

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

ПРОЕКТ ПРОВЕРЕН
Рецензент

(подпись, место для печати)

«__» _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

(подпись) И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2017 г.

«Электроснабжение южной группы цехов кузнечно-прессового завода»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02 2017.460.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
Старший преподаватель

И.П. Титов
«__» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
Старший преподаватель

И.П. Титов
«__» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
К.т.н., доцент

Е.Ж. Васильев
«__» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-573

Т.Р. Загретдинов
«__» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
Д.т.н., профессор

В.Ф. Бухтояров

«__» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

Н.Ю. Аверина
«__» _____ 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Загретдинова Тагира Раиловича

(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-573

1 Тема работы

Электроснабжение южной группы цехов кузнечно-прессового завода
утверждена приказом по университету от 28.04. 2017г. № 835
2 Срок сдачи студентом законченной работы 25 мая 2017 г.
3 Исходные данные к работе
Материалы преддипломной практики

[illegible]

5 Перечень графического материала

1 План генеральный кузнечно-прессового завода	-1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения кузнечно- прессового завода	-1 лист
3 Карта селективности отходящий линий ячейки 10 кВ №25	-1 лист
4 Чертеж конструктивный ГПП	-1 лист
5 Плакат по экономической части	-1 лист
6 Плакат по средствам защиты	-1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе (проекту), с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

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

7 Дата выдачи задания «16» марта 2017 г.

Руководитель _____ И.П. Титов
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ Т.Р. Загретдинов
(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	16.03.16 – 20.03.16	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	20.03.16 – 24.03.16	
3 Расчёт электрических нагрузок	24.03.16 – 27.03.16	
4 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	27.03.16 – 30.03.16	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	30.03.16 – 03.04.16	
6 Расчет схемы внешнего электроснабжения	03.04.16 – 06.04.16	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий	06.04.16 – 08.04.16	
8 Расчет токов короткого замыкания	08.04.16 – 10.04.16	
9 Технико-экономическое сравнение вариантов схем питания цеховых ТП	10.04.16 – 13.04.16	
10 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	13.04.16 – 16.04.16	
11 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	16.04.16 – 20.04.16	
12 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	20.04.16 – 23.04.16	
13 Релейная защита трансформатора	26.04.16 – 30.04.16	
14 Безопасность жизнедеятельности	30.04.16 – 05.05.16	
15 Экономическая часть	05.05.16 – 09.05.16	
16 Заключение	09.05.16 – 10.05.16	
17 Библиографический список	10.05.16 – 11.05.16	
18 Оформление пояснительной записки	11.05.16 – 17.05.16	
19 Оформление графической части	17.05.16 – 25.05.16	

Заведующий кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова
(И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта)

(подпись)

И.П. Титов
(И.О. Фамилия)

Студент

(подпись)

Т.Р. Загретдинов
(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Загретдинов Т.Р. Электроснабжение южной группы цехов
кузнечно-прессового завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ; 2017, 144 с,
27ил., 58 табл., библиогр. список 50 наим., 6 листа чертежей ф. А1

Целью выпускного квалификационного проекта является расчёт электро-снабжения южной группы цехов кузнечно-прессового завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 110 кВ и схема внутризаводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор и расчёт силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; комплектный закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена; силовые трансформаторы типа ТМГ.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения завода.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Загретдинов				Электроснабжение южной группы цехов кузнечно-прессового завода			Лит.	Лист	Листов		
Провер.	Титов							В	К	Р	3	144
Реценз.								ФГАОУ ВО ЮУрГУ Кафедра ЭССиЭС				
Н. Контр.	Аверина											
Утверд.	Кирпичникова											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ТЕХНИЧЕСКИ ПАСПОРТ	8
СВЕДЕНИЕ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ	9
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИИ И РЕШЕНИЙ	10
Выводы по сравнению	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	
РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ И КООРДИНАТ СИМВОЛИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИ	11
1.1 Расчет электрических нагрузок по цеху	11
1.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию.....	18
1.3 Расчет высоковольтный нагрузки и нагрузки в целом по предприятия	22
1.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	23
Выводы по разделу один	24
2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ	
ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	26
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	26
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	26
Выводы по разделу два.....	31
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИЙ.....	32
Выводы по разделу три	35
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	36
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	37
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия.	38
4.3 Расчет токов короткого замыкания	39
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	41
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	45
4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения..	48
Выводы по разделу четыре	49
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	50

5.1	Выбор напряжения.....	50
5.2	Построение схемы электроснабжения.....	50
5.3	Конструктивное выполнение электрической сети	50
5.4	Расчет питающих линий.....	51
	Выводы по разделу пять.....	53
6	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	55
	Выводы по разделу шесть	62
7	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	63
7.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройство ГПП.....	63
7.2	Выбор выключателей КРУ	63
7.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	64
7.4	Выбор трансформатора напряжения.....	66
7.5	Выбор ячеек устанавливаемых на вводе цеховых ТП	68
7.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП....	69
7.7	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	69
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	71
7.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН	72
	Выводы по разделу семь	73
8	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	74
	Выводы по разделу восемь.....	81
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС.....	82
9.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	82
9.2	Расчет колебаний напряжения.....	85
9.3	Расчет несимметрии напряжения	86
9.4	Расчет провала напряжения при пуске двигателя	88
	Выводы по разделу девять	92
10	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	93
10.1	Расчет токов короткого замыкания.....	94
10.2.	Расчет защиты отходящей от ТП шинопровода магистрального типа.....	102
10.3.	Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора	105
10.4.	Релейная защита трансформатора на стороне 0,4 кВ.....	109
10.5	Релейная защита трансформатора.....	114
10.6	Релейная защита кабельной линий, питающей трансформатор	116
10.7	Защита кабельной линий от однофазного замыканий на землю	120
	Выводы по разделу десять	121
11	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	121
11.1	Теория, компоновка и конструктивная часть ГПП завода	121

11.2 Обеспечение электробезопасности	123
11.3 Расчет тока однофазного замыкания	124
11.4 Расчет заземления ГПП	126
11.5 Расчет молниезащиты ГПП.....	128
11.6 Освещение ОРУ 110 кВ.....	129
11.7 Пожарная безопасность	130
Выводы по разделу одиннадцать	130
12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	131
12.1 Анализ необходимости разработки проекта электроснабжения завода.....	131
12.2 Объемы продукции и услуг по обеспечению основного производства.....	131
12.3 Анализ поля сил	132
12.4 Расчет сметной стоимости материалов	136
Выводы по разделу двенадцать	140
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	142

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	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.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 30823 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 19720 кВт (4хСД по 1000 кВт, 4хИУ по 630 кВт, 2хИУ по 1600 кВт, 4хДСП по 2500 кВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения–II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 23851 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,56$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,48$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3000 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 9,5 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН-16000/110/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 400, 630, 1000, 1600 кВ·А.

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

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 95, 120, мм².

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

СВЕДЕНИЕ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ

Производственный комплекс завода поставляет основными видами продукции является - задвижки клиновые литые, клапаны предохранительные пружинные, арматура по стандарту API и т.д. Данные стандарты являются мировым эталоном для производства трубопроводной и запорной арматуры для нефтегазовой отрасли. Таким стандартом производства продукции предприятия позволяет эффективно реализовать потенциал производства на всех этапах обработки металла.

Вдоль всей линии производства располагаются системы контроля, основанные на лазерной технологии, которые играют функцию мониторинга оборудования и измерения параметров производимых изделий. В конце линии изделия проходят технологический контроль на установке неразрушающего контроля. Такой подход является основой повышения производительности труда, конкурентоспособности и стабильности развития компании

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Автоматические выключатели на 0,4 кВ, устанавливаемые в качестве вводных и секционных выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП изготавливают как российские, так и зарубежные компании. Рассмотрим российские автоматические выключатели серии ВА 08, производимые фирмой «Контактор» и серии ВА 88 производства «iek» (таблица 1)[1, 2, 3].

Таблица 1 – Параметры автоматических выключателей

Сравниваемый параметр	Каталожные данные ВА 08 – 0801	Каталожные данные ВА 88-43
$I_{ном}, A$	800	800
$U_{ном}, B$	660	400
$I_{п.о.}, kA$	50	35
$t_{откл}, мкс$	25	15
Износостойкость:	-	-
- механическая (циклов В/О)	4000	4000
- электрическая (циклов В/О при 440В)	2000	2000

На автоматических выключателях серии ВА 08 имеется блок управления БУТ-12 имеющий функциональность изменение времени срабатывание от тока короткого замыкания в которое необходимо для селективности защиты. В автоматических выключателях ВА 88 данной функции микропроцессорный расцепитель МР211 не имеет, что является недостатком автоматического выключателя ВА-88 [1, 2, 3].

Выводы по сравнению

В результате сравнения стало ясно, что по своим характеристикам автоматические выключатели ВА 08-0801 фирмы «Контактора» ВА 08, имеет преимущество по сравнению выключателями ВА 88, следовательно, к установке принимаем выключатели серии ВА 08 производства «Контактор».

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 электроснабжения.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно сборочное отделение. В данном отделении находится 60 электроприемника общей номинальной мощностью 685 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 3 распределительный шинопровод ШМА-1. Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{\text{и}}$ коэффициента мощности $\cos \phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [5]. Зная $\cos \phi$, определяем $\tan \phi$. Далее для каждой группы однотипных электроприемников находим средние мощности.

$$Q_c = \sum K_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot n \cdot \tan \phi, \quad (1.1)$$

$$n_{\text{с}} = \frac{169^2}{6147,7} = 17,7. \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

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

В качестве примера приведем расчет по формулам (2.1) – (2.2) для группы электроприемников в составе 3 прессов кривошипных, получающих питание от ШМА-1

$$P_c = 0,8 \cdot 76 = 60,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_c = 0,8 \cdot 76 \cdot 0,32 = 19,45 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

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

где n – реальное число электроприёмников;

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

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

$$n_3 = \frac{169^2}{6147,7} = 17,7.$$

Эффективное число ЭП нагрузки принимаем целое больше $n_3=18$
Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

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

где $k_{и}$ – коэффициент использования i -го электроприемника

$$K_{и} = \frac{277,65}{685} = 0,40.$$

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

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi}{\sum_{i=1}^n k_{и.а} \cdot p_{ном}}, \quad (1.5)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{292,25}{277,65} = 1,05.$$

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

$$\cos \varphi = \sqrt{\frac{1}{\operatorname{tg}^2 \varphi + 1}}, \quad (1.6)$$

$$\cos \varphi = \sqrt{\frac{1}{1,05^2 + 1}} = 0,68.$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [6] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности,

$$K_{р.а} = f(n_3, k_{и});$$

$$K_{р.а} = 1$$

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

$$K_{р.р} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}, \quad (1.7)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{p.p} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{18}} = 1,04.$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по формуле.

$$P_p = \sum K_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot K_{p.a}, \quad (1.8)$$

$$P_p = 0,40 \cdot 685 \cdot 1 = 277,42 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = K_{p.p} \cdot \sum K_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.9)$$

$$Q_p = 1.04 \cdot 0,40 \cdot 685 \cdot 1,05 = 302,94 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (1.10)$$

$$S_p = \sqrt{277,42^2 + 302,94^2} = 410,77 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (1.11)$$

$$I_p = \frac{410,77}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 624,1 \text{ А.}$$

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

Выберем ЭП с наибольшим пусковым током – Мостовой кран:

С параметрами

– $P_{\text{ном}} = 31 \text{ кВт}$ – номинальная активная мощность;

– $\cos \varphi = 0,50$;

– $K_{\text{пуск}} = 5$ – коэффициент пуска.

Пусковой ток.

$$I_{\text{пуск}} = \frac{K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (1.12)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$I_{\text{пуск}} = \frac{5 \cdot 31}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5 \cdot 0,9} = 523,3 \text{ А.}$$

Пиковый ток отделения.

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{р}}^1, \quad (1.13)$$

$$I_{\text{пик}} = 523,3 + 76 = 600 \text{ А.}$$

$I_{\text{р}}^1$ -расчетный ток ЭП с постоянным режимом работы, в качестве ЭП с постоянным режимом работы принимаем вентилятор.

Параметрами:

- $P_{\text{ном}}=4,5$ кВт – номинальная активная мощность;
- $\cos\varphi=0,80$;
- η – коэффициент полезного действия.
- $n=8$ шт количество ЭП ;

$$I_{\text{р}}^1 = \frac{P_{\text{ном}} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta}, \quad (1.14)$$

$$I_{\text{р}}^1 = \frac{4,5 \cdot 8}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 76 \text{ А.}$$

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 $\cos \phi$, включенных на линейное напряжение соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [5].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно.

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k_{\text{иа}}^1 \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.15)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} \cdot \text{tg}\phi + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k_{\text{иа}}^1 \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg}\phi, \quad (1.16)$$

где $k_{\text{иа}}$ и $k_{\text{иа}}^1$ – соответствующие коэффициенты использования;

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

$P_{(\text{CA})}$ – нагрузка между фазами С и А, 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, ВС, СА.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 1.1 – Расчет электрических нагрузок однофазных электроприемников (ОЭП) прессово-сварочного отделения

Наименование узла питания или группы электроприемников	Номинальная мощность, приведенная к ПВ = 100%, кВт	n	$\Sigma n \cdot p_{\text{ном}}^2$	Номиналь-ная мощ- ность ОЭП, вклю- ченных на линейное напряжение, кВт			Коэффициенты при- ведения активной и реактивной мощности			Номиналь-ная мощ-ность ОЭП, включенных на фазное напряже- ние, кВт			$K_{\text{и.а}}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	Средние нагрузки					
																активные $P_{\text{с}}$, кВт			Реактивные $Q_{\text{с}}$, квар		
				ав	вс	са	к фа- зе	к	q	а	в	с				а	в	с	а	в	с
ОЭП, подключенные на $U_{\text{л}}$																					
1 Сварочный трансформа- тор: $P_{\text{ном}} = 17,3$ кВт; ПВ = 50 %	$17,3 \cdot \sqrt{0,5}^* 8 = 12,2^* 8$	8	2395	36,6			A	1,17	0,86	-	-	-	0,25	0,4	2,29	10,7	1,5		7,8	13,1	
					36,6		B	0,17	1,44												
							C	1,17	0,86												
						24,4	C	0,17	1,44	-	-	-					1,5	10,7		13,1	7,8
							A	1,17	0,86							7,13		1,03	5,2		8,7
							B	0,17	1,44												
2 Машина сварочная точеч- ная: $P_{\text{ном}} = 25$ кВт; ПВ = 60 %	$5 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,6} = 5 \cdot 19,4$	5	3125		38,8		B	1,4	1,26	-	-	-	0,35	0,6	1,33		17,4			17,1	
						C	0,4	2,45	-	-	-						5,4			33,2	
						58,2	C	1,4	1,26	-	-	-						28,5			25,9
							A	0,4	2,45	-	-	-				8,1			50		
				Итого по ОЭП, подключенных на $U_{\text{л}}$	194,6	13	5520	36,6	75,4	82,6	-	-				-	-	-	-	-	-
ОЭП, подключенные на $U_{\text{ф}}$																					
3 Шкаф электрический су- шильный: $P_{\text{ном}} = 2,7$ кВА; ПВ = 60 %	$4 \cdot 2,7 \cdot \sqrt{0,6} \cdot 1 = 4 \cdot 2,09$	4	29,1	-	-	-	-	-	-	2,09	6,27	-	0,8	1	0	1,6	5	0	0	0	0
Итого по ОЭП, подключенных на $U_{\text{ф}}$	8,36	4	29,1	-	-	-				2,09	6,27	-				1,6	5	0	0	0	0
Всего по ОЭП	203	17	5549	36,6	75,4	82,6	-	-	-	2,09	6,27	-	0,57	0,72	0,96	27,5	25,4	45,6	63	43,3	75,6

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А прессового сварочного отделения.

$$P_{\text{ср,А}} = 0,25 \cdot 36,6 \cdot 1,17 + 0,25 \cdot 24,4 \cdot 1,17 + 2,09 \cdot 0,8 + 58,2 \cdot 0,4 + 0,35 = 27,5 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{ср,А}} = 0,25 \cdot 36,6 \cdot 0,86 + 0,25 \cdot 24,4 \cdot 0,86 + 2,09 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 58,2 \cdot 0,35 \cdot 2,45 = 63 \text{ квар.}$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.маx}}, \quad (1.17)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.маx}}, \quad (1.18)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза С, тогда по выражениям (1.15) – (1.18) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 45,6 = 136,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_c = 3 \cdot 75,6 = 226,8 \text{ квар.}$$

$$\text{tg } \varphi = 75,6 / 45,6 = 1,65.$$

$$\cos \varphi = 0,26.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе С

$$K_{\text{на}} = \frac{P_{\text{сС}}}{\frac{P_{\text{номBC}} + P_{\text{номCA}}}{2} + P_{\text{номC0}}}, \quad (1.19)$$

$$K_{\text{на}} = \frac{45,6}{\frac{75,4 + 82,6}{2} + 0} = 0,57.$$

Эффективное число электроприемников при однофазном расчете.

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum p_{\text{номi}}}{3 \cdot p_{\text{ном.маx}}}, \quad (1.20)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 203}{3 \cdot 82,6} = 1,63.$$

Средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности,
 $K_{\text{ра}} = f(n_{\text{э}}, k_{\text{на}})$

$$K_{\text{ра}} = f(1,63; 0,57) = 1,48$$

Определяем расчетный активную мощность

$$P_p = 3 \cdot K_{\text{ра}} \cdot P_{\text{с.ф.маx}}, \quad (1.21)$$

$$P_p = 31,48 \cdot 136,8 = 607,4 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$K_{p.p} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{\circ}}},$$

$$K_{p.p} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{1,63}} = 1,13.$$

Определяем реактивную мощность

$$Q_p = 3 \cdot K_{p.p} \cdot Q_{c.фmax}, \quad (1.22)$$

$$Q_p = 3 \cdot 1,13 \cdot 226,8 = 768,8 \text{ квар.}$$

Определяем полную мощность однофазных электроприемников

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$S_p = \sqrt{607,4^2 + 447,5^2} = 980 \text{ кВА.}$$

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.

$$n_{\circ} = \frac{3146^2}{331598} = 29,8.$$

$$K_{ia} = \frac{1145}{3146} = 0,364.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{1845}{1145} = 1,61.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{p.ц} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ia} \cdot p_{ном}, \quad (1.23)$$

$$Q_{p.ц} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ia} \cdot p_{ном} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.24)$$

где K_{pa} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{p.ц} = 0,75 \cdot 0,364 \cdot 3146 = 858,6 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ц} = 858,6 \cdot 1,61 = 1384 \text{ квар.}$$

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.

$$P_{p.осв} = K_{c.осв} \cdot p_{y.осв} \cdot F_{ц},$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м²;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.25)$$

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

Для рассматриваемого цеха получаем.

$$P_{р.осв} = 0,9 \cdot 15 \cdot 6242,4 = 84,27 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.осв} = 84,27 \cdot 0,33 = 25,28 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{р.ц} = \sqrt{(P_{р.ц} + P_{р.осв})^2 + (Q_{р.ц} + Q_{р.осв})^2}, \quad (1.26)$$

$$S_{р.ц} = \sqrt{(858,6 + 84,27)^2 + (1384 + 25,28)^2} = 1640,8 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (1.1) – (1.26) 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 $K_{pp}=K_{ра}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K находятся из [6]. Следует отметить, что при $k_{иай} \cdot p_{номі} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчётной 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 мм², а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{ра}=1$, 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.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механический цех

Исходные данные							Расчетные данные									
Технологические данные				Справочные данные			$P_c = \sum K_{и.а} \cdot P_{номі}, \text{ кВт}$	$Q_c = \sum K_{и.а} \cdot P_{номі} \cdot \text{tg} \varphi_i, \text{ квар}$	$\sum n \cdot P_{номі}^2$	n_3	$K_{p.a}$	$K_{p.p}$	$P_p = K_{p.a} \cdot \sum K_{и.а} \cdot P_{номі}, \text{ кВт}$	$Q_p = K_{p.p} \cdot \sum K_{и.а} \cdot P_{номі} \cdot \text{tg} \varphi_i, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВ А}$	$I_p, \text{ А}$
Наименование узла питания или группы электроприемников	Число электроприемников n	Номи-нальная мощность, приве-денная к ПВ = 100%, кВт		$K_{и.а}$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Сборочное отделение																
1 Сварочный трансформатор	3	21,5	64,5	0,25	0,4	2,29	16	36	1386							
2 Покрасочно-сушильная установка	4	19	76	0,8	0,95	0,32	60	20	1444							
3 Машина точечной сварки	5	65	325	0,35	0,6	1,33	113	151	21125							
4 Пресс гидравлический	8	3,8	30,4	0,2	0,65	1,16	6	7	115,50							
5 Автоматы для сварки	7	2,5	17,5	0,35	0,65	1,16	6	7	44							
6 Обдирочно-шлифовальный станок	6	2,2	13,2	0,13	0,48	1,82	1,30	3	29							
7 Точило обдирочное	3	3,2	9,6	0,14	0,45	1,98	1,70	2	30							
8 Пресс винтовой фрикционный	2	7,3	14,6	0,18	0,65	1,16	2,60	3	106							
9 Трубоотрезной станок	3	2,7	8,1	0,25	0,6	1,33	2	2	21							
10 Шкаф электрический сушильный	7	3,1	21,7	0,8	1,0	0	17	0	67							
11 Таль электрическая	2	3,2	6,4	0,35	0,50	1,73	2,40	3	20							
12 Вентилятор	8	4.5	36	0,8	0,80	0,75	28	21	162							
13 Мостовой кран	2	31	62	0,3	0,50	1,73	18	32	1922							
Итого силовой нагрузки по ШМА-1	60	2,2-65	685	0,40	0,68	1,05	277	291	26474	18	1	1,03	277	302	410	624
Расчет пикового тока отделения	$I_{пик} = I_{пуск} + I_p = 523 + 76 = 600 \text{ А}$															
I_p -расчетный ток постоянным режимом работы-вентилятор ЭП с наибольшим пусковым током мостовой кран: $p_{ном} = 31 \text{ кВт}$; $K_{пуск} = 5$; $\eta = 0,9$; $\cos \varphi = 0,8$	$I_p = (n \cdot P_{ном}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}) = (8 \cdot 4,5) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = 76 \text{ А};$ $I_{пуск} = (K_{пуск} \cdot P_{ном}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}) = (5 \cdot 31) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,4) = 523 \text{ А};$															
Термическое отделение																
14 Камерная печь	3	75	225	0,8	0,97	0,25	180	56	16875							
15 Камерная печь	1	60	60	0,8	0,97	0,25	48	15	3600							
16 Электропечь цементная	4	80	320	0,8	0,95	0,32	256	105	25600							
17 Шахтная отпускная печь	4	33	132	0,75	0,9	0,48	99	63	4356							
18 Закалочный станок	6	10	60	0,2	0,65	1,16	12	70	600							
19 Электропечь камерная	8	45	360	0,8	0,95	0,32	288	118	16200							
20 Электропечь-ванная	1	20	20	0,8	0,95	0,32	16	6	400							
21 Вентилятор	5	5	25	0,8	0,8	0,75	20	18	125							
22 Таль Электрическая	3	2,8	8,4	0,35	0,5	1,73	2,9	14	23,52							
23 Кран-балка	2	7,3	14,6	0,35	0,5	1,73	5,1	25	106,58							
Итого силовой нагрузки по ШМА-2	37	2,8-80	1225	0,75	0,94	0,35	927	332	67886	22	1	1,03	927	344	988	1502
Расчет пикового тока отделения	$I_{пик} = I_{пуск} + I_p = 123,3 + 85 = 208,3 \text{ А}$															
I_p -расчетный ток постоянным режимом работы ЭП	$I_p = (n \cdot P_{ном}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}) = (5 \cdot 5) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = 85 \text{ А}$															
ЭП с наибольшим пусковым током кран балка: $p_{ном} = 7,3 \text{ кВт}$; $K_{пуск} = 5$; $\eta = 0,9$; $\cos \varphi = 0.5$	$I_{пуск} = (K_{пуск} \cdot P_{ном}) / (\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}) = (5 \cdot 7,3) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,5) = 123,3 \text{ А};$															

Окончание таблицы 1.2

2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
24 Прессово-сварочное отделение	5	4,5	22,5	0,2	0,65	1,16	4	5	511							
25 Пресс гидравлический	17	12	203	0,57	0,26	1,65	136	226	5549							
26 Однофазна нагрузка	3	29	87	0,24	0,65	1,16	20	24	7572							
27 Молот пневматический	7	2,2	15,4	0,8	0,8	0,75	12	9	244							
28 Вентилятор дутьевой	9	3,2	28,8	0,14	0,45	1,98	4	8	838							
29 Точило обдирочное	10	30	300	0,35	0,7	1,02	105	107	90010							
30 Автомат сварочный	5	25	125	0,4	0,5	1,73	50	86	15630							
31 Сварочный полуавтомат	3	100	300	0,35	0,7	1,02	105	107	90003							
32 Машина электросварочная шовная	4	7	28	0,14	0,5	1,73	3	6	788							
33 Отрезная пила	8	4,5	36	0,8	0,8	0,75	28	21	1304							
34 Вентилятор	4	7	28	0,8	0,8	0,75	22	16	788							
35 Вентилятор	5	3,2	16	0,35	0,5	1,73	5	9	261							
36 Кран-балка	5	4,5	22,5	0,2	0,65	1,16	4	5	511							
Итого силовой нагрузки по ШМА-3	79	2,2-100	1236	0,35	0,64	1,18	441	522	237237	6,4	1,18	1,06	520	556	762	1158
Расчет пикового тока отделения	$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{р}} = 814 + 76 = 890 \text{ A}$															
$I_{\text{р}}$ -расчетный ток постоянным режимом работы ЭП ЭП с наибольшим пусковым током Машина электросварочная шовная: $p_{\text{ном}} = 100 \text{ кВт}$; $K_{\text{пуск}} = 3$; $\eta = 0,8$; $\cos \varphi = 0,7$	$I_{\text{р}} = (n \cdot P_{\text{ном}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = (8 \cdot 4,5) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,8) = 76 \text{ A}$ $I_{\text{пуск}} = (K_{\text{пуск}} \cdot P_{\text{ном}}) / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}) = (3 \cdot 100) / (\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,7) = 814 \text{ A};$															
Ремонтно-механический цех																
Сборочное отделение	60	2,2-65	685	0,40	0,68	1,05	277	291	26474	17,8	1	1,03	277	302	410	624
Термическое отделение	37	2,8-80	1225	0,75	0,94	0,35	927	332	67886	22	1	1,03	927	344	988	1502
Прессово-сварочное отделение	79	2,2-100	1236	0,356	0,64	1,18	440	522	237237	6,4	1,18	1,06	520	556	762	1158
Всего силовой нагрузки по цеху	176	2,2-100	3146	0,36	0,52	1,61	1144	1844	331598	29,8	0,75	0,75	858	1383	1628	2474
Освещение цеха: $P_{\text{в.о}} = 15 \text{ Вт/м}^2$; $K_{\text{с.о}} = 0,9$; $F_{\text{ц}} = 6242,4 \text{ м}^2$			84,3	0,9	0,95	0,3							80	25		
Итого с учетом освещения	176	2,2-100	3230	0,36	0,52	1,61	1144	1844	331598	29,8	-	-	938	1408	1692	2443

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

Исходные данные							Расчетные данные														
Данные технологов				Справочные данные			$P_c = \sum K_{и.а} \cdot P_{ном}, \text{ кВт}$	$Q_c = \sum K_{и.а} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg} \varphi, \text{ квар}$	$K_{р.а}$	$K_{р.р}$	$P_p = K_{р.а} \cdot \sum K_{и.а} \cdot P_{ном}, \text{ кВт}$	$Q_p = K_{р.р} \cdot \sum K_{и.а} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg} \varphi, \text{ квар}$	$F_{и}, \text{ м}^2$	$P_{у.о}, \text{ Вт/м}^2$	$\text{tg} \varphi_o$	$K_{с.о}$	$P_{р.о}, \text{ кВт}$	$Q_{р.о}, \text{ квар}$	$P_p + P_{р.о}, \text{ кВт}$	$Q_p + Q_{р.о}, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
Наименование цехов и узлов системы электроснабжения промышленного предприятия	$P_{ном}, \text{ кВт}$	n	$P_{и.э}, \text{ кВт}$	$K_{и.а}$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$															
Нагрузка 0,38 кВ																					
1 Заводоуправление	240	33	7,27	0,5	0,75	0,88	120	105	1	1	120	105	4254,0	15	0,33	0,8	51	16	171	122	212
2 Центральный заводская лаборатория	1225	79	15,5	0,35	0,65	1,16	428	501	0,7	0,7	300	350	4624	15	0,33	0,8	55	18	355	369	512
3 Литейный цех	2500	48	52	0,65	0,8	0,75	1625	1218	0,85	0,85	1381	1035	15929	15	0,33	0,9	215	70	1596	1106	1942
4 Газоочистка	1140	18	63,3	0,7	0,8	0,75	798	598	0,9	0,9	718	538	5317	15	0,33	0,9	71	23	790	562	969
5 Цех технологического оборудования	2750	26	105,7	0,35	0,7	1,02	962	981	0,75	0,75	721	736	16218	15	0,33	0,9	219	72	940	808	1240
6 Кузнечно-заготовительный цех	3220	70	46	0,55	0,75	0,88	1771	1561	0,75	0,75	1328	1171	14912	15	0,33	0,9	201	66	1529	1237	1967
7 Рессорный цех	4810	70	68,7	0,5	0,75	0,88	2405	2121	0,75	0,75	1803	1590	9016	15	0,33	0,9	121	40	1925	1630	2523
8 Колесный цех	5640	160	35,2	0,5	0,75	0,88	2820	2487	0,75	0,75	2115	1865	8381	15	0,33	0,9	113	37	2228	1902	2929
9 Штампо-инструментальный цех	1750	80	21,8	0,45	0,8	0,75	787	590	0,7	0,7	551	413	11097	15	0,33	0,9	149	49	701	462	840
10 Модельный цех	1450	450	3,22	0,45	0,75	0,88	652	575	0,7	0,7	456	402	6011	15	0,33	0,9	81	26	538	429	688
11 Покрасочный цех	820	23	35,6	0,85	0,7	1,02	697	711	0,9	0,9	627	637	5317	15	0,33	0,9	71	23	699	663	963
12 Ремонтно- механический цех	3146	30	104	0,36	0,52	1,61	1144	1844	0,7	0,7	858	1383	6242	15	0,3	0,9	80	25	938	1408	1743
13 Гараж	210	15	14	0,25	0,6	1,33	52	70	1,14	1,14	59	73	5780	15	0,33	0,6	52	17	111	90	143
14 Компрессорная станция	320	7	45,7	0,8	0,85	0,62	256	158	0,91	0,91	232	144	6704	15	0,33	0,9	90	29	323	174	367
15 Котельная	418	12	34,8	0,5	0,75	0,88	209	184	0,85	0,85	177	156	6115	15	0,33	0,9	82	27	260	184	318
16 Транспортный цех	570	21	27,1	0,35	0,7	1,02	199	203	0,85	0,85	169	173	6704	15	0,33	0,9	90	29	260	202	329
17 Склад	530	90	5,88	0,2	0,6	1,33	106	141	1	1	106	141	10404	15	0,33	0,6	93	30	199	172	263
Освещение территории													325286	2	0,33	1	488	146			
Итого по нагрузке 0,38 кВ	30823			0,48	0,72	0,96	15053	14451	0,75	0,75	11290	10838							13586	11576	
Нагрузка 10 кВ																					
3 Литейный цех (ДСП)	2500	4		0,5	0,65	1,17	4500	5261	1		4500	5261							4500	5261	
6 Кузнечно-заготовительный цех (ИУ)	1600	2		0,4	0,8	0,75	1120	840	1		1120	840							1120	840	
6 Кузнечно-заготовительный цех (ИУ)	630	4		0,4	0,8	0,75	1008	756	1		1008	756							1008	756	
14 Компрессорная станция (СД)	1000	4		0,9	0,8	-0,8	3600	-2700	1		3600	-2700							3600	-2700	
Итого по нагрузке 10 кВ		14		0,52	0,95	0,21	10228	2156	1		10228	2156							10228	2156	
Итого по предприятию											17702	10542							23814	13732	

1.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию

Основными потребителями электроэнергии на напряжении 6-10 кВ являются электродвигатели, трансформаторные понижающие подстанции, преобразовательные подстанции и установки, термические электроустановки.

Расчет электрических нагрузок по высоковольтному ЭП используем следующие формулы (1.1) – (1.5)

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}}}, \quad (1.27)$$

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

Средневзвешенное значение $\operatorname{tg} \phi$ определяем по выражению:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \phi}{\sum_{i=1}^n k_{\text{и.а}} \cdot p_{\text{ном}}}, \quad (1.28)$$

По полученному значению $\operatorname{tg} \phi$ находим значение $\cos \phi$.

$$\cos \phi = \sqrt{\frac{1}{\operatorname{tg}^2 \phi + 1}}, \quad (1.29)$$

Определим расчетные мощности, определяемые по формуле.

$$P_{\text{р}}^{\text{V}} = K_{\text{ом}} \cdot [\sum P_{\text{р}}^{\text{III}} + \sum K_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}} + \sum P_{\text{р}}^{\text{IV}}] + P_{\text{р.о}}, \quad (1.30)$$

$$Q_{\text{р}}^{\text{V}} = K_{\text{ом}} \cdot [\sum Q_{\text{р}}^{\text{III}} + \sum K_{\text{и}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \phi + \sum Q_{\text{р}}^{\text{IV}}] + Q_{\text{р.о}}, \quad (1.31)$$

где: $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

Коэффициент одновременности максимумов K является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{и.а}}$ и приводится в [5].

Число присоединений $n = m + M = 17 + 14 = 31$; $K_{\text{и.а}} = 0,5$, тогда $K_{\text{ом}} = 0,80$

$$P_{\text{р}}^{\text{V}} = 0,8 \cdot (11290 + 10228 + 0) + 488 = 17702 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$Q_p^V = 0,8 \cdot [10838 + 2156 + 0] + 146 = 10542 \text{ квар.}$$

1.4 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.

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.32)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \cdot \frac{P_{рн/вi}}{P_{р.ц}}, \quad (1.33)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \cdot \frac{P_{рв/вi}}{P_{р.ц}}, \quad (1.34)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв/вi}}{P_{р.ц}}, \quad (1.35)$$

где $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$, P_{pi} - 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/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 5 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_m^2}, \quad (1.36)$$

$$m = \frac{111,8}{3,14 \cdot 10^2} = 0,35 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [7].

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (1.37)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (1.38)$$

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

Источником питания освещения территорий предприятия, будет являться трансформаторы цеха №9. В качестве искусственного источника освещения предприятия, выбираем светодиодные светильники. По сравнению с обычными лампами накаливания, а также газоразрядными лампами высокого давления светодиодные источники света обладают следующими преимуществами.

- Экономично используют энергию по сравнению с предшествующими поколениями электрических источников света — дуговыми, накаливаниями и газоразрядными лампами

- Высокая прочность.

- Отсутствие в составе соединений ртути (в отличие от газоразрядных люминесцентных ламп и других приборов), что исключает отравление ртутью при переработке и при эксплуатации.

Результаты расчета по формулам (1.32) – (1.38) представим в таблице 1.4.

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: $x_{ГПП} = 351$ м; $y_{ГПП} = 255$ м.

Выводы по разделу один

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.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p.i}$	$P_{p.n/v.i}$	$P_{ocb.i}$	$P_{p.n/n.i}$	X_i	Y_i	R_i	$\alpha_{n/v.i}$	$\alpha_{ocb/v.i}$	$\alpha_{v/v.i}$
1 Заводоуправление	171		51	120	765	455	13	253	107	
2 Центр заводского лаборатория	355		55	300	659	455	19	304	56	
3 Литейный цех	6096	4500	215	1381	122	38	80	82	12	266
4 Газоочистка	790		71	718	295	38	29	327	33	
5 Цех технологического оборудования	940		219	721	139	455	31	276	84	
6 Кузнечно-заготовительный цех	3657	2128	201	1328	336	326	62	130	20	210
7 Рессорный цех	1925		122	1803	496	326	45	337	23	
8 Колесный цех	2228		113	2115	345	191	48	342	18	
9 Штампо-инструментальный цех	701		150	551	523	190	27	283	77	
10 Модельный цех	537		81	456	652	190	24	306	54	
11 Покрасочный цех	699		72	627	635	323	27	323	37	
12 Ремонтно- механический цех	956		84	872	431	38	32	328	32	
13 Гараж	111		52	60	311	455	11	193	167	
14 Компрессорная станция	3923	3600	90	233	447	455	64	21	9	330
15 Котельная	260		83	177	571	38	16	246	114	
16 Транспортный цех	260		90	170	765	38	16	235	125	
17 Склад	199		93	106	345	191	14	192	168	

2 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.

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 [8], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [9]:

- 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.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [10], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВА/м ²	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, м².

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:

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

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

$S_{н.т}$ – 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

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

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:

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

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

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

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{p.ц}$, 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 $Q_{p.ц}$.

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

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

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

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

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

Приведем пример расчета ТП для литейного цеха №3, согласно выражениям (2.1)–(2.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая (II), значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторных ТП.

Плотность электрической нагрузки цеха составляет

$$\sigma = \frac{1942,36}{15929,68} = 0,12.$$

Поэтому в соответствии с таблицей 2.1 принимаем единичную мощность трансформаторов 630 кВА.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха

$$N_0 = \frac{1596,3}{0,8 \cdot 630} = 3,16.$$

Принимаем ближайшее большее четное целое число, равное 4 трансформаторам. Значит, устанавливаем две двухтрансформаторные п/ст: ТП2-ТП3.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

$$Q_{1P} = \sqrt{(4 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 1596,3^2} = 1231,3 \text{ квар.}$$

Так как

$$Q_{1P} > Q_{P.Ц}$$

$$1231,3 > 1106,6 \text{ квар.}$$

Поэтому нет необходимости в установке компенсирующих устройств.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП.

$$K_{з.ном} = \frac{\sqrt{1596,3^2 + (1106,6)^2}}{2 \cdot 630} = 0,698.$$

$$K_{з.доп} = \frac{\sqrt{1596,3^2 + (1106,6)^2}}{(2) \cdot 630} = 1,39.$$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.3.

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 НРП данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой	Номер НРП	$S_{P.Ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	$210,4 \cdot 20,4 = 4293$
14	2	$367 \cdot 40,8 = 14988$
13	3	$143,6 \cdot 40,8 = 5860$
15	4	$318,5 \cdot 34 = 10829$

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

№ поряд- ковый ТП	Поряд- ко- вый № цеха	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{Э.Т.} , кВА	Тип тр-ра	S _{Н.Т.} , кВА	N _{ТР} в ТП, шт	N _{ТП}	K _{З.Т.доп}	Q _{1.Р.} , квар	Q ₁ , квар	Q _{К.У.} , квар	K _{З.Н} /K _{З.П}	ΔP _{ХХ} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{ХХ} , %	U _{КЗ} , %	ΔP _Т , кВт	ΔQ _Т , кВт	P _Р +ΔP _Т , кВт	Q _Р +ΔQ _Т , кВт	S _Р , кВА	
0,4 кВ																											
НРП-1	1	2	171	122	210	4254	0,05	400																			
ТП 1	2	2	355	369	512	4624	0,11	630																			
Итого	-	2	526	491	720	4624	0,15	1000	ТМГ	630	2	1	0,8	859	491	0	0,6 / 1,2	1,25	7,6	1,7	5,5	12	66	551	625	833	
ТП 2,3	3	2	1596	1106	1942	15930	0,12	630	ТМГ	630	2	2	0,8	1231	1106	0	0,77 / 1,4*	1,25	7,6	1,7	5,5	77	372	1905	2964	3524	
ТП 4	4	2	790	562	969	5317	0,18	1000	ТМГ	630	2	1	0,8	1391	562	0	0,76 / 1,4*	1,25	7,6	1,7	5,5	20	103	830	1875	2051	
НРП-2	14	2	324	174	367	6705	0,05	400																			
ТП 5	5	2	940	808	1240	16218	0,07	630																			
Итого	-	2	1264	982	1600	16218	0,09	630	ТМГ	1000	2	1	0,8	1294	808	0	0,8 / 1,4*	1,85	12,2	1,2	5,5	22	108	985	1587	1869	
ТП 6,7	6	2	1529	1237	1967	14912	0,13	630	ТМГ	630	2	2	0,8	1313	1237	0	0,78/1,4*	1,25	7,6	1,7	5,5	79	380	1846	3569	4018	
НРП-3	15	2	260	184	318	6115	0,05	400																			
ТП 8,9	7	2	1925	1630	2523	9016	0,31	1600																			
Итого	-	2	2185	1814	2840	9016	0,31	1600	ТМГ	1000	2	2	0,8	1332	1332	482	0,78/1,4*	2,15	16,5	1	6	141	524	2752	3911	4782	
ТП 10,11	8	2	2228	1902	2929	8381	0,35	1600	ТМГ	1000	2	2	0,8	3122	1902	0	0,73 / 1,4*	1,85	12,2	1,2	5,5	112	520	2676	3982	4798	
Осв. терр	-	-	488	146	509	-	-	-																			
ТП 12	9	2	701	462	840	11097	0,07	400																			
Итого	-	2	1189	608	928	11097	0,08	630	ТМГ	1000	2	1	0,8	1227	609	0	0,66 / 1,32	1,85	12,2	1,2	5,5	25	122	1239	853	1505	
ТП 13	10	2	538	429	688	6011	0,11	630	ТМГ	630	2	1	0,8	726	429	0	0,6 / 1,2	1,25	7,6	1,7	5,5	11	62	561	555	789	
ТП 14	11	2	699	663	963	5317	0,18	1000	ТМГ	630	2	1	0,8	318	318	345	0,76 / 1,4*	1,25	7,6	1,7	5,5	20	102	739	868	1140	
ТП 15,16	12	2	956	1457	1692	6242	0,27	1600	ТМГ	630	2	2	0,8	2012	1408	0	0,69 / 1,38	1,25	7,6	1,7	5,5	63	308	1209	2690	2949	
НРП-4	13	2	111	90	143	5780	0,02	160																			
ТП 17	16	2	260	202	330	6704	0,05	400																			
Итого	-	2	371	292	472	6704	0,07	400	ТМГ	250	2	1	0,8	147	147	292	0,75 / 1,4*	0,61	3,7	1,9	4,5	14	49	400	392	561	
ТП 18	17	3	199	174	265	10404	0,025	250	ТМГ	250	1	1	0,9	128	128	170	0,85	0,61	3,7	1,8	4,5	4,7	17	204	189	278	
Итого по 0,4 кВ																						605	2738	15904	24066		
10 кВ																											
ДСП 1-4	3	1	18000	21044					ЭТДЦП	4000	4		0,7					7	50	3	34,7	65	1519	4565	5326		
ИУ-1,2	6	2	2240	1680					ЭТМНИ	2000	2		0,8					6	21	2,1	5,05	17	108	1137	857		
ИУ-3-6	6	2	2016	1512					ЭТМНИ	1000	4		0,8					2,4	19,5	2	12	17	127	1025	773		
Итого по 10 кВ																						99	1754	6727	6956		
Итого по предприятию																						704	4492	22631	31022		

1,4*- часть нагрузки 3 кат. отключается оперативном персоналом в случае послеаварийного режима

Выводы по разделу два

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.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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:

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

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 [4].

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[\sum P_{\text{р}}^{\text{III}} + \sum k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}} + \sum \Delta P_{\text{т}} \right] + \sum P_{\text{р.осв}}, \quad (3.2)$$

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

$\sum P_{\text{р}}^{(3)}$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электропитания 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum k_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum \Delta P_{\text{т}}$ - суммарные потери активной мощности трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum P_{\text{р.осв}}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{иа}}$ и приводится в [6].

Число присоединений $n = m + M = 14 + 14 = 28$; $K_{\text{иа}} = 0,5$, тогда $K_{\text{ом}} = 0,80$.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{\text{р.п.}} = 0,8 \cdot (11290 + 10228 + 704) + 2296 = 19997 \text{ кВт.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Тогда рациональное напряжение по выражению составит

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{9,5 + 0,016 \cdot 19997} = 78 \text{ кВ.}$$

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.

$$S_{\text{Р.П}} = \sqrt{P_{\text{Р.П}}^2 + (Q_{\text{ЭС}} - \Delta Q_{\text{Т.ГПП}})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{ЭС}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;

$\Delta Q_{\text{Т.ГПП}}$ – 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.

$$Q_{\text{ЭС}}^I = P_{\text{Р.П}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}}, \quad (3.4)$$

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

$$Q_{\text{ЭС}}^{\text{II}} = Q_{\text{Р.П}} - \frac{0,7}{K_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{СД.М}}, \quad (3.5)$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{\text{СД.М}} = \alpha_{\text{М}} \cdot N_{\text{СД}} \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном}}^2 + Q_{\text{СД.ном}}^2}, \quad (3.6)$$

где $\alpha_{\text{М}}=0,6$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$K_{\text{н.р.}} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q_{\text{ЭС.35}}^I = 19997 \cdot 0,4 = 8000 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{ЭС.110}}^{\text{II}} = 19997 \cdot 0,5 = 9998 \text{ квар}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия

$$Q_{\text{Р.П}} = K_{\text{О.М}} \cdot \left[\sum Q_{\text{Р}}^{\text{III}} + \sum K_{\text{иа}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi + \sum \Delta Q_{\text{Т}} \right] + \sum Q_{\text{Р.ОСВ}}, \quad (3.7)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$Q_{P.II} = 0,8 \cdot [10838 + 2156 + 4492] + 884 = 13682 \text{ квар}$$

$$Q_{II}^{II} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 750^2} = 3000 \text{ квар}$$

Тогда

$$Q_{II}^{II} = 13682 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3000 = 11212 \text{ квар}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой.

$$Q_{ЭС.35} = 11212 \text{ квар}$$

$$Q_{ЭС.110} = 11212 \text{ квар}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} = \frac{Q_{II}^{II}}{P_{P.II}},$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{Э.35} = \frac{11212}{19997} = 0,56.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{Э.110} = \frac{11212}{19997} = 0,56.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{P.II}^2 + Q_{II}^{II2}}, \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{T.ГПП35} = 0,07 \cdot \sqrt{19997^2 + 11212^2} = 1605 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{T.ГПП110} = 0,07 \cdot \sqrt{19997^2 + 11212^2} = 1605 \text{ квар.}$$

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

$$S_{P.II} = \sqrt{19997^2 + (11212 - 1605)^2} = 22185 \text{ кВА.}$$

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.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{S_{P.II}}{n \cdot K_{3.Н}}, \quad (3.9)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{3.Н} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{T.НОМ35} \geq \frac{22185}{2 \cdot 0,7} = 15846 \text{ кВА.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{T.HOM110} \geq \frac{22185}{2 \cdot 0,7} = 15846 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТМН-16000/35/10 и ТМН-16000/110/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

S _T , кВА	U _{ВВ} , кВ	U _{НН} , кВ	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	U _{кз} , %	I _{хх} , %
16	35	10	85	18	8,0	0,55
16	110	10	85	19	10,5	0,70

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$K_{3.H} = \frac{S_{P.П}}{n \cdot S_{T.HOM}}, \quad (3.10)$$

$$K_{3.H35} = \frac{22185}{2 \cdot 16000} = 0,69.$$

$$K_{3.H110} = \frac{22185}{2 \cdot 16000} = 0,69.$$

Выводы по разделу три

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

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.

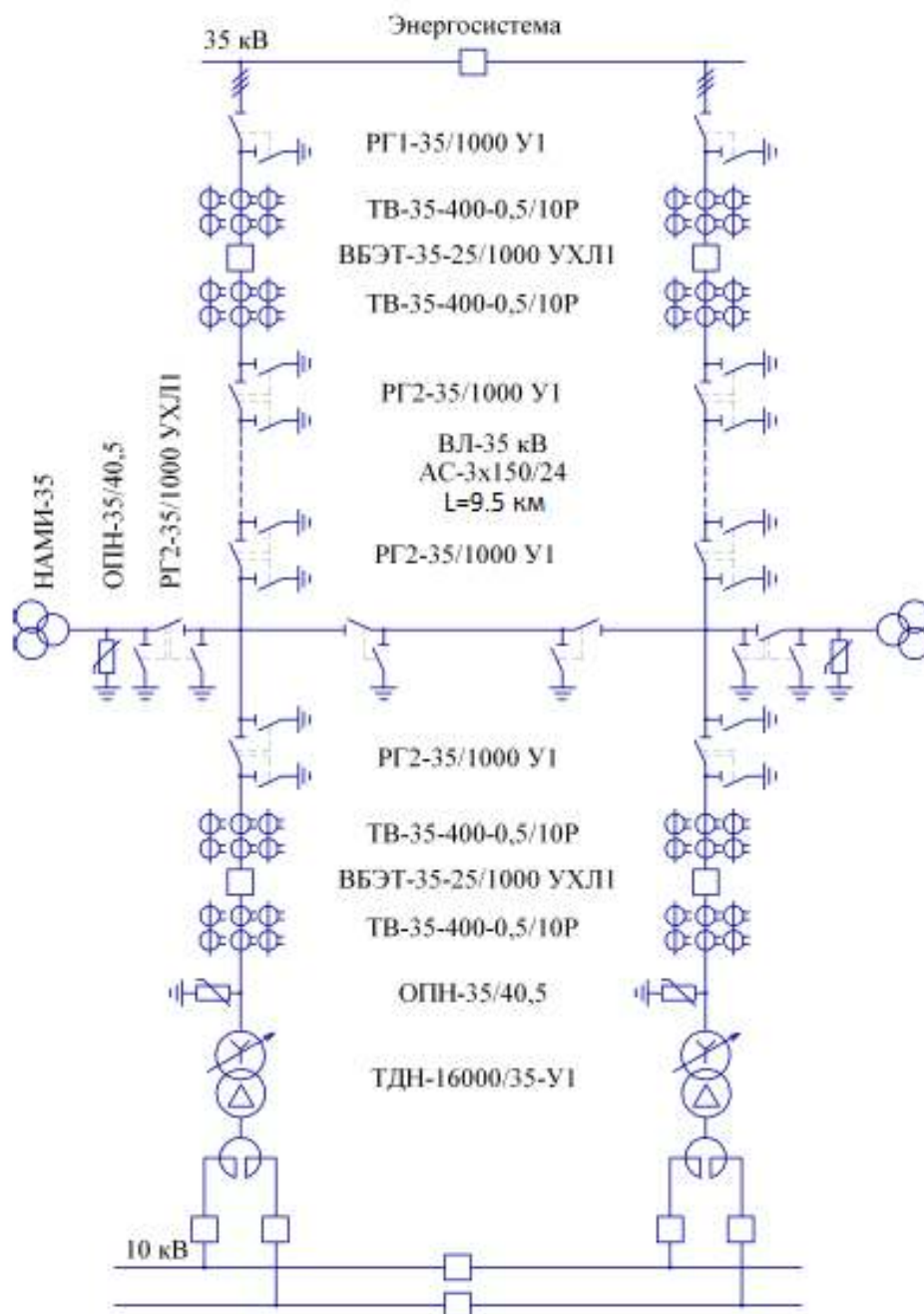


Рисунок 4.1-Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

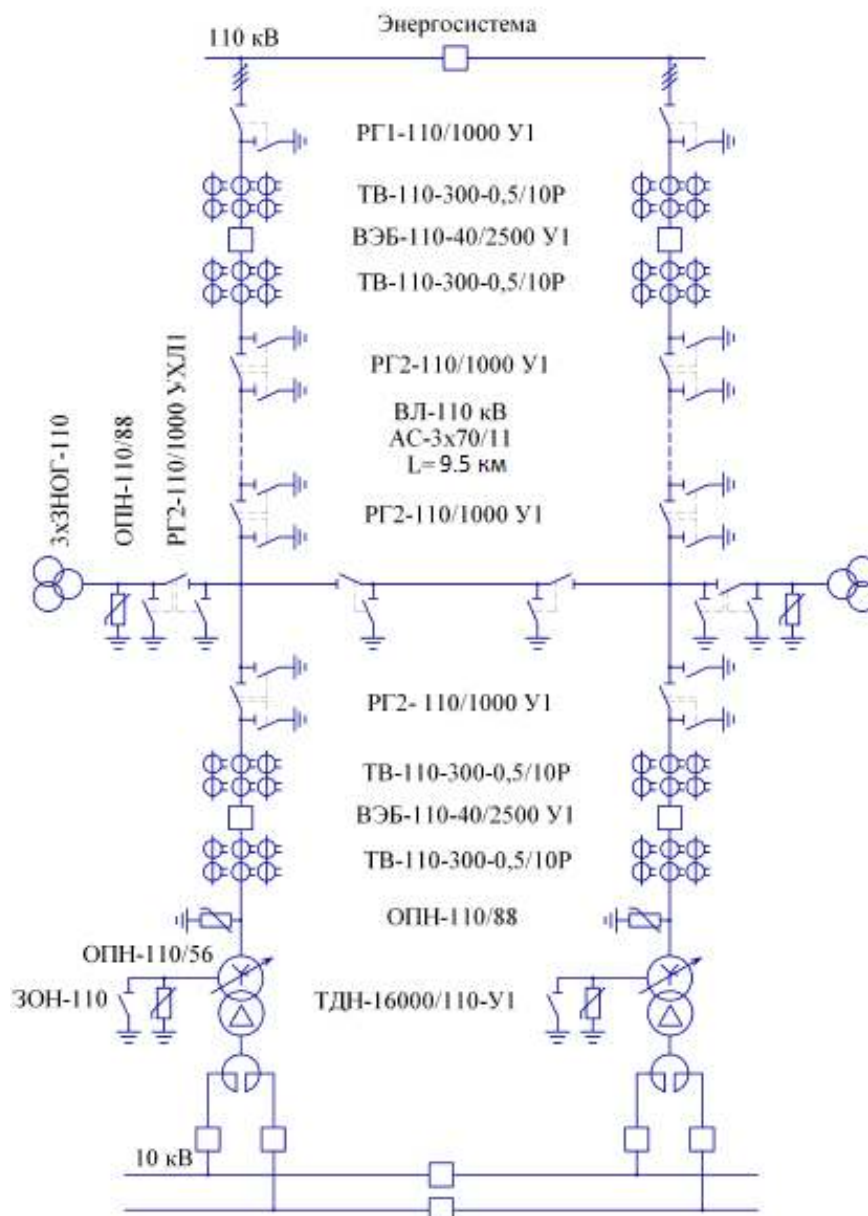


Рисунок 4.1-Вариант схемы внешнего электроснабжения на 110 кВ

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах.

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

где n - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт

$$\Delta P_T = \frac{(19997^2 + 11212^2) \cdot 85}{2 \cdot 16000^2} + 2 \cdot 18 = 123 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot I_{xx} \cdot S_{н.т}}{100} + \frac{S_{р.п}^2}{S_{н.т}^2} \cdot \frac{u_{кз} \cdot S_{н.т}}{100 \cdot \pi}, \quad (4.2)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 0,55 \cdot 16000}{100} + \frac{(19997^2 + 11212^2)}{16000^2} \cdot \frac{8 \cdot 16000}{100 \cdot 2} = 1362 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = \pi \cdot (\Delta \Delta_{xx} \cdot T_T + k_{3.H}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau_a), \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь.

$$\tau_a = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где T_M - годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки, ч/год;

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

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_T = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{(19997^2 + 11212^2) \cdot 85 \cdot 2742}{2 \cdot 16000^2} = 554 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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.

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}, \text{кВ}$	$\Delta P_T, \text{кВт}$	$\Delta Q_T, \text{квар}$	$T_a, \text{ч/год}$	$\tau, \text{ч/год}$	$\Delta A_T, \text{МВт} \cdot \text{ч/год}$
35	123	1362	4355	2442	554
110	125	1948	4355	2442	572

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{P.L} = \sqrt{(P_{PI} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.5)$$

$$S_{P.L} = \sqrt{(19997 + 123)^2 + 11212^2} = 23033 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{P.L} = \frac{S_{P.L}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}}, \quad (4.6)$$

$$I_{p.л.35} = \frac{23030}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 190 \text{ A.}$$

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

$$I_{п.35} = 2 \cdot I_{p.л.35} = 2 \cdot 190 = 380 \text{ A.} \quad (4.7)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{п.л.}}{j_э}, \quad (4.8)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм² [8].

$$F_э = \frac{190}{1,1} = 173 \text{ мм}^2.$$

Окончательно принимаем провод марки АС-185/29.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л.} = 2 \cdot (3 \cdot I_{п.л.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (4.9)$$

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

L – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л.} = 2 \cdot (3 \cdot 197^2 \cdot 0,16 \cdot 9,5 \cdot 2742) = 902 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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

$U_{ном.}$ кВ	$S_{р.л.}$ кВА	$I_{р.п.}$ А	$I_{п.}$ А	$F_э,$ мм ²	$F_{ст.}$ мм ²	$I_{д.доп.}$ А	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\Delta A_{л.},$ $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	23033	190	380	173	180	520	0,16	9,5	902
110	23033	60	120	55	70	265	0,43	9,5	242

4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

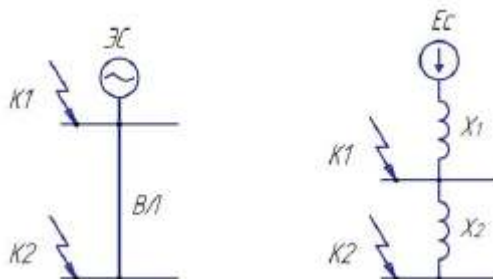


Рисунок 4.3-схема для расчетов токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x = x_c = \frac{1000}{650} = 1,53.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

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

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,53} = 10,2 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,2 = 25,3 \text{ кА}. \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

Сопротивление воздушной линии

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

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{1000 \cdot 9,5 \cdot 0,4}{37^2} = 2,77.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

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

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,53 + 2,77)} = 3,6 \text{ кА}.$$

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.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

U _{ном} , кВ	S _б , МВА	U _б , кВ	S _к , МВА	x ₁ , о.е.	x ₂ , о.е.	I _{к1} , кА	I _{к2} , кА	i _{уд1} , кА	i _{уд2} , кА
35	1000	37	650	1,53	2,77	10,2	3,6	25,3	8,7
110	1000	115	3000	0,33	0,23	15,2	9,1	37	22,1

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [5]:

– 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

$$I_{max} = \frac{S_{тяж.р} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4.17)$$

– 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

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

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

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

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ, $i_{ат}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном}; \quad (4.21)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

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

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей КЗ, [5].

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Расчетное время

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

где $t_{p.з.min}$ - минимальное время действия релейной защиты, с;
 $t_{o.в}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [12, 13] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ

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

-по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (4.25)$$

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

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05с$$

Полный тепловой импульс

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (4.26)$$

где $t_{откл}$ - время от начало 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 $t_{p.з.min}$ - время действия основное защиты трансформатора, с;
 $t_{o.в}$ - полное время отключения выключателя, с.

Сравнения расчетных величин и каталожных данных [12,13] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4

Собственное время отключения выключателя $t_c = 0,04с$

Таблица 4.4 – Выбор выключателей.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/2500
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max}=380$	$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=117,5$	$I_{ном}=2500$ А
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{п.0}=10,2$ кА	$I_{отк}=25$ кА	$I_{п.0}=15,2$ кА	$I_{отк}=40$ кА
$i_{a.ном} \geq i_{a.т}$	$i_{a.т}=2,72$ кА	$i_{a.ном}=11,4$ кА	$i_{a.т}=4,06$ кА	$i_{a.ном}=22,6$ кА
$I_{пр.скв} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=10,2$ кА	$I_{пр.скв}=25$ кА	$I_{п.0}=15,2$ кА	$I_{пр.скв}=40$ кА
$I_{пр.скв} \geq i_{дин}$	$i_y=25,3$ кА	$i_d=63$ кА	$i_y=37$ кА	$i_d=102$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$	$B_K=8,32$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с	$B_K=18,48$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с

Разъединители выбираются, согласно условиям [5]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению;

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

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

– по номинальному току;

$$I_{ном} \geq I_{мах} \quad (4.29)$$

- по электродинамической стойкости;

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

$$i_y < I_{пр.скв} = i_{дин} \quad (4.31)$$

- по термической стойкости;

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] 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
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{уст}=35$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах}=369,5$	$I_{ном}=1000$ А	$I_{мах}=117,5$ А	$I_{ном}=1000$ А
$I_{пр.скв} \geq i_{дин}$	$i_y=25,3$ кА	$I_{д}=50$ кА	$i_y=37$ кА	$i_y=100$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k=8,32$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² · с	$B_k=18,48$ кА	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · 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 [12] 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	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P ₂ , Вт	Q ₂ , Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35 кВ								

Окончание таблицы 4.6

1		2	3	4	5	6	7	8	9	
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	
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6	
Итого								3,8	3,6	
НАМИ-35 УХЛ1									S _Σ =5,2 BA	
U _{1ном} =35 кВ										
S _{2,кл.точ0,5} =100BA		S _{2,кл.точ0,5} =100 BA>S _Σ								
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	
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6	
Итого								3,8	3,6	
ЗНОГ-110У1									S _Σ =5,2 BA	
U _{1ном} =110 кВ										
S _{2,кл.точ0,5} =300 BA		S _{2,кл.точ0,5} =3·100=300BA>S _Σ								

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 [5]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot \kappa_i + C_{\Sigma}, \quad (4.33)$$

где C_{Σ} - стоимость годовых потерь электроэнергии

κ_i - сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников

Общие ежегодные отчисления от капитальных отчислений

$$E_i = E_{\text{и}} + E_{\text{аи}} + E_{\text{ои}}, \quad (4.34)$$

где $E_{\text{и}}=0,12$ – нормативный коэффициент эффективности.

$E_{\text{аи}}$ – отчисления на амортизацию.

$E_{\text{ои}}$ – расходы на обслуживание.

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

$$C_{\Sigma} = (\Delta A_{\text{т}} + \Delta A_{\text{л}}) \cdot C_0^{\text{л}}, \quad (4.35)$$

где C_0^1 - удельная стоимость потерь электроэнергии, руб./кВт·ч

$$C_0^1 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_m}{\tau} + \beta \right) \quad (4.36)$$

где δ – поправочный коэффициент.

δ - приближённо равны:

1,03...1,06-для сетей напряжением 110 кВ и выше;

1,02...1,08 для сетей напряжением 35 кВ

α – основная ставка тарифа [19] $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [19] $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$;

$K_m=1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_z в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_m активной мощности предприятия.

$$C_{0.35}^1 = 1,08 \cdot \left(\frac{1208,56 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,33 \right) = 7,15 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C_{0.110}^1 = 1,08 \cdot \left(\frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,34 \right) = 5,89 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

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 [21].

Печные понижающие или преобразовательные трансформаторы дуговых сталеплавильных печей допускается присоединять к электрическим сетям общего назначения без выполнения специальных расчетов колебаний напряжения и содержания в нем высших гармоник, если соблюдается условие [46].

$$\sqrt{\frac{\sum S_T^2}{S_{K3}}} \leq 0,01 \cdot D \quad (4.37)$$

где S_{Ti} - номинальная мощность печного понижающего или преобразовательного трансформатора, МВ·А;

S_{K3} - мощность КЗ в месте присоединения установки дуговых печей к электрическим сетям общего назначения, МВ·А;

n - число присоединяемых установок дуговых печей;

D - коэффициент при установках дуговых сталеплавильных печей: переменного тока

(ДСП), равный 1, а постоянного тока (ДСППТ) - 2.

Нам необходимо произвести расчет мощности КЗ на шинах 10 кВ ГПП для этого:

определим сопротивление системы 35 кВ и 110 кВ

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$x_C^{35} = \frac{U_{2\text{нн}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.38)$$

$$x_C^{110} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.39)$$

$$x_C^{35} = \frac{35^2}{650 \cdot 10^3} = 0,0018 \text{ Ом.}$$

$$x_C^{110} = \frac{110^2}{3000 \cdot 10^3} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивления ЛЭП от предприятия до энергосистемы:

$$x_{\text{Л}}^{35} = L \cdot X_0, \quad (4.40)$$

$$x_{\text{Л}}^{110} = L \cdot X_0, \quad (4.41)$$

$$x_{\text{Л}}^{35} = 9,5 \cdot 0,406 = 3,857 \text{ Ом.}$$

$$x_{\text{Л}}^{110} = 9,5 \cdot 0,444 = 4,218 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивления трансформатора:

$$x_T^{35} = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{2\text{нн}}^2}{100 \cdot S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.42)$$

$$x_T^{110} = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{2\text{нн}}^2}{100 \cdot S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.43)$$

$$x_T^{35} = \frac{8 \cdot 35^2}{100 \cdot 16000} = 0,006 \text{ Ом.}$$

$$x_T^{110} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 16000} = 0,079 \text{ Ом.}$$

Зная параметры схемы теперь можно узнать мощность КЗ на шинах 10 кВ ГПП



Рисунок 4.4-Схема замещения сети от энергосистемы до СШ 10 кВ

$$S_{кз35} = \frac{U_{2нпо}^2}{\sum X_1}, \quad (4.45)$$

$$S_{кз110} = \frac{U_{ном}^2}{\sum X_1}, \quad (4.46)$$

$$S_{кз35} = \frac{(35 \cdot 10^3)^2}{0,0018 + 3,857 + 0,006} = 316,9 \text{ МВА.}$$

$$S_{кз110} = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{0,004 + 4,218 + 0,079} = 2813,3 \text{ МВА.}$$

для 35 кВ $\sqrt{\frac{2 \cdot 4^2}{316,9}} = 0,318 \geq 0,01 \cdot 1.$

для 110 кВ $\sqrt{\frac{2 \cdot 4^2}{2813,3}} = 0,106 \geq 0,01 \cdot 1.$

произведения два означает, что на каждую секцию приходится по 2 ДСП присоединения.

Из условия видно, что 35 и 110 кВ не удовлетворяет условиям установки ДСП к общей шинам присоединениям система электроснабжения общего назначения 10 кВ ГПП. По этому, будем устанавливать сдвоенные реакторы на каждый силовой трансформатор марки РТСТС-10-2х1600

Таблица 4.7-Технические данные ректора РТСТС-10-2х1600

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	X _p ,	k _{св}	I _{терм. ст} , кА	I _{эл.дин} , кА
10	2х1600	0,25	0,508	23,1	81,9

Таблица 4.8 – Техничко-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 · E, тыс.руб/год	ΔА кВт/год	С, 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	94,95			
Разъединитель РГ2-35/1000	пол	24	51	1224	0,193	236,2			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	452	1808	0,193	348,9			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440	0,193	84,92			
ОПН-35/40,5	шт	12	15	180	0,193	34,74			

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор ТДН-16000/35-У1	шт	2	4500	9000	0,193	1737	574000	4104	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-185/29 на стальных опорах	км	9,5	1227	11656,5	0,152	1771,7	970000	6935	
Сдвоенный реактор РТСТС-10-2Х1600- 0,25 УХЛЗ	шт	2	62	124	0,193	23,93			
Всего по варианту				24925		4332	1544000	11039	1551296

Таблица 4.9 – 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	$k_i \cdot E$, тыс.руб / год	ΔA кВт/го д	C , тыс.ру б/ год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000	пол	12	76	912	0,193	176			
Разъединитель РГ2-110/1000	пол	24	89	2136	0,193	412			
Выключатель ВЭБ-110-40/2500	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	2	260	520	0,193	100			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	9			
Трансформатор ТДН-16000/110- У1	шт	2	7000	14000	0,193	2702	600000	3534	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	9,5	1591	15114	0,152	2297	258000	1519	
Сдвоенный реак- тор РТСТС-10- 2Х1600-0,25 УХЛЗ	шт	2	62	124	0,193	24			
Всего по вариан- ту				60334		8823	858000	5053	932210

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 4.10.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблица 4.10 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\Sigma K_i \cdot E_i$, тыс. руб./год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость по- терь электроэнер- гии, тыс. руб./год	Годовые приведён- ные затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	24925	4332	1544000	11039	1551296
U = 110 кВ	60334	8823	858000	5053	932210

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

$$\frac{1551296 - 932210}{1551296} \cdot 100\% = 40\%.$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу четыре

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 110кВ.

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 [22, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы электроснабжения

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к сдвоенным реакторам секции шин 10 кВ ГПП [22, п.6.3.3].

Индукционные, дугоплавильные печи, и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям сдвоенного реактора [22, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются цеховые трансформаторные подстанции. 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 [22, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [22, 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.

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

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [11]. Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, но нет колебаний и растягивающих усилий, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – усиленная оболочка из полиэтилена [22].

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 [11]. Расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-1, определяется по расчетной нагрузке приходящейся на два трансформатора.

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(P_{p.ц} + \Delta P_t)^2 + (Q_{p.ц} + \Delta Q_t)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1)$$

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

- при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность силового трансформатора;
- при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – номинальная мощность одного трансформатора с учетом коэффициента его загрузки в нормальном режиме;
- для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме, питающихся по данному участку магистральной линии;
- при питании распределительного устройства напряжением 10 кВ $S_{p.k}$ – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

$$I_{p.k.1} = \frac{\sqrt{(263 + 6,25)^2 + (245 + 33,3)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 21,5 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока.

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.k}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм^2 .

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год [5] экономическая плотность тока равна $j_{\text{э}}=1,7 \text{ А/мм}^2$, тогда сечение кабельной линии

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{3.1} = \frac{21,5}{1,7} = 13,4 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{3.1}$, поэтому принимаем кабель типа АПвПу-10 (3х35) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}} = 126 \text{ А}$, удельные сопротивления: $r_0 = 0,524 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,103 \text{ Ом/км}$.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен.

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [11];

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [11];

$n_{\text{к}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,85 \cdot 1,03 \cdot 126 = 110,3 > \frac{21,5}{1} = 21,5 \text{ А}.$$

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

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ав1}} = 2 \cdot 21,5 = 43 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

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

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

$$K_3 = \frac{I_{\text{р.к}}}{I_{\text{доп}}^I}, \quad (5.6)$$

$$K_3 = \frac{21,5}{138} = 0,15.$$

$$I_{\text{ав}}^I = 1,25 \cdot 110,3 = 137,8 \text{ А}.$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I_{\text{ав}}^I \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.7)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$137,8 \geq 43A.$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии.

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

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

$$\Delta U = \frac{(263 + 6,25) \cdot 0,524 \cdot 0,544 + (245 + 33,3) \cdot 0,103 \cdot 0,544}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,07\% \leq 5\%.$$

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.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.8) представлен в таблице 5.1

Выводы по разделу пять

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

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	Рр, кВт	Qр, квар	Spr, кВА	Iрк, А	Fэ, мм2	Fст, мм2	Тип и кол-во кабе- лей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Iдоп, А	Kп, о.е.	Kт, о.е.	I ^I _{доп} , А	K _{AB} , о.е.	I ^I _{AB} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
									в норм. % режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																				
ГПП-ТП1	266	262	374	21,5	13,4	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	21,5	43	265	0,85	1,03	232	1,25	290	0,615	0,32	0,11	0,070
ГПП-ТП2	817	646	1042	60	35,5	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	60	120	265	0,87	1,03	237	1,25	296	0,225	0,32	0,11	0,074
ТП2-ТП3	817	646	1042	60	35,5	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	60	120	265	0,87	1,03	237	1,25	296	0,153	0,32	0,11	0,050
ГПП-ТП4	400	307	504	29	17	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	29	58	265	0,85	1,03	232	1,25	290	0,323	0,32	0,11	0,052
ГПП-ТП5	476	431	642	37	21	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	37	54	265	0,9	1,03	245	1,25	307	0,184	0,32	0,11	0,036
ГПП-ТП6	784	714	1060	61	36	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	61	122	265	0,93	1,03	253	1,25	317	0,102	0,32	0,11	0,033
ТП6-ТП7	784	714	1060	61	36	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	61	122	265	93	1,03	253	1,25	317	0,184	0,32	0,11	0,060
ГПП-ТП8	1128	1038	1533	88	52	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	88	176	265	0,85	1,03	232	1,25	290	0,408	0,32	0,11	0,19
ТП8-ТП9	1128	1038	1533	88	52	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	88	176	265	0,87	1,03	237	1,25	296	0,126	0,32	0,11	0,059
ГПП-ТП10	1142	1081	1572	90	53	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	90	180	265	0,85	1,03	232	1,25	290	0,476	0,32	0,11	0,23
ТП10-ТП11	1142	1081	1572	90	53	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	90	180	265	0,85	1,03	232	1,25	290	0,13	0,32	0,11	0,062
ГПП-ТП12	600	335	687	39	23	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	39	78	265	0,87	1,03	165	1,25	207	0,18	0,32	0,11	0,041
ГПП-ТП13	271	230	356	20	12	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	20	40	265	0,87	1,03	245	1,25	307	0,391	0,32	0,11	0,043
ГПП-ТП14	354	357	503	29	17	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	29	58	265	0,9	1,03	245	1,25	307	0,367	0,32	0,11	0,056
ГПП-ТП15	493	805	945	54	32	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	54	108	265	0,86	1,03	234	1,25	293	0,506	0,32	0,11	0,12
ТП15-ТП16	493	805	945	54	32	120	2хАПвП-10(3х120)	в траншее	54	108	265	0,87	1,03	237	1,25	296	0,068	0,32	0,11	0,16
ГПП-ТП17	189	158	247	14	8,5	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	14	28	265	0,9	1,03	245	1,25	307	0,21	0,32	0,11	0,016
ГПП-ТП18	100	90	135	7,8	4,6	120	2хАПвП-10 (3х120)	в траншее	7,8	15,6	265	0,87	1,03	237	1,25	296	0,615	0,32	0,11	0,025
ГПП-СД 1-4	900	-675	1125	65	38	95	4хАПвП-10(3х95)	в траншее	65	-	233	0,87	1,03	208	1,25	260	0,173	0,41	0,12	0,049
ГПП-ДСП 1-4	1125	1315	2055	118	69	95	4хАПвП-10(3х95)	в траншее	118	-	233	0,87	1,03	208	1,25	260	0,255	0,41	0,12	0,15
ГПП-ИУ 1,2	560	420	782	45	26	95	2хАПвП-10 (3х95)	в траншее	45	-	233	0,9	1,03	216	1,25	269	0,068	0,41	0,12	0,019
ГПП-ИУ 3-6	504	378	726	42	24	95	4хАПвП-10 (3х95)	в траншее	42	-	233	0,9	1,03	216	1,25	269	0,068	0,41	0,12	0,017
0,4 кВ																				
ТП1-НРП1	85	61	105	151	90	3х185	2хААПл-1 (4х185)	в траншее	151	302	324	0,85	1,03	283	1,25	354	0,021	0,208	0,063	0,28
ТП5-НРП2	107	58	122	176	103	3х150	3хААПл-1 (4х150)	в траншее	176	264	288	0,85	1,03	252	1,25	315	0,0408	0,256	0,056	0,78
ТП8,9-НРП3	86	61	106	153	90	3х120	3хААПл-1 (4х120)	в траншее	153	229,5	253	0,9	1,03	234	1,25	293	0,034	0,32	0,057	0,664
ТП17-НРП4	55	45	71	103	61	3х95	2хААПл-1 (4х95)	в траншее	103	206	223	0,9	1,03	206	1,25	258	0,038	0,405	0,057	0,599

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.

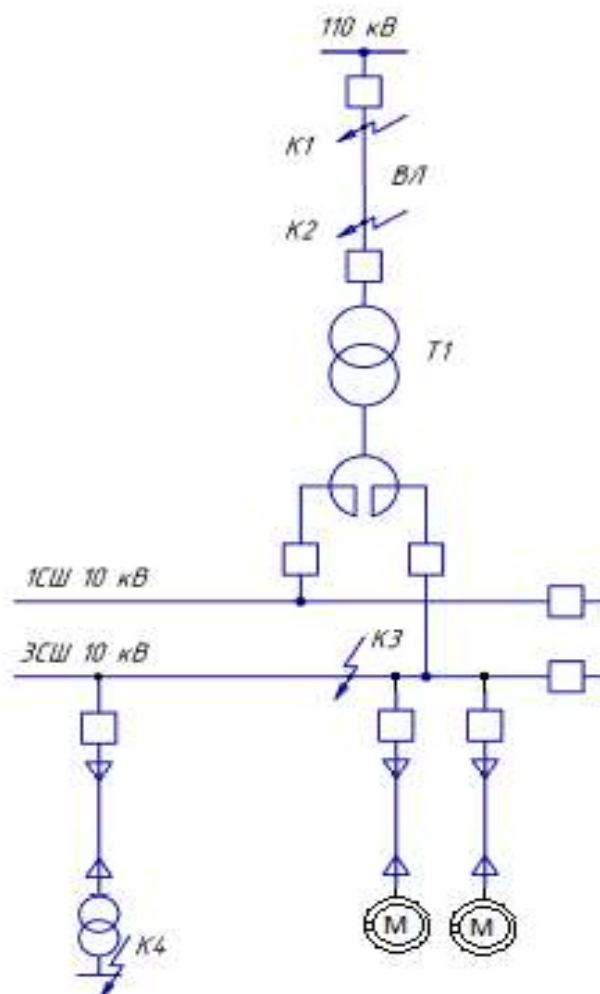


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К1 и К2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- КЗ – в РУ 10 кВ ГПП;
- К4 – в сети напряжением 0,4 кВ.

При определении токов КЗ в точках К1 и К2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки КЗ участвуют все синхронные двигатели, подключенные только к одной секции. При определении тока

КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается энергосистема, и электродвигатели напряжением 10 кВ.

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

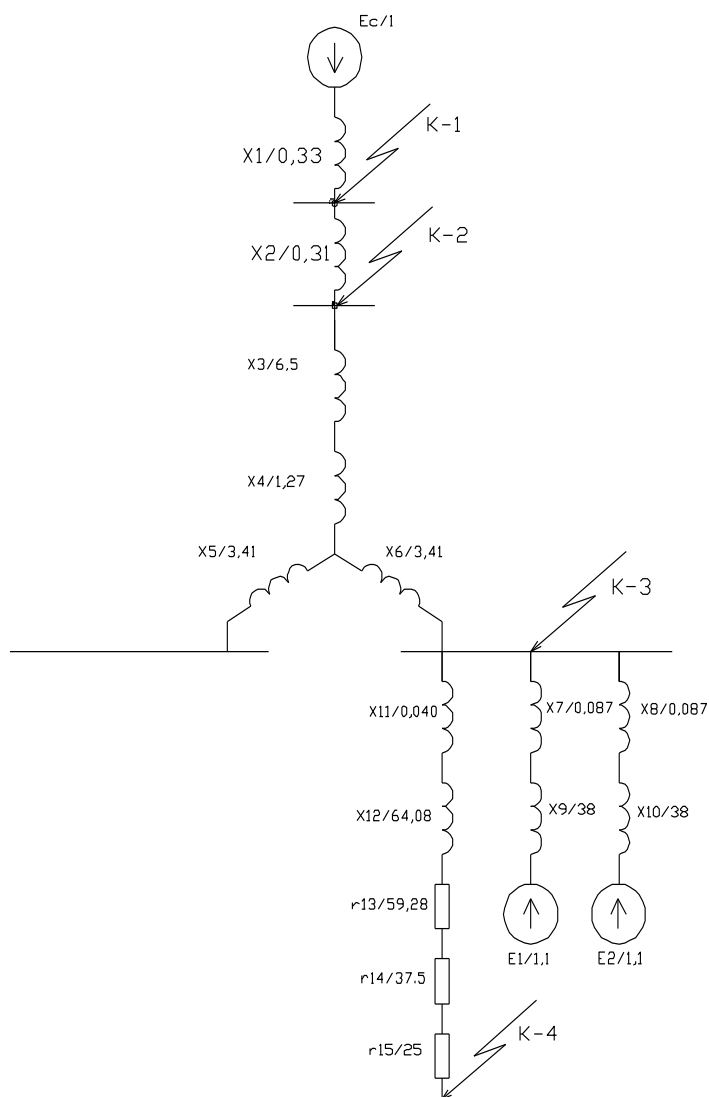


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (6.1)$$

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

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_l = x_{ОВВ} \cdot L_{ВЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{сп1}^2}, \quad (6.2)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

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.

$$x_2 = x_{\text{л}} = 0,44 \cdot 9,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,31.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

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

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

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

$$x_3 = x_{\text{Т}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,5.$$

Сопротивление сдвоенного ректора.

$$x_4 = \frac{-k_{\text{св}} \cdot x_{\text{р}} \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.}}^2}, \quad (6.4)$$

$$x_5 = x_6 = (1 + k) \cdot x_{\text{р}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (6.5)$$

где: $k_{\text{св}}$ – коэффициент связи между обмотками

$x_{\text{р}}$ – индуктивное сопротивление обмотки

$$x_4 = \frac{-0,508 \cdot 0,25 \cdot 1000}{10,5^2} = -1,27.$$

$$x_5 = (1 + 0,508) \cdot 0,25 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,41.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_7 = \frac{1}{n} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.6)$$

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.

$$x_7 = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.8)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$x_7 = \frac{1}{2} \cdot 0,112 \cdot 0,173 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,087.$$

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_7	x_8	x_{11}
x_0 , Ом/км	0,112	0,112	0,112
L , км	0,173	0,173	0,173
x , о.е.	0,087	0,087	0,087

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{11} = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos\varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (6.9)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_{11} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}{1000} = 38.$$

Аналогичным образом по выражению (6.7) рассчитываются сопротивления остальных двигателей, изображенных на рисунке 6.2, результаты расчета представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет сопротивлений двигателей

Наименование	x_9	x_{10}
P_d , кВт	1000	1000
n_d	1	1
$I_{\text{пуск}}$	5	5
$\cos\varphi$	0,8	0,8
η	0,95	0,95
x , о.е.	38	38

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-8,9:

$$Z_T = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (6.10)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

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

$$z_{16} = \frac{5,5 \cdot 1000 \cdot 10^3}{100 \cdot 630} = 87,3,$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{HT}^2}, \quad (6.11)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{13} = 23,53 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{630^2} = 59,28.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}, \quad (6.12)$$

$$x_{12} = \sqrt{87,3^2 - 59,28^2} = 64,08.$$

Согласно [21, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_{14} = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (6.13)$$

$$r_{14} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 37,5.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{15} = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

$$r_{15} = 0,004 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 25,00.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке КЗ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

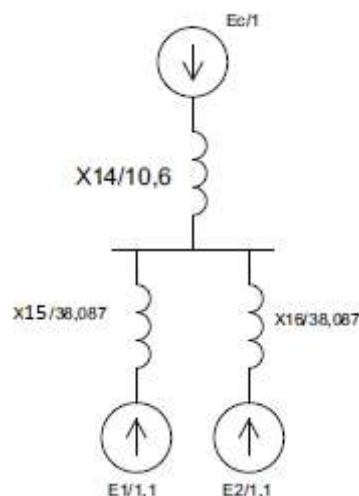


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке КЗ

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

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

$$x_{14} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_6, \quad (6.14)$$

$$x_{14} = 0,33 + 0,31 + 6,5 - 1,27 + 3,41 = 9,28,$$

Определим сопротивления x_{15} , x_{16}

$$x_{15} = x_7 + x_9, \quad (6.15)$$

$$x_{16} = x_8 + x_{10},$$

$$x_{15} = x_{16} = x_7 + x_{11} = 0,087 + 38 = 38,087.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.16)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви.

$$I_c = \frac{E_c}{x_{14}} \cdot I_6, \quad (6.17)$$

$$I_{сд1} = I_{сд2} = \frac{E_1}{x_{15}} \cdot I_6, \quad (6.18)$$

$$I_c = \frac{1}{9,28} \cdot 55 = 5,92 \text{ кА}.$$

$$I_{сд1} = I_{сд2} = \frac{1,1}{38,087} \cdot 55 = 1,58 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке КЗ

$$I_{кз/0/} = I_c + 2 \cdot I_{сд1}, \quad (6.19)$$

$$I_{кз/0/} = 5,92 + 2 \cdot 1,58 = 9,08 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.20)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 9,08 = 24,65 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{к3}, \quad (6.21)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,08 = 165 \text{ МВА},$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{13} + r_{14} + r_{15},$$

$$r_{\Sigma} = 59,28 + 37,5 + 25 = 121,78.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{11} + x_{12},$$

$$x_{\Sigma} = 0,040 + 64,08 = 64,12.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (6.22)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{64,12^2 + 121,78^2} = 137,62.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_{\phi}}{Z_4}, \quad (6.23)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{137,62} = 7,26 \text{ МВА}.$$

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

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}},$$

$$I_{к4} = \frac{7,26}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 10,5 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к},$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [5].

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,5 = 23,7 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.23), представим в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K_1	115	15,2	37	3000
K_2	115	9,1	22,1	1812
K_3	10,5	9,08	24,65	165
K_4	0,4	10,5	23,7	7,26

Выводы по разделу шесть

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:

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

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 615,8 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

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

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 8,26^2 \cdot (1,1 + 0,06 + 0,12) = 87,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [21] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$	$U_{\text{УСТ}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}$	$I_{\text{МАХ}}=615,8 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1000$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}=22,42 \text{ кА}$	$i_{\text{д}}=81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_k$	$B_k=87,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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 [25].

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
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max}=615,8$ А	$I_{ном}=1000$
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=8,26$ кА	$I_{ном.отк}=20,0$ кА
$i_{ном} \geq i_{a.т}$	$i_{a.т}=5,2$ кА	$i_{a.ном}=14,0$ кА
$I_{дин} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0}=8,26$ кА	$I_{дин}=20,0$ кА
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y=22,42$ кА	$i_{дин}=81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k=87,3$ кА ² ·с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}=1200$ кА ² ·с

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-800-0,5/10Р-УЗ [26]. 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 8.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-800-0,5/10Р-УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max}=615,8$ А	$I_{ном}=800$ А
$i_d \geq i_y$	$i_y=22,42$ кА	$i_d=81,0$ кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k=87,3$ кА ² ·с	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}=1200$ кА ² ·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).

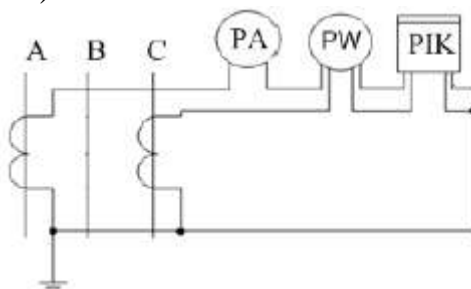


Рисунок 7.1 Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
1	2	3	4	5	6
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-

Окончание таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6
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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (7.3)$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб}} = z_{\text{2ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (7.4)$$

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

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

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

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (7.5)$$

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

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	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{мах}}$, А	$I_{\text{п.0}}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7
ГПП-ТП1	10,5	43	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10,5	120	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ТП2-ТП3	10,5	120	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10,5	58	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП5	10,5	54	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП6	10,5	122	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ТП6-ТП7	10,5	122	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП8	10,5	176	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3

Окончание таблицы 7.5

1	2	3	4	5	6	7
ТП8-ТП9	10,5	176	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП10	10,5	180	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ТП10-ТП11	10,5	180	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП12	10,5	78	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10 РУ3
ГПП-ТП13	10,5	40	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП14	10,5	58	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП15	10,5	108	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ТП15-ТП16	10,5	108	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП17	10,5	28	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП18	10,5	15,6	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП-СД1-4	10,5	65	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ДСП1-4	10,5	118	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ИП1,2	10,5	45	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ИП3,4	10,5	42	10,98	29,82	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

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 трансформаторами напряжения [27]:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения –пожаро- и взрывобезопасность;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;
- 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;
- заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3х3НОЛ, заземляемой через резисторы.

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

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (7.6)$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

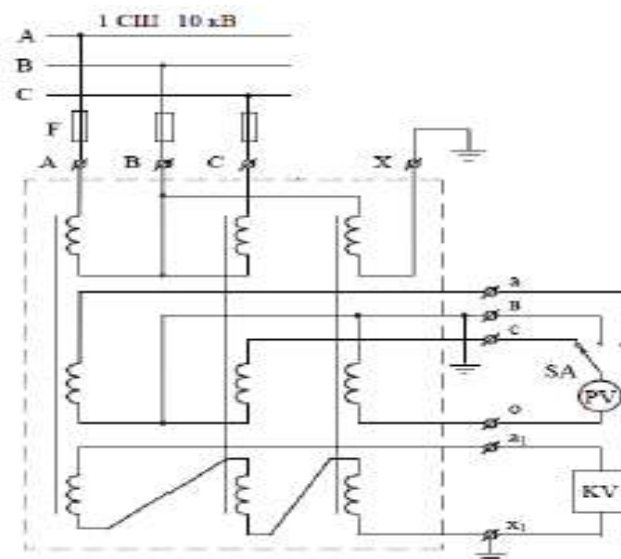


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

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

$$S_{2\text{нно}} \geq S_{\text{нагр}}, \quad (7.7)$$

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10УЗи 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	Мощность одной обмотки, кВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , кВт	Q ₂ , вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	-
PIK	Цепь силового тр-ра и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20

Окончание таблицы 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого								22	30
НАЛИ-СЭЩ-10УЗ		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} =30 ВА	
U _{НОМ} =10 кВ									
S _{2,кл.точ0,5} =200 ВА		S _{2НОМ} = 200> S _{2Σ}							

7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП

На вводах цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2УЗ, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [28].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-8, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.8)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [28] представлены в таблицах 7.7 и 7.8 соответственно.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max}=80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}}=22,42 \text{ кА}$	$i_{\text{д}}=51,0 \text{ кА}$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=87,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-103-10-100-12,5УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max}=80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=100 \text{ А}$
$i_{\text{ном.отк}} \geq i_{\text{к}}$	$i_{\text{к}}=8,26 \text{ кА}$	$i_{\text{ном.отк}}=12,5 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	U _{ном} , кВ	I _{мах} , А	I _{отк} , кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-2	10,5	36,4	10,98	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-3	10,5	36,4	10,98	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-10	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-11	10,5	57,7	10,98	ПКТ102-63-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-12	10,5	36,4	10,98	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-13	10,5	36,4	10,98	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3

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-10-1600-81УХЛЗ [28]. Выбор токопровода представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
U _{ном} ≥ U _{уст}	U _{уст} =10,5 кВ	U _{ном} =10,5 кВ
I _{ном} ≥ I _{мах}	I _{мах} =615,8 А	I _{ном} =1600
i _д ≥ i _у	i _у =22,42 кА	i _д =81,0 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 7.8.

Термически стойкое сечение определим по выражению

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (7.9)$$

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

B_к – тепловой импульс тока КЗ, кА² · с .

Согласно [50, табл.3.14] для алюминиевых кабелей 10 кВ с сплошными жилами и бумажной изоляцией (АПвПу)

$$F_{\text{ТС}}^{\text{III}} = \frac{\sqrt{8,26^2 \cdot (1,1 + 0,06 + 0,12) \cdot 10^6}}{95} = 105 \text{ мм}^2.$$

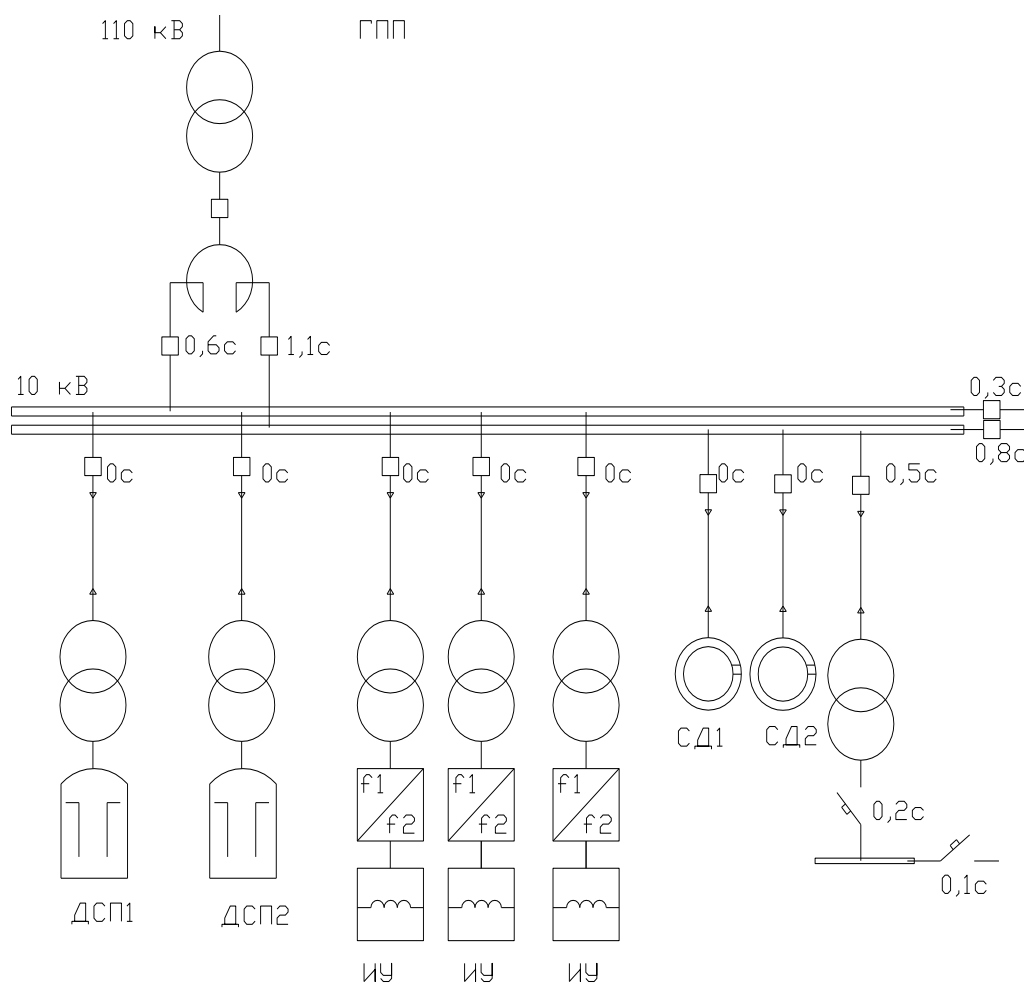


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Результаты расчетов термически стойких сечений по выражению (7.5) представим в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной ли- нии	I_k , кА	$t_{p.з}$, с	$t_{o.в}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	C , $\frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$	$F_{\text{ТС}}$, мм ²
ГПП-ТП	8,26	1,1	0,06	0,12	87,3	95	105
ГПП-СД	8,26	0,6	0,06	0,12	53,2	95	76,8
ГПП-ДСП	8,26	0,6	0,06	0,12	53,2	95	76,8
ГПП-ИУ	8,26	0,6	0,06	0,12	53,2	95	76,8

В таблице 7.12 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей.

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	12,7	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП2	35,5	120	АПвП-10 (3х120)
ТП2-ТП3	35,5	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП4	17	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП5	21	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП6	36	120	АПвП-10 (3х120)
ТП6-ТП7	36	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП8	52	120	АПвП-10 (3х120)
ТП8-ТП9	52	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП10	53	120	АПвП-10 (3х120)
ТП10-ТП11	53	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП12	23	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП13	12	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП14	17	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП15	32	120	АПвП-10 (3х120)
ТП15-ТП16	32	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП17	8,4	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-ТП18	4,6	120	АПвП-10 (3х120)
ГПП-СД1-4	38,2	95	АПвП-10(3х95)
ГПП-ДСП1-4	69,7	95	АПвП-10(3х95)
ГПП-ИП1,2	26,5	95	АПвП-10(3х95)
ГПП-ИП3-6	24,6	95	АПвП-10(3х95)

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:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}}, \quad (7.10)$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 16000 = 16 \text{кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-16/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-20У3

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП.

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [29]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.10.

Таблица 7.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ГПП-ТП1	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП2	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ТП2-ТП3	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП4	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП5	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ГПП-ТП6	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ТП6-ТП7	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП8	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ТП8-ТП9	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ГПП-ТП10	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ТП10-ТП11	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ГПП-ТП12	Вводной	1445	10,5	23,7	ВА 08-1600УХЛЗ
	Секционный	723	10,5	23,7	ВА 08-800УХЛЗ
ГПП-ТП13	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ

Окончание таблицы 7.13

ГПП-ТП14	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП15	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ТП15-ТП16	Вводной	910	10,5	23,7	ВА 08-1000УХЛЗ
	Секционный	455	10,5	23,7	ВА 08-630УХЛЗ
ГПП-ТП17	Вводной	360	10,5	23,7	ВА 08-400УХЛЗ
	Секционный	180	10,5	23,7	ВА 08-250УХЛЗ
ГПП-ТП18	Вводной	360	10,5	23,7	ВА 08-400УХЛЗ
	Секционный	180	10,5	23,7	ВА 08-250УХЛЗ

Выводы по разделу семь

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.

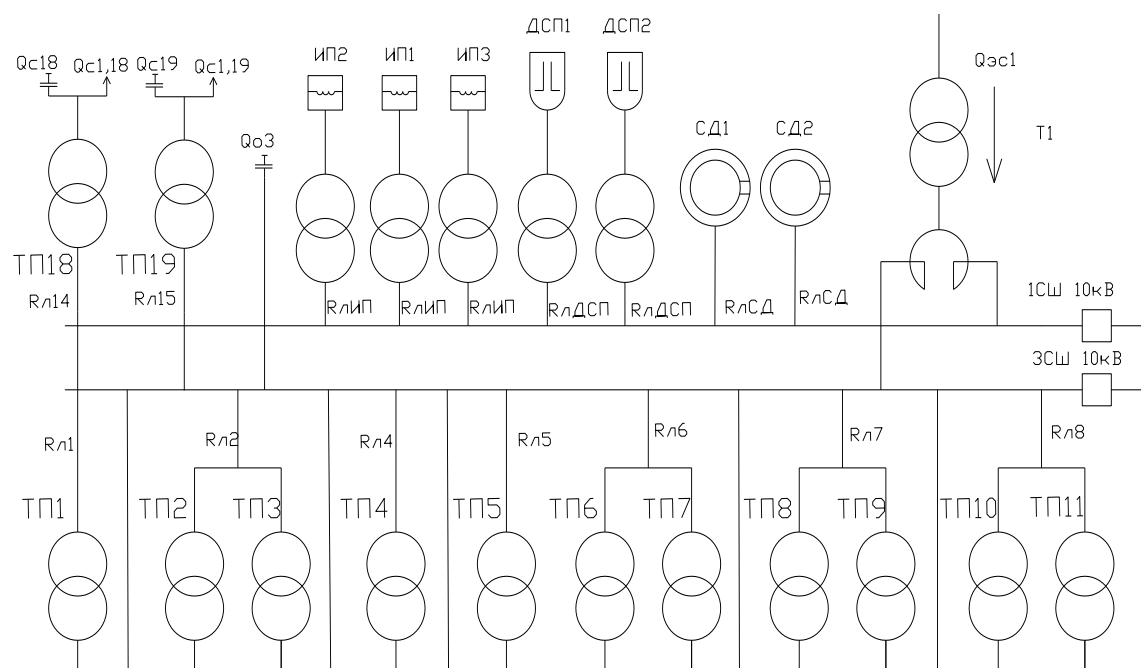


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_T = \frac{U_H^2 \cdot \Delta P_K}{S_{HT}^2}, \quad (8.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;
 $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{T1} = \frac{7,6 \cdot 10^3 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 1,910M.$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{\text{ли}} = r_{\text{ол}} \cdot L_i, \quad (8.2)$$

$$R_{\text{ли}} = 0,32 \cdot 0,544 = 0,174 \text{ Ом.}$$

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	$S_{\text{н.т.и}},$ кВА	$Q_{\text{ли}},$ квар	$\Delta Q_{\text{ти}},$ квар	$R_{\text{ти}},$ Ом	$R_{\text{ли}},$ Ом
ТП1	630	262	66	1,9	0,196
ТП2	630	323	182	1,9	0,072
ТП3	630	323	182	1,9	0,049
ТП4	630	306	103	1,9	0,103
ТП5	1000	431	108	1,2	0,058
ТП6	630	357	180	1,9	0,032
ТП7	630	357	180	1,9	0,058
ТП8	1000	519	262	1,2	0,130
ТП9	1000	519	262	1,2	0,040
ТП10	1000	540	260	1,2	0,152
ТП11	1000	540	260	1,2	0,041
ТП12	1000	335	122	1,2	0,057
ТП13	630	230	62	1,9	0,125
ТП14	630	357	102	1,9	0,152
ТП15	630	403	154	1,9	0,161
ТП16	630	403	154	1,9	0,022
ТП17	250	158	49	5,6	0,157
ТП18	250	90	17	5,6	0,196
Итого		6453	2705		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности.

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

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=959,11 \cdot 12=11509,32$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3488$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{\text{э}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 2742) = 15664 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}}.$$

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

$$З_{\text{ИГ.К}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{ИЗМ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}},$$

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 [30].

Тогда

$$З_{\text{ИГ.К}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 2 = 4260921 \text{ руб./Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$З_{\text{ИГ.К}} = З_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{ИЗМ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

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

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

Тогда

$$З_{\text{ИГ.К}} = З_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 74,09 + 15664 \cdot 2 = 130460 \text{ руб./Мвар.}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Таблица 8.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U _н , кВ	P _{д.ном.i} , кВт	Q _{д.ном.i} , Мвар	N _i , шт	n _i , об/мин	D _{1i} , кВт	D _{2i} , кВт
СД1	СТД	10	1000	0,75	2	3000	4,4	4,65

Располагаемая реактивная мощность СД:

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

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$З_{\text{ИГ.С}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.ном.i}}}, \quad (8.4)$$

$$З_{2\text{ИГ.СД}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{Q_{\text{СД.ном.i}}}, \quad (8.5)$$

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

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				76

$$Q_{\text{CDi}} = \frac{3_{10} - 3_{\text{ИГ.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СДи}}}, \quad (8.6)$$

где $a = \frac{1000}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{кВ}^{-2}$.

$$R_{\text{э.СДи}} = \frac{R_{\text{л.СДи}}}{N_i} + \frac{3_{2\text{Г.СД}}}{a \cdot C_0}, \quad (8.7)$$

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

Таблица 8.3

Наименование	$Q_{\text{СД.ми}}$, Мвар	$3_{\text{ИГ.СДи}}$, руб./Мвар	$3_{2\text{Г.СДи}}$, руб./Мвар	$R_{\text{э.СДи}}$, Ом	$Q_{\text{СДи}}$, Мвар
СД	1175	91895	129489	0.104	0.10

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.

$$R_{\text{э.и}} = r_l = R_{\text{л1}} + R_{\text{т1}}, \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э.и}} = r_l = 0,17 + 1,91 = 2,08 \text{Ом}.$$

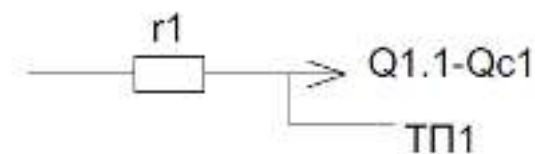


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-2 и ТП-3, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле.

$$\frac{1}{R_{\text{т2}}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}, \quad (8.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т2}}} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,07 + 1,91} = \frac{1}{1,98 \text{ Ом}},$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_2, \quad (8.10)$$

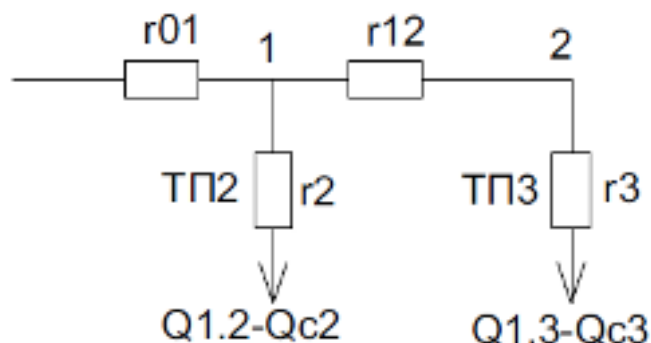


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\Sigma 3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T2}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.11)$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,1}{1,98}\right) \cdot 1,91 = 2,00 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 3} = \left(1 + \frac{0,1}{1,98}\right) \cdot (0,07 + 1,91) = 2,08 \text{ Ом.}$$

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

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\Sigma i}}, \quad (8.12)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{\text{ПГ.К}}}{2 \cdot a \cdot C_0}, \quad (8.13)$$

$$Z = \frac{130460 - 260921}{2 \cdot 10 \cdot 15664} = -0,416 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

$$Q_{ci} = 0,262 + 0,066 + \frac{(-0,416)}{2,08} = 0,128 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.13) 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 установ- ки БК	R _{эi} , Ом	Q _{ci} , Мвар		Q _{кyи} , квар	Q _{кyи} +Q _{ci} , квар	Тип принятой БК	Q _{сбкi} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	2,09	0,128	0,128	0	0,128	КРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ТП-2	1,97	0,293	0,293	0	0,293	КРМ-0,4-225-25 УЗ КРМ-0,4-40-5 УЗ	265
ТП-3	2,03	0,300	0,300	0	0,300	КРМ-0,4-300-50 УЗ	300
ТП-4	2,0	0,201	0,201	0	0,201	КРМ-0,4-200-25 УЗ	200
ТП-5	1,25	0,206	0,206	0	0,206	КРМ-0,4-200-25 УЗ	200
ТП-6	1,95	0,323	0,323	0	0,323	КРМ-0,4-300-50 УЗ	300
ТП-7	2,01	0,330	0,330	0	0,330	КРМ-0,4-300-50 УЗ	300
ТП-8	1,29	0,272	0,272	120	0,392	КРМ-0,4-350-50 УЗ	350
ТП-9	1,27	0,264	0,264	120	0,384	КРМ-0,4-350-50 УЗ	350
ТП-10	1,31	0,482	0,482	0	0,482	КРМ-0,4-75-25 УЗ КРМ-0,4-300-50 УЗ КРМ-0,4-100-25 УЗ	475
ТП-11	1,27	0,472	0,472	0	0,472	КРМ-0,4-300-50 УЗ КРМ-0,4-150-50 УЗ	450
ТП-12	1,25	0,124	0,124	0	0,124	КРМ-0,4-100-25 УЗ	100
ТП-13	2,02	0,086	0,086	0	0,086	КРМ-0,4-75-25 УЗ	75
ТП-14	2,05	0,217	0,217	172	0,389	КРМ-0,4-300-50 УЗ КРМ-0,4-75-25 УЗ	375
ТП-15	2,19	0,355	0,355	0	0,355	КРМ-0,4-200-25 УЗ КРМ-0,4-150-50 УЗ	350
ТП-16	1,96	0,368	0,368	0	0,368	КРМ-0,4-200-25 УЗ КРМ-0,4-150-50 УЗ	350
ТП-17	5,75	0,123	0,123	146	0,269	КРМ-0,4-150-50 УЗ КРМ-0,4-100-25 УЗ	250
ТП-18	5,79	0,073	0,073	85	0,158	КРМ-0,4-150-50 УЗ	150
ГПП	-	-	3,11	-	3116	КРМ-10,5-1500-450 УЗ КРМ-10,5-1500-450 УЗ	3000
Итого	-	-	7733	643	8376	-	7940

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{T}^{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CДи}}{2} - \frac{Q_{Эс}}{2}, \quad (8.14)$$

где $\Delta Q_{T}^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар;

Q_B – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, квар.

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

$$Q_{\text{ЭС}}^I = P_{\text{р.п}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}},$$

$$Q_{\text{ЭС}}^{\text{II}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{СД.м}},$$

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

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

$$Q_{\text{ЭС.110}}^I = 19997 \cdot 0,5 = 9998 \text{квар.}$$

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 $\alpha_{\text{м}}=0,6$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД.м}} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 750^2} = 3000 \text{квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{\text{р.п}} = K_{\text{ОМ}} \left(\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} + \sum_{i=1}^M Q_{\text{р.и}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{Тi}} \right) + \sum_{i=1}^n Q_{\text{р.осв.и}},$$

$$Q_{\text{р.п}} = 0,8 \cdot [10838 + 2156 + 4492] + 884 = 13682 \text{квар.}$$

$$Q_{\text{ЭС}}^{\text{II}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{СД.м}} = 13682 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3000 = 11212 \text{квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{ЭС}} = Q_{\text{ЭС}}^{\text{II}} = 11212 \text{квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой.

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{р.п}}},$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = \frac{11212}{19997} = 0,56.$$

Необходимая мощность ВБК на СШЗ

$$Q_0 = (6453 + 2705) + \frac{1605}{2} + \frac{6857}{2} - 4617 - \frac{100}{2} - \frac{11212}{2} = 3116 \text{квар.}$$

Поэтому принимаем к установке два разных по мощности ВБК типа 2х КРМ-10,5-1500-450 УЗ, [31].

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $\operatorname{tg} \varphi_{\text{э}}=0,5$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффи-

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

циент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{kyi} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.ни} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - Q_{ст.в}}{P_p},$$

где Q_{ky} – мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, квар.

$Q_{ст.н}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, квар;

$Q_{ст.в}$ – мощность высоковольтных КУ, квар.

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{(6453 + 2705) + \frac{1605}{2} + \frac{6857}{2} - 558 - 4940 - \frac{100}{2} - 3000}{0,5 \cdot 19997} = 0,48.$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{рез. \%} = \frac{\sum (Q_{CD.Mi} - Q_{CDi})}{Q_p} \cdot 100\%,$$

$$Q_{рез. \%} = \frac{(3000 - 100)}{13682} \cdot 100\% = 22\%.$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg} \varphi_p = 0,48$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg} \varphi_{эс} = 0,50$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

9.1 Расчет размаха колебания напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Источником колебаний напряжения является электроприемник с резкопеременным режимом работы: дуговой сталеплавильный печь.

Дуговые сталеплавильные печи (ДСП) создают небольшие колебания напряжения в период расплавления. Размах изменения напряжения от ДСП достигает 3,5...12% на шинах 6, 10 кВ.

Рассмотрим принципиальную схему для расчета размаха колебания напряжения, представленную на рисунке 9.1

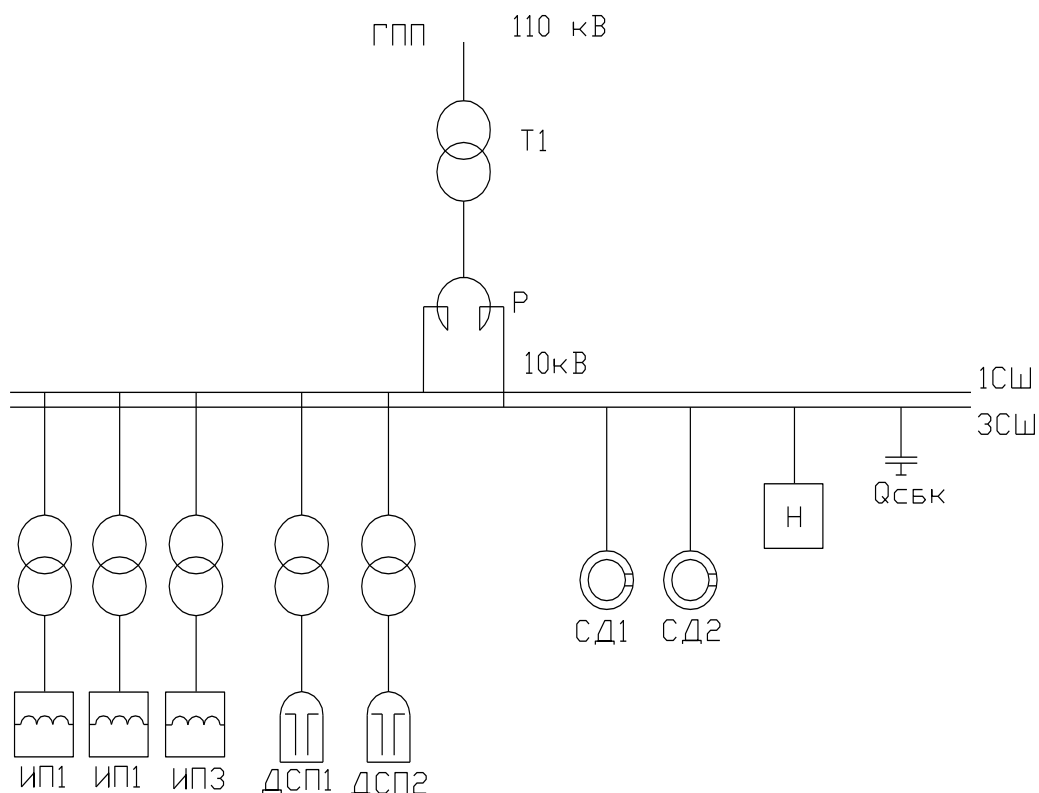


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

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

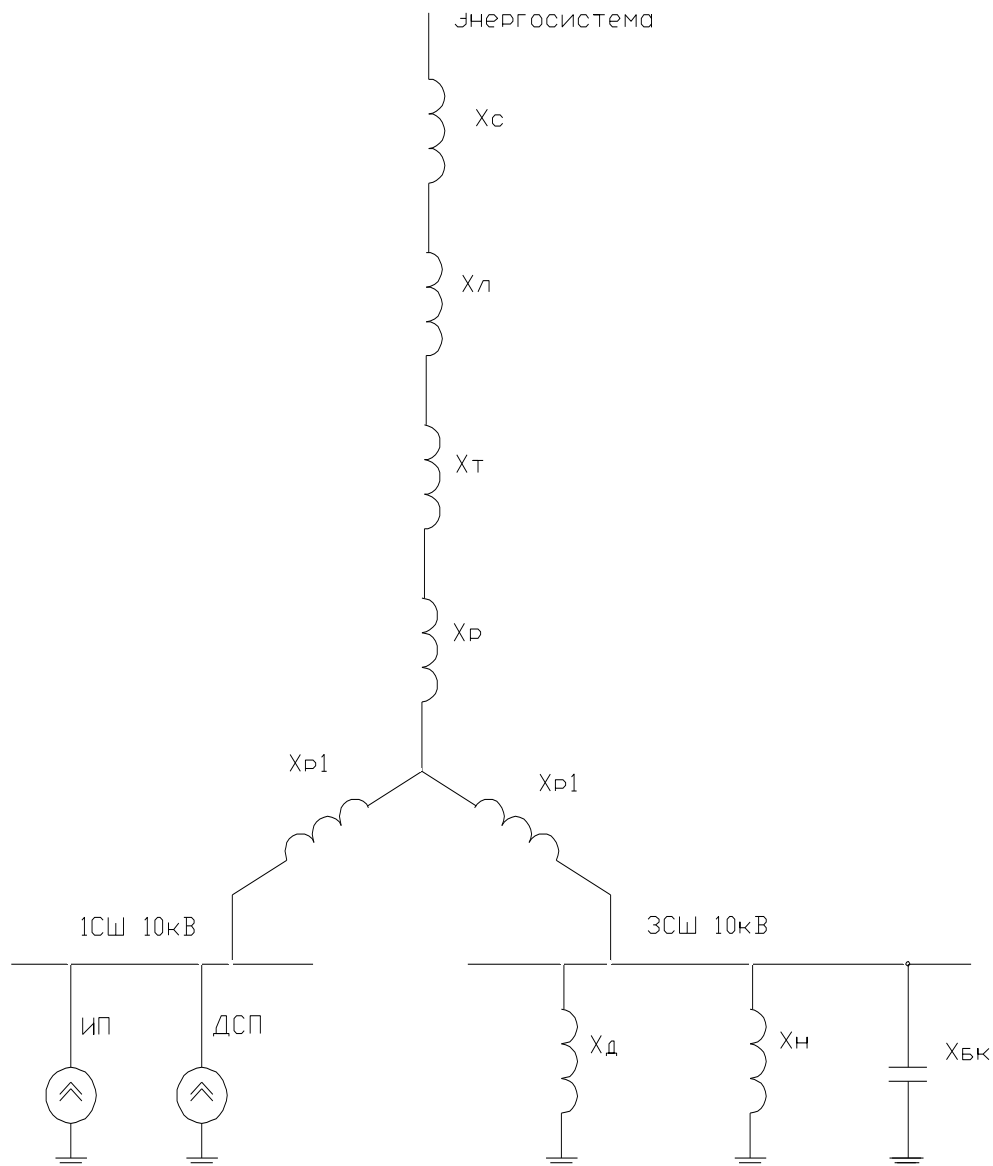


Рисунок 9.2 – Схема замещения

Размах колебаний напряжения в точке СШ1

$$\delta U_{\text{тссш}} = \frac{S_{\text{дсп}} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_{\text{кз}}} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность КЗ в точке СШ1, МВА;

$S_{\text{дсп}}$ – мощность ДСП, МВА;

$$\delta U_{\text{тссш}} = \frac{2,5 \cdot \sqrt[4]{2}}{165} \cdot 100\% = 1,2\%.$$

При питании от отдельного узла сети предприятия только специфических приёмников электроэнергии допускается превышение нормативных показателей качества электроэнергии в этом узле при условии обеспечения нормальной работы других потребителей, питающихся от СЭС предприятия [11, п.7.5.34].

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_{110}^2}{S_{к.110з}}, \quad (9.2)$$

$$x_c = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{1812 \cdot 10^6} = 6,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора

$$x_t = \frac{U_{кз} \cdot U_{110}^2}{100 \cdot S_{т.ном}}, \quad (9.3)$$

$$x_t = \frac{10,5 \cdot (110 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 16000} = 79,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление реактора

$$x_p = -K_{св} \cdot x_p, \quad (9.4)$$

$$x_p = -0,508 \cdot 0,25 = -0,127 \text{ Ом.}$$

$$x_{p1} = (1 + K_{св}) \cdot x_p, \quad (9.5)$$

$$x_{p1} = (1 + 0,508) \cdot 0,25 = 0,377 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_H = \frac{U_{110}^2}{S_{.H}}, \quad (9.6)$$

$$x_H = \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 13586)^2 + (0,5 \cdot 11722)^2}} = 1348 \text{ Ом.}$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{д\Sigma} = \frac{17}{S_{д\Sigma}}, \quad (9.7)$$

$$x_{д\Sigma} = \frac{17}{2 \cdot 1,250} = 6,8 \text{ Ом.}$$

где $S_{дс}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{19} = \frac{x_H \cdot x_{д\Sigma}}{x_H + x_{д\Sigma}}, \quad (9.8)$$

$$x_{19} = \frac{1348 \cdot 6,8}{1348 + 6,8} = 6,7 \text{ Ом.}$$

$$x_{29} = x_{19} + x_{p1} = 6,7 + 0,377 = 7,07 \text{ Ом.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$X_{3Э} = X_C + X_T + X_p,$$

$$X_{3Э} = 6,6 + 79,4 - 0,127 = 85,8 \text{ Ом.}$$

$$X_{4Э} = \frac{X_{3Э} \cdot X_{2Э}}{X_{3Э} + X_{2Э}},$$

$$X_{4Э} = \frac{85,8 \cdot 7,07}{85,8 + 7,07} = 6,5 \text{ Ом.}$$

$$I_1 = \frac{\delta U_{\text{тссш}}}{X_{4Э} + X_{p1}}, \quad (9.9)$$

$$I_1 = \frac{1,2\%}{6,5 + 0,377} = 0,15 \frac{\%}{\text{Ом}}.$$

$$\delta U_T = I_1 \cdot X_{4Э},$$

$$\delta U_T = 0,15 \cdot 6,5 = 0,97\%.$$

$$I_2 = \frac{\delta U_T}{X_{2Э}},$$

$$I_2 = \frac{0,97\%}{7,07} = 0,13 \frac{\%}{\text{Ом}}.$$

Определим размах изменения колебаний напряжения в точке СШЗ

$$\delta U_{\text{тссш}} = I_2 \cdot X_{1Э}, \quad (9.10)$$

$$\delta U_{\text{тссш}} = 0,13 \cdot 6,7 = 0,91\%.$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения в точке СШЗ не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{\text{доп}} = 1\%$.

9.2 Расчет несимметрии напряжения

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%, \quad (9.11)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot X_{кз}, \quad (9.12)$$

где $X_{кз}$ – сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети.

Сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$x_{\text{ка}} = x_{\text{ка}}^1 \cdot \frac{U_6^2}{S_6}, \quad (9.13)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (9.14)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность

$$P_{\text{п}} = P_{\text{п}}^1 + P_{\text{п}}^{11}, \quad (9.15)$$

где $P_{\text{п}}^1$ – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

$P_{\text{п}}^{11}$ – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P_{\text{п}}^1 = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right), \quad (9.16)$$

$$P_{\text{п}}^{11} = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right), \quad (9.17)$$

где $\xi_{\text{КС}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки ($\xi_{\text{КС}} = 0,3$).

Результаты расчета по формулам (9.11) – (9.17) представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1

$x_{\text{кз}}^1$, о.е.	U_6 , кВ	S_6 , МВА	$x_{\text{кз}}$, Ом	$P_{\text{п}}$, кВт	$P_{\text{п}}^1$, кВт	$P_{\text{п}}^{11}$, кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
6,6	10,5	1000	0,73	5000	1416	1916	281,8	205,7	1,95

Из данных таблицы 9.1 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [29].

9.3 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД (рисунок 9.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 9.4.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$X_{п.э} = \frac{S_{б} \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_{б}^2}, \quad (9.18)$$



Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

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

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_{п})^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_{п})^2}, \quad (9.19)$$

где $P_{п}$ – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_{п}$ – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_{н} \cdot \eta_{н}}, \quad (9.20)$$

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

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

$$S_{п} = \frac{1000 \cdot 5}{0,8 \cdot 0,95} = 6580 \text{ кВА},$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(10228)^2 + (6580 + 2156,1)^2} = 13451 \text{ кВА}.$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{п.э} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{13451 \cdot 10,5^2} = 74,34.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$U_{\text{д}} = 10,5 \cdot \frac{74,34}{6,6 + 74,34} = 9,63 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [33]

$$\Delta U\% = \frac{U_{\text{с}} - U_{\text{д}}}{U_{\text{с}}} \cdot 100\%, \quad (9.21)$$

$$\Delta U\% = \frac{10,5 - 9,63}{10,5} \cdot 100\% = 8,2\% < 20\%.$$

Условие выполнено.

9.4 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 10.1

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

Сопротивление энергетической системы

$$x_{\text{св}} = 0,65 \cdot v \frac{U_{\text{ст}}^2}{S_{\text{к}}}, \quad (9.22)$$

где $S_{\text{кз}}$ – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{\text{св}} = 0,65 \cdot v \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{3000 \cdot 10^6} = 0,21v,$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{\text{лв}} = x_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot v \frac{U_{\text{ст}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (9.23)$$

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

L – длина воздушной линии, км;

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

$$x_{\text{лв}} = 0,44 \cdot 9,5 \cdot v \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{(110 \cdot 10^3)^2} = 0,034v$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{\text{Тв}} = \frac{u_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ст}}^2 \cdot 0,88 \cdot v}{100 \cdot S_{\text{н.т}}}, \quad (9.24)$$

где $u_{\text{к}}$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{\text{т.ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{\text{Тв}} = \frac{10,5 \cdot (10 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,88 \cdot v}{100 \cdot (16 \cdot 10^3)} = 0,65v$$

Общее сопротивление сдвоенного реактора

$$x_{\text{Рв}} = -K_{\text{св}} \cdot x_{\text{п}} \cdot v, \quad (9.25)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

где $k_{св}$ – коэффициент связи.

$$x_{pv} = -0,508 \cdot 0,25 \cdot v = -0,127v.$$

Сопротивление ветви сдвоенного реактора

$$x_{p1v} = (k_{св} + 1) \cdot x_p \cdot v, \quad (9.26)$$

$$x_{p1v} = (0,508 + 1) \cdot 0,25 \cdot v = 0,377v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{S_{д\sum}}, \quad (9.27)$$

где $S_{д\sum}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{dv} = \frac{17 \cdot v}{2 \cdot 1,250} = 6,8v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_H = \frac{U_{ст}^2 \cdot v}{S_H}, \quad (9.28)$$

$$x_{nv} = \frac{(10 \cdot 10^3)^2 \cdot v}{\sqrt{(0,5 \cdot 13586)^2 + (0,5 \cdot 11576)^2}} = 15v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$x_{БК} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (9.29)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$x_{БК} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{1,5 \cdot 10^6 \cdot v} = -\frac{66,5}{v}.$$

Источником искажения являются:

- дуговые сталеплавильные печи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13;
- преобразователь имеет шестифазную схему выпрямления тока технологической установки, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

$$I_{lv} = \frac{\sqrt[4]{N_{дсп}} \cdot S_{дсп}}{U_{ст} \cdot v^2}, \quad (9.30)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{lv} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 4 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^3 \cdot v^2} = \frac{475,7}{v^2}.$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники принимается равным току 3-ей гармоники.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками.

$$I_v = \frac{S_{\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v}, \quad (9.31)$$

где S_{Σ} – 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 $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

$$I_v = \frac{3000 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (10 \cdot 10^3) \cdot v} = \frac{173,2 \cdot k_{v\Sigma}}{v}.$$

Результаты расчета по формулам (9.22) – (9.31) представим в таблице 9.2

Таблица 9.2

v	X _{CV}	X _{LV}	X _{TV}	X _{PV}	X _{PLV}	X _{LV}	X _{HV}	X _{BKV}	I _{v1}	I _{v2}	I _{vΣ}
2	0.043	0.076	1.313	-0.254	0.754	27.2	29.85	-11,11	65.38	-	65.38
3	0.065	0.115	1.969	-0.381	1.131	40.8	44.77	-7,407	29.06	-	29.06
5	0.108	0.191	3.281	-0.635	1.885	68	74.62	-4,444	10.46	31.17	41.63
7	0.152	0.267	4.594	-0.889	2.639	95.2	104.4	-3,175	5.338	22.26	27.59
11	0.238	0.42	7.219	-1.397	4.147	149.6	164.2	-2,02	2.162	11.80	13.96
13	0.282	0.496	8.831	-1.651	4.901	176.8	194.1	-1,709	1.548	9.992	11.54

Рассчитаем параметры схем замещения, представленный на рисунке 9.3

$$x1 = \frac{X_H \cdot X_D}{X_H + X_D}, \quad (9.32)$$

$$x2 = \frac{X_{BK} \cdot x1}{X_{BK} + x1}, \quad (9.33)$$

$$x3 = x2 + x_{P1}, \quad (9.34)$$

$$x4 = x_C + x_L + x_T + x_P, \quad (9.35)$$

$$x5 = \frac{x4 \cdot x3}{x4 + x3}, \quad (9.36)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{CШ1} = I_{v\Sigma} \cdot X6, \quad (9.38)$$

$$U_T = I_{v\Sigma} \cdot X4, \quad (9.39)$$

$$x_6 = x_5 + x_{p1} \quad (9.37)$$

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

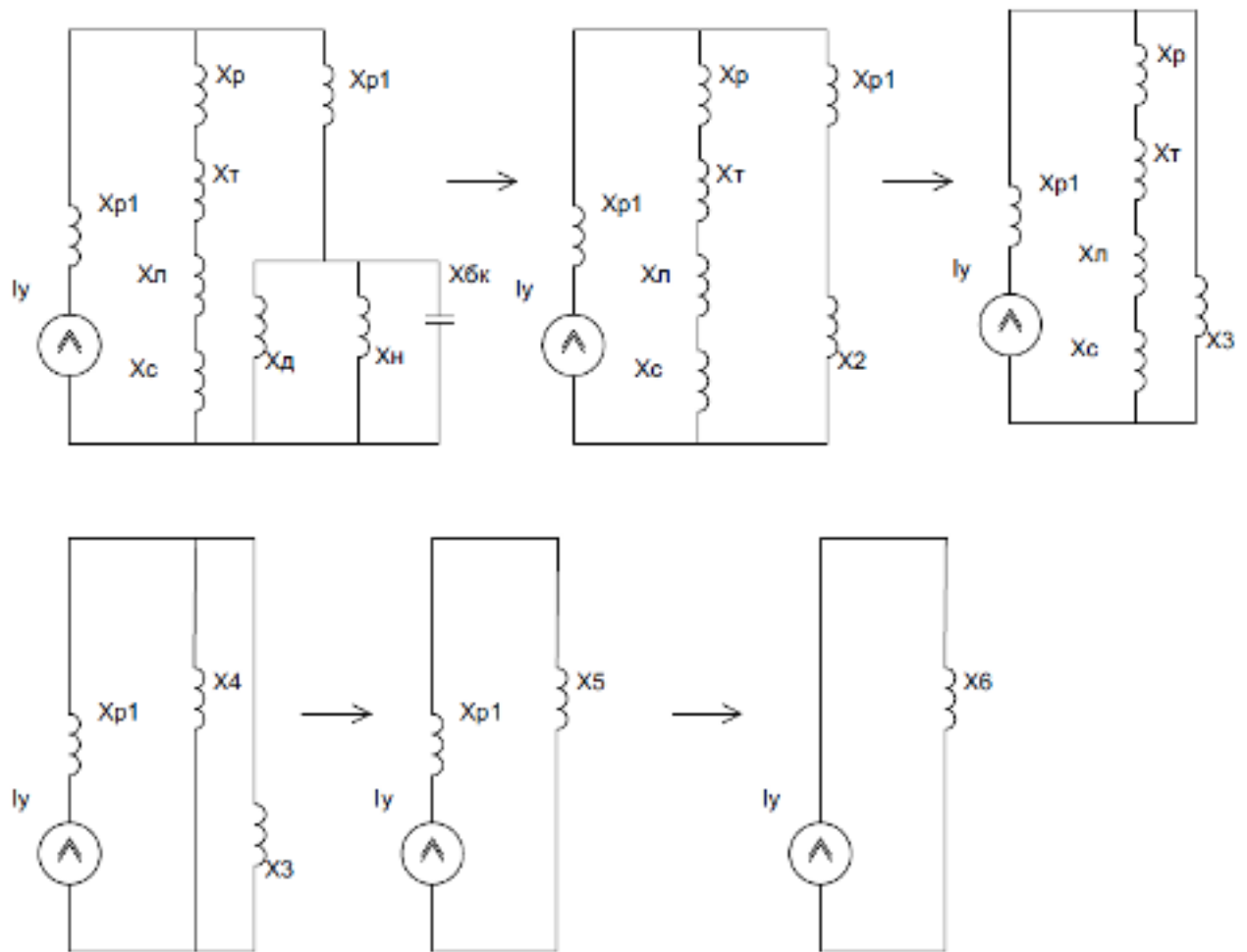


Рисунок 9.3 –Преобразование схемы замещения

$$I_{\text{сшз}} = \frac{U_{\text{т}}}{X_3}, \quad (9.40)$$

$$U_{\text{сшз}} = I_{\text{сшз}} \cdot X_2, \quad (9.41)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum U_{\text{сш}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (9.42)$$

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.19) представим в таблице 9.3.

Таблица 9.3

V	X _{э1v}	X _{э2v}	X _{э3v}	X _{э4v}	X _{э5v}	X _{э6v}	U _{сш1v}	U _{сш3v}	K ^{сш1}	K ^{сш3}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	14,23	-50,67	-49,91	1,17	1,207	1,961	128,2	78,19	2,2 %	2,4 %
3	21,34	-11,34	-10,21	1,76	2,137	3,26	94,9	57,04		
5	35,58	-5,07	-3,19	2,94	37,87	39,76	982	195		

Окончание таблицы 9.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	49,81	-3,39	-0,75	4,12	-0,919	1,72	47,4	513,19		
11	78,27	-2,07	2,07	6,48	1,571	5,71	79,8	-90,48		
13	92,50	-1,74	3,15	7,65	2,237	7,13	82,4	-48,71		

Из таблицы 9.3 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [32], а именно: $K_U^{сш1} = 2,2\% < K_{у.д.д} = 5\%$ $K_U^{сш2} = 2,4\% < K_{у.д.д} = 5\%$

Выводы по разделу девять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: колебания напряжения, коэффициент искажения синусоидальности напряжения, несимметрия напряжения. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Составим карту селективности для отходящих линий 10 кВ от автоматического выключателя отходящей линий 0,4 кВ ТП-3.

- необходимо произвести расчет токов короткого замыкания, КЗ, К5, К6 и К7 на рисунке 10.1
- выбрать автоматические выключатели для защиты от перегруза и короткого замыкания и проверить их на чувствительность.
- выбрать предохранитель по всем необходимым параметрам для защиты трансформатора, ТП-3, а также проверить на чувствительность КЗ на НН ТП.
- произвести отстройку времени срабатывания выключателя 10 кВ

Принципиальную схему для расчёта токов короткого замыкания представим на рисунке 10.1.

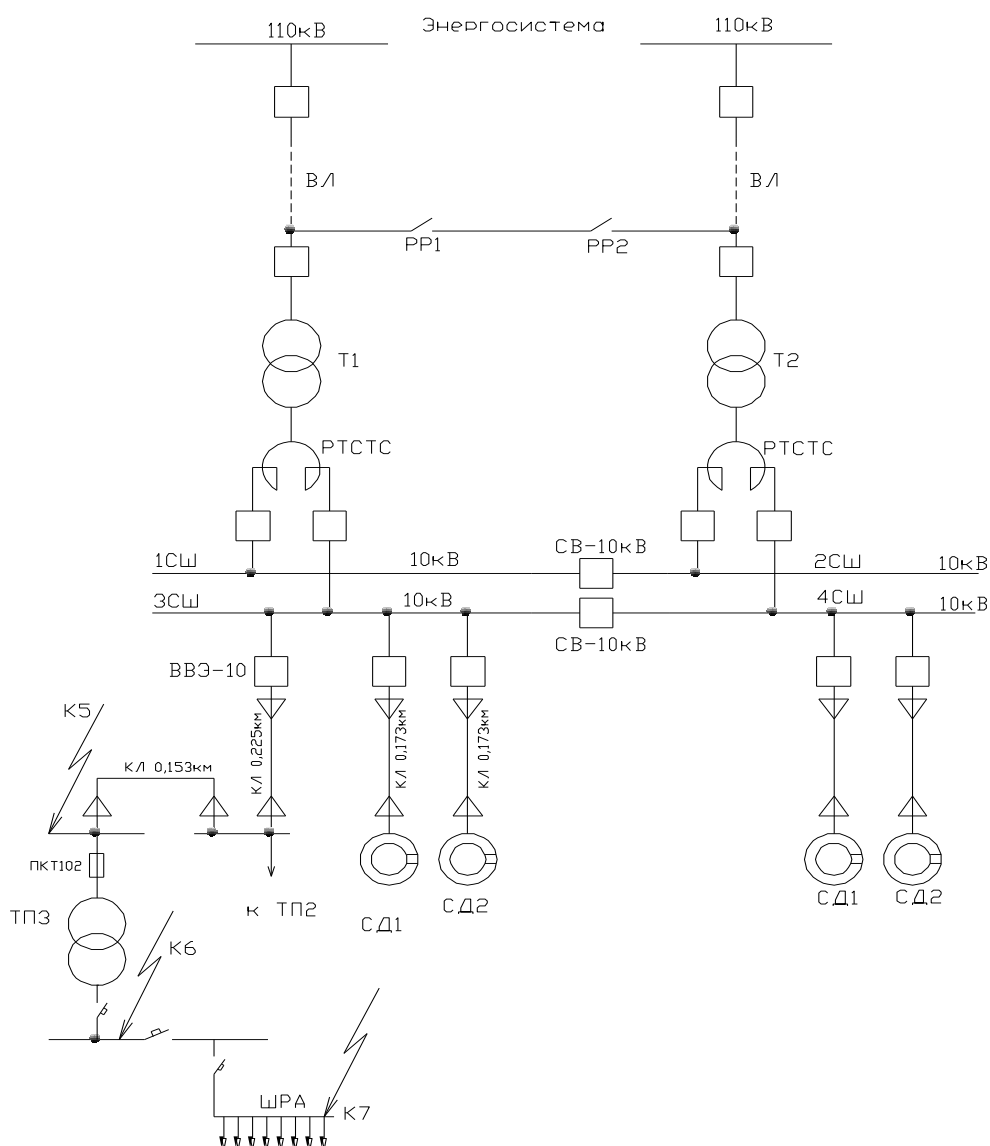


Рисунок 10.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

10.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К5 – в сети напряжением 10 кВ перед трансформатором ТП-3;
- К6 – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором ТП-3 на сборных шинах;
- К7 – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором ТП-3 на отходящем автоматическом автомате шинопроводе;

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 10.1) составляется схема замещения (рисунок 10.2).

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6=1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание [34,35].

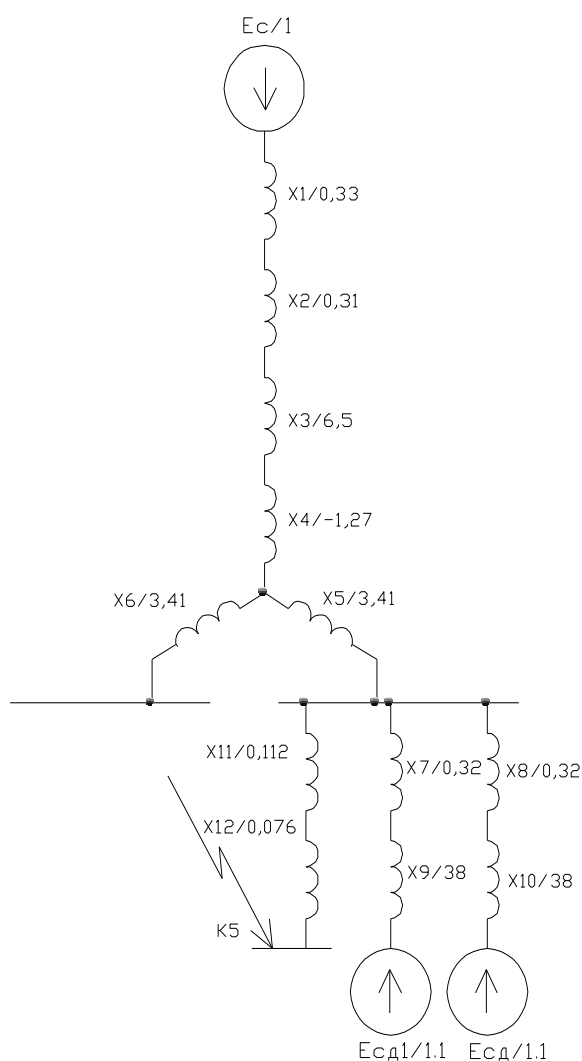


Рисунок 10.2 – Схема замещения для токов КЗ

Сопротивление системы, ВЛ-110 кВ, силового трансформатора, сдвоенного реактора берем из КП по электроснабжению.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Сопротивление кабельной линии

$$x = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (10.1)$$

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;

$U_{\text{ср}}^2$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_{11} = \frac{1}{2} \cdot 0,11 \cdot 0,225 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,112.$$

Аналогичным образом по выражению (10.1) рассчитываются сопротивления остальных кабельных линий, изображенных на рисунке 10.2, результаты расчета представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	x_7	x_8	x_{12}
x_0 , Ом/км	0,12	0,12	0,11
L , км	0,173	0,173	0,153
x , о.е.	0,32	0,32	0,076

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_9 = x_{10} = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d}, \quad (10.2)$$

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

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_9 = x_{10} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8 \cdot 0,95}{1000} = 38.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К5 приведем схему замещения (рисунок 10.2) к виду рисунка 10.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 10.3, определим по выражениям

$$x_{13} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5, \quad (10.3)$$

$$x_{14} = x_{11} + x_{12}, \quad (10.4)$$

$$x_{15} = x_{16} = x_7 + x_9, \quad (10.5)$$

$$x_{13} = 0,33 + 0,31 + 6,5 - 1,25 + 3,41 = 9,3.$$

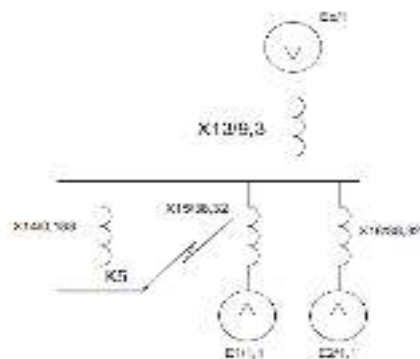


Рисунок 10.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К5

$$x_{14} = 0,112 + 0,076 = 0,188.$$

$$x_{15} = x_{16} = 0,32 + 38 = 38,32.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (10.6)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_C = \frac{E_C}{x_{13} + x_{14}} \cdot I_6, \quad (10.7)$$

$$I_{CD1} = \frac{E_{CD1}}{x_{15} + x_{14}} \cdot I_6, \quad (10.8)$$

$$I_{CD2} = \frac{E_{CD2}}{x_{16} + x_{14}} \cdot I_6, \quad (10.9)$$

$$I_C = \frac{1}{9,3 + 0,188} \cdot 55 = 5,6 \text{ кА}.$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{38,32 + 0,188} \cdot 55 = 1,56 \text{ кА}.$$

$$I_{CD2} = \frac{E_{CD2}}{38,32 + 0,118} \cdot 55 = 1,56 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К5

$$I_{KA5/0/} = I_C + I_{CD1} + I_{CD2}, \quad (10.10)$$

$$I_{KA5/0/} = 5,6 + 1,56 + 1,56 = 8,73 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K, \quad (10.11)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,73 = 23,72 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания в точке К5

$$S_{K35} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{K5}, \quad (10.12)$$

$$S_{K35} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,73 = 158,76 \text{ МВА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К5

$$I_{KA5}^{(2)} = \frac{S_{K35}}{2 \cdot U_{CP}}, \quad (10.13)$$

$$I_{KA5}^{(2)} = \frac{158,76}{2 \cdot 10,5} = 7,56 \text{ кА}.$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точке К6 представлена на рисунке 10.4.

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле.

$$I_K = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{z_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (10.14)$$

где r_{Σ} – суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ;

x_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ.

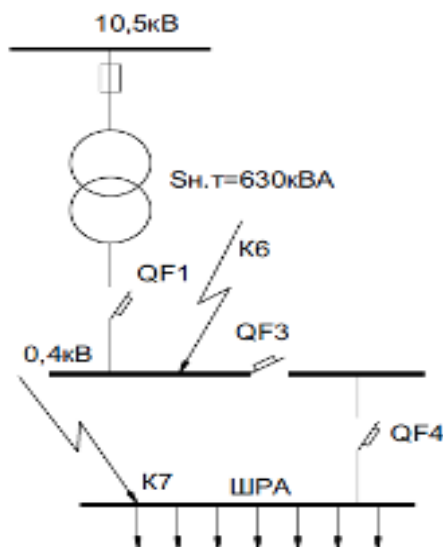


Рисунок 10.4 – Схема для расчетов токов короткого замыкания К6

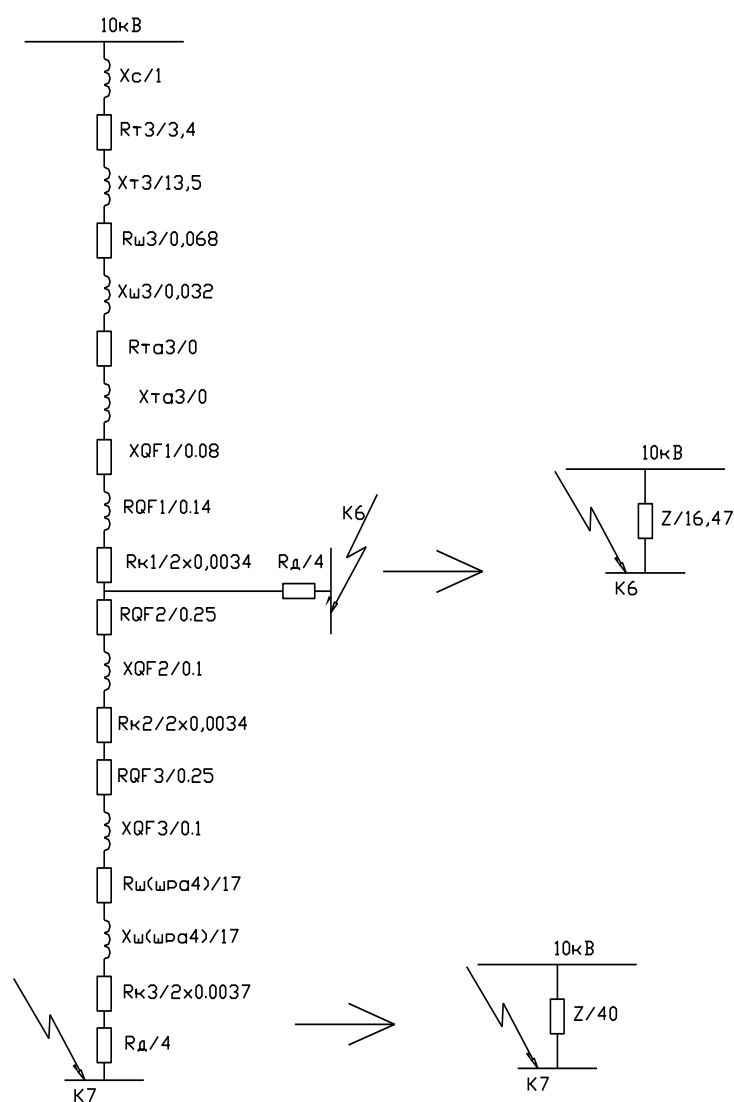


Рисунок 10.5 – Схема замещения для расчета в точке К6
Сопротивление энергосистемы

$$x_c = \frac{U_{CT}^2}{S_{K3}}, \quad (10.15)$$

$$x_c = \frac{400^2}{158,76 \cdot 10^6} = 1 \text{ мОм.}$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТМГ-630, приведенные к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 10.2.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Таблица 10.2 – Сопротивления трансформаторов и автоматических выключателей

Сн.т, кВА	Схема соеди- нения обмоток	U _к , %	Сопротивле- ния, мОм		Вводной Авто- матический выключатель QF1, мОм		Секцион. Ав- томатический выключатель QF3, мОм		Отходящий Автоматиче- ский выключатель QF4, мОм	
			прямой после- довательности							
630	Д/Y ₀		г	х	г	х	г	х	г	х
	11	5,5	3,4	13,5	0,14	0,08	0,25	0,1	0,25	0,1

Активное и индуктивное сопротивления шинпровода определяется по формулам:

$$R_{шз} = r_{уд.ш} \cdot L_{ш}, \quad (10.16)$$

$$X_{шз} = x_{уд.ш} \cdot L_{ш}, \quad (10.17)$$

где $R_{уд}$ и $X_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивление шинпровода, мОм/м;

$L_{ш}$ – длина шинпровода, м.

Между трансформатором и вводным выключателем QF1 расположен шинпровод длиной 2 м.

Номинальный ток трансформатора ТЗ составляет $I_{Т.Н} = 909$ А, с учетом перегрузки ($1,4 \cdot I_{Т.Н}$) ток трансформатора может достигать величины 1273 А. Поэтому в качестве исходных данных возьмем шинпровод Ш4 на ток 1250 А

– удельные сопротивления фазы $r_{уд.ш} = 0,034$ мОм/м, $x_{уд.ш} = 0,016$ мОм/м;

$$R_{шз} = 0,034 \cdot 2 = 0,068 \text{ мОм.}$$

$$X_{шз} = 0,016 \cdot 2 = 0,032 \text{ мОм.}$$

Сопротивления переходных контактных сопротивлений:

- Шинпровода с двух сторон по $R_{к.ш} = 0,0034$ мОм.

- Суммарное сопротивление переходных контактных сопротивлений

$$R_{к1} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ мОм;}$$

$$R_{к3} = 2 \cdot 0,0034 = 0,0068 \text{ мОм;}$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора тока 1500/5 А примем равными нулю в следствии их малости

Сопротивление шинпровода между отходящим автоматом и электроприемником находящийся в цехе. В качестве исходных данных возьмем шинпровод ШМА на ток 1000 А

Активное и индуктивное сопротивления шинпровода определяется по формулам:

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$R_{III(IIIА)} = 0,21 \cdot 80 = 17 \text{ мОм.}$$

$$X_{III(IIIА)} = 0,21 \cdot 80 = 17 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление заземляющей дуги
– на шинах РУ-0,4 кВ, точка К6, К7 – $R_{д.К6,7} = 4 \text{ мОм}$;

Суммарное активное сопротивление до точек К6

$$R_{\Sigma 6} = R_{ТЗ} + R_{III3} + R_{QF1} + R_{K1} + R_{д}, \quad (10.18)$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки К6

$$X_{\Sigma 6} = X_{с} + X_{ТЗ} + X_{III3} + X_{QF1}, \quad (10.19)$$

$$R_{\Sigma 6} = 3,4 + 0,068 + 0,14 + 0,0034 \cdot 2 + 4 = 7,61 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma 6} = 1 + 13,5 + 0,032 + 0,08 = 14,61 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление до точки К6

$$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{R_{\Sigma 6}^2 + X_{\Sigma 6}^2}, \quad (10.20)$$

$$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{7,61^2 + 14,61^2} = 16,47 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К6

$$I_{КА6}^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 6}}, \quad (10.21)$$

$$I_{КА6}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,47 \cdot 10^{-3}} = 14 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К6

$$I_{КА6}^{(2)} = \frac{U_{ср}}{2 \cdot Z_{\Sigma 6}}, \quad (10.22)$$

$$I_{КА6}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 16,47 \cdot 10^{-3}} = 12,14 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К6

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 14 = 31,6 \text{ кА.} \quad (10.23)$$

Мощность короткого замыкания в точке К6

$$S_{КЗ6} = \frac{U_{ср}^2}{Z_{\Sigma 6}}, \quad (10.24)$$

$$S_{КЗ6} = \frac{400^2}{16,47 \cdot 10^{-3}} = 9,7 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суммарное активное сопротивление до точек К7

$$R_{\Sigma 7} = R_{T3} + R_{ШЗ} + R_{ТАЗ} + R_{QF1} + R_{K1} + R_{QF3} + R_{K3} + R_{QF4} + R_{Ш(ШМА)} + R_{K4} + R_{д}, \quad (10.25)$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки К7

$$X_{\Sigma 7} = X_c + X_{T3} + X_{ШЗ} + X_{ТАЗ} + X_{QF1} + X_{QF3} + X_{QF4} + X_{Ш(ШМА)}, \quad (10.26)$$

$$R_{\Sigma 7} = 3,4 + 0,068 + 0 + 0,14 + 0,0068 + 0,25 + 0,0068 + 0,25 + 17 + 4 = 25,12 \text{ мОм.}$$

$$X_{\Sigma 7} = 1 + 13,5 + 0,032 + 0 + 0,08 + 0,1 + 0,1 + 17 = 31,81 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление до точки К7

$$Z_{\Sigma 7} = \sqrt{R_{\Sigma 7}^2 + X_{\Sigma 7}^2}, \quad (10.27)$$

$$Z_{\Sigma 7} = \sqrt{25,12^2 + 31,81^2} = 40 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К6

$$I_{KA7}^{(3)} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 7}},$$

$$I_{KA7}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 40 \cdot 10^{-3}} = 5,7 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К7

$$I_{KA7}^{(2)} = \frac{U_{CP}}{2 \cdot Z_{\Sigma 7}},$$

$$I_{KA7}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 40 \cdot 10^{-3}} = 5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К7

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 5,7 = 12,9 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания в точке К6

$$S_{K37} = \frac{U_{CT}^2}{Z_{\Sigma 7}},$$

$$S_{K37} = \frac{400^2}{40 \cdot 10^{-3}} = 4 \text{ МВА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (10.1) – (10.27), представим в таблице 10.3.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение Uср расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ S _{кз} ступени, МВА
		I _к ⁽³⁾ , кА	I _{КА.min} ⁽²⁾ , кА	i _{уд} , кА	
K5	10,5	8,73	7,56	23,72	158,76
K6	0,4	14	12,14	31,6	9,7
K7	0,4	5,7	5	12,9	4

10.2 Расчет защиты отходящей от ТП шинопровода магистрального типа

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки

$$S_p = 410 \text{ кВА}$$

Рабочий максимальный ток

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{р.ц}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}, \quad (10.28)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{410}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 624 \text{ А.}$$

$$I_n \geq I_{\text{раб.макс}},$$

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

$$I_{\text{раб.макс}} = 624 \text{ А}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель типа «Контактор» ВА08 с номинальным током I_n= 630 А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения I_{cu}=35 кА, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя I_{КА7}⁽³⁾ = 5,7кА

Для управления выключателем выберем с электронным расцепителем БУТ-12

Электронный расцепитель 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

$$I_{\text{rQF4}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Поэтому принимаем $I_{QF4.n} = I_n = 630 \text{ A}$.

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя Блок управления позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение [34].

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{rQF4}, \quad (10.29)$$

$$\frac{624}{630} = 0,99.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $\frac{I_r}{I_n} = 1,0$ тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r,QF4} = 1,0 \cdot 630 = 630 \text{ A}.$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r,QF4}, \quad (10.30)$$

$$I_d = 1,3 \cdot I_{r,QF4}, \quad (10.31)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 630 = 662 \text{ A}.$$

$$I_d = 1,3 \cdot 630 = 819 \text{ A}.$$

Принимаем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF4 равной $t_{r,QF4}=4 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r,QF4} = 6 \cdot 630 = 3780 \text{ A}$.

– 30-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r,QF4} = 1,5 \cdot 630 = 945 \text{ A}$.

– 1,2 - 4 с при токе $6 \cdot I_{r,QF4} = 6 \cdot 630 = 3780 \text{ A}$.

– 0,5-3 с при токе $7,0 \cdot I_{r,QF4} = 7,0 \cdot 630 = 4410 \text{ A}$.

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 $I_{r,QF4}$

$$I_{пик,QF4} = 1185 \text{ A}.$$

$$\frac{I_{пик,QF4}}{I_{r,QF4}} = \frac{1185}{630} = 1,88 \leq \frac{I_{sd,QF4}}{I_{r,QF4}}, \quad (10.32)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Ближайшая большая уставка будет $I_{sd.QF4} = 2 \cdot I_{r.QF4} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ A}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока составляет $\pm 20\%$ и находится в пределах $(0,9 \div 1,1) \cdot \Delta I_{sd}$. Определим границы $I_{sd.QF4}$ зоны разброса срабатывания.

$$0,9 \cdot 1260 = 1134 \text{ A. и } 1,1 \cdot 1260 = 1386 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К7.

$$K_{ч.СО} = \frac{I_{K7}^{(2)}}{I_{sd.QF4}}, \quad (10.33)$$

$$K_{ч.СО} = \frac{5000}{1260} = 4 \geq 1,5.$$

Уставку по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF4 принимаем равной $t_{sd.QF4} = 0,1 \text{ с}$. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $t_{sd.QF4} = 0,03 - 0,02 \text{ с}$.

Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока I_i имеет постоянное для расцепителя значение и связана с номинальным током выключателя.

$$I_i = 4 \cdot I_n, \quad (10.34)$$

$$I_i = 4 \cdot 630 = 2520 \text{ A}$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки составляет $\pm 20 \%$. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,85 \cdot 2520 = 2142 \text{ A. и } 1,25 \cdot 2520 = 3150 \text{ A.}$$

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF4 к минимальному току КЗ в месте его установки.

$$K_{ч.МО} = \frac{I_{K7}^{(2)}}{I_{i.QF4}}, \quad (10.35)$$

$$K_{ч.МО} = \frac{5000}{2520} = 1,98 < 2.$$

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.

$$I_{cu} \geq I_{K7.макс}^{(3)}, \quad (10.36)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

$$35 \geq 5,7 \text{ кА}$$

Результаты расчетов, выполненных по формулам (10.28) – (10.36) защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4 сведем в таблицу 10.4.

Таблица 10.4

Выключатель тип расцепитель	$I_{\text{раб. макс.}}$ А	I_n , А	Защита от перегруза						
			I_r , А	$\frac{t, \text{с}}{I_{sd}}$ А/о.е.	$\frac{t, \text{с}}{I_d}$ А/о.е.	$\frac{t, \text{с}}{I}$	Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току I_r		
QF4 «Контактор» ВА08-40	404	500	450	$\frac{10000}{662}$ 1,05	$\frac{10000}{819}$ 1,30	$\frac{6}{3780}$	$\frac{30-100}{945}$ 1,5	$\frac{1,2-4}{3780}$ 6	$\frac{0,5-3,0}{4410}$ 7

продолжение таблицы 10.4

Выключатель	Селективная токовая отсечка						Мгновенная токовая отсечка					
	$I_{\text{пик}}$, А	I_{sd} , А	ΔI_{sd} , А	$K_{\text{ч.ко}}$	t_{sd} , с	Δt_{sd} , с	I_i , кА	ΔI_i , А	$I_{K7}^{(2)}$, кА	$K_{\text{ч.мо}}$	$I_{K7}^{(3)}$, кА	I_{cu} , кА
QF4 «Контактор» ВА88-40	1185	1260	$\frac{1215}{1485}$	4,0	0,1	$\frac{0,08}{0,14}$	2,52	$\frac{2141}{3150}$	5,0	1,98	5,7	35

10.3 Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора

Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF3.

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия.

$$I_{\text{раб. макс}} = 0,7 \cdot I_{\text{раб. макс. т}} = 0,7 \cdot K_{\text{з.п}} \cdot I_{\text{т.н}}^{\text{нн}}, \quad (10.37)$$

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

$$I_{\text{т.н}}^{\text{нн}} = \frac{S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}, \quad (10.38)$$

$$I_{Т.Н}^{HH} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3.

$$I_{\text{раб. макс. QF3}} = 0,7 \cdot 1,6 \cdot 909 = 1019 \text{ А.}$$

Номинальный ток секционного выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока/

$$I_{г. QF3} \geq I_{\text{раб. макс}},$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель типа «Контактор» ВА08-43 с номинальным током $I_n = 1250 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 50 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя [2] $I_{КЗ. макс}^{(3)} = 14 \text{ кА}$.

Для управления выключателем выберем с электронным расцепителем БУТ-12.

Электронный расцепитель 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 QF3

$$I_{г. QF3} \geq I_{\text{раб. макс. QF3}}, \quad (10.39)$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.н} = I_n = 1250 \text{ А}$. Электронный расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{г. QF3}, \quad (10.40)$$

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{1019}{1250} = 0,81.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,9 тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

$$I_{r.QF3} = 0,9 \cdot 1250 = 1125 \text{ A.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF3}, \quad (10.41)$$

$$I_d = 1,3 \cdot I_{r.QF3}, \quad (10.42)$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 1125 = 1012 \text{ A.}$$

$$I_d = 1,3 \cdot 1125 = 1462 \text{ A}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{nd.QF3}=945 \text{ A}$ защиты от перегруза выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF4}= 540 \text{ A}$ 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 $t_{r.QF3} = 4 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 1125 = 6750 \text{ A}$.

Выбранный электронный расцепитель при $I_{r.QF3} = 4 \text{ с}$ имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

$$- 30-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 1125 = 1687 \text{ A.}$$

$$- 1,2 - 4 \text{ с при токе } 6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 1125 = 6750 \text{ A.}$$

$$- 0,5-3,0 \text{ с при токе } 7,0 \cdot I_{r.QF3} = 7,0 \cdot 1125 = 7875 \text{ A.}$$

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

$$I_{пик.QF3} = K_{н.о} \cdot I_{раб.макс.QF3}, \quad (10.43)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{пик.QF3} = 1,35 \cdot 1019 = 1376 \text{ A.}$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик.QF3}$ к уставке тока $I_{r.QF3}$

$$\frac{I_{пик.QF3}}{I_{r.QF3}} = \frac{1376}{1125} = 1,22 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}, \quad (10.44)$$

Ближайшая большая уставка будет

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

$$I_{sd.QF3} = 2 \cdot I_{r.QF3} = 1,5 \cdot 1125 = 1687 \text{ A.}$$

Полученная уставка селективной 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

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} = K_{н.согл} = 1,3 - 1,5, \quad (10.45)$$

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным $K_{н.согл} = 1,3$.

$$\frac{1125}{1260} = 0,89 < 1,3.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, не выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 примем равной

$$I_{sd.QF3} = 4 \cdot I_{r.QF3} = 4 \cdot 1125 = 4500 \text{ A.}$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока составляет $\pm 20\%$ и находится в пределах $(0,9 \div 1,1) \cdot \Delta I_{sd}$. Определим границы $I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания.

$$0,9 \cdot 4500 = 4050 \text{ A. и } 1,1 \cdot 4500 = 4950 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К6.

$$K_{ч.CO} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{i.QF3}}, \quad (10.46)$$

$$K_{ч.CO} = \frac{12140}{4500} = 2,7 > 1,5.$$

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF4.

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t, \quad (10.47)$$

$$t_{sd.QF3} = 0,1 + 0,1 = 0,2 \text{ с}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14 - 0,20 \text{ с.}$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Мгновенная токовая отсечка.

Секционный выключатель QF3 защищает одну из секций сборных шин (в зависимости от того, какой выведен из работы трансформатор).

Уставку тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (1,5-12) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы. Примем 6-ти кратную уставку.

Ближайшая уставка $35 \geq 5,7 \text{ кА}$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки электронного блока составляет $\pm 20\%$. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 7500 = 6750 \text{ А. и } 1,3 \cdot 7500 = 8250 \text{ А.}$$

Диапазон срабатывания по времени Δt_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 QF3

$$K_{\text{ч.мо}} = \frac{I_{\text{К6}}^{(2)}}{I_{i.\text{QF3}}}, \quad (10.48)$$

$$K_{\text{ч.мо}} = \frac{12140}{7500} = 1,61 < 2.$$

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.

$$I_{\text{сш}} \geq I_{\text{К6.макс}}^{(3)}, \quad (10.49)$$

$$50 \geq 14 \text{ кА.}$$

10.4 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

$$I_{\text{QF1.н}} \geq I_{\text{раб.макс.QF1}}, \quad (10.50)$$

					13.03.02.2017.460.00.00	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF1 выбирается из условия

$$I_{\text{раб. макс. QF1}} = K_{\text{а.п}} \cdot I_{\text{т.н}}^{\text{HH}}, \quad (10.51)$$

$$I_{\text{раб. макс. QF1}} = 1,6 \cdot 909 = 1435 \text{ A}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель типа «Контактор» ВА08-43 с номинальным током $I_n = 1600 \text{ A}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{\text{cu}} = 50 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 14000 \text{ A}$

Для управления вводным выключателем и защиты электрической сети выберем электронный расцепитель. Выбранный электронный расцепитель 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

$$I_{r, \text{QF1}} \geq I_{\text{раб. макс. QF1}}, \quad (10.52)$$

Полученное значение уставки по току r I значительно номинального тока выключателя $I_{\text{QF1.н}} = I_n = 1600 \text{ A}$. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r, \text{QF1}}, \quad (10.53)$$

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{1435}{1600} = 0,9.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно 0,9, тогда уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r, \text{QF1}} = 0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ A}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot I_{r, \text{QF1}}, \quad (10.54)$$

$$I_d = 1,3 \cdot I_{r, \text{QF1}}, \quad (10.55)$$

$$I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot 1440 = 1512 \text{ A}.$$

					13.03.02.2017.460.00.00	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_d = 1,3 \cdot 1440 = 1872 \text{ А.}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF1 и QF3.

$$I_{nr.QF1} > I_{d.QF1}, \quad (10.56)$$

$$1512 > 1462 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

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

$$6 \cdot I_{r.QF1} = 6 \cdot 1440 = 8640 \text{ А.}$$

Выбранный микропроцессорный блок управления при $I_{r.QF3} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

$$- 30-100 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_{r.QF4} = 1,5 \cdot 1440 = 2160 \text{ А.}$$

$$- 1,2 - 4 \text{ с при токе } 6 \cdot I_{r.QF4} = 6 \cdot 1440 = 8640 \text{ А.}$$

$$- 0,5-3,0 \text{ с при токе } 7,0 \cdot I_{r.QF4} = 7,0 \cdot 1440 = 10080 \text{ А.}$$

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 секционному выключателю QF1.

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF1

$$I_{пик.QF1} = K_{н.о} \cdot I_{раб.макс.QF1}, \quad (10.57)$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{пик.QF1} = 1,35 \cdot 1455 = 1965 \text{ А.}$$

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик.QF1}$ к уставке тока $I_{r.QF1}$

$$\frac{I_{пик.QF1}}{I_{r.QF1}} = \frac{1965}{1440} = 1,36 \leq \frac{I_{sd.QF1}}{I_{r.QF1}}, \quad (10.58)$$

Ближайшая большая уставка будет

$$I_{sd.QF1} = 1,5 \cdot I_{r.QF1}, \quad (10.59)$$

$$I_{sd.QF1} = 1,5 \cdot 1440 = 2160 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF3.

Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения.

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} = K_{н.согл} = 1,3 < 1,5, \quad (10.60)$$

Значение коэффициента надежности согласования можно принять равным $K_{н.согл} = 1,3$.

$$\frac{2160}{4500} = 0,48 < 1,3.$$

Как видно из выражения, условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях QF1 и QF3 не выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем равной

$$I_{sd.QF1} = 1,5 \cdot I_{r.QF1}, \\ I_{sd.QF1} = 4 \cdot 1440 = 5760 \text{ А.}$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока составляет $\pm 20\%$ и находится в пределах $(0,9 \div 1,1) \cdot \Delta I_{sd}$. Определим границы $I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания.

$$0,9 \cdot 5760 = 5184 \text{ А и } 1,1 \cdot 5760 = 6336 \text{ А}$$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF1} = 3348 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 2970 \text{ А}$, т.е. наложения времятоковых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К6.

$$K_{ч.КО} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{i.QF1}}, \quad (10.61)$$

$$K_{ч.КО} = \frac{12140}{5760} = 2,10 > 1,5.$$

Коэффициент селективной токовой отсечки удовлетворяет требованиям токовой отсечки

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3.

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t, \quad (10.62) \\ t_{sd.QF1} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,23 - 0,32 \text{ с.}$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-12) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы. Примем 6-ти кратную уставку

$$I_{i.QF1} = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А} \quad (10.63)$$

Ближайшая уставка $I_{i.QF1} = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А}$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки электронного блока составляет $\pm 10\%$. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 9600 = 8640 \text{ А и } 1,1 \cdot 9600 = 10560 \text{ А}$$

Диапазон срабатывания по времени Δt_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 QF3

$$K_{ч.МО} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{i.QF1}}, \quad (10.64)$$

$$K_{ч.МО} = \frac{12140}{9600} = 1,26 < 2.$$

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.

$$I_{cu} \geq I_{K6.макс}^{(3)}, \quad (10.65)$$

$$50 \geq 14 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF1 и QF3, выполненные по формулам (10.37) – (10.65), сведем в таблицу 10.5.

Таблица 10.5

Выключатель тип расцепитель	$I_{\text{раб.макс}}, \text{ А}$	$I_n, \text{ А}$	Защита от перегруза						
			$I_r, \text{ А}$	$\frac{t, \text{ с}}{I_{sd}} \text{ А/о.е.}$	$\frac{t, \text{ с}}{I_d} \text{ А/о.е.}$	$\frac{t, \text{ с}}{I_r}$	Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току I_r		
QF3 «Контактор» BA08-40	891	1000	900	$\frac{10000}{1012}$ 1,05	$\frac{10000}{1462}$ 1,30	$\frac{6}{6750}$	$\frac{30-100}{1687}$ 1,5	$\frac{1,2-4}{6750}$ 6	$\frac{0,5-3,0}{7875}$ 7

QF1 «Контак- тор» BA08-43	1435	160 0	1440	$\frac{10000}{1512}$ 1,05	$\frac{10000}{1872}$ 1,30	$\frac{6}{8640}$	$\frac{30-100}{2160}$ 1,5	$\frac{1,2-4}{8640}$ 6	$\frac{0,5-3,0}{10080}$ 7
------------------------------------	------	----------	------	------------------------------	------------------------------	------------------	------------------------------	---------------------------	------------------------------

Окончание таблицы 10.5.

Выключа- тель	Селективная токовая отсечка						Мгновенная токовая отсечка					
	$I_{\text{пик}},$ А	$I_{\text{sd}},$ А	$\Delta I_{\text{sd}},$ А	$K_{\text{ч.с}}$ °	$t_{\text{sd}},$ с	$\Delta t_{\text{sd}},$ с	$I_i,$ кА	$\Delta I_i,$ А	$I_{\text{К6}}^{(2)},$ кА	$K_{\text{ч.мо}}$	$I_{\text{К6}}^{(3)},$ кА	$I_{\text{cu}},$ кА
QF3 «Кон- тактор» BA08-43	1376	4500	$\frac{4050}{4950}$	2,7	0,2	$\frac{0,23}{0,32}$	7,5	$\frac{6750}{8250}$	12,14	1,61	14	50
QF1 «Кон- тактор» BA08-43	1965	5760	$\frac{5184}{6336}$	2,1	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	9,6	$\frac{8640}{10560}$	12,14	1,26	14	50

10.5 Релейная защита трансформатора

Релейная защита трансформатора ТМГ-630/10/0,4 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 [34].

$$I_{\text{BC.HOM}}^{\text{BH}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{T.H}}^{\text{BH}}, \quad (10.66)$$

где K_{H} - коэффициент надежности $K_{\text{H}}=2$

$I_{\text{ВНТ.Н}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле.

$$I_{\text{T.H}}^{\text{BH}} = \frac{S_{\text{T.H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{c}}}, \quad (10.67)$$

$$I_{\text{T.H}}^{\text{BH}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

$$I_{\text{BC.HOM}}^{\text{BH}} = 2 \cdot 36,4 = 72,8 \text{ А}$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током

$$I_{\text{F1.Н}} = 80 \text{ А.}$$

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF1 и предохранителя F1 можно проверить только при построении времятоковых характеристик.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках A(2508 A; 55 с) и A'(15100 A; 0,32 с).

Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ представим на рисунке 10.6 [34, 35].

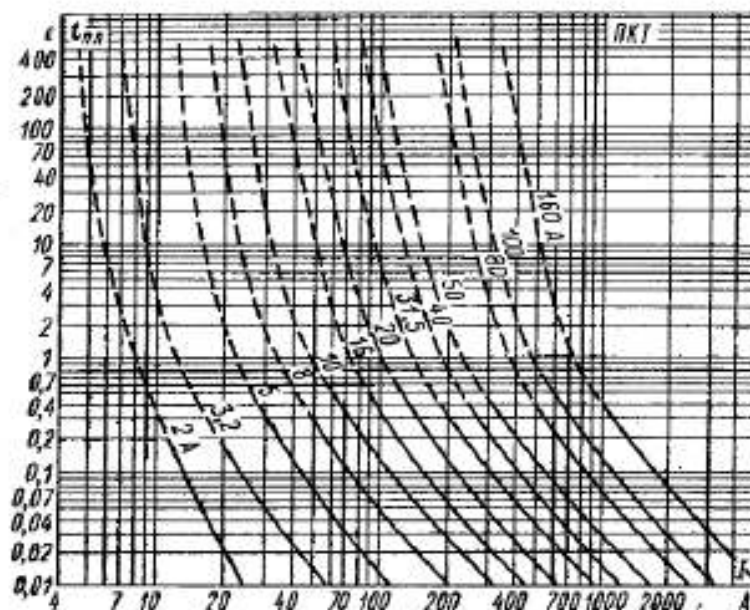


Рисунок 10.6 – Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную времятоковую характеристику $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$ – для этого заполним таблицу 10.6. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{пл.вс}$, взятые из рисунка 10.6, 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 10.6.

Таблица 10.6

Время плавления $t_{пл.вс}$, с	400	40	4	1	0,32	0,1	0,04	0,01
Диапазон плавления $\Delta t_{пл.вс}$, с, при разбросе $\pm 25\%$	300-500	30-50	3-5	0,75-1,25	0,24-0,40	0,075-0,125	0,03-0,05	0,0075-0,0125
Ток плавления $I_{пл.вс}$, А, вставки $I_{вс1.н}=80$ А	$\frac{185}{4625}$	$\frac{220}{5500}$	$\frac{290}{7250}$	$\frac{370}{9250}$	$\frac{530}{13250}$	$\frac{810}{20250}$	$\frac{1400}{35000}$	$\frac{2400}{60000}$
Ток плавления $I_{пл.вс}$, А, вставки $I_{вс2.н}=100$ А	$\frac{215}{5375}$	$\frac{270}{6750}$	$\frac{370}{9250}$	$\frac{480}{12000}$	$\frac{710}{17750}$	$\frac{1200}{30000}$	$\frac{1800}{45000}$	$\frac{3200}{80000}$

Как видно из данных, представленных в таблице 10.6, ВТХ плавкой вставки номиналом 80 А с учетом зоны разброса, будет пересекать ВТХ защиты вы-

ключателя QF1, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом $I_{F1.n} = 100 \text{ A}$.

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$K_{ч.F1} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{F1.n} \cdot K_{т.н}} \geq K_{ч.доп}, \quad (10.68)$$

$$K_{ч.F1} = \frac{12140}{100 \cdot 25} = 4,85 > 3.$$

Таким образом при КЗ за трансформатором на стороне 0,4 кВ, выбранный предохранитель удовлетворяет достаточную чувствительностью для защиты трансформатора.

Производится проверка выбранного предохранителя, по отключающей способности

$$I_{п.о} > I_{к.макс}. \quad (10.69)$$

где $I_{п.о}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{к.макс}$ – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 14 \text{ кА}.$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

10.6 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

Для защиты кабельной линии в её начале установлено устройство защиты типа Seram S10B, которое получает информацию от двух фазных трансформаторов тока. Выход устройства S10B связан с соленоидом отключения выключателя Q₂₅.

Для защиты кабельной линии устройство S10B 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).

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

$$I_{i.Q25} \geq K_{н.о} \cdot I_{K5}^{(3)}, \quad (10.69)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

где K_{HO} – коэффициент надежности отстройки мгновенной токовой отсечки.

$$I_{i.Q25} = 1,15 \cdot 8730 = 10039 \text{ А.}$$

– согласование с ВТХ нижестоящего предохранителя F1

$$I_{i.Q25} \geq K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{i.F1}}{K_{T.H}}, \quad (10.70)$$

где $K_{H.COGL}$ – коэффициент надежности согласования защит;

$K_{T.H}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{C.MO} \geq I_{i.Q25} \geq 1,3 \cdot \frac{45000}{25} = 2340 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{i.Q25} = 10039 \text{ А.}$

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 [34]

$$K_{Ч.МО} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{i.Q25}}, \quad (10.71)$$

$$K_{Ч.МО} = \frac{7857}{10039} 0,80 < 2,0.$$

Что говорит о недостаточной чувствительности МТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности её использования.

Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S10.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{sd.Q25} \geq \frac{K_{H.O}}{K_B} \cdot I_{PAB.MAKC}, \quad (10.72)$$

$$I_{sd.Q25} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 120 = 154 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{sd.Q25} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп}, \quad (10.73)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабельной линии, А.

$$I_{sd.Q25} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 265 = 340,1 \text{ А}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q25} = 340,1 \text{ А}$.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети [34].

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{K5}^{(2)}}{I_{sd.Q25}}, \quad (10.74)$$

$$K_{ч.ко} = \frac{7560}{340,1} = 22,6 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{ч.ко.рез} = \frac{I_{K6}^{(2)}}{I_{sd.Q25} \cdot K_{TH}}, \quad (10.75)$$

$$K_{ч.ко.рез} = \frac{12140}{340,1 \cdot 25} = 1,42 > 1,2,$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока $I_{sd.Q25} = 340,1 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd.Q1}$ при токе $I_{sd.Q25} = 10 \cdot I = 3401 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию [34].

$$t_{sd.Q25} = t_{пл.F1} + \Delta t \quad (10.76)$$

где $t_{пл.F1}$ – время плавления плавкой вставки, соответствующее току I^* и определяемое по рисунку 10.6, с;

Δt – ступень селективности, с.

$$t_{sd.Q25} = 0,01 + 0,3 = 0,31 \text{ с.}$$

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{ms}

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}, \quad (10.77)$$

$$T_{MS} = \frac{0,31 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,10$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}, \quad (10.78)$$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot 0,31}{(1,05)^{0,02} - 1} = 14,96с$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (10.69) – (10.78) сводим в таблицу 10.7.

Таблица 10.7

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.a}$ с, при разных I_* , А					
					1,05	1,2	3	6	10	32,6
Q_{25}	$t_{sd},$ с	$10 \cdot I_{sd},$ А	SIT	0,10	$\frac{14,96}{367,6}$	$\frac{4,0}{420,1}$	$\frac{0,66}{1050,3}$	$\frac{0,40}{2100,6}$	$\frac{0,31}{3501}$	$\frac{0,20}{11413}$

коэффициенты аппроксимации равны $\alpha=2$ и $K = 80$.

$$T_{MS} = \frac{0,31 \cdot [10^2 - 1]}{80} = 0,38.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_{sd}(1,05) = \frac{80 \cdot 0,38}{1,05^2 - 1} = 299,4с.$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сводим в таблицу 10.8

Таблица 10.8

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.a}$ с, при разных I_* , А					
					1,05	1,2	3	6	10	32,6
Q_{25}	$t_{sd},$ с	$10 \cdot I_{sd},$ А	EIT	0,38	$\frac{296,5}{367,6}$	$\frac{69,0}{420,1}$	$\frac{3,8}{1050,3}$	$\frac{0,86}{2100,6}$	$\frac{0,31}{3501}$	$\frac{0,03}{11413}$

10.7 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 S10.

Для кабеля марки АПвПу-10 (3х120) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0}=1,904$ А/ км . Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит [35].

$$I_{Q25}=I_{c0}\cdot L, \quad (10.79)$$

где L – длина кабельной линии, км;

$$I_{Q25}=1,904\cdot 0,378=0,719 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = K_{н.с} \cdot K_{б.р} \cdot I_{Q25} , \quad (10.80)$$

где $K_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{б.р} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2\cdot 2,5\cdot 0,719=2,16 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$K_{ч.сз} = \frac{I_{с.сз}}{I_{с.сз}} \geq 1,5, \quad (10.81)$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.сз} = I_{с.кл.сз} + I_{с.двсз} , \quad (10.82)$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{с.кл.сз} = \frac{U_{ном} \cdot L_{кл.сз}}{10}, \quad (10.83)$$

где $L_{кл.сз}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{с.кл.сз} = \frac{10\cdot 7,842}{10} = 7,842 \text{ А.}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot P_{\text{ном.дв.}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \eta \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{ном}})}}, \quad (10.84)$$

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot 1000 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 5,7 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{\text{с.дв}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{\text{дв}} \cdot U_{\text{ном.ф}}, \quad (10.85)$$

$$I_{\text{с.дв}} = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 5,7 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3}} = 0,010 \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{\text{с.дв.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{\text{с.дв.}_i} \cdot I_{\text{с.дв.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{\text{с.дв.}_i}.$$

$$I_{\text{с.дв.}\Sigma} = 4 \cdot 0,010 = 0,04 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{\text{с.}\Sigma} = 7,842 + 0,04 = 7,882 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$K_{\text{ч.}} = \frac{7,882}{2,16} = 3,65 > 1,5.$$

Выводы по разделу десять

В данном разделе произведен расчет защиты отходящих линий 10 кВ №25 и построение карта селективности автоматических выключателей, высоковольтного предохранителя и выключателя 10 кВ. Защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При эксплуатации электроустановок особую опасность для здоровья и жизни человека представляет электрический ток [36]. С целью защиты людей от поражения электрическим током разработаны и действуют Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [37], которые являются обязательными для всех работающих и имеющих отношение к устройству или эксплуатации электрооборудования. Правила устройства электроустановок [36], наряду с правилами по ОТ и правилами технической эксплуатации содержат требования к электроустановкам, проектирование и монтаж которых обеспечивают безопасность людей в отношении возможности поражения электрическим током, а также надежной и безопасной работы электроустановок.

11.1 Теория, компоновка и конструктивная часть ГПП завода

ГПП промышленного предприятия является важным объектом, и в то же время - это объект повышенной опасности поражения электрическим током [37]. Исходя из этого, на ГПП будет уделяться особое внимание вопросам охраны труда и технике безопасности.

При выборе местоположения ГПП завода учтены требования ПУЭ [36] и СНиП: ГПП необходимо максимально приблизить к центру электрических нагрузок, произвести увязку с генеральным планом предприятия, учесть рельеф и геологию местности. ГПП нужно расположить с наветренной стороны относительно преобладающего направления ветра в районе завода (план генеральный кузнечно-прессового завода г. Омска). Территорию ГПП необходимо оградить внешним забором из железобетонной плиты высотой 2,0 м. [37]

В ОРУ 110 кВ обязателен проезд вдоль выключателей для передвижения монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габарит проезда принять 4 м (чертеж конструктивный ГПП).

Планировка ОРУ выполняется с уклоном для отвода ливневых вод за пределы территории. Кабели прокладывают в траншеях. Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ необходимо выдерживать следующие расстояния [37]: от токоведущих частей до конструкций или ограждений высота не меньше 2900 мм; между проводами или шинами разных фаз - 2500 мм; от токоведущих частей до максимального габарита транспортируемого оборудования - 1650 мм [36]; от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий - 3600 мм; между токоведущими частями разных цепей по горизонтали с обслуживанием одной цепи при неотключенной другой - 2900 мм; от контакта или ножа разъединителя в отключенном состоянии до ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм (чертеж конструктивный ГПП).

Согласно [36] силовые трансформаторы устанавливаются на фундаменте из сборного железобетона. К трансформаторам предусматривается проезд пожарной техники, проезд грузовой техники доставки и вывоза трансформаторов. Отверстие выхлопной трубы трансформаторов не должно быть направлено на

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

близко установленное оборудование, в данном проекте выхлопная труба направлено в сторону дороги. Для осмотров и ревизий трансформаторы снабжены стационарной лестницей.

Правило окраски токоведущих частей: фаза А - желтый, фаза В - зеленый, фаза С - красный, заземление – черный [36].

Все оборудование ГПП в местах присоединений имеет таблички с полным адресом, маркой и сечением. В таблице 12.1 приведен перечень защитных средств, применяемых на ГПП [39, 40]. Все защитные средства, принятые в эксплуатацию проходят систематическую проверку и испытания.

Таблица 11.1 – Защитные средства [36, 37]

Наименование защитного средства	Ед. изм.	Кол-во
Аптечка индивидуальная	шт.	1
Коврики диэлектрические резиновые	шт.	10
Штанга изолирующая 110 кВ	шт.	2
Штанга изолирующая 10 кВ	шт.	2
Указатель напряжения 110 кВ	шт.	2
Указатель напряжения 10 кВ	шт.	2
Переносные заземления 110 кВ	шт.	2
Переносные заземления 10 кВ	шт.	2
Временные ограждения	шт.	2
Защитные очки	шт.	2
Противогаз	шт.	2
Диэлектрические боты	шт.	1
Электрические перчатки	шт.	2
Предупредительные плакаты	шт.	4
Изолирующие клещи 10 кВ	шт.	2
Изолирующие клещи 0,4 кВ	шт.	2

11.2 Обеспечение электробезопасности

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ 110 кВ приняты к установке разъединители РГ2 с заземляющими ножами, предусмотрена механическая блокировка, не позволяющая включить заземляющие ножи при включенных главных ножах и наоборот. Наличие заземляющих ножей исключает необходимость переносных заземлений, что значительно повышает безопасность работ и снижает аварийность [41]. Постоянный контроль изоляции в сети 10 кВ производится с использованием трансформатора напряжения TV. Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_{At} , U_{Bt} и U_{Ct} на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении однофазного металлического замыкания на землю (ОЗЗ), например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_{At} становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_{Bt} и U_{Ct} увеличиваются с фазного зна-

чения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.. Для контроля изоляции также применяются трансформаторы тока типа ТЗЛМ, установленные на каждой отходящей линии (схема электрическая принципиальная кузнечно-прессового завода г. Омска).

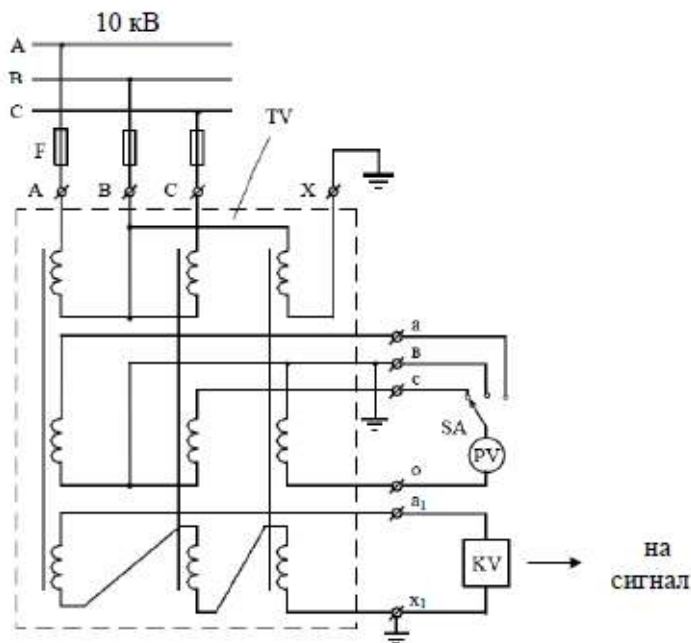


Рисунок 11.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

11.3 Расчёт тока однофазного замыкания на землю

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТДН-16000/110/10 представлена на рисунке 11.2.

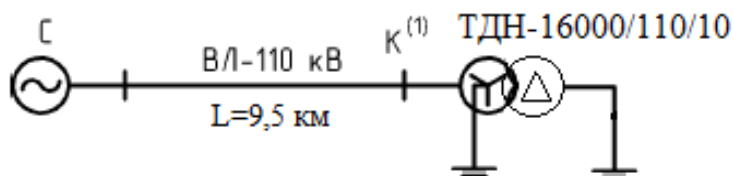


Рисунок 11.2 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3}, \quad (11.1)$$

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$X_0 = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}, \quad (11.2)$$

где $X_{1\Sigma}$ - суммарное сопротивление прямой последовательности;

$X_{2\Sigma}$ - суммарное сопротивление обратной последовательности ($X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma}$);

$X_{0\Sigma}$ - суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,33.$$

$$x_{л} = 0,43.$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 11.4.

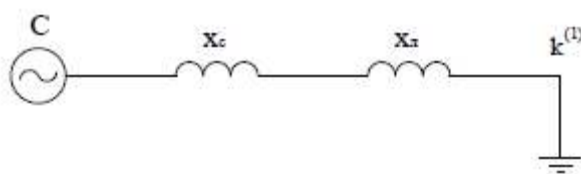


Рисунок 11.3 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 11.5).

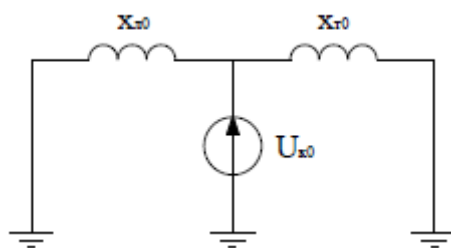


Рисунок 11.4 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$X_{л0} = 6 \cdot X_{л1},$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,31 = 1,86.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$X_{T0} = \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (11.3)$$

$$X_{T0} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

$$x_{0\Sigma} = \frac{1,86 \cdot 6,56}{1,86 + 6,56} = 1,44.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,64 + 0,64 + 1,44 = 2,72.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_K^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,72} = 5,5 \text{ кА}.$$

11.4 Расчет заземления ГПП

Расчетные условия:

- наибольший ток на стороне 110 кВ короткого замыкания равен 5,5 кА;
 - на стороне 10 кВ ток ОЗЗ 7,8 А;
 - климатическая зона II;
 - грунт в месте сооружения двухслойный, глубина залегания второго слоя равна 2,7 м;
 - дополнительно в качестве заземления используется система тросы — опоры с сопротивлением заземления 1,2 Ом
 - удельное сопротивление слоев $\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- Согласно [39, п. 2.1] со стороны 110 кВ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом. Для стороны 10 кВ по формуле [39]

$$R_{3M} = \frac{125}{7,8} = 16 \text{ Ом}. \quad (11.4)$$

Где расчетное напряжение на заземляющем устройстве принято равным 125 В, так как заземляющее устройство используется также для установок подстанции до 1000 В. Таким образом, в качестве расчетного принимается сопротивление

$$R_{3M} = 0,5$$

Сопротивление искусственного заземления рассчитывается с учетом использования естественного заземления системы тросы-опоры сопротивлением $R_C = 1,2 \text{ Ом}$ [47]

$$R_{и} = \frac{1}{R_{3M}} - \frac{1}{R_C}, \quad (11.5)$$

$$\frac{1}{R_{и}} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,2} = 1,167 \text{ Ом}.$$

$$R_{и} = \frac{1}{1,167} = 0,857 \text{ Ом}.$$

Коэффициент сезонности рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя — суглинке

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

по приведенным выше данным составляет 120 Ом·м. Повышающие коэффициенты для климатической зоны 2 принимаются равными 4,5 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 1,8 для вертикальных стержневых электродов длиной 2—3 м при глубине заложения их вершины 0,5—0,8 м.[50]

Расчетное сопротивление для горизонтальных электродов [50]

$$\rho_{\text{расч.Г}} = 4,5 \cdot 120 = 540 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

для вертикальных электродов

$$\rho_{\text{расч.В}} = 1,8 \cdot 120 = 216 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Определим сопротивление растеканию одного вертикального электрода — уголка № 50 длиной 2,5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м

$$R_{\text{о.в.э}} = \frac{\rho_{\text{расч.В}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right), \quad (11.6)$$

$$\text{где } d = 0,951 \cdot b, \quad t = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м.} \quad (11.7)$$

$$d = 0,951 \cdot 0,05 = 0,047 \text{ м.}$$

$$R_{\text{о.в.э}} = \frac{216}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{2,5}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 57,2 \text{ Ом.}$$

Определяется примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{и.в}}=0,6$

$$n = \frac{R_{\text{о.в.э}}}{K_{\text{и.в}} \cdot R_{\text{в.э}}},$$

Примерное число вертикальных заземлений при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{ивэ}}=0,60$ [50]

$$n = \frac{R_{\text{овэ}}}{K_{\text{ивэ}}}, \quad (11.8)$$

$$n = \frac{57,2}{0,60 \cdot 0,857} = 111.$$

Определяется сопротивление растеканию горизонтальных электродов — полос 40 х 4 мм², приваренных к верхним концам уголков. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе уголков порядка 100 и отношении $a / l = 2$ по [50] равен: $K_{\text{и.г.э}}=0,24$.

Сопротивление растеканию полосы

$$R_{\text{и.г.э}} = \frac{1}{K_{\text{и.г.э}}} \cdot \frac{\rho_{\text{расч.Г}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \left(\frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \right), \quad (11.9)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

$$R_{\text{и.г.э}} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{540}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \ln \left(\frac{2 \cdot 2,5^2}{0,05 \cdot 0,7} \right) = 9,93 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов

$$R_{\text{и.г.э}} = \frac{9,93 \cdot 0,857}{9,93 - 0,857} = 0,93 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $K_{\text{и.в}}=0,52$, принятом при $n=100$ и $a/l=2$.

$$n = \frac{57,2}{0,52 \cdot 0,94} = 117.$$

Окончательно принимается 117 уголков. Дополнительно к контуру на территории подстанции устраивается сетка из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8—1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 4 м. Дополнительно для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываются углубленные полосы. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления; проводимость их идет в запас. Проверяется термическая стойкость полосы 40х4 мм². Минимальное сечение полосы из условий термической стойкости при к. з. на землю.

При приведенном времени прохождения тока к. з. $t_{\text{п}} = 1,1$ с

$$S = I_{\text{расч}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (11.10)$$

где $I_{\text{расч}}$ — расчетный ток через проводник, А; $t_{\text{п}}$ — приведенное время прохождения тока к. з. на землю, с; C — постоянная (для стали $C=74$, для голый меди $C=195$, для кабелей с медными жилами $C=182$, для голого алюминия и кабелей с алюминиевыми жилами $C=112$). В качестве расчетного тока принимается установившийся наибольший ток через заземляющий проводник при замыкании на рассматриваемом устройстве или к. з. на землю вне его для возможной в эксплуатации схемы сети с учетом распределения тока к. з. на землю между заземленными нейтралями сети. [50]

$$S = 5500 \cdot \frac{\sqrt{1,1}}{74} = 78 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса 40х4 мм² условию термической стойкости удовлетворяет [44].

11.5 Расчет молниезащиты ГПП

Для защиты ГПП от прямых ударов молний примем четыре молниеотвода. Два расположены на ОРУ 110 кВ, другой на ЗРУ 10 кВ. [44]. Расстояние между молниеотводами типа СМ равно 22,1 м. Высота молниеотводов 30 м. Зона защиты СМ - конус [44, п. 3.3.2.3].

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Вершина конуса на расстоянии от земли h_0

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (11.11)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0 [33].

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (11.12)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м.}$$

Радиус защиты r_x на высоте $h_x=14$ м защищаемого оборудования

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$

$$r_x = \frac{45 \cdot (25,5 - 14)}{25,5} = 20,3 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты h_c над землей в середине между молниеотводами

$$h_c = \frac{L_{\text{макс}} - L}{L_{\text{макс}} - L_c} \cdot h_0, \quad (11.13)$$

$$h_c = \frac{5,75 \cdot 30 - 22,1}{5,75 \cdot 30 - 2,5 \cdot 30} \cdot 25,5 = 23,7 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты на высоте 14 м в середине между молниеотводами

$$D_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (11.14)$$

$$D_{cx} = \frac{23,7 - 14}{23,7} = 43 \text{ м.}$$

11.6 Освещение ОРУ 110 кВ

Согласно СП52.13330 “Естественное и искусственное освещение” [45], освещенность ОРУ должна быть 10 лк.

Суммарный световой поток

$$E_H \cdot S_{\text{ОРУ}} \cdot K_3 \cdot K_{\Pi} = 10 \cdot 53,3 \cdot 36,9 \cdot 1,5 \cdot 1,15 = 34140 \text{ лм.}$$

где $K_3=1,5$ - коэффициент запаса;

$K_{\Pi}=1,15$ - коэффициент потери света.

Освещение осуществляется прожекторами типа МГЛ с лампами ДНаТ-150, со световым потоком $\Phi_H=8000$ лм, $\eta=75\%$ [42].

Число прожекторов равно

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_H \cdot \eta_{\text{пр}}}, \quad (11.15)$$

					13.03.02.2017.460.00.00	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

$$N_{\text{пр}} = \frac{34140}{8000 \cdot 0,75} = 5,6.$$

Устанавливаем 6 прожектора. Максимальная сила света прожектора типа МГЛ: $I_{\text{MAX}}=16000$ кд. Прожектор устанавливаем на высоте H

Согласно [36, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\text{MAX}}}{H^2} = 700$.

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{MAX}}}{700}}, \quad (11.16)$$

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,7 \text{ м.}$$

Четыре прожектора закреплены на линейных порталах, два других - на крыше ЗРУ.

11.7 Пожарная безопасность

Требования по пожарной безопасности ОРУ и ЗРУ выбираем по СНиП 21-07- 97 [46]. Территория ОРУ 110 кВ относится к категории Г по пожарной безопасности. Конструкции ОРУ выполняем из несгораемых материалов (железобетон, металл). ЗРУ 10 кВ относится к производственным помещениям категории Г по степени пожарной безопасности. Здание ЗРУ выполнено из огнестойких панелей. Предел огнестойкости железобетонных панелей не меньше 3 ч [47]. Отходящие кабели 10 кВ проложены в траншеях. Под трансформаторами ТДН- 16000/110 выполнены маслоприемники с бортовыми ограждениями, заполненные гравием. Объем маслоприемника рассчитан на прием 100 % масла трансформаторов. Маслоприемники соединены с маслоборниками, выполненными в виде подземного резервуара при помощи трубопроводов.

ЗРУ 10 кВ два выхода [36], расположенных с противоположных торцов зданий. Двери открываются наружу и имеют самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны ЗРУ. На ГПП предусмотрен пожарный водопровод с гидрантом, питающимся от внутривозводской сети водоснабжения [48]. Помещение ЗРУ 10 кВ оснастить огнетушителями типа ОУ-8 в количестве 5 шт. и ОП-5 в количестве 3 шт. на ГПП имеется: передвижной углекислотный огнетушитель ОУ-25, извещатель ручной типа ПК, ящик с песком 0,5 м³ и совок к нему [49].

Выводы по разделу одиннадцать

В разделе рассмотрены основные вопросы, касающиеся безопасности жизнедеятельности. Приведены основные габариты и разрывы ОРУ, основные требования к установке трансформаторов. Выполнен расчет защитного заземления, молниезащиты, освещения. Выбраны средства пожарной безопасности ЗРУ 10 кВ

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

12.1 Анализ необходимости разработки проекта электроснабжения кузнечно-прессового завода

Существуют две схемы внешнего электроснабжения: 35 и 110 кВ. Проведем выбор варианта с помощью SWOT-анализа. Для этого составляются две матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T). В таблицах 12.1 и 12.2 представлен SWOT-анализ обоих вариантов внешнего электроснабжения.

Таблица 12.1 - Вариант 35кВ

S: 1) ниже капитальные затраты 2) оборудование дешевле	W: 1) больше потери энергии
O: 1) возможность покупки отечественного оборудования	T: 1) угроза удорожания оборудования

Таблица 12.2 - Вариант 110кВ

S: 1) меньше потери энергии	W: 1) больше капитальные затраты 2) оборудование дороже
O: 1) возможность покупки отечественного оборудования	T: 1) угроза удорожания оборудования

На основе SWOT-анализа для рассматриваемого предприятия выбираем вариант внешнего электроснабжения 110 кВ, так как это наиболее целесообразно.

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей в подразделениях в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений, операционные цели исполнителей. Цели формулируются по принципу SMART, измеряются количественно и достижимы с определенным временем.

Дерево целей представлено на рисунке 13.1. Миссия формулируется следующим образом: «Обеспечение выпуска конкурентоспособной продукции». Миссия определяет направление развития предприятия, не зависит от текущего состояния предприятия в целом, определяет ниже перечисленные цели.

12.2 Объемы продукции и услуг по обеспечению основного производства

Определим годовой объем потребления электроэнергии на предприятии:

$$W = P_C \cdot F_H \cdot n + 0,015 \cdot P_C \cdot F_B + P_{\text{мо}} + T_o, \quad (12.1)$$

$$W = 17214 \cdot 2000 \cdot 2 + 0,015 \cdot 17212 \cdot 2000 + 2296 \cdot 2200 = 74374 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

где P_c - средняя суммарная нагрузка предприятия за наиболее загруженную первую смену;

P_{mo} - максимум нагрузки осветительных установок;

T_o - число часов использования максимума осветительной нагрузки, $T_o=2200$ ч/год;

F_B -время работы оборудования в выходные и праздничные дни, ч;

F_n - номинальный фонд рабочего времени, ч;

МИССИЯ:

Обеспечение выпуска конкурентоспособной по качеству и цене продукции

1. ЦЕЛЬ ПРОЕКТА:

Разработать проект совершенствования электроснабжения завода металлоизделий к 7 июня 2017 г.

1.1 Цели раздела релейной защиты (к 06.2017г):

- Обеспечить правильную работу системы эл/снабжения;
- Соблюдение селективности защиты;

1.2 Цели раздела БЖД (к 06.2017г):

- Спроектировать СЭС в соответствии с правилами техники безопасности;
- Предусмотреть все необходимые меры для безопасности персонала.

1.3 Цели раздела экономики (к 06.2017г):

- Предложить наиболее выгодный вариант эл/снабжения на основе технико-экономического сравнения;
- Рассчитать затраты на эл/энергию, зарплату персоналу, необходимое

Цели основной части проекта (к 06.2017г):

- Спроектировать на основе стандартных методов эл/снабжение цехов завода;
- Предложить новое оборудование

Цели исполнителей (к 06.2017):

- На основе реальных данных заданного объекта научиться проектировать эл/снабжение

Рисунок 12.1 - Дерево целей проекта

12.3 Анализ поля сил

Предприятие рассматриваем как модель, находящуюся в состоянии равновесия между движущими и сдерживающими силами реализации целей. Поле сил характеризует надежность развития. Схема поля сил представлена на рисунке 12.2.

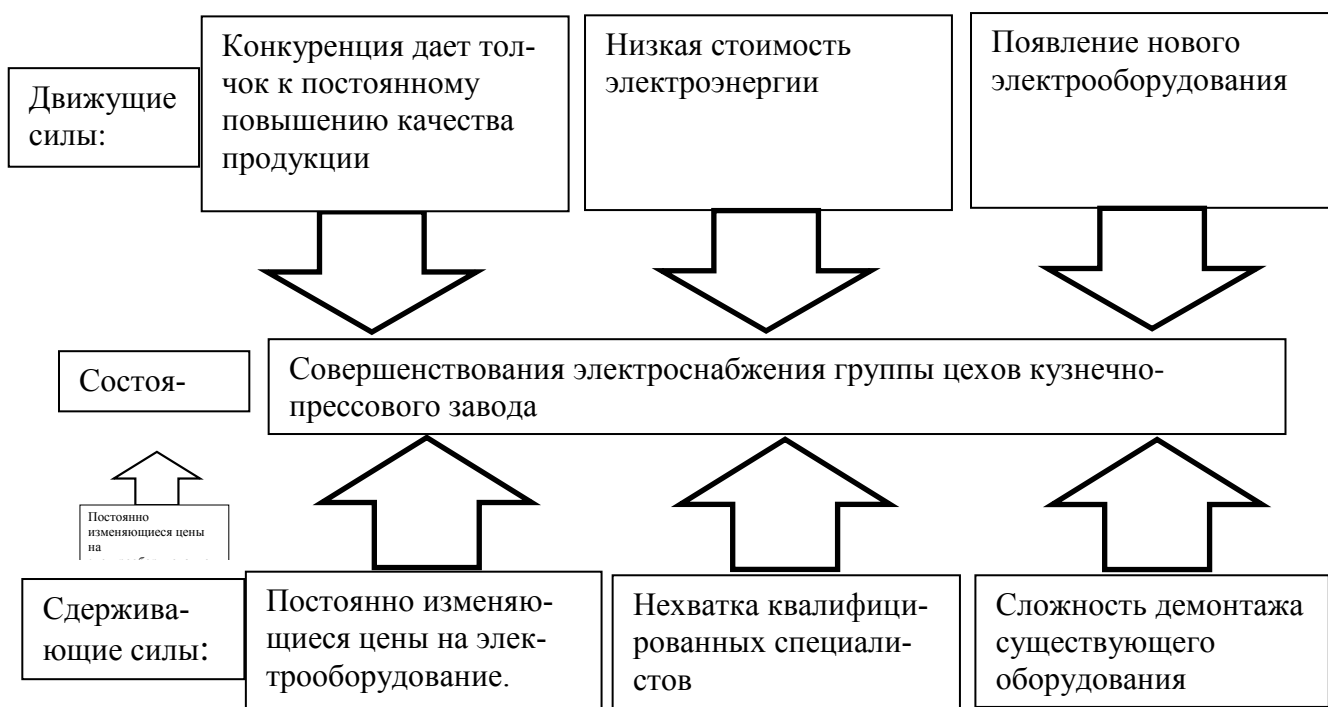


Рисунок 12.2 - Поле сил изменений системы

Преобладание движущих сил над сдерживающими указывает на возможность реализации проекта.

Тип организационной структуры - линейно-функциональный. Число уровней линейного управления $n=4$. Отдел главного руководителя является функциональным руководителем. Данный тип организационной культуры характерен для культуры роли.

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения комплекса цехов Омского кузнечно-прессового завода составим таблицу таблица 12.3, куда заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле:

$$t_{\text{ожд.}} = 0,6t_{\text{мин}} + 0,4t_{\text{макс}}, \quad (12.2)$$

Для примера расчетов в дальнейшем будем рассчитывать работу №3

$$t_{3\text{ожд.}} = 0,6 \cdot 1 + 0,4 \cdot 2 = 1 \text{ день.}$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека,
Инженер – 1 человек,
Лаборант – 1 человек.

Должностные оклады работникам:

Руководитель – 45000 руб.,
Инженер – 34000 руб.,
Лаборант – 21000 руб.

Определим коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров.

Расчет выполняется по заработной плате:

$$K_{\text{рук.}} = 45000/34000 = 1,3; \quad K_{\text{инж.}} = 34000/34000 = 1;$$

$$K_{\text{лаб.}} = 21000/34000 = 0,6.$$

Таблица 12.3 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Номер работы	Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнители, человек		
		Мин.	Макс.	Ожидаемое	Руководитель	Инженер	Лаборант
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Получение и анализ задания на проектирование электроснабжения комплекса цехов	1	1	1	1	1	-
2	Подбор технической документации и литературы	2	3	2	-	1	-
3	Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	1	2	1	1	1	1
8	Расчет схемы внешнего электроснабжения	1	2	1	-	1	-
9	Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения	3	3	3	1	1	-
10	Расчет питающих линий	2	3	2	-	1	-
11	Расчет токов короткого замыкания	3	5	4	-	1	-
12	Технико-экономическое сравнение внутриводского электроснабжения	2	5	3	1	1	1
13	Выбор электрооборудования СЭС предприятия	2	3	2	1	1	-
14	Компенсация реактивной мощности	3	4	3	1	1	-
15	Выполнение специальной части	3	5	4	1	1	1
16	Расчет релейной защиты	3	6	4	-	1	-
17	Выполнение задания по БЖД	3	5	4	-	1	1
18	Выполнение графической части	5	8	6	-	1	1

Окончание таблицы 12.3

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Заключение	1	1	1	-	1	-
20	Оформление проекта	2	3	2	1	1	1
21	Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Рассчитаем приведенную численность работников:

$$Ч_3 = N_{\text{рук}} \cdot K_{\text{рук}} + N_{\text{инж}} \cdot K_{\text{инж}} + N_{\text{лаб}} \cdot K_{\text{лаб}} = 1 \cdot 1,3 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,6 = 2,9. \quad (12.3)$$

Расчет приведенной трудоемкости работ:

$$T_3 = Ч_3 \cdot t_{\text{ожид } 3} = 2,9 \cdot 1 = 2,9 \text{ инж. дней.} \quad (12.4)$$

Расчет среднедневной заработной платы инженера. Инженер получает основную и дополнительную заработную плату. Определим дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{доп}} = (0,1 \dots 0,12) \cdot З_{\text{осн}}, \quad (12.5)$$

где $З_{\text{осн}} = 34000$ руб основная заработная плата назначается разработчиком проекта.

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 34000 = 5100 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата равна сумме основной и дополнительной, деленных на количество рабочих дней в месяце

$$СД_{3/П} = (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) / РД = (34000 + 5100) / 24 = 1629 \text{ руб./день.} \quad (12.6)$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты. Данные сведем в таблицу 13.4.

Среднедневные прочие затраты найдем по формуле:

$$СД_{ПЗ} = \Sigma З_{\text{ПРОЧ}} / РД = 82892 / 24 = 3453 \text{ руб./день} \quad (12.7)$$

Рассчитаем среднедневную стоимость одного инженер день

$$СД_{\text{инж. дня}} = СД_{3/П} + СД_{ПЗ} = 1629 + 3453 = 5082 \text{ руб./день.} \quad (12.8)$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня:

$$СР_3 = T_3 \cdot СД_{\text{инж. дня}} = 2,9 \cdot 5082 = 14737 \text{ руб.} \quad (12.9)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 12.4.

Таблица 12.4 – Прочие затраты

Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	2	3
Единый социальный налог	$0,3 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}})$	11730
Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot З_{\text{осн}}$	12512

Окончание таблицы 12.4

1	2	3
Накладные расходы	$(0,45...0,85) \cdot Z_{\text{осн}}$	25415
Командировочные расходы	$(0,15...0,25) \cdot Z_{\text{осн}}$	-
Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2...0,5) \cdot Z_{\text{осн}}$	13685
Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4...0,6) \cdot Z_{\text{осн}}$	19550
Итого		82892

Таблица 12.5 – Затраты на проектирование

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Приведенная численность	Приведенная трудоемкость	Стоимость работы
		Руководитель	Инженер	Лаборант			
1	1	1	1	-	2,3	2,3	11688
2	2	-	1	-	1,0	2,0	10164
3	1	1	1	1	2,9	2,9	14737
4	3	1	1	1	2,9	8,7	44213
5	1	-	1	-	2,3	2,3	11688
6	1	1	1	-	2,3	2,3	11688
7	1	1	1	-	2,3	2,3	11688
8	1	-	1	-	2,3	2,3	11688
9	3	1	1	-	2,3	6,9	35065
10	2	-	1	-	2,3	4,6	23377
11	4	-	1	-	2,3	9,2	46754
12	3	1	1	1	2,9	8,7	44213
13	2	1	1	-	2,3	4,6	23377
14	3	1	1	-	2,3	6,9	35066
15	4	1	1	1	2,9	11,6	58951
16	4	-	1	-	2,3	9,2	46754
17	4	-	1	1	2,9	11,6	58951
18	6	-	1	1	2,9	17,4	88426
19	1	-	1	-	1,0	1,0	5082
20	2	1	1	1	2,9	5,8	29475
21	1	1	1	1	2,9	2,9	14737
ИТОГО							637782

12.4 Расчёт сметной стоимости материалов

В таблица 12.6 представлен перечень материалов и комплектующих, необходимых для строительно-монтажных работ по внедрению проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

Таблица 12.6 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
РГ-1-110/1250 УХЛ1	шт.	12	76,00	1068,00
РГ-1-110/1250 УХЛ1	шт	24	89,00	2136,00
ВЭБ-110-40/2500	шт	4	3200	12800,00
ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	9,5	1591	15114,00
ЗНОГ-110У1	шт.	2	260,00	540,00
ОПН-П-110/88 УХЛ1	шт.	12	27,00	54,00
ОПН-П-110/56 УХЛ1	шт.	2	22,00	44,00
ТСН ТСКС -16/10	шт.	2	75,00	150,00
ТДН-16000/110/10	шт.	2	7500,00	15000,00
СД Р _н =1000 кВт	шт.	4	1000,00	4000,00
ЭТДЦП S _н =4000 кВА	шт.	4	3000,00	12000,00
ЭТМНИ S _н =1000 кВт	шт.	4	1500,00	6000,00
ЭТМНИ S _н =2000 кВт	шт.	2	2000,00	4000,00
ЗОН-110М	шт.	2	54,00	108,00
КРУ К-104М	шт.	54	100,00	5400,00
ВВЭ-10-20/1600 УЗ	шт.	5	120,00	500,00
ВВЭ-10-20/630 УЗ	шт.	35	95,00	3325,00
ТЗЛ	шт.	6	105,00	630,00
Реактор РТСТС-10-2Х1600-0,25 УХЛЗ	шт.	2	240,00	480,00
ТЛК-10-800-0,5/10Р УЗ	шт.	12	22,00	180,00
ТЛК-10-20-0,5/10Р УЗ	шт.	2	10,00	20,00
ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ	шт.	8	16,00	72,00
ТЛК-10-150-0,5/10Р УЗ	шт.	14	11,00	126,00
ТЛК-10-100-0,5/10Р УЗ	шт.	4	9,00	36,00
ТЛК-10-75-0,5/10Р УЗ	шт.	12	8,00	96,00
ТЛК-10-50-0,5/10Р УЗ	шт.	10	8,00	80,00
ПКТ-001-10УЗ	шт.	35	2,00	70,00
НАЛИ-СЭЩ-10УЗ	шт.	4	50,00	200,00
КРМ-10,5-1500-450	шт.	2	250,00	500,00
КРМ-0,4-100-50УЗ	шт.	5	110,00	550,00
КРМ-0,4-450-50УЗ	шт.	2	200,00	400,00
КРМ-0,4-350-50УЗ	шт.	1	180,00	180,00
КРМ-0,4-300-50УЗ	шт.	3	165,00	495,00
КРМ-0,4-200-50УЗ	шт.	2	140,00	280,00
КРМ-0,4-265-12,5УЗ	шт.	2	150,00	300,00
ВА-08-1600УХЛЗ	шт.	6	81,00	372,00
ВА-08-1000УХЛЗ	шт.	10	63,00	630,00
ВА-08-400УХЛЗ	шт.	2	32,00	64,00
ВА-08-630УХЛЗ	шт.	10	40,00	400,00
ВА-08-250УХЛЗ	шт.	2	25,00	50,00
ВА-08-800УХЛЗ	шт.	6	48,00	288,00
ВА-08-400УХЛЗ	шт.	69	48,00	3312,00
ТМГ-1000/10	шт.	12	410,00	4920,00
ТМГ-630/10	шт.	20	300,00	6000,00

Окончание таблицы 12.6

1	2	3	4	5
ТМГ-250/10	шт.	1	140,00	140,00
АПВП-10-(3х120)	м	11800	0,690	8142,00
АПВП-10-(3х95)	м	2000	0,421	3368,00
ААПл-1 (4х185)	м	42	0,825	34,65
ААПл-1 (4х150)	м	125	0,666	83,25
ААПл-1 (4х120)	м	105	0,507	53,23
ААПл-1 (4х95)	м	75	0,413	30,97
ТЗЛМ	шт	49	2,00	98,00
Итого				114450

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания разработанного объекта $Z_M = 151100$ тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Данные затраты можно принять как 40% от материальных затрат

$$Z_{зп} = 0,4 \cdot Z_M = 0,4 \cdot 114450 = 45780 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта

$$Z_{вн} = Z_M + Z_{зп} = 114450 + 45780 = 160230 \text{ тыс.руб.}$$

В экономической части дипломного проекта следует показать, что разрабатываемый технический проект является экономически целесообразным, т.е. даст положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Для этого необходимо рассчитать величину экономического эффекта и срок окупаемости проекта.

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле:

$$D = P \cdot W, \quad (12.10)$$

где P – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

W – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 2,63 \cdot 74374 = 195604 \text{ тыс. руб.}$$

На долю подстанции кузнечно-прессового завода приходится 18 % от всего дохода.

$$D_{пс} = 0,18 \cdot D = 35210 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле:

$$Z_{\text{сум}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{вн}}, \quad (12.11)$$

где $Z_{\text{сум}}$ – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{\text{пр}}$ – затраты на проектирование, рублей;

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

З_{вн} – затраты на внедрение проекта, рублей;

Затраты на производство готовой продукции (З_{пп}) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле:

$$З_{вн} = З_{м} + З_{зп}, \quad (12.12)$$

где З_м – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

З_{зп} – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$З_{сум} = 637,782 + 160230 = 160867 \text{ тыс.руб.}$$

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта:

$$\mathcal{E}_1 = D_1 - З_{сум} = 35210 - 160867 = -125657 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$\mathcal{E}_2 = 35210 - 125657 = -90447 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за второй год проект не окупится.

Рассмотрим третий год:

$$\mathcal{E}_3 = 35210 - 90447 = -55237 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное значение говорит о том, что за третий год проект не окупится.

Рассмотрим четвертый год:

$$\mathcal{E}_4 = 35210 - 55237 = -20027 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное значение говорит о том, что за четвертый год проект не окупится.

Рассмотрим пятый год:

$$\mathcal{E}_5 = 35210 - 20027 = 15183 \text{ тыс. руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится в пятом году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит:

$$T_{ок} = 4 + d/D = 1 + 15183/35210 = 4,4 \text{ года.} \quad (12.13)$$

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Экономический эффект от внедрения проекта составит 15183 тыс.руб. за 5 год.

Выводы по разделу двенадцать

По результатам расчетов можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению. Были определены внешние факторы и внутренние возможности осуществления изменений, отображено поле сил, запланированы изменения, осуществлено планирование труда и заработной платы, запланирована смета текущих затрат на энергетическое обслуживание и определены основные показатели проекта

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком проекта был произведён анализ литературы по данной теме. Выполнен расчет электрических нагрузок метизно-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 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 АПвПу сечением 95, 120 мм².

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 метизно-металлургического завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов, «Низковольтные Автоматические Выключатели». Издательство Томского политехнического университета 2011г.
- 2 Автоматический включатель ВА 08 серии «Контактор»
<http://kipia.ru/katalogyPDF/VA08.pdf>
- 3 Автоматический включатель ВА 88 серии «iek»
<http://www.mashelservis.ru/file/katalog/80.pdf>
- 4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 7 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 8 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М.: Колос, 2007. – 464с.
- 9 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.
http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_135774-3030.pdf
- 10 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 12 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35П-25/630-1600УХЛ1. –
http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf
- 13 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. –
http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf
- 14 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. –
http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 15 Ограничители перенапряжения нелинейные.
http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. – http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf
- 17 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1.
<http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110.
http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.
- 19 Тарифы на передачу электроэнергии. – <http://www.mrsk-ural.ru/447>.
- 20 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

21 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. –48 с.

22 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 2007 –442 с.

23 Трансформаторно-реакторное оборудование.
http://www.uetm.ru/files/tre_1.pdf.

24 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

25 Вакуумные выключатели типа ВВЭ.–
<http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>

26 Измерительные трансформаторы тока.–
http://www.cztt.ru/transformator_toka.html.

27 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali.

28 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–
http://www.moselectroyug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

29 Автоматические выключатели серия «Электрон».–
http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201

30 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 25760-ЮР/08 от 13.03.2016. Индексы изменения сметной стоимости на 2 квартал 2016 года. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 33 с.

31 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.–
http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

32 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.

33 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

34 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012. – 168 с.

35 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энероатомиздат, 1998. – 800 ст:

36 Правила устройства электроустановок (7-е издание). – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 37 с.

37 ГОСТ Р 12.0.010-2009. ССБТ. Определение опасностей и оценка рисков. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 93 с.

38 ГОСТ 12.1.051-90 ССБТ. Электробезопасность. Расстояние безопасности в охранной зоне электропередачи напряжением свыше 1000 В. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 39 с.

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

39 Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (в ред. от 27.01.10 г. №28н). – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 89 с.

40 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 68 с.

41 ГОСТ 12.1.019-79(2009) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 129 с.

42 ГОСТ 12.1.030-81(87) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 49 с.

43 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. СО 153-343.21.122-2003. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 844 с.

44 СНиП 23-05-95 (СП52.13330). Естественное и искусственное освещение (2011г.). – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 53 с.

45 Справочная книга по светотехнике /Под ред. Айзенберга Ю.2006. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 64 с.

46 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 24 с.

47 СНиП 21-07-97. Классификация зданий по степени огнестойкости, конструктивной и функциональной пожарной опасности. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 42 с.

48 Своды правил СП 10.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 32 с.

49 Своды правил СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации. – М.: Изд-во стандартов, 2015. – 17 с.

50 А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий». Москва «ЭНЕРГИЯ» 1980 год

					13.03.02.2017.460.00.00 ПЗ	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		