2м	900
Между проводами разных фаз	1000
От токоведущих частей или элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2900
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней	1650
От не огражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	3600
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	1100

Таблица 11.2 - Наименьшее расстояние в свету от токоведущих частей до различных элементов КРУ-10 кВ [45]

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм, 10 кВ
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	9
Между проводниками разных фаз	100
От токоведущих частей до сплошных ограждений	12
Между не огражденными токоведущими частями разных цепей	200
От токоведущих частей до сетчатых ограждений	190
От не огражденных токоведущих частей до пола	2500
От не огражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	4500
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	110

В ОРУ-110 кВ применяются два вида ограждения - внешнее и внутреннее. Внешнее ограждение имеет высоту 2,4 м. Внутренним ограждением ограждается электрооборудование ОРУ-110 кВ – выключатели, трансформаторы напряжения,

разъединители, ограничители перенапряжения. Внутреннее ограждение имеет высоту 1,6 м. Ограждение установлено сетчатым, с сеткой 25x25 мм и имеет приспособление для запираения на замок [45].

При разработке планировки ОРУ-110 кВ предусмотрены дороги, обеспечивающие проезд к порталу для ревизии трансформаторов, к ЗРУ. Ширина проезжей дороги 3 м. План ОРУ-110 кВ представлен в графической части дипломного проекта.

На внешней стороне входных дверей ЗРУ-10 кВ и на ограждениях ОРУ-110 кВ, необходимо вывесить постоянные предупреждающие плакаты: «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Согласно ПОТЭУ [46] при выполнении работ необходимо ограждать рабочее место и вывешивать плакаты безопасности

В электроустановках должны быть вывешены плакаты "Заземлено" на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых не исключается подача напряжения на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

Для временного ограждения токоведущих частей, оставшихся под напряжением, должны применяться щиты, ширмы, экраны, изготовленные из изоляционных материалов.

При установке временных ограждений без снятия напряжения расстояние от них до токоведущих частей должно быть не менее указанного в таблице 11.3 [46].

Таблица 11.3 - Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением [46]

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
Электроустановки: до 1 кВ	не нормируется (без прикосновения)	1,0
10 кВ	0,6	1,0
110 кВ	1,0	1,5

На временные ограждения должны быть нанесены надписи "Стой! Напряжение!" или укреплены соответствующие плакаты.

Выгораживание рабочих мест осуществляется щитами, ширмами, барьерами или шнуром из растительных либо синтетических волокон (с оставлением прохода) и вывешиванием на них плакатов "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

В электроустановках напряжением 0,4 кВ и 10 кВ в тех случаях, когда нельзя оградить токоведущие части щитами, разрешается применение изолирующих накладок, помещаемых между отключенными и находящимися под напряжением

токоведущими частями (например, между контактами отключенного разъединителя, выключателей нагрузки и т.п.). Эти накладки могут касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Устанавливать и снимать изолирующие накладки на токоведущие части электроустановок напряжением выше 1000 В должны два работника с IV и III группой с применением диэлектрических перчаток и изолирующих штанг либо клещей. [43]

Установка и снятие накладок в электроустановках 0,4 кВ могут производиться одним работником с группой не ниже III с применением диэлектрических перчаток.

На ограждениях камер, шкафах и панелях, граничащих с рабочим местом, должны быть вывешены плакаты "Стой! Напряжение".

В ОРУ при работах, проводимых с земли, и на оборудовании, установленном на фундаментах и отдельных конструкциях, рабочее место должно быть ограждено (с оставлением проезда, прохода) канатом, веревкой или шнуром из растительных либо синтетических волокон с вывешенными на них плакатами "Стой! Напряжение", обращенными внутрь огражденного пространства.

Разрешается пользоваться для подвески каната конструкциями, не включенными в зону рабочего места, при условии, что они остаются вне огражденного пространства.

При снятии напряжения со всего ОРУ, за исключением линейных разъединителей, последние должны быть ограждены канатом с плакатами "Стой! Напряжение", обращенными наружу огражденного пространства.

В ОРУ при работах по распоряжению во вторичных цепях ограждать рабочее место не требуется.

На конструкциях, граничащих с той, по которой разрешается подниматься, внизу должен быть вывешен плакат "Не влезай! Убьет".

На стационарных лестницах и конструкциях, по которым для проведения работ разрешено подниматься, должен быть вывешен плакат "Влезать здесь!".

На подготовленных рабочих местах в электроустановках (на оборудовании, на котором предстоит производить работы, а также в месте прохода внутрь выгороженного рабочего места) должен быть вывешен плакат "Работать здесь".

Не допускается убирать или переставлять до полного окончания работы плакаты и ограждения, установленные при подготовке рабочих мест допускающим, кроме случаев, оговоренных в графе "Отдельные указания" наряда.

Согласно [46] при работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током. Нормы комплектования ГПП защитными средствами представлены в таблице 11.4, согласно [46].

### 11.3 Обеспечение охраны труда при эксплуатации электроустановок

Охрана труда при эксплуатации электроустановок регламентируется правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТЭУ [46].

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

Таблица 11.4 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током [46]

Наименование	Ед. изм.	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	3
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		не менее 2	не менее 2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие Плакаты предписывающие; Плакаты указательные	шт.		по местным условиям	по местным условиям
Противогаз	шт.		2	2
Каска	шт.	не менее 2	не менее 2	не менее 2

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [43]:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [43];
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 ПОТЭУ [43];
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Пункт 5.14 ПОТЭУ гласит «Выдача разрешения на подготовку рабочего места и допуск осуществляются при необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям».

Началу работ по наряду или распоряжению должен предшествовать целевой инструктаж, предусматривающий указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающий категорию работников, определенных нарядом или распоряжением, в последовательной цепи от работника, выдавшего наряд, отдавшего распоряжение, до члена бригады или исполнителя. Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду проводят:

- работник, выдающий наряд, - ответственному руководителю работ или, если ответственный руководитель не назначается, производителю работ (наблюдающему);

- допускающий - ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

- ответственный руководитель работ - производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

- производитель работ (наблюдающий) - членам бригады.

Целевой инструктаж при работах по распоряжению проводят:

- работник, отдающий распоряжение производителю (наблюдающему) или непосредственному исполнителю работ;

- допускающий - производителю работ (наблюдающему), членам бригады (исполнителям).

- производитель работ - членам бригады.

Допускается проведение целевого инструктажа работником, выдающим наряд, отдающим распоряжение по телефону.

При вводе в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, должен проводить производитель работ (наблюдающий).

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

						13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата			114

- установлено заземление;
- вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Одним из важнейших объектов системы электроснабжения обогатительной фабрики Лебединского ГОКа являются трансформаторные подстанции, в то же время трансформаторная подстанция – объект повышенной опасности с точки зрения поражения обслуживающего персонала электрическим током, электрической дугой, электромагнитным полем и статическим электричеством. В связи с этим на трансформаторных подстанциях необходимо уделять должное внимание вопросам технической эксплуатации, техники безопасности и охраны труда.

Основные габариты и разрывы, обеспечивающие безопасность работ и осмотра оборудования ТП.

На ТП оборудование располагается таким образом, чтобы обеспечивалась возможность выполнения монтажа и ремонта оборудования с применением механизмов. В помещениях ЗРУ 10 кВ и в закрытых камерах трансформаторов, согласно п. 4.2.82 ПУЭ [45], предусматривается возможность применения передвижных либо инвентарных грузоподъемных устройств для механизации ремонтных работ и технического обслуживания оборудования.

Охрана труда при выполнении отключений в электроустановках [46]

При подготовке рабочего места должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будут производиться работы;
- неогражденные токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин на расстояние, менее указанного в таблице 11.3;

- цепи управления и питания приводов, закрыт воздух в системах управления коммутационными аппаратами, снят завод с пружин и грузов у приводов выключателей и разъединителей.

В электроустановках напряжением выше 10 кВ и 110 кВ с каждой стороны, с которой включением коммутационного аппарата не исключена подача напряжения на рабочее место, должен быть видимый разрыв. Видимый разрыв разрешается создавать отключением разъединителей, снятием предохранителей, отключением отделителей и выключателей нагрузки, отсоединением или снятием шин и проводов.

Силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения, связанные с выделенным для работ участком электроустановки, должны быть отключены и схемы их разобраны также со стороны других своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

После отключения выключателей, разъединителей и выключателей нагрузки с ручным управлением необходимо визуально убедиться в их отключении и отсутствии шунтирующих перемычек.

В электроустановках напряжением выше 1000 В для предотвращения ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, которыми подается напряжение к месту работы, должны быть приняты следующие меры:

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115

- у разъединителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты ключом или съемной ручкой.
- у разъединителей, управляемых оперативной штангой, стационарные ограждения должны быть заперты на механический замок;
- у грузовых и пружинных приводов включающий груз или включающие пружины должны быть приведены в нерабочее положение;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты.

В электроустановках напряжением 0,4 кВ со всех токоведущих частей, на которых будет проводиться работа, напряжение должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних.

Перечисленные меры могут быть заменены расшиновкой или отсоединением кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должны проводиться работы.

Необходимо вывесить запрещающие плакаты.

Отключенное положение коммутационных аппаратов напряжением 0,4 кВ с недоступными для осмотра контактами определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах либо на отходящих шинах, проводах или зажимах оборудования, включаемого этими коммутационными аппаратами. Проверку отсутствия напряжения в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления допускается производить с использованием встроенных стационарных указателей напряжения.

Охрана труда при включении электроустановок после полного окончания работ [46].

Работник из числа оперативного персонала, получивший разрешение (распоряжение, команду) на включение электроустановки после полного окончания работ в ней, должен перед включением убедиться в готовности электроустановки к включению (проверить чистоту рабочего места, отсутствие инструмента), снять временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, установленные при подготовке рабочего места оперативным персоналом, восстановить постоянные ограждения.

Допускающему из числа оперативно-ремонтного персонала разрешается предоставлять право после окончания работы в электроустановке включить ее без получения дополнительного разрешения или распоряжения.

Предоставление права на такое включение должно быть записано в строке наряда "Отдельные указания".

Право на такое включение предоставляется только в том случае, если к работам на электроустановке или ее участке не допущены другие бригады.

В аварийных случаях оперативный персонал или допускающий могут включить в работу выведенное в ремонт электрооборудование или электроустановку в отсутствие бригады до полного окончания работ при условии, что до прибытия производителя работ и возвращения им наряда на рабочих местах расставлены работники, обязанные предупредить производителя работ и всех членов бригады о том, что электроустановка включена и возобновление работ не допускается.

## 11.4 Расчет заземляющего устройства подстанции

Металлические части электрических установок, которые нормально не находятся под напряжением, могут оказаться под ним из-за пробоя изоляции. Защитное заземление подстанции выполняется с целью защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземление нейтралей электрических установок является рабочим. Для защиты от молний применяют грозозащитное заземление.

Сложный заземлитель необходимо заменить расчётной квадратной моделью, обеспечивая условие равенства следующих элементов [46]:

- площадей  $S$  сложного заземлителя и квадратной модели,
- суммарной длины горизонтальных проводников,
- глубины заложения  $t$  горизонтальных проводников,
- общего числа и длины вертикальных заземлителей,
- глубины заложения вертикальных заземлителей.

Допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр.доп}} = 400$  В, время прикосновения принимаем  $t = 0,2$  сек [47].

Усредненный ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения равен [35]

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{\text{п(К2)}}; \quad (11.1)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 6,3 = 7,8 \text{ кА.}$$

Глубину заложения вертикальных и горизонтальных заземлителей принимаем  $t = 0,7$  м.

Длина вертикальных заземлений  $l_{\text{в}} = 5$  м.

Расстояние между горизонтальными заземлителями принимаем  $a = 5$  м.

В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной  $h_1$  с удельным сопротивлением  $\rho_1$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2$ .

Грунт на территории установки подстанции - суглинок  $\rho_2 = 60$  Ом · м, сопротивление верхнего слоя [48]

$$\rho_1 = 2 \cdot \rho_2 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$S = 33 \cdot 52 = 1716 \text{ м}^2.$$

Толщину верхнего слоя грунта принимаем  $h_1 = 2,65$  м.

Длина горизонтального заземлителя [38]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (11.2)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{1716} \cdot \frac{\sqrt{1716}}{5} + 1) \cdot 2 = 688 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения [46]

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		117



$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{I_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (11.3)$$

где  $M$  – коэффициент, который зависит от отношения удельного сопротивления грунтов, при  $\rho_1 / \rho_2 = 2$  -  $M = 0,62$ ;

$\beta$  – коэффициент, который определяется по сопротивлению тела человека  $R_q$  ( $R_q = 1000 \text{ Ом}$ ) и сопротивлению растеканию тока от ступней человека  $R_c$  ( $R_c = 1,5 \cdot r_1$ ) [37]

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (11.4)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85.$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,85}{\left( \frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,15.$$

Напряжение на заземлителе [38]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (11.5)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,15} = 2667 \text{ В.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно: [47]

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{п(к2)}}}, \quad (11.6)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{2667}{2100} = 1,27 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей [38]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (11.7)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{1716} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 33 \text{ шт.}$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 33 \cdot 5 = 165 \text{ м.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист  
118

Относительная глубина заложения заземляющего устройства.

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1716}} = 0,14. \quad (11.8)$$

Коэффициент А [47]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (11.9)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,14) = 0,345.$$

Относительная толщина верхнего слоя

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,65 - 0,7}{5} = 0,39.$$

Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями (табличное значение):  $\rho_{*эк} = 1,02$ .

Эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{эк} = \rho_{*эк} = \rho_2 = 1,02 \cdot 60 = 61,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя [46]

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{эк}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{эк}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (11.10)$$

$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{61,8}{\sqrt{1716}} + \frac{61,8}{165 + 688} = 0,58 \text{ Ом} < R_{3,доп} = 1,27 \text{ Ом} \Rightarrow \text{проходит.}$$

Напряжение прикосновения [47]:

$$U_{пр} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (11.11)$$

$$U_{пр} = 0,15 \cdot 7800 \cdot 0,58 = 678,6 \text{ В} > U_{пр,доп.} = 400 \text{ В} \rightarrow \text{не проходит.}$$

В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения примем подсыпку гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах.

При этом

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left( \frac{5 \cdot 688}{5 \cdot \sqrt{1716}} \right)^{0,45}} = 0,03,$$

$$U_{пр} = 0,03 \cdot 7800 \cdot 0,58 = 136 \text{ В},$$

что значительно уменьшает вероятность поражения электрическим током.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист  
119

Схема заземления подстанции представлена на рисунке 11.1.

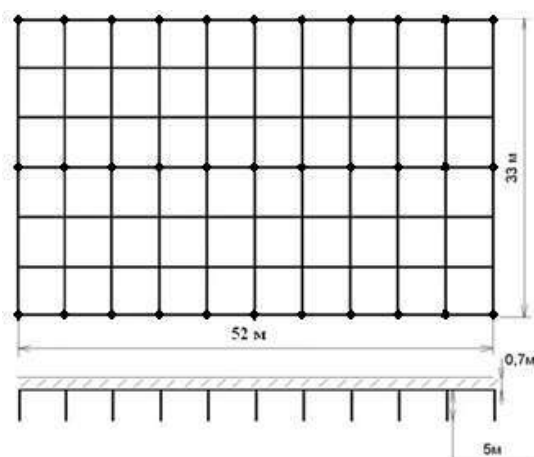


Рисунок 11.1 - План заземляющего устройства подстанции

### 11.5 Освещение ОРУ

На подстанции работы производятся в большинстве случаев в светлое время суток, освещение ОРУ-110 кВ необходимо в аварийных ситуациях, когда появляется необходимость устранения последствий аварий в темное время суток. Нормированная освещенность для открытого распределительного устройства подстанции 50 лк [48]. Площадь территории ОРУ -110 кВ подстанции составляет 33×46 м (рисунок 11.2)

Для освещения открытого распределительного устройства применяем светильники РСП08 с газоразрядными лампами высокого давления типа ДРЛ, мощностью 400 Вт, КПД светильника 80% с кривой силы света К-1, класс светораспределения П и степень защиты от окружающей среды IP53 [46].

Светильники на ОРУ-110 кВ расположены неравномерно, что связано с тем, что они устанавливаются на существующих опорах порталов.

Определим расчетную высоту установки светильников [46].

$$H_p = H_o - h_p, \quad (11.12)$$

где  $H_p$  – высота подвеса светильника

$h_p$  – высота рабочей поверхности

$$H_p = 13,6 - 1,5 = 12,1 \text{ м}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ

Лист  
120

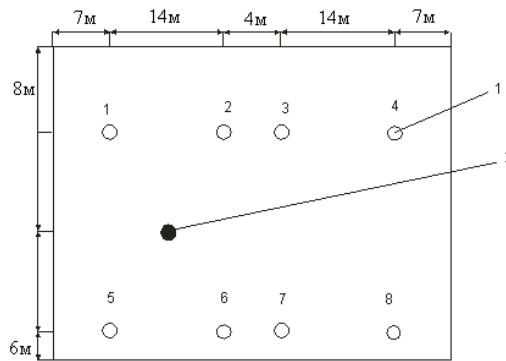


Рисунок 13.2 - Расположение светильников и контрольной точки  
1 - точки расположения светильников; 2 - контрольная точка

Суммарное количество светильников, устанавливаемых на ПС равно 8 штук. На плане расположения светильников необходимо выбрать контрольную точку, в которой будет минимальная освещенность (рисунок 13.2).

Определим условную освещенность в контрольной точке.

$$L_i = \frac{I^{1000} \alpha_i \cdot \cos^3 \alpha}{H_p^2}; \quad (11.13)$$

где  $\alpha_i$  - угол между вертикалью и направлением силы света  $i$ -го светильника в расчетной точке;

$I^{1000} \alpha_i$  - сила света  $i$ -го светильника с условной лампой (со световым потоком в 1000 лм) в направлении расчетной точки, лм

$$\alpha_i = \arctg \frac{d_i}{H_p}; \quad (11.14)$$

где  $d_i$  - расстояние от проекции источника света на горизонтальной плоскости до контрольной точки, м

Расчет для контрольной точки ведем от светильников № 1,2,5,6.

$$d_{1,2,5,6} = \sqrt{\frac{A}{2} + \frac{B}{2}}; \quad (11.15)$$

$$d_{1,2,5,6} = \sqrt{\frac{14}{2} + \frac{9}{2}} = 11,8 \text{ м.}$$

Тогда угол между вертикалью и направлением силы света будет

$$\alpha_i = \arctg \frac{11,2}{12,1} = 44,2^\circ;$$

Для кривой света КСС Г-1 при  $\alpha = 44,2^\circ$  сила света  $I^{1000} \alpha_i = 174$ .

Тогда условная освещенность будет равна

$$L_i = \frac{174 \cdot 0,37}{12,1^2} = 1,6 \text{ лк.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

Рассчитаем световой поток источника света в каждом светильнике [41]

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_3}{\mu \cdot \Sigma L_i} \quad (11.16)$$

где  $E_n$  - нормированная освещенность;

$K_3$  - коэффициент запаса;

$\mu$  - коэффициент учитывающий освещенность от удаленных источников света;

1000 – световой поток условной лампы;

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 50 \cdot 1,15}{1,1 \cdot 1,6} = 24704 \text{ лм.}$$

По вычисленному значению светового потока выбираем лампу ДРЛ400 со световым потоком 24000 лм.

Если расчет выполнен верно, то должно выполняться условие [42]

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_n - \Phi}{\Phi} \leq +0,2, \quad (11.17)$$

где  $\Phi_n$  – световой поток выбранной лампы

$$-0,1 < \frac{24000 - 24704}{24000} = -0,029 < +0,2.$$

Лампа выбрана верно, а значит освещение на подстанции находится в пределах нормы.

## 11.6 Обеспечение пожарной безопасности

Пожарная безопасность на ОРУ напряжением 110 кВ обусловлена наличием в электрооборудовании горючих веществ и материалов: изоляция обмоток трансформаторов тока и напряжения, маслонаполненное оборудование – силовые трансформаторы, краска корпусов электрооборудования, изоляция контрольных кабелей релейной защиты и автоматики [46].

Причины пожара на ОРУ могут быть электрического и неэлектрического характера. К причинам электрического характера относятся:

- нагрев проводников при протекании по ним токов короткого замыкания. Из за нагревов возможно возгорание изоляции и рядом стоящих предметов и оборудования. Для недопущения сильного нагрева применяются устройства релейной защиты, которые отключают ток КЗ;

- перегрузка проводников токов, на которые они не рассчитаны при проектировании. Для устранения данной причины применяется защита от перегруза;

- удары молнии в территорию ГПП. Для устранения данной причины применяется молниезащита.

К причинам неэлектрического характера относится повреждение оборудования и несоблюдение правил пожарной безопасности на территории ГПП и цеховых ТП.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		122

Для предупреждения возникновения пожара на территории ГПП и цеховых ТП предусмотрены:

- выполнение под маслonaполненным оборудованием маслоприемников, засыпанных гравием;
- фундаменты маслonaполненного электрооборудования выполнены из огнеупорных материалов;
- кабельные линии необходимо прокладывать в железобетонных блоках, которые сверху необходимо закрывать железобетонными плитами;
- ГПП и цеховые ТП комплектуются огнетушителями ОУ-4 [46]. Ограничение распространения пожара за пределы очага достигается применением средств, предотвращающих или ограничивающих разлив и растекание жидкостей при пожаре (маслоприемники, маслоотводы, маслосборники) установленные на ОРУ-110 кВ и в цеховых ТП.

При выполнении маслоприемников, маслоотводов, маслосборника согласно ПУЭ [45] соблюдены следующие требования:

- габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м;
- объем маслоприемника с отводом масла рассчитан на единовременный прием 100% масла, залитого в оба трансформатора ГПП;
- устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;
- маслоприемники с отводом масла выполнены заглубленными.

Маслоприемники с отводом масла выполнены с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м.

Дно маслоприемника имеет уклон не менее 0,005 в сторону приемка и засыпано чисто промытым гранитным гравием, толщина засыпки более 0,25 м.

Верхний уровень гравия на 75 мм ниже уровня окружающей планировки.

- маслоотводы обеспечивают отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды удаляются не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы выполнены в виде подземных трубопроводов;

- маслосборник предусмотрен закрытого типа и вмещает полный объем масла трансформатора, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудован сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.

Внутренние поверхности маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		123

## Выводы по разделу 11

В данной главе ВКР рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации системы электроснабжения группы цехов комбината «Магнезит». Для ОРУ произведен расчет заземления и освещения.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		124

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком проекта был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов металлургического завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10 сечением 50, 70, 95, 120, 240 мм<sup>2</sup>.

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов металлургического завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		125



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

2 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

3 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

4 Шинопровод распределительный <http://xn--80aajzhcnfck0a.xn--p1ai/PublicDocuments/01-1113-02.pdf>

5 Шинопровод магистральный <http://oskol.nt-rt.ru/images/manuals/shma4.pdf> 0

6 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.  
[http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07\\_1357743030.pdf](http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_1357743030.pdf) 02.18

7 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

8 Электрооборудование и автоматика электротермических уставок. Справочник. 1978 г. – 303 стр.

9 <http://meganorm.ru/Data2/1/4294839/4294839475.pdf> 02.18

10 Силовой трансформатор [www.krastehenergo.ru/27-еы-35.html](http://www.krastehenergo.ru/27-еы-35.html) 02.18

11 Силовой трансформатор <http://silovoytransformator.ru/110kv/trdn-25000-110.htm>

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

13 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35III-25/630-1600УХЛ1.–  
<http://forca.ru/vyglyuchateli/vakuumnye/vbet-35iii-25-630-1600-uhl1.html>

14 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110.–  
[http://www.promkoop.ru/userfiles/KatalogVEB-11\\_neff.pdf](http://www.promkoop.ru/userfiles/KatalogVEB-11_neff.pdf)

15 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ.–  
[http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv)

16 Ограничители перенапряжения нелинейные. –  
<http://forca.ru/stati/podstancii/ogranichiteli-perenapryazheniya-nelineinye-opn-v-raionnyh-i-raspredeletelnyh-setyah.html>

17 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.–  
<http://www.nzif.ru/podbor/trjokhfaznye/mnogofunkcionalnye-set-psch/set-4tm-03m-set-4tm-02m/set-4tm-03m-09>

18 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1.–  
[http://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-35\\_re\\_pc.pdf](http://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-35_re_pc.pdf)

19 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.–  
[http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformatory-](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-)

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		126

[napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovyy](#)

20 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112>

21 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>

22 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

23 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

24 Кабель АПвПУ [https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu\\_kamkabel/](https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu_kamkabel/)

25 К-104М [http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/2\\_kru2006.pdf](http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf)

26 Вакуумные выключатели типа ВВЭ.  
– <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161>

27 Измерительные трансформаторы тока.– [http://www.czt.ru/transformator\\_toka.html](http://www.czt.ru/transformator_toka.html).

28 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.

– [http://www.electroshield.ru/izmeritelnye\\_transformatory\\_nali](http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali).

29 Комплектные трансформаторные подстанции. – [https://www.kontaktor.ru/ktp\\_nku/detail\\_page.php?ID=170](https://www.kontaktor.ru/ktp_nku/detail_page.php?ID=170)

30 КСО-203 <http://mpoenergoprom.ru/content/kamery-serii-ks0>

31 Комплектные токопроводы и шинопроводы.  
– [http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/3\\_compl\\_tokopr\\_shinoprov2007.pdf](http://moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf)

32 Трансформатор собственных нужд  
<http://bizorg.su/transformatory-r/p12425225-transformator-tsks40-10-0-4-tsks-40-6-0-4>

33 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW  
<https://seacom.ru/upload/iblock/95b/masterpact-nt-i-nw.pdf>

34 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №41695-ХМ/09 от 09.12.2016. Индексы изменения сметной стоимости на 4 квартал 2016 года. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 27 с.

35 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.– [http://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka](http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka)

36 Комплектные конденсаторные установки 10,5 кВ. – [http://deltaenergy.ru/upload/file/aukrm\\_cont\\_ispol.pdf](http://deltaenergy.ru/upload/file/aukrm_cont_ispol.pdf)

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		127

37 Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий/Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2. Челябинск. 1987 г. 44с.

38 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

39 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

40 Правила устройства электроустановок. Изд. - 6-е и 7-е. – М.: Изд-во Энас, 2008. – 608 с.

41 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 1991. – 412 с.

42 ГОСТ 12.0.003 Опасные и вредные производственные факторы  
Классификация

43 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках СО 153-34.03.603-2003-106 с.

44 Правила устройства электроустановок. Издание 7-222 с.

45 СНиП 23-05-95 (СП 52.13330.2016) Естественное и искусственное освещение 2011-05-20-116 с.

46 Гост 12.030-81 электробезопасность защитное заземление зануление

47 СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений 2007-38 с.

					13.03.02.2018.411.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		128