

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	13
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	15
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	23
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок.....	27
Выводы по разделу два.....	28
3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНИЙ.....	29
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов	29
3.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	29
Выводы по разделу три.....	33
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....	36
Выводы по разделу четыре.....	42
5 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	43
5.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	44
5.2 Расчет токов короткого замыкания	45
5.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	46
Выводы по разделу пять	50
6 ВНУТРЕННЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	51
6.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения.....	51
6.2 Выбор кабельных линий.....	52
Выводы по разделу шесть	54
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	57
Выводы по разделу семь.....	65
8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ.....	66
8.1 Выбор цеховых трансформаторов.....	67
8.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП.....	68
8.3 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях.....	69
8.4 Выбор коммутационного оборудования.....	70
8.5 Определение технико-экономических показателей	71
8.6 Выбор оптимального результат	74
Выводы по разделу восемь.....	75
9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	76
9.1 Выбор токопровода от ГПП до РУ НН ГПП.....	76
9.2 Выбор вводной и секционной ячейки КРУ	76
9.3 Выбор трансформатора тока в ячейках КРУ	77
9.4 Выбор ячеек отходящих линий КРУ	79
9.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	80
9.6 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП.....	81

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

9.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	82
9.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	84
Выводы по разделу девять	86
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	87
Выводы по разделу десять.....	98
11 РАСЧЕТ ПКЭ В УЗЛАХ СЭС	99
11.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	99
11.2 Расчет несимметрии напряжения	103
11.3 Расчет размахов колебаний напряжения	104
11.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей	105
Выводы по разделу одиннадцать.....	107
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	108
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП (ОРУ, ЗРУ).....	108
12.1.1 Обоснование местоположения подстанции	108
12.1.2 Габариты и размеры подстанции	109
12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов	109
12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве	110
12.1.5 Окраска токоведущих частей	110
12.1.6 Перечень защитных средств	110
12.1.7 Требования к устройству дверей ЗРУ 10 кВ	111
12.2 Электробезопасность	111
12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки	111
12.2.2 Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ	112
12.2.3 Расчет молниезащиты ГПП	116
12.2.4 Требования охраны труда при эксплуатации электроустановок	118
12.3 Освещение ОРУ-110/10 кВ.....	118
12.4 Пожарная безопасность	119
Выводы по разделу двенадцать	120
13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	121
13.1 Расчет затрат на проект	121
13.2 Расчет сметной стоимости материалов.....	125
Вывод по разделу тринадцать.....	128
14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМ-1000-6/0,4	129
14.1 Организация работы релейной защиты	129
14.2 Расчет защиты автоматических выключателей QF3	132
14.2.1 Защита от перегрузки	133
14.2.2 Селективная токовая отсечка	135
14.2.3 Мгновенная токовая отсечка	136
14.3 Расчет защиты вводных автоматических выключателей QF1 и QF2	137
14.3.2 Селективная токовая отсечка	139
14.3.3 Мгновенная токовая отсечка	140
14.4 Защита выключателя Q1 на стороне ВН трансформатора.....	141

14.4.1	Защита от перегрузки	141
14.4.2	Селективная токовая отсечка	147
14.4.3	Мгновенная токовая отсечка	148
14.4.4	Газовая защита ТМГ	150
	Выводы по разделу четырнадцать	151
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	152
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	153

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

ВВЕДЕНИЕ

Под понятием электроснабжение следует понимать обеспечение электрической энергией того или иного потребителя.

Системы электроснабжения должны отвечать определенным требованиям. К таким требованиям относят: минимальные денежные затраты, при соблюдении всех технических требований, соблюдения надежности и бесперебойности питания потребителя, удобство в эксплуатации и обслуживании, а так же возможность к развитию и дальнейшему разукрупнению.

При проектировании СЭС необходимо учитывать многие факторы, которые могут оказать влияние на структуру СЭС и типы его оборудования. К тому же необходимо учитывать возможность расширения производства, для чего потребуются большая мощность, дополнительное оборудование и место для его размещения.

При создании системы электроснабжения придется столкнуться с такими задачами, как выбор рационального числа трансформаторов, выбор класса напряжения, выбор кабелей и их сечения, а так же способ их прокладки, расчет необходимости установки компенсирующих устройств и в заключении, расчет показателей качества СЭС того или иного предприятия.

Принятие правильных решений ведет к снижению затрат на электрическую энергию, снижает ее потери и повышает надежность всей системы

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Характеристика производства

Предприятие располагает мощностями литейного, кузнечного, прессово-сварочного, механообрабатывающего, окрасочного производств. В основном производстве предприятия в настоящее время задействовано свыше 13000 единиц оборудования, которое обеспечивает полный производственный цикл создания машин, двигателей, запасных частей и прочих видов продукции.

Группа цехов автозавода включает в себя 15 цехов, с суммарной установленной мощностью 56,9 МВт, 17,7 МВт из которых приходятся на высоковольтную нагрузку.

На предприятии имеются цеха 1-й, 2-й, а так же 3-й категории по надежности электроснабжения. К 1-й и 2-й категории надежности относятся основные производственные цеха, перерыв электроснабжения которых приведет к недоотпуску продукции, к таким цехам относятся: литейный цех, блок цехов, энергоблок, прессово-кузовной цех, градирня, главный корпус, механосборочный цех, насосная станция, корпус вспомогательных цехов, краскозатовительный цех, ремонтно-механический цех.

Предприятие может получать питание от энергосистемы, находится на расстоянии 2,2 км от предприятия, с существующими напряжениями 35 и 110 кВ, соответственно с мощностями короткого замыкания 500 МВ·А и 3500 МВ·А. Годовое число использования получасового максимума нагрузки составляет 4960 часов.

Климатические условия имеют следующие характеристики: наивысшая температура окружающего воздуха 22,6 °С, грунт, на глубине 0,7 м имеет температуру 15,0 °С. В грунте отсутствуют блуждающие токи, однако имеются растягивающие усилия и низкая коррозионная активность.

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов автозавода.

На территории предприятия присутствуют следующие электроприемники: в таблице 1 приведены данные для электроприемников напряжением до 1000В, в таблице 2 данные для электроприемников напряжением выше 1000В, дополнительные данные в таблице 3, в таблице 4 приведены данные нагрузки по цеху.

Таблица 1 – Данные для электроприемников напряжением до 1000В

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприемников, напряжением 0,4 кВ, кВт	n_3	K_n	$\cos \varphi$
1	2	3	4	5	6
1	Литейный цех	8120	185	0,65	0,75
2	Блок цехов	22120	367	0,50	0,70

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
3	Склад красок	15	9	0,25	0,50
4	Столовая	495	40	0,70	0,90
5	Прессово-кузовной цех	16815	300	0,50	0,70
6	Энергоблок	1000	50	0,65	0,75
7	Градирня	200	10	0,80	0,85
8	Главный корпус	9630	200	0,55	0,70
9	Тарный цех	180	31	0,35	0,60
10	Механосборочный цех	14765	474	0,45	0,75
11	Склад масел	50	6	0,25	0,50
12	Насосная станция	300	20	0,80	0,85
13	Корпус вспомогательных цехов	6565	385	0,45	0,75
14	Краскозаготовительный цех	670	30	0,50	0,70
15	Ремонтно-механический цех	–	–	–	–

Таблица 2 – Данные для электроприемников напряжением выше 1000В

Но- мер цеха на пла- не	Наимено- вание цеха, отделения, участка	Вид высоко- вольтных элек- троприёмников	Установленная мощность од- ного электро- приёмника, кВт	Кол-во электро- приёмни- ков	Кoeffици- ент исполь- зования, $K_{и}$	Кoeffи- циент мощно- сти, $\cos \varphi$
1	Литейный	ДСП	2500	4	0,75	0,85
6	Энергоблок	Синхронные двигатели	1000	2	0,80	0,85
		Синхронные двигатели	800	6	0,80	0,85
12	Насосная станция	Асинхронные двигатели	630	2	0,75	0,80

Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ.

Таблица 3 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		2,2
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ		35 и 110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	500
	U_2	3500
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	согласно действующим тарифам
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	22,6
	почвы (на глубине 0,7 м)	15
Коррозионная активность грунта предприятия		Низкая
Блуждающие токи в грунте		Нет
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

Таблица 4 – Данные для расчета нагрузок по цеху

ЭП	Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
1	2	3	4
Намоточное отделение			
1	Станок намоточный	1,1	12
2	Станок намоточный	2,4	6
3	Автомат намоточный	3,3	4
4	Станок перемоточный	3,0	2
5	Станок оплеточный	0,6	10
6	Установка испытательная	7,5	2
7	Тельфер электрический	2,8	1
8	Ванна для лужения	10,0	1
9	Установка сатураторная	2,2	2
10	Электрокипятильник	3,0	3
11	Вентилятор	14,0	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Отделение пропитки			
12	Ванная для пропитки однофазная, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$	15,0	3
13	Печь сушильная, однофазная $U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}$	40,0	4
14	Насос	3,0	3
15	Вентилятор	10,0	4
16	Конвейер	2,8	2
17	Кран-балка	5,3	1
Механическое отделение			
18	Станок токарно-винторезный	9,0	4
19	Станок токарно-строгальный	14,0	3
20	Станок вертикально-фрезерный	9,0	2
21	Станок горизонтально-фрезерный	6,9	1
22	Станок продольно-строгальный	14,0	1
23	Станок поперечно-строгальный	4,5	2
24	Станок токарно-карусельный	50,0	1
25	Станок сверлильный	8,5	2
26	Станок шлифовальный	6,9	1
27	Агрегат сварочный	9,0	1
28	Пресс-ножницы	9,0	3
29	Пресс гидравлический	2,8	2
30	Стенд испытательный	20,0	2
31	Кран-балка	6,7	1
Окрасочное отделение			
32	Насос	5,0	18
33	Конвейер цепной	1,6	1
34	Краскомешалка	0,6	3
35	Камера сушильная	13,0	3
36	Транспортер	2,2	1

Окончание таблицы 4

1	2	3,0	4
37	Камера приточная	10,0	4
38	Нагреватель	24,0	5
39	Вакуум-насос	17,0	1
40	Вакуум-фильтр	17,0	2
41	Вентилятор	7,5	20
Ремонтное отделение			
42	Установка сварки пленок	3,0	1
43	Станок токарный	7,3	3
44	Ванна обезжиривания	18,0	1
45	Ванна для смазки	16,0	2
46	Ванная масляная	4,0	1
47	Насос	2,2	2
48	Агрегат отопительный	3,0	1
49	Кран мостовой	34,5	2
50	Вентилятор	7,5	2
51	Тепловая завеса	18,0	1
52	Электропривод ворот	2,8	2

2) Полная расчетная активная мощность на шинах ГПП: 44280 кВт.

3) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\Sigma}=0,5$; расчетный $\text{tg}\varphi_{\text{P}} = 0,33$.

4) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

5) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3500 МВА.

6) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 2,2 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-120/19.

7) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

8) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-104М, К-105.

9) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 23 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ и АТМГ мощностью 250, 400, 630, 1600, 2000 кВА, а также 4 НРП.

10) Марка кабельных линий: ААШв и ААПЛУ (ААПл), сечения: 50, 70, 120, 150, 240 мм² (с учетом проверки на термическую стойкость).

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В низковольтных распределительных пунктах в качестве основного коммутационного оборудования используют автоматические выключатели. В данном разделе произведем сравнительный анализ отечественного производителя автоматического выключателя компании «Электрон» с французской компанией «Schneider Electric».

Основная функция автоматических выключателей заключается в отключении тока при КЗ, перегрузках и снижениях напряжения, а так же для оперативных переключений электрической цепи.

Основной составной частью автоматического выключателя является расцепитель, который контролирует заданный параметр защищаемой цепи и воздействуют на расцепляющее устройства, отключающее автомат. Самыми распространенными видами расцепителя являются: электромагнитные, тепловые, комбинированные, полупроводниковые.

Выключатели контактор предназначены для проведения тока в нормальном режиме работы и отключения тока при КЗ, перегрузках, а так же оперативных переключениях (до 6 раз в сутки). Допускается использования выключателей для нечастых прямых пусках асинхронных электродвигателей.

Выключатели компании «Schneider Electric» используют запатентованный принцип разрыва и гашения дуги и модульный принцип конструкций с использованием композитных материалам. К основным характеристикам аппаратов добавлены функции измерений и передачи данных, способность вступать с необученными пользователем в диалог на интуитивном уровне [1].

Таблица 1.1 – Сравнение автоматических выключателей

Наименование выключателя	Schneider Electric	Электрон
1	2	3
Номинальный ток, А	0,5÷63	0,5÷63
Номинальное напряжение, В	230/400	230/400
Номинальная отключающая способность, кА	4,5	6
Собственное время отключения выключателя, с	0,04	0,06
Механическая износостойкость, циклов В-О, не менее	20000	16000
Степень защиты выключателя	IP20	IP00

Окончание таблицы 1.1

1	2	3
Устойчивость к ударному воздействию	Минимум 30g-3 удара длительностью 11мс	Минимум 30g-3 удара длительностью 11мс
Устойчивость к вибрации	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I	5g-20 циклов частотой 5...150...5Гц при нагрузке 0,8 I
Класс токоограничения	3	3
Диапазон рабочих температур, °C	-30 + 70	-40 + 50

Выводы по разделу один

В результате произведенного анализа, можно сделать вывод, что автоматические выключатели марки «Schneider Electric» имеют более положительные характеристики, поэтому при реализации схем внутреннего электроснабжения, будем использовать данную марку.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия используется метод упорядочных диаграмм. [2] Согласно указаниям по расчету электрических нагрузок, вся СЭС промышленного предприятия, с точки зрения расчета электрических нагрузок, делится на 6 уровней. Расчет ведется последовательно от низших к высшим ступеням систем электроснабжения.

2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

К I уровню СЭС относятся сети, которые питают отдельно взятые электроприемники, напряжением до 1 кВ. Определение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения проводов и кабеля, питающего данный электроприемник, и аппарата присоединения данных элементов к низковольтному распределительному пункту (РПН) или питающей линии.

$$p_p^I = k_{иа} \cdot p_{ном} \quad (2.1)$$

$$q_p^I = k_{иа} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном} \quad (2.2)$$

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

$k_{иа}$ – коэффициент использования по активной мощности [3].

$\operatorname{tg} \varphi_{ном}$ – коэффициент мощности [4].

Ко II уровню СЭС относится группа электроприемников напряжением 380 В, а так же сети, питающие эти электроприемники. Нахождение расчетной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающей данную группу приемников, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту напряжением 380 В. Расчетная мощность, соответствующая данному уровню, определяется по формулам

$$P_p^{II} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \quad (2.3)$$

$$Q_p^{II} = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (2.4)$$

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2} \quad (2.5)$$

$$I_p^{II} = \frac{S_p^{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.6)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [2] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;
 $K_{рр}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности;
 $tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

Эффективное число электроприемников и средневзвешенное значение коэффициента использования, необходимые для выбора расчетных коэффициентов по активной и реактивной мощности, найдем по выражениям

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^n p_{номi})^2}{\sum_{i=1}^n p_{номi}^2} \quad (2.7)$$

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}{\sum_{i=1}^n p_{номi}}, \quad (2.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

$k_{иаi}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности определяем аналогично

$$tg\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}, \quad (2.9)$$

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

При числе однофазных ЭП более трех при различных $K_{и}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $K_{и}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по [4, табл.2.21] к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению

$$P_{\text{ср.А}} = k_{\text{иа}} \cdot k_{\text{AB(A)}} \cdot P_{\text{(AB)}} + k_{\text{иа}} \cdot k_{\text{CA(A)}} \cdot P_{\text{(CA)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{\text{(AO)}}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ср.А}} = k_{\text{иа}} \cdot k_{\text{AB(A)}} \cdot P_{\text{(AB)}} + k_{\text{иа}} \cdot k_{\text{CA(A)}} \cdot P_{\text{(CA)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{\text{(AO)}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.11)$$

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

$P_{\text{(AB)}}$ – нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и В, кВт;

$P_{\text{(CA)}}$ – нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и С, кВт;

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

$k_{\text{AB(A)}}, k_{\text{CA(A)}}, \varphi_{\text{AB(A)}}, \varphi_{\text{CA(A)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А [4].

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы

$$P_{\text{с}} = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}}, \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{с}} = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}}. \quad (2.13)$$

Средневзвешенное значение коэффициента использования

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{ср.А}}}{\frac{1}{2}(P_{\text{(AB)}} + P_{\text{(AC)}}) + P_{\text{(AO)}}}. \quad (2.14)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (2.10) – (2.14) представлены в таблице 2.1.

На III уровне СЭС рассматриваются электроприемники, подключенные к секциям сборных шин напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП). Нахождение данной нагрузки необходимо:

- для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов и сечения линий 6-10 кВ, питающих цеховые ТП (с учетом потерь мощности в трансформаторах ТП);

- сечения и материала сборных шин 380 В цеховой ТП

- магистральных или распределительных шинопроводов и отключающих аппаратов.

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по выражениям

$$P_{\text{р}}^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{р}}^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.16)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Таблица 2.1

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Что бы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{y.осв} \cdot F_{ц}, \quad (2.17)$$

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (2.18)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;
 $P_{y.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [6];
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м²;
 $\operatorname{tg}\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_p^{\text{III}} + P_{p.осв})^2 + (Q_p^{\text{III}} + Q_{p.осв})^2}. \quad (2.19)$$

Расчет нагрузки цеха по выражениям (2.1) – (2.19) приведем в таблице 2.2.

Распределение электрической энергии в цехе выполнено посредством распределительных шинопроводов. Распределительные шинопроводы размещаются в отделениях РМЦ и крепятся к конструкциям здания цеха, выбор которых производится по следующим условиям [4]:

– по расчетному току

$$I_p^{\text{II}} \leq I_{\text{ном.ш}}, \quad (2.20)$$

где $I_{\text{ном.ш}}$ – номинальный ток шинопровода, А.

– по допустимой потере напряжения

$$\frac{\sqrt{3} \cdot I_p^{\text{II}} \cdot L_{\text{ш}} \cdot 100}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_{0.ш} \cdot \cos\phi + x_{0.ш} \cdot \sin\phi) \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (2.21)$$

где $L_{\text{ш}}$ – длина шинопровода, м;

$r_{0.ш}$ – удельное активное сопротивление шинопровода Ом/м [4];

$x_{0.ш}$ – удельное реактивное сопротивление шинопровода Ом/м [4];

$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ – допустимая потеря напряжения, %.

Выбор распределительных шинопроводов, произведенный по выражениям (2.20) – (2.21), устанавливаемых в ремонтно-механическом цехе, представим в таблице 2.3.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Таблица 2.2

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 2.3 – Выбор распределительных шинопроводов

Тип	Марка	$I_{ном.ш}, A$	$I_{р.ш}, A$	$L_{ш}, м$	$r_{0,ш}, мОм/м$	$X_{0,ш}, мОм/м$	$\Delta U_{ш}, \%$
ШР-1	ШРА4-160	160	148,41	90	0,290	0,25	2,2
ШР-2	ШРА4-250	250	195,75	83	0,210	0,21	2,0
ШР-3	ШРА4-630	630	562,25	123	0,095	0,11	4,2
ШР-4	ШРА4-250	250	192,00	129	0,210	0,21	3,1
ШР-5	ШРА4-400	400	342,05	37	0,150	0,17	1,2

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

При расчете электрических нагрузок по предприятию рассматриваются IV-VI уровни СЭС.

К IV уровню относятся шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ. Расчетные нагрузки определяем по выражениям

$$P_p^{IV} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^m P_{pi}^{III} + \sum_1^N k_{иаи} \cdot p_{номi} + \sum_1^L \Delta P_{ти} \right], \quad (2.22)$$

$$Q_p^{IV} = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^m Q_{pi}^{III} + \sum_1^N k_{иаи} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{ти} \right], \quad (2.23)$$

где $K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [1];

m – число узлов (ТП) третьего уровня, питающихся от РП (узла четвертого уровня);

N – число высоковольтных электроприёмников, подключенных к РП;

L , $\Delta P_{ти}$ и $\Delta Q_{ти}$ – число трансформаторов цеховых ТП и потери активной и реактивной мощности в них соответственно.

К V уровню относятся секции сборных шин напряжением 10 кВ ГПП.

Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_{i=1}^{m_i} P_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^{N_i} k_{иаи} \cdot p_{номi} + \sum_{i=1}^{M_i} P_{pi}^{IV} + \sum_{i=1}^{L_i} \Delta P_{ти} \right] + P_{осв}, \quad (2.24)$$

$$Q_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_i} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_i} k_{иаи} \cdot p_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^{M_i} Q_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_i} \Delta Q_{ти} \right] + Q_{осв}, \quad (2.25)$$

где m_i – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;
 N_i – число высоковольтных электроприёмников, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;
 M – число узлов СЭС четвёртого уровня (РП), питающихся от СШ 10 кВ ГПП;
 L_i – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;
 $P_{осв}$, $Q_{осв}$ – осветительная нагрузка предприятия.

К VI уровню СЭС относится сторона высшего напряжения 110 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий к источникам питания. Расчетные нагрузки на VI уровне определяются по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (2.26)$$

$$Q_p^{VI} = P_p^{VI} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{норм}, \quad (2.27)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{норм}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности.

Результаты расчёта по формулам (2.15) – (2.27) представим в таблице 2.4.

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах (за исключением РМЦ), то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. Примем центр электрических нагрузок РМЦ совпадающим с физическим центром РМЦ.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формуле

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (2.28)$$

Углы секторов для каждого цеха вычисляются по формулам

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 2.4

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Углы секторов для каждого цеха вычисляются по формулам

$$\alpha_{н/вi} = 360 \cdot \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.29)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \cdot \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.30)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \cdot \frac{P_{р.осв/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.31)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.осв/вi}$ – 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 6 мм

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \quad (2.32)$$

$$m = \frac{38,39}{\pi \cdot 6^2} = 0,34 \text{ кВт / мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [8]

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.33)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (2.34)$$

где X_i , Y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (2.28) – (2.34) представим в таблице 2.5.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Таблица 2.5 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{p.ni}$, кВт	$P_{p.oi}$, кВт	$P_{p.vi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	α_{ni} , град	α_{oi} , град	α_{vi} , град
1 Литейный цех	12269	4222	546	7500	1341	235	107	124	16	220
2 Блок цехов	9331	8295	1036		849	681	93	320	40	0
3 Склад красок	44	5	40		1003	337	6	39	321	0
4 Столовая	302	295	7		999	230	17	351	9	0
5 Пресово-кузовной цех	7035	6306	730		757	91	81	323	37	0
6 Энергоблок	6012	553	19	5440	930	373	75	33	1	326
7 Градирня	152	144	8		933	250	12	341	19	0
8 Главный корпус	4383	4105	278		685	288	64	337	23	0
9 Тарный цех	78	63	15		444	619	9	292	68	0
10 Механосборочный цех	5070	4817	253		323	100	69	342	18	0
11 Склад масел	38	18	20		260	833	6	170	190	0
12 Насосная станция	2119	216	139	1764	206	948	45	37	24	300
13 Корпус вспомогательных цехов	2495	2142	353		193	638	48	309	51	0
14 Краскозатовительный цех	308	268	40		73	832	17	313	47	0
15 Ремонтно-механический цех	607	557	50		103	390	24	331	29	0
Итого	50243	32005	3534	14704			217			

Таким образом, координаты центра электрических нагрузок

$$X_{цэн} = 826 \text{ м}; Y_{цэн} = 362 \text{ м.}$$

В данном месте расположение главной понизительной подстанции невозможно, поэтому, с учетом розы ветров, смещаем место расположение ГПП в сторону источника питания на площади, достаточной для размещения ГПП. Новые координаты месторасположения ГПП

$$X_{гпп} = 1183 \text{ м}; Y_{гпп} = 427 \text{ м.}$$

Выводы по разделу два

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты центра электрических нагрузок предприятия и местоположение ГПП.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						28

3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитываемыми при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

Оценив тенденцию на рынке применяемых трансформаторов, а так же учитывая категории пожароопасности цехов, в данном проекте применим трансформаторы типа ТМГ [9]. К тому же, трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: они выполняются в герметичном исполнении, без расширителя, воздушной или газовой подушки, что исключает контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла. Так в ТМГ используют систему предварительной дегазации масла и заливают его при глубоком вакууме, что увеличивает электрическую прочность изоляции. Трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади. Кроме того, ТМГ снабжают электроконтактным моновакууметром, что позволяет релейной защите контролировать давление в баках при перегрузках. Конструктивные особенности обеспечивают устойчивость трансформаторов данного вида при коротких замыканиях.

3.2 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.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Категории надежности цехов определим исходя из минимально допустимого перерыва электроснабжения, коэффициента использования по активной мощности, а так же величине расчетной мощности цеха [4]. Для потребителей 1 и 2 категорий, как правило, применяются двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные применяются для потребителей 3 категории, а также при нагрузках, допускающих перерыв питания на время доставки складского резерва или при резервировании потребителей 1 и 2 категорий по перемычке на напряжении ниже 1000 В от близлежащих подстанций.

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 3.1. и характеризуется минимум приведенных затрат по подстанциям цеха и цеховой сети в цехом.

Таблица 3.1 – Экономической мощности трансформатора от плотности тока

σ , кВ·А/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{эТ}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{эТ}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Так, как трансформаторы 500 кВА и 800 кВА выполняются, как правило, на заказ и имеют, преимущественно, широкое распространение на зарубежном рынке, в данном проекте откажемся от их выбора.

Минимальное число трансформаторов находим по формуле [10]

$$N_{т.э} = \frac{P_p}{k_{з.т.д} \cdot S_{т.э}} + \Delta N_T, \quad (3.1)$$

где ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа.

Допустимые значения коэффициентов загрузки масляных трансформаторов и трансформаторов с негорючим заполнением типа ТНЗ при взаимном резервировании двух трансформаторов принимаются равными: 0,7 – для потребителей I-й категории; 0,8 – для потребителей II-й категории и 0,95 – для потребителей III-й категории [9].

Согласно ПУЭ трансформаторы указанных типов в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок.

Минимальное количество трансформаторов $N_{т.мин}$ выбирается из условия категории надежности цеха.

Оптимальное число трансформаторов определяется по формуле

$$N_{\text{т.опт}} = N_{\text{т.мин}} + m, \quad (3.2)$$

где m – добавка для оптимального числа трансформаторов,

$N_{\text{т.мин}}$ – минимальное количество трансформаторов в цеховой ТП, определяется по формуле

$$N_{\text{т.мин}} = \max(N_{\text{т.мин}}^{\text{над}}; N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}), \quad (3.3)$$

где $N_{\text{т.мин}}^{\text{над}}$ – минимальное количество трансформаторов в цехе по условию надежности;

$N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}$ – минимальное количество трансформаторов в цехе, при условии принятия $S_{\text{н.т.}} = S_{\text{н.т.}}^{\text{э}}$, находится по выражению (3.1).

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

$$Q_{1\text{р}} = \sqrt{(N_{\text{т}} \cdot k_{\text{з.т.д}} \cdot S_{\text{т.ном}})^2 - P_{\text{р}}^2}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{т}}$ – число трансформаторов в цехе;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{\text{р}}, & \text{если } Q_{1\text{р}} \geq Q_{\text{р}} \\ Q_{1\text{р}}, & \text{если } Q_{1\text{р}} < Q_{\text{р}} \end{cases}. \quad (3.5)$$

Из анализа выражения следует:

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

2. Если оказывается, что мощность $Q_{1\text{р}}$ меньше нагрузки $Q_{\text{р}}$, т. е. трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{\text{р}}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею $Q_{\text{к.у}}$ мощностью

$$Q_{\text{к.у}} = Q_{\text{р}} - Q_1. \quad (3.6)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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

$$k_{з.т.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.ном}}, \quad (3.7)$$

$$k_{з.т.п} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{т.ном}}. \quad (3.8)$$

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 низковольтного распределительного пункта (НРП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки НРП определяется условием [4]

$$S_p \cdot L \leq 15000, \quad (3.9)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

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

Проверка выполнения соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_p \cdot L$, кВ·А·м
7	1	1499
9	2	12157
20	3	17268
22	4	3590

Потери мощности в трансформаторах состоят из потерь холостого хода и короткого замыкания. В свою очередь каждую из них принято делить на активные и реактивные составляющие. Для расчета потерь активной и реактивной мощности в трансформаторе, воспользуемся каталожными данными [11].

Производственная группа "Трансформер" принимает заказы на трансформаторы ТМГ мощностью 32-1000 кВА с сердечником из аморфной стали. Трансформаторы новой серии отличаются высокой энергоэффективностью за счет сниженных потерь холостого хода. Применение аморфной стали при изготовлении магнитопровода позволяет на 75% снизить потери холостого хода. По-

этому при выборе внутрицеховых трансформаторах, мощностью 250, 400 и 630 кВА целесообразно произвести технико-экономическое сравнение вариантов трансформаторов типа ТМГ и АТМГ.

Потери мощности и энергии в трансформаторах принято определять с использованием их паспортных параметров. Так, потери активной и реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах находятся по следующим формулам

$$\Delta P_T = P_{xx} + k_{з.т.н}^2 \cdot P_{кз}, \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_{т.ном}}{100\%} \cdot (I_{xx} \% + k_{з.т.н}^2 \cdot U_k \%). \quad (3.11)$$

где P_{xx} , $P_{кз}$, I_{xx} , $I_{кз}$, – паспортные данные трансформаторов из [11].

Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций, произведенный по выражениям (3.1) – (3.11) представим в таблице 3.4.

Выводы по разделу три

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны 23 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ и АТМГ мощностью 250, 400, 630, 1600 и 2000 кВ·А.

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					

Таблица 3.3

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

4 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 [4]

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

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

$L = 2,2$ – 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 (2.24).

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ОМ}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m – число цехов, питающихся от ГПП, N_1 – число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в [2].

Число присоединений к сборным шинам ГПП: $n = m + N_1 = 15 + 16 = 31$; $K_{\text{ИА}} = 0,6$, тогда $K_{\text{ОМ}} = 0,85$.

Таким образом, по формуле (2.24) получаем

$$P_{\text{р.п.}} = 0,85 \cdot (32005 + 0,76 \cdot 19320 + 0 + 427) + 4232 = 44280 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по формуле (4.1) составит

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{2,2 + 0,016 \cdot 44280} = 115,7 \text{ кВ.}$$

Предприятие имеет возможность получать питание от районной подстанции с существующими классами напряжений: 35 и 110 кВ. Так как $U_{\text{рац}} = 115,7 \gg 35$ кВ, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принимаем напряжение внешнего электроснабжения предприятия равным 110 кВ.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

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

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (4.2)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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

$Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, определяется по формуле

$$Q_{эс} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (4.3)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}=0,5$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения [10];

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{р.п.}^2 + Q_{эс}^2}. \quad (4.4)$$

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

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{р.п.}}{N_T \cdot K_{з.доп}}, \quad (4.5)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{з.доп} = 2$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме [10].

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$K_{з.н} = \frac{S_{р.п.}}{N_T \cdot S_{н.т.}}. \quad (4.6)$$

Расчеты по выражениям (4.2) – (4.6) представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{ном}, \text{кВ}$	$S_{р.п.}, \text{кВА}$	$Q_{эс}, \text{квар}$	$\Delta Q_{т.ГПП}, \text{квар}$	$S_{т.расч.}, \text{кВА}$	$S_{т.прин.}, \text{кВА}$	$K_{з.н.}$
110	48060	22140	3465	34330	40000	0,6

Так как на предприятии имеются электроприемники с резкопеременной, ударной нагрузкой, то необходимо проверить трансформатор на стойкость к эксплуатационным ударным толчкам током.

Источником ударных толчков тока являются дуговые сталеплавильные печи, при работе которых возникают эксплуатационные короткие замыкания.

Полная мощность печи составляет

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos\varphi},$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность печи, кВт;
 $\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности нагрузки.

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{2500}{0,85} = 2941,2 \text{ кВА.}$$

Данная печь запитана от печного трансформатора ЭТМПК-3200/10 с номинальным током 115,7 А на стороне высшего напряжения [12]. Кратность тока эксплуатационного короткого замыкания для 3-х тонных ДСП составляет 3,4-3,6 по отношению к номинальному току [12].

Ток эксплуатационного короткого замыкания

$$I_{\text{к.з.э}}^{(3)} = k_{\text{э.кз}} \cdot I_{\text{НОМ}}.$$

$$I_{\text{к.з.э}}^{(3)} = 3,6 \cdot 115,7 = 416,52 \text{ А.}$$

Согласно ГОСТ [13], при числе ударных толчков тока более 10 в сутки, кратность действующего значения тока к номинальному не должна превышать 1,1 для трансформаторов мощностью более 25 МВА. Вероятность одновременного эксплуатационного короткого замыкания у двух ДСП составляет меньше 1% [12].

Найдем мощность трансформатора из условия выполнения требований ГОСТ

$$S_{\text{т.гпп}} \geq \frac{(I_{\text{к.з.э}}^{(3)} + I_{\text{спок}}) \cdot 2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{1,1},$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора ГПП на стороне НН;

$I_{\text{спок}}$ – рабочий ток остальной нагрузки, подключенной к данной секции шин.

Рабочий ток остальной нагрузки, подключенной к данной секции шин

$$I_{\text{спок}} \geq \frac{\sqrt{P_{\text{п}}^2 + Q_{\text{п}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}.$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$I_{\text{спок}} \geq \frac{\sqrt{6147^2 + 865^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 358,4 \text{ А.}$$

$$S_{\text{т.гпп}} \geq \frac{(416,52 + 358,4) \cdot 2\sqrt{3} \cdot 10}{1,1} = 24404 \text{ кВА.}$$

Колебания напряжения, вызываемые работой группой ДСП, не будут превышать указанных нормативных значений при соблюдении следующего условия [12]

$$\delta U = \frac{S_{\text{т}} \cdot K_{\text{м}}}{S_{\text{к}}} \cdot 100 \leq 1\%, \quad (4.7)$$

где $S_{\text{т}}$ – номинальная мощность печных трансформаторов, подключенных к данной секции шин;

$S_{\text{к}}$ – мощность трехфазного короткого замыкания в точке, для которой проверяется возможность присоединения печного трансформатора;

$K_{\text{м}}$ – коэффициент возрастания колебаний напряжения при работе группы печей.

Коэффициент возрастания колебаний напряжения определяется по формуле

$$K_{\text{м}} = \sqrt{n}, \quad (4.8)$$

где n – количество ДСП в группе.

Мощность трехфазного короткого замыкания определяется

$$S_{\text{к}} = \frac{S_{\text{б}}}{X_{\Sigma}}, \quad (4.9)$$

где $S_{\text{б}}$ – базисная мощность;

X_{Σ} – суммарное сопротивление.

$$X_{\Sigma} = X_{\text{с}} + X_{\text{л}} + X_{\text{т}}, \quad (4.10)$$

где $X_{\text{с}}$ – сопротивление системы;

$X_{\text{л}}$ – сопротивление линии;

$X_{\text{т}}$ – сопротивление трансформатора

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}}, \quad (4.11)$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{T.НОМ}}, \quad (4.12)$$

Расчет по формулам (4.7) –(4.12) сведем в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Экспресс анализ отклонения колебаний напряжение на СШ1

K_n	S_b , МВА	X_c , о.е.	X_d , о.е.	X_T , о.е.	X_Σ , о.е.	S_k , МВА	δU , %
1,41	1000	0,286	0,071	2,625	2,982	335,35	1,35

Трансформатор ТРДН-40000 удовлетворяет условия электродинамической стойкости.

Таким образом, принимаем ТРДН-40000/110/10/10, технические характеристики которого представлены в таблице 4.3 [14].

Таблица 4.3 – Технические характеристики трансформатора на ГПП

$S_{T.н}$, МВА	$U_{вн.}$, кВ	$U_{нн.}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
40	110	10/10	172	36	10,5	0,65

Выбранный трансформатор выполняется с расщепленной обмоткой и регулированием напряжения под нагрузкой. Расщепленная обмотка позволяет разделить цеховые трансформаторные подстанции и высоковольтные электроприемники на разные секции сборных шин, с целью повышения качества электроэнергии на секции шин.

Переключение ступеней РПН производится дистанционно со щита управления, а также может производиться автоматически под действием реле напряжения. Кроме того, предусматривается возможность ручного управления при помощи рычажной рукоятки в случае неисправности моторного привода или отсутствия электропитания.

Регулирование напряжения в трансформаторах под нагрузкой производится на стороне высшего напряжения в пределах $\pm 9\%$ от номинального напряжения с шагом ответвлений по 1,78%.

Необходимость и достаточность установки РПН осуществляется следующим образом.

Определяем потери напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_T = \frac{r_T \cdot P_{p.п} + x_T \cdot Q_{эс}}{U_{НОМ}}. \quad (4.13)$$

Активное и реактивное сопротивление трансформатора

$$r_T = 2 \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.т}^2}, \quad (4.14)$$

$$x_T = 2 \cdot \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (4.15)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

$S_{н.т}$ – полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{ном} = 110$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3.н}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.16)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{н.т} + K_{3.н}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{н.т} \right), \quad (4.17)$$

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

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Определяем расчетное число ответвлений

$$n_{отв.р} = \frac{\Delta U_T}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (4.18)$$

Полученное значение округляем до ближайшего паспортного числа из расчета, что шаг одного ответвления составляет 1,78%, а число ответвлений трансформатора равно $\pm 9\%$.

Выбор ответвлений трансформаторов, рассчитанных по формулам (4.13) – (4.18) представим в таблице 4.4.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 4.4 – Выбор ответвлений трансформаторов

$U_{ном}, \text{кВ}$	$r_T, \text{Ом}$	$x_T, \text{Ом}$	$\Delta P_T, \text{кВт}$	$\Delta Q_T, \text{квар}$	$\Delta U_T, \text{кВ}$	$\rho_{отв.р}, \%$	$\rho_{отв.пасп}, \%$
110	2,6	63,5	196,2	3552	13,83	12,57	$1,78 \cdot 7 = 12,46$

Выводы по разделу четыре

В данном разделе по формуле Стилла определено рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия $U_{рац} = 115,7 \text{ кВ}$, поэтому, не проводя технико-экономического сравнения вариантов внешнего электроснабжения на 35 и 110 кВ, принято напряжение внешнего электроснабжения равным 110 кВ.

На ГПП приняты к установке два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10/10, оснащенные устройством регулирования напряжения под нагрузкой, позволяющим поддерживать напряжение на сборных шинах в допустимых пределах.

Так же трансформаторы на ГПП прошли проверку на динамическую устойчивость. По результатам экспресс оценки можно сделать вывод, что ДСП влияют на отклонения напряжения на подключенных секциях шин. В качестве одной из мер улучшения качества электрической энергии, было выбрано установка трансформатора с расщепленной обмоткой на ГПП. В дальнейшем, так же необходима детальный расчет отклонения напряжения, на секциях шин, к которым подключены ДСП.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

5 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения по типовой схеме 4Н [15].

На рисунке 5.1 изображена схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

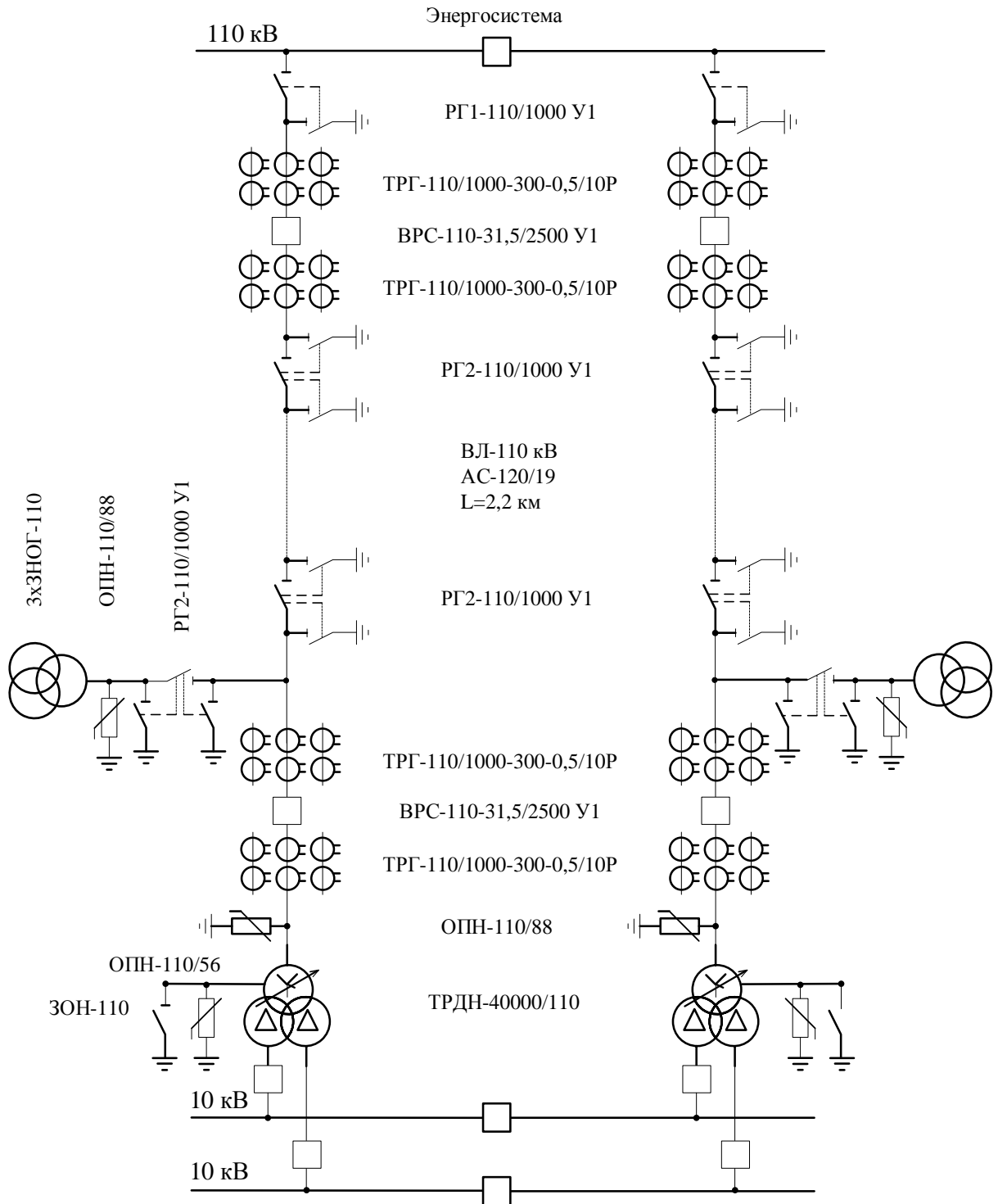


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ

Лист

43

5.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}. \quad (5.1)$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n}, \quad (5.2)$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле

$$I_n = 2 \cdot I_{p.l} \quad (5.3)$$

Сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.l}}{j_3}, \quad (5.4)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [4, 16] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m = 4960$ ч. равняется $j_3 = 1,1$ А/мм².

Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, выполненный по формулам (5.1) – (5.4), представим в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор ЛЭП

$U_{ном},$ кВ	$S_{p.l},$ кВА	$I_{p.l},$ А	$I_n,$ А	$F_3,$ мм ²	$F_{ст},$ мм ²	$I_{д.доп},$ А	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	L, км
110	49691,1	130,4	260,8	118,6	120	390	0,244	0,427	2,2

Длительно допустимый ток $I_{д.доп}$ приводится в справочной литературе [14].

Согласно ПУЭ минимальное сечение провода по условиям короны для ВЛ 110 кВ составляет 70 мм². По условиям механической прочности 35 мм².

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Сопротивление системы

$$X_1 = X_c = \frac{S_B}{S_c}, \quad (5.5)$$

где $S_B = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$S_c = 3500$ – мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ·А.

Определим сопротивления элементов схемы замещения.

Сопротивление воздушной линии находится по формуле

$$X_2 = X_{вл} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{(U_6)^2}, \quad (5.6)$$

где $x_0 = 0,427$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ.

При питании КЗ от энергосистемы в результате неизменности напряжения на шинах системы амплитуды периодической слагающей тока короткого замыкания во времени не изменяются, и её действующее значение в течении всего процесса КЗ остается неизменным [4, п.9.2], тогда ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{н01} = \frac{I_c}{X_{c*}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot X_1} \quad (5.7)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Ударный ток короткого замыкания в точке 1 находится по формуле

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}, \quad (5.8)$$

$k_{уд1} = 1,72$ – ударный коэффициент [4].

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (X_1 + X_2)}. \quad (5.9)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1 находится по формуле

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{к2}, \quad (5.10)$$

$k_{уд2} = 1,8$ – ударный коэффициент [4].

Результаты расчета по формулам (5.5) – (5.10) представим в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном},$ кВ	$S_6,$ МВА	$U_6,$ кВ	$S_k,$ МВА	$X_1,$ о.е.	$X_2,$ о.е.	$I_{к1},$ кА	$I_{к2},$ кА	$i_{уд1},$ кА	$i_{уд2},$ кА
110	1000	115	3500	0,286	0,071	17,57	14,07	42,74	35,82

5.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Колонковые выключатели ВРС-110 применяются для комплектации открытых распределительных устройств 110 кВ трансформаторных подстанций, могут применяться для расширения существующих подстанций. Вакуумный выключатель имеет ряд серьезных преимуществ перед аналогичным оборудованием. В частности, аппарат имеет высокий коммутационный ресурс - 10 000 циклов В/О, низкие эксплуатационные расходы, возможность эксплуатации в широком температурном диапазоне от -60 до +50 градусов, является экологически безопасным и не требует дополнительных расходов на утилизацию [17].

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.11)$$

– по номинальному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (5.12)$$

где I_{\max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А.

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

$$I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}; \quad (5.13)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п},0} < I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}, \quad (5.14)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}; \quad (5.15)$$

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

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{\text{а},\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию

$$i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}}; \quad (5.16)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле

$$i_{\text{а},\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.17)$$

где τ – момент начала расхождения дугогасительных контактов коммутационного аппарата, с;

$T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с [4].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (5.18)$$

где $t_{\text{с.в}} = 0,032$ – собственное время отключения выключателя, с [17].

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ

$$i_{\text{а,ном}} \leq \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}, \quad (5.19)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

где $\beta_n = 0,4$ – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей [17].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных выбранных выключателей по выражениям (5.11) – (5.19) представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор выключателей

Условия выбора [4]	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 110,00 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 110,0 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 260,80 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 2500,0 \text{ А}$;
$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п,т}}$;	$I_{\text{п,т}} = 17,57 \text{ кА}$;	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$;
$i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{а,т}}$;	$i_{\text{а,т}} = 5,02 \text{ кА}$;	$i_{\text{а,ном}} = 17,8 \text{ кА}$;
$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п,0}}$;	$I_{\text{п,0}} = 17,57 \text{ кА}$;	$I_{\text{пр.скв}} = 31,5 \text{ кА}$;
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$;	$i_y = 35,80 \text{ кА}$;	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$;

Разъединители выбираются согласно условиям:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (5.20)$$

- по номинальному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (5.21)$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}, \quad (5.22)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}; \quad (5.23)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных выбранных разъединителей по выражениям (5.20) – (5.23) представим в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные [18]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 260,8 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y$;	$i_y = 35,8 \text{ кА}$;	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$;

Трансформаторы тока серии ТРГ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 и 220 кВ. Трансформаторы предназначены для эксплуатации в открытых и в закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным, тропическим (до плюс 55°С) или холодным климатом (до минус 60°С), невзрывоопасной окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию [19].

Выберем трансформатор тока марки ТРГ-110-300-0,5/10Р.

Выбор трансформаторов напряжения представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0	1,0	1	-	3,0
PI К	Цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М [20]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [21]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{ном} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА								S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}	

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии [20] подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения. Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [22] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Выводы по разделу пять

В данном разделе произведен выбор проводов воздушных линий и коммутационно-измерительной аппаратуры для реализации схемы внешнего электропитания, именно: провода воздушной линии приняты типа АС-120/19, коммутационно-измерительная аппаратура вакуумные выключатели типа ВРС-110-40/2500У1, РГ-110/1000У1, ЗНОГ-110У1.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

6 ВНУТРЕННЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

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.

6.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Питание индивидуальных электроприемников 10 кВ - синхронных и асинхронных двигателей, ДСП - выполняется радиальными кабельными линиями от ГПП.

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 [15, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [15, п.6.3.10]. Обобщая можно сделать вывод, что ТП7 и ТП8; ТП14 и ТП16; ТП18, ТП22 ТП17; ТП20, ТП19 ТП 21 питаются по магистральной схеме, остальные по радиальной.

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.

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в воздухе, комбинированным способом (в лотках и эстакадах), поскольку грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в есть колебания и растягивающие усилия, а так же если учтем большое количество кабелей по предприятию.

Выбираем кабели типа ААШв-10 [4]:

А – алюминий (материал жилы);

А – алюминиевая оболочка;

Шв – защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластика.

Кабели ААШв предназначены для эксплуатации на открытом воздухе, в сухих помещениях, в сырых, частично затапливаемых помещениях со слабой, средней и высокой коррозионной активностью, а также каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях, на технологических

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

эстакадах, на специальных кабельных эстакадах и по мостам, при отсутствии опасности механических повреждений в ходе эксплуатации [23, 24].

Для питания НРП в траншеи, используем кабели ААПЛУ (ААПл):

А – Алюминиевая токопроводящая жила

А – Алюминиевая оболочка

П – Броня из стальных оцинкованных проволок

л – В подушке под броней имеется слой из пластмассовых лент.

Кабели предназначены для эксплуатации в земле (траншеях) с низкой и средней коррозионной активностью с отсутствием блуждающих токов, если в процессе эксплуатации кабели подвергаются значительным растягивающим усилиям (насыпные, болотистые, пучинистые и многолетнемерзлые грунты, вертикальные участки трасс).

6.2 Выбор кабельных 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 [16].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (6.1)$$

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

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

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

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

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_s = \frac{I_{p.k}}{j_s}, \quad (6.2)$$

где j_s – экономическая плотность тока, $j_s = 1,4 \text{ А / мм}^2$, при $T_m = 4960 \text{ ч}$ [16].

По [23] выбираем максимально близкое к экономическому $F_{ст}$. Далее принимаем длительно допустимый ток по наилучшим условиям прокладки. Длительно допустимый ток с учетом условий прокладки определяется по формуле

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.3)$$

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

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель;

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

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

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}. \quad (6.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию

$$I'_{\text{AB}} = K_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{ав}}$ – коэффициент перегрузки, который определяется по [25], в зависимости от коэффициента предварительной загрузки.

Коэффициент предварительной загрузки рассчитывается по формуле

$$K_z = \frac{I_{\text{р.к}}}{I'_{\text{доп}}}. \quad (6.6)$$

Потеря напряжения в кабельной линии находится как

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot L + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot L}{n_{\text{к}} \cdot (U_{\text{н}})^2} \cdot 100 \% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5 \%, \quad (6.7)$$

где r_0 и x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км [1];

L – длина кабельной линии, км.

В некоторых случаях для необходимости соответствия стандарту потери напряжения, разрешается завышать сечение кабельной линии.

Так как потеря напряжения в НРП-2 и НРП-5 превышает 5%, необходимо установить компенсатор реактивной мощности на шины 0,4 кВ.

Так как в этих цехах реактивная мощность имеет достаточное значение, то $\text{tg}\varphi$ будет так же велик. Снизим его, с помощью КРМ до значения $\text{tg}\varphi = 0,22$.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Тогда величину необходимо конденсаторной установки определим по формуле

$$Q_{к.у} = P_p \cdot (\operatorname{tg}\phi_1 - \operatorname{tg}\phi_2), \quad (6.8)$$

где $\operatorname{tg}\phi_1$ – тангенс нагрузки, до установки КРМ;
 $\operatorname{tg}\phi_2 = 0,2$ – желаемы тангенс нагрузки в цеху.

Тангенс цеха, до установки КУ рассчитывается как

$$\operatorname{tg}\phi_1 = \frac{Q_p}{P_p}. \quad (6.9)$$

Значение нового тангенса нагрузки рассчитывается аналогично формуле (6.9).

Выбор КУ по формулам (6.8) – (6.9) сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор КРМ в НРП

	$\operatorname{tg}\phi_1$, о.е	$Q_{к.у}$, квар	Тип КРМ	$Q_{р.н}$, квар	$\operatorname{tg}\phi_н$, о.е
НРП-2	0,62	31,9	КРМ-0,4-30-04-7,5	17	0,22
НРП-3	1,18	38,2	КРМ-0,4-40-04-10	6	0,15

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.7) представлен в таблице 6.2.

Выводы по разделу шесть

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая большое количество трансформаторных подстанций, климатические условия, а так же наличия коммуникационных сооружений, был выбран, преимущественно, смешанный способ прокладки кабельной линии.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчета токов КЗ составляется исходная расчетная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели и т.п.), расчетные точки КЗ и связи между ними (воздушные, кабельные линии и т.п.). При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ должны рассматриваться вероятные режимы, при которых воздействие токов КЗ на СЭС является наиболее тяжелым. 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 [3].

Расчет токов короткого замыкания необходим для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания, при этом достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока.

На рисунке 7.1 представим схему для расчёта токов КЗ и карту селективности с указанием времени срабатывания максимальной токовой защиты, исходя из принятых к установке автоматических выключателей и реле, а именно: для автоматических выключателей ступень селективности равна 0,1 с, а для статических реле – 0,4 с [26].

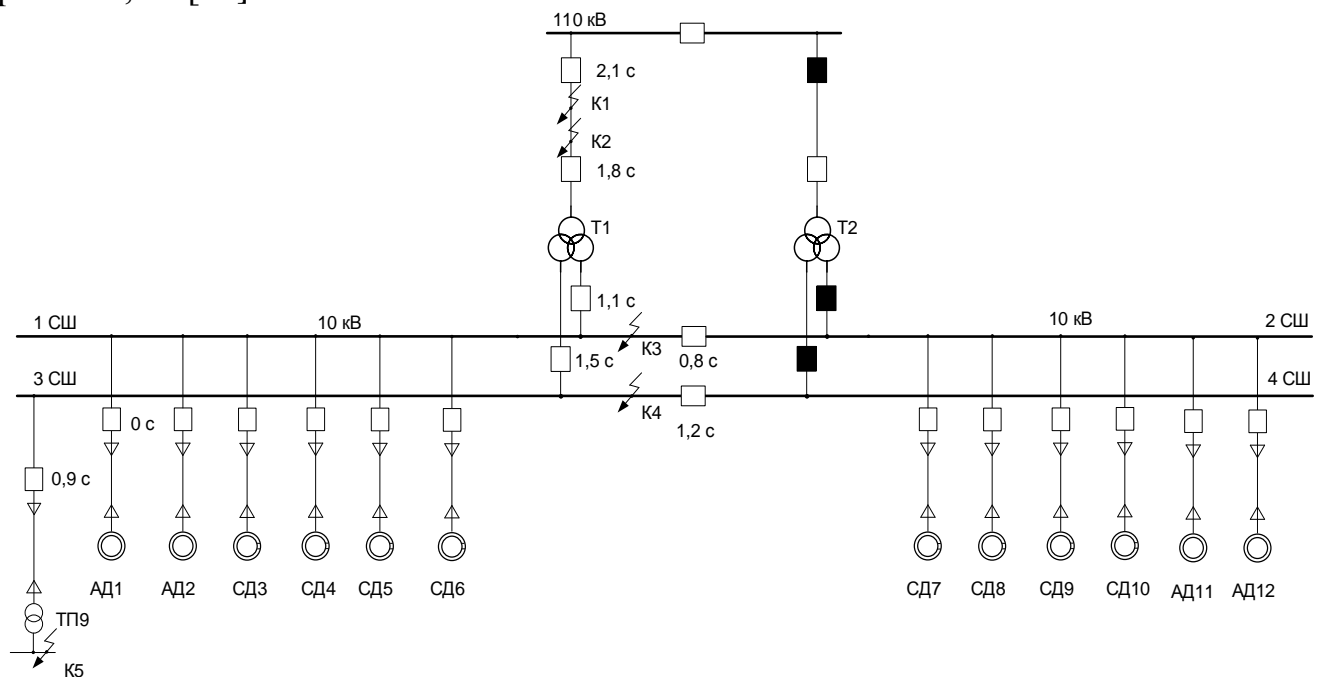


Рисунок 7.1 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 и K_4 – на шинах РУ 10 кВ;
- K_5 – на шинах РУ 0,4 кВ;

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать, так эти точки находятся в двух коэффициентах трансформации. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям [27].

При определении тока КЗ в точках K_4 и K_5 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2).

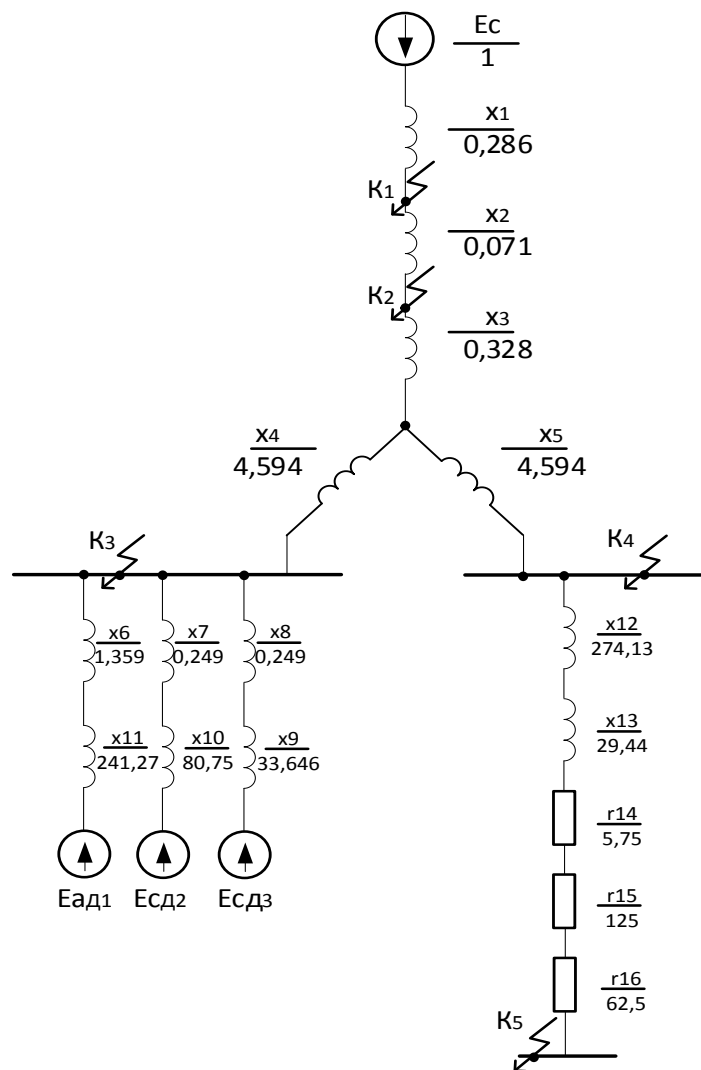


Рисунок 7.2 – Схемы замещения для расчёта токов короткого замыкания

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах, для этого зададимся базисными условиями: $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и, примем за базисное напряжение то, на котором произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы и сопротивление воздушных линий были найдены по формулам (5.5) – (5.6) соответственно и приведены в таблице 7.1.

Сопротивление трансформатора ГПП

$$X_T = \frac{U_k \cdot S_b}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (7.1)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора ГПП;
 $S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$X_3 = 0,125 \cdot X_T. \quad (7.2)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$X_4 = X_5 = 1,75 \cdot X_T. \quad (7.3)$$

Сопротивление кабельной линии

$$X_{кл} = \frac{x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot S_b}{n_{кл} \cdot U_{ср2}^2}, \quad (7.4)$$

где $n_{кл}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;
 $x_{0кл}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;
 $L_{кл}$ – длина КЛ, км;
 $U_{ср2}^2 = 10,5$ – среднее напряжение кабельное линии.

Результаты расчета, выполненных по формулам (7.1) – (7.4) приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов

X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8
0,286	0,071	0,328	4,594	4,594	1,359	1,359	0,249

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$X_{сд} = \frac{1}{n} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{\eta \cdot \cos\varphi \cdot S_b}{P_d}, \quad (7.5)$$

где $I_{\text{пуск}} = 5$ – кратность пускового тока [28];

$\eta = 0,95$ – КПД двигателя [28];

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности двигателя;

P_d – номинальная активная мощность двигателя, кВт;

n – число двигателей одинаковой мощности.

Расчеты по формуле (7.5) сведем в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчета

	X_9	X_{10}	X_{11}
Наименование	СД 5, 6, 7, 8, 9, 10	СД 3, 4	АД 1, 2, 11, 12
P_d , кВт	800,00	1000,00	630,00
n	6,00	2,00	4,00
$I_{\text{пуск}}$	5,00	5,00	5,00
$\cos\varphi$	0,85	0,85	0,80
η	0,95	0,95	0,95
X_i , о.е.	33,65	80,75	241,27

При расчете сети ниже 1000 В необходимо учитывать активные сопротивления системы.

Полное сопротивление

$$Z_T = \frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 S_{\text{н.т}}} \quad (7.6)$$

Активное сопротивление трансформатора находится по формуле

$$R_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{н.т}}^2}, \quad (7.7)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

Индуктивное сопротивление трансформатора вычисляется

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (7.8)$$

При расчете тока трехфазного КЗ в установках напряжением до 1 кВ следует учитывать не только индуктивные и активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, но и активные сопротивления всех переходных контактов в

этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте короткого замыкания) [15]. Переходное сопротивление при этом следует принять $R_k = 0,02$ Ом, тогда

$$R_{15} = R_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (7.9)$$

Активное сопротивление дуги в месте короткого замыкания

$$R_{16} = R_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (7.10)$$

где $R_d = 3$ – активное сопротивление дуги, мОм [29, табл. П1.7].

Результаты расчета сопротивлений, произведенных по формулам (7.1) – (7.10) сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Результаты расчетов

X_{12}	X_{13}	R_{14}	R_{15}	R_{16}
274,13	29,44	5,75	125	18,75

Приведем схему замещения к виду рисунка 7.3

$$X_{17} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4. \quad (7.11)$$

$$X_{18} = X_6 + X_{11}. \quad (7.12)$$

$$X_{19} = X_7 + X_{10}. \quad (7.13)$$

$$X_{20} = X_8 + X_9. \quad (7.14)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (7.11) – (7.14) представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Результаты расчетов

X_{17}	X_{18}	X_{19}	X_{20}
5,279	242,629	80,999	33,895

Зададимся базисным током, который находится по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (7.15)$$

Начальное значение сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c \cdot I_6}{X_{17}}, \quad (7.16)$$

где $E_c = 1$ – сверхпереходное ЭДС энергосистемы.

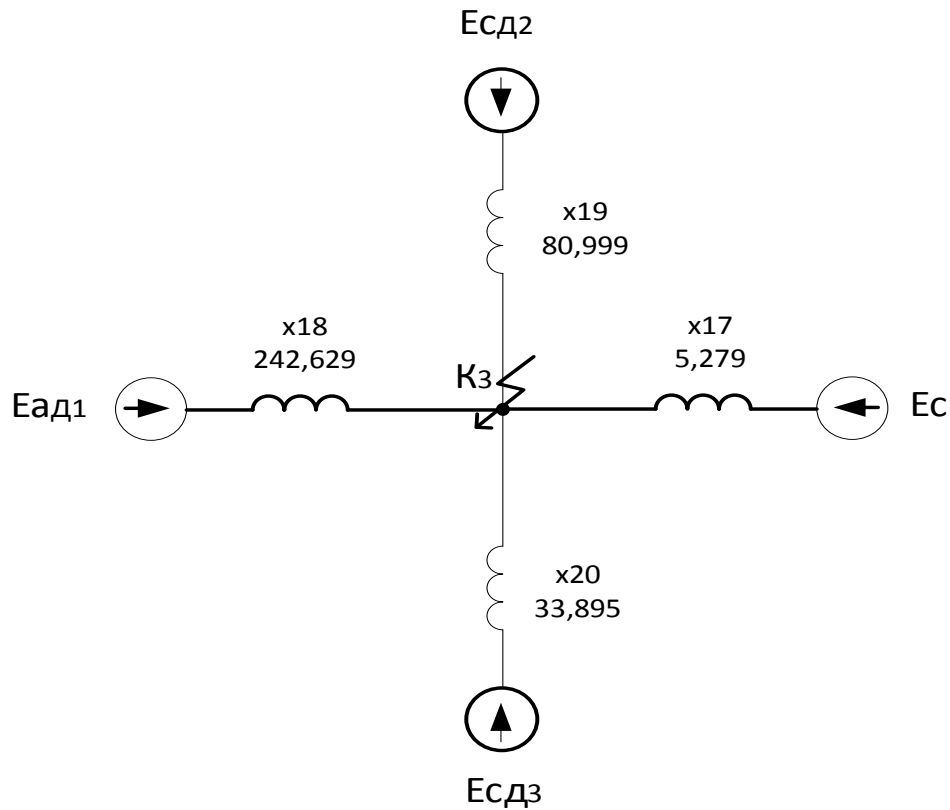


Рисунок 7.3 – Схемы замещения для расчёта токов КЗ в точке К₃

Начальное значение сверхпереходного тока двигателя рассчитывается как

$$I_{сдi} = \frac{E_i \cdot I_6}{X_{17+i}}, \quad (7.17)$$

где E_i – ЭДС двигателя (1,1 для СД, 0,93 для АД).

Складывая токи от всех источников, получаем начальное значение тока КЗ равным в точке К₃

$$I_{кз|0}^{(3)} = I_6 + \sum I_{сд}. \quad (7.18)$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot k_y, \quad (7.19)$$

где $k_y = 1,94$ – ударный коэффициент [3].

Мощность короткого замыкания на СШ 10 кв (точка 3)

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_6. \quad (7.20)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в данной точке

$$I_{кз}^{(2)3} = \frac{S_{кз}}{2 \cdot U_{ср}}. \quad (7.21)$$

Результаты расчета, выполненного по формулам (7.15) – (7.21) представим в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Результаты расчетов

I_6 , кА	I_c , кА	$I_{ад1}$, кА	$I_{сд2}$, кА	$I_{сд3}$, кА	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$S_{кз}$, МВ·А	$I_{кз}^{(2)3}$, кА
54,99	10,42	0,21	0,75	1,78	13,16	36,1	239,31	11,4

Определим ток короткого замыкания в точке K_4

Суммарное индуктивное сопротивление системы

$$X_{\Sigma 4} = X_1 + X_2 + X_3 + X_5. \quad (7.22)$$

Мощность короткого замыкания в точке K_4

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{X_{\Sigma 4}}. \quad (7.23)$$

Ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{кз}^{(3)4} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (7.24)$$

Результаты расчета, выполненных по формулам (7.22) – (7.24) приведем в таблице 7.6.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					63

Таблица 7.6 – Результаты расчетов

$X_{\Sigma 4}$	$I_{кз}^{(3)4}$	$i_{уд}$, кА	$S_{кз4}$, МВ·А
5,28	10,42	28,58	189,44

Определим ток короткого замыкания на СШ 0,4 кВ, то есть в точке К₅.
Суммарное активное сопротивление рассчитывается как

$$R_{\Sigma 5} = R_{14} + R_{15} + R_{16}. \quad (7.25)$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$X_{\Sigma 5} = X_{17} + X_{12} + X_{13}. \quad (7.26)$$

Полное сопротивление

$$Z_{\Sigma 5} = \sqrt{R_{\Sigma 5}^2 + X_{\Sigma 5}^2}. \quad (7.27)$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз5} = \frac{S_6}{Z_{\Sigma 5}}. \quad (7.28)$$

Ток трехфазного короткого замыкания

$$I_{кз}^{(3)5} = \frac{S_{кз5}}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (7.29)$$

где $U_6 = 0,4$ – базисное напряжения, кВ.

Результаты расчета, выполненных по формулам (7.25) – (7.29) приведем в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Результаты расчетов

$R_{\Sigma 5}$	$X_{\Sigma 5}$	$Z_{\Sigma 5}$	$I_{кз}^{(3)5}$	$i_{уд}$, кА	$S_{кз5}$, МВ·А
149,5	308,85	343,13	4,21	10,11	2,91

Окончательные результаты расчетов токов короткого замыкания представим в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$S_{кз}$, МВ·А
К ₁	115,0	15,22	17,57	42,84	3500,00
К ₂	115,0	12,19	14,07	35,82	2803,10
К ₃	10,5	11,40	13,16	36,10	239,31
К ₄	10,5	9,02	10,42	28,58	189,44
К ₅	0,4	3,64	4,21	10,11	2,91

Выводы по разделу семь

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

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ

Для питания внутрицеховых электроприемников промышленных предприятий, устанавливаются внутрицеховые трансформаторные подстанции, питающиеся от шин 10 кВ главной понизительной подстанции. Питание внутрицеховых подстанций, как правило, происходит по магистральным и радиальным схемам, в некоторых исключениях по иным. Однако некоторые цеха имеют малую потребляемую мощность, в этом случае рациональнее применять НРП, который питается по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

Для оценки рациональности установки НРП используют, так называемое, «пятнадцатитысячное правило». Аналитически оно выражается в выражении (3.9).

Что бы оценить рациональность применения НРП, устанавливаемых в цехе, проведем технико-экономическое сравнение вариантов схем питания цеха, для которого величина производства расчетной мощности и расстояния до источника питания максимальная по данным таблицы 3.2, а именно:

I вариант – установка трансформаторных подстанций ТП-20 и установка вновь вводимой трансформаторной подстанции ТП-24 (рисунок 8.1);

II вариант – установка РПН-3 с запиткой от ТП-20 (рисунок 8.2).

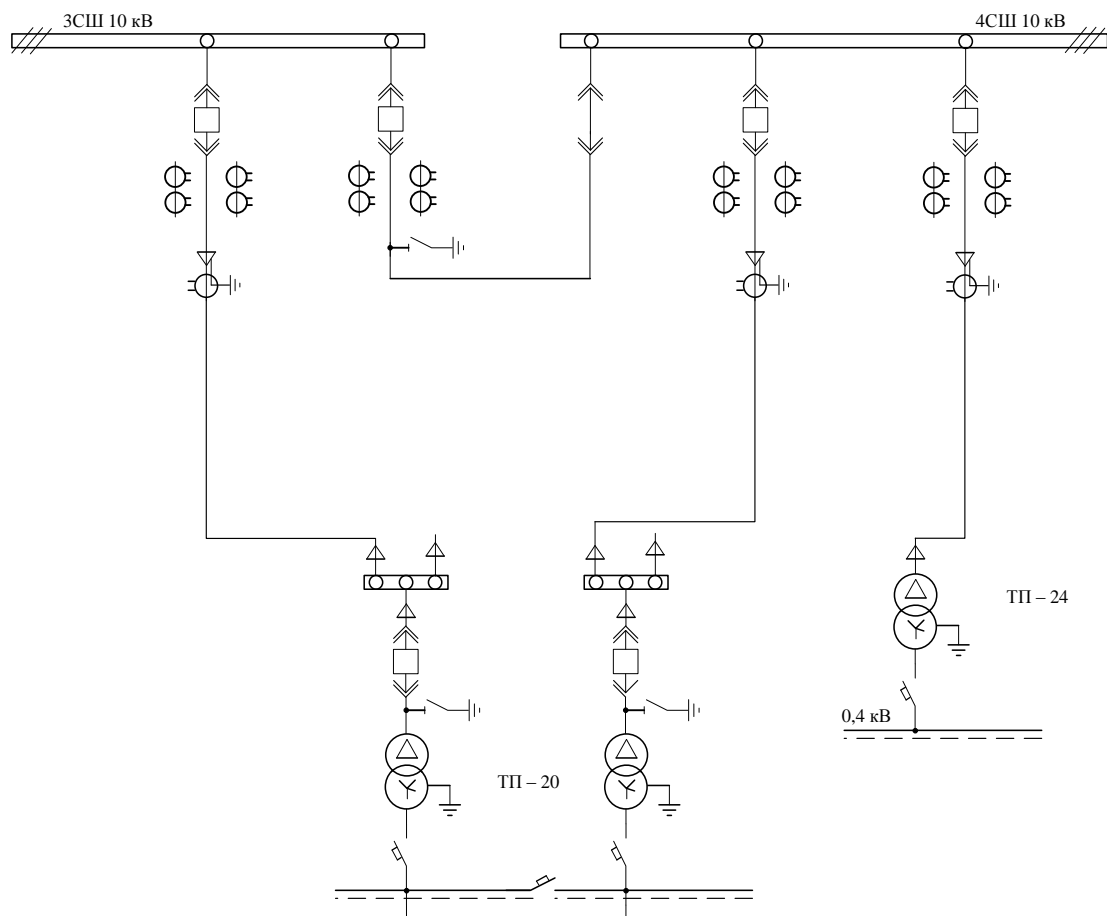


Рисунок 8.1 – Схема принципиальная для варианта I

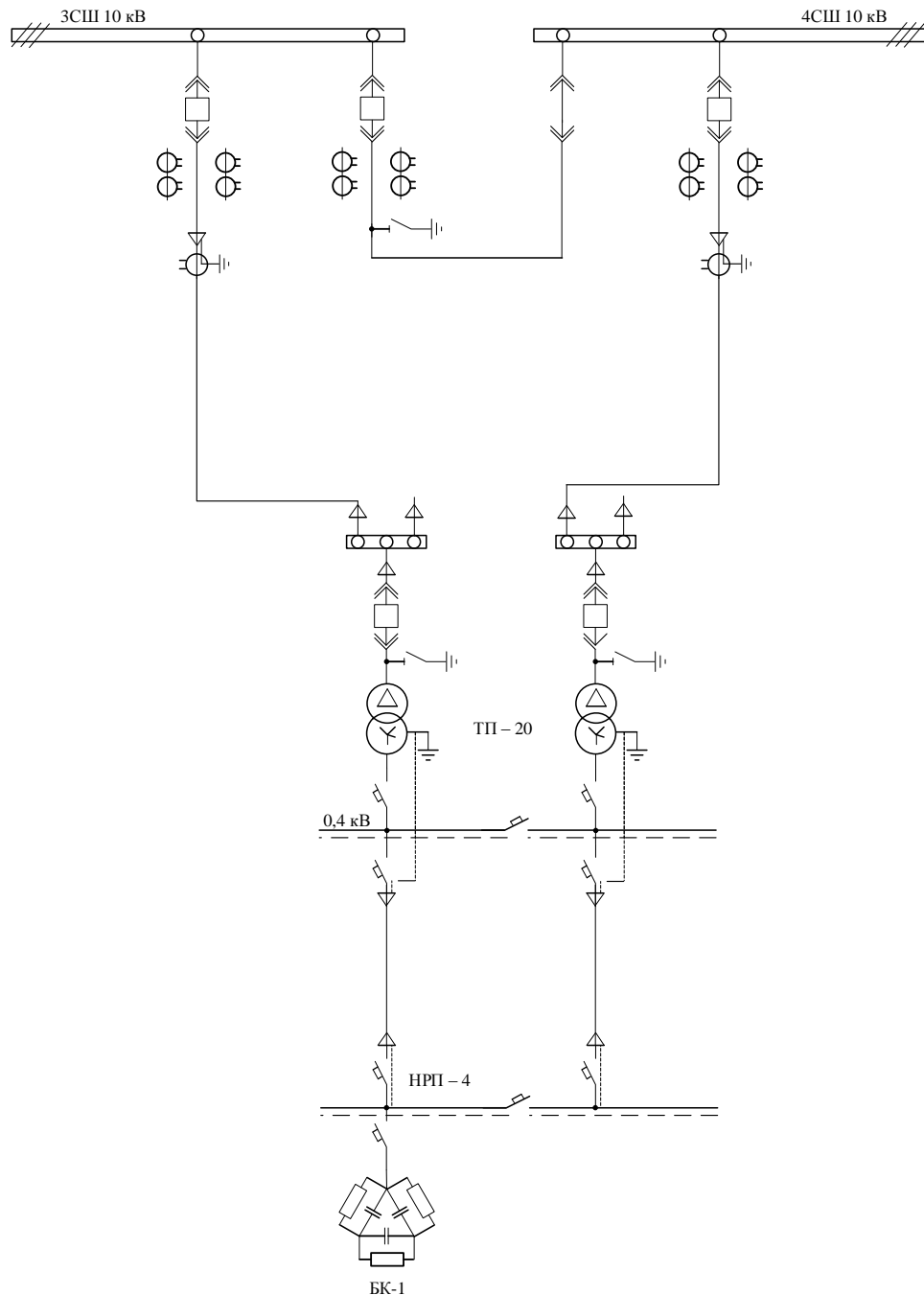


Рисунок 8.1 – Схема принципиальная для варианта II

8.1 Выбор цеховых трансформаторов

Выбор трансформаторов ТП-20 и ТП-24 для варианта I, проведенные по выражениям (3.1) – (3.8) представим в таблице 8.1

Так как нагрузка корпуса вспомогательных цехов рассредоточен на 4 трансформаторных подстанции, то для выбора одной трансформаторной подстанции возьмем четверть мощности этого цеха.

Таблица 8.1 – Выбор трансформаторных подстанций 20 и 24

Наименование цеха	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВт·А	F _ц , м ²	σ, кВт·А/м ²	S _{эт} , кВт·А
1	2	3	4	5	6	7	8
13. Корпус вспомогательных цехов	2	623,75	513,5	807,93	46493	0,07	630
Итого по ТП-20		623,75	513,5	807,93	46493	0,07	630
9. Тарный цех	3	78,00	91,0	119,85	1555	0,08	630
Итого по ТП-24		78,00	91,0	119,85	1555	0,08	630

Продолжение таблицы 8.1

Номер ТП	S _{ном} , кВт·А	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт.доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт.н}	K _{эт.п/ав}
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
20	630	2	1	0,8	791,83	513,5	0	0,64	1,28
24	250	1	1	0,7	211,05	91,0	0	0,48	0,00

8.2 Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП

Потери активной и реактивной мощность в цеховых трансформаторах определим по формулам (3.10) – (3.11), с учетом количества трансформаторов.

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta W_T = N_T \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_B + k_{3.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (8.1)$$

где T_B = 8760 – годовое число часов включения трансформатора, ч/год;

τ – годовое число максимальных потерь активной мощности, ч/год.

Годовое число максимальных потерь активной мощности, определяется из соотношения

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4}) \cdot 8760, \quad (8.2)$$

где T_M = 4960 – годовое число часов использования получасового максимума активной мощности, ч/год [4].

$$\tau = (0,124 + \frac{4960}{10^4})^2 \cdot 8760 = 3367 \text{ ч/год.}$$

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ				

Результаты расчетов по выражениям (3.10) – (3.11) и (8.1) – (8.2) сведем в таблицу 8.2

Таблица 8.2 – Расчет потерь электроэнергии в цеховых трансформаторах

Номер ТП	$S_{н.т},$ кВ·А	$K_{з.н}$	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$i_{xx},$ %	$U_{к},$ %	$\Delta W_{т},$ кВт·ч/год
ТП24	250	0,48	0,13	3,7	1,2	4,5	4009
ТП20 (вариант I)	630	0,64	0,31	7,6	1,2	5,5	15913
ТП20 (вариант II)	630	0,66	0,31	7,6	1,2	5,5	16578

8.3 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{p.к} = \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_T}. \quad (8.3)$$

Ток в после аварийном режиме – в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.к}. \quad (8.4)$$

Сечение проводов линии по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.к}}{j_3}. \quad (8.5)$$

После выбора стандартного сечения провода КЛ, проверяем его по термической стойкости к токам КЗ.

Термически стойкое сечение определим по выражению

$$F_{т.с} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.6)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, $кА^2 \cdot с$;

$C = 90$ – параметр, зависящий от типа кабеля, $А \cdot с^{1/2}/мм^2$ [30].

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k \geq I_{п|0}^2 \cdot (t_{р.з} + t_{о.в} + T_a \cdot (1 - e^{-\frac{2(t_{р.з} + t_{о.в})}{T_a}})), \quad (8.7)$$

где $t_{р.з} = 0,9$, – время действия мгновенной токовой отсечки защиты КЛ, с;

$t_{р.з} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [31].

$T_a = 0,12$ – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [4].

Потери активной энергии в кабельных линиях за год

$$\Delta W_{л} = N_{л} \cdot (3 \cdot I_{р.к}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau). \quad (8.8)$$

Результаты расчеты по формулам (8.3) – (8.8) приведем в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Номер ТП	$I_{р.к}$, А	$I_{п}$, А	F_3 , мм ²	$F_{т.с}$, мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Тип кабеля	$I_{доп}$, А	r_0 , Ом/км	L , км	$\Delta W_{л}$, кВт·ч/год
ГПП - ТП24	3,6	-	2,6	120	10	ААШв-10 (3x120)	234	0,253	0,990	32,8
ГПП - ТП20 (вариант I)	72,9	145,7	52,1	120	70	2xААШв-10 (3x120)	234	0,253	1,114	30229,9
ГПП - ТП20 (вариант II)	75,6	151,2	54,0	120	70	2xААШв-10 (3x120)	234	0,253	1,114	32538,0
ТП20 - РПНЗ	57	113,9	40,7	16	50	2xААПл-1 (4x240)	359	0,120	0,144	1132,4

8.4 Выбор коммутационного оборудования

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-104М. Комплектные распределительные устройства КРУ предназначены для работы в электрических установках трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Характерной особенностью данных ячеек является размещение сборных шин в нижней части трансформатора, а линейного отсека над ним [31].

При выборе параметров, учтем допущения, принятые при расчетах токов КЗ, поэтому зависим ток КЗ на 5%.

Ячейки К-104М снабжены вакуумным выключателем ВБЭК-10, трансформаторами тока ТЛК-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Таблица 8.4 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП20 (II вариант)

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$	$U_{\text{уст}} = 10,00 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}};$	$I_{\text{max}} = 151,20 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А};$
$I_{\text{дин}} \geq i_y;$	$i_y = 28,56 \text{ кА};$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k;$	$B_k = 129,30 \text{ кА} \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА} \cdot \text{с}.$

Аналогичные ячейки принимаем для всех остальных отходящих от ГПП линий.

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

Для установки в цехах предприятия будем принимать КТП производства Трансформер [11]. Данные КТП комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа АТМГ.

При радиальном соединении цеховой ТП используется схема с глухим вводом.

В качестве РПН принимаем распределительное устройство, укомплектованное щитами ЩО-70. Панели ЩО-70 устанавливаются в трансформаторные подстанции или другие распределительные устройства электрических сетей 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью. Конструктивно панели ЩО-70 представляют собой металлоконструкции, имеющие степень защиты с фасадной стороны IP20, а с остальных сторон IP00, и предназначены для одностороннего обслуживания. На передней стороне ЩО расположены измерительные приборы и ручки управления коммутационными аппаратами. Сборные шины ЩО-70 закрыты защитным кожухом, исключающим случайное прикосновение оперативного персонала к токоведущим частям электроустановки [32].

8.5 Определение технико-экономических показателей

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов. Примем допущения что схемы являются равно-надежными, в связи с этим, ущерб не учитывается. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [2]

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot k_i + C_i; \quad (8.9)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, о.е./год;
 k_i – сумма капитальных затрат i -й группы одинаковых электроприемников, руб;
 C_i – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год.

Ежегодные отчисления определяются по формуле

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}; \quad (8.10)$$

где $E_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности, о.е./год;
 E_{ai} – коэффициент отчислений на амортизацию, о.е./год;
 E_{oi} – коэффициент расходов на обслуживания, о.е./год.

При проектировании сетей электроснабжения стоимость потерь электроэнергии учитываются по двухставочному тарифу

$$C_0 = (\Delta W_T + \Delta W_{л}) \cdot C'_0; \quad (8.11)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии рассчитывается по формуле

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_m}{\tau} + \beta \right); \quad (8.12)$$

где $\delta = 1,05$ – поправочный коэффициент;
 $\alpha = 959,11$ – основная ставка тарифа за 2017 год, руб/кВт·мес [33];
 $\beta = 1,3488$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016 г, руб/кВт·ч [33];
 $K_m = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия.

$$C'_0 = 1,05 \cdot \left(\frac{12 \cdot 959,11 \cdot 1}{3367} + 1,3488 \right) = 5 \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч.}$$

Результаты расчетов по выражением (8.9) – (8.12), с учетом стоимости оборудования, сведен в таблицы 8.5 и 8.6.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Таблицы 8.5 – Техничко-экономические показатели I вариант

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$E_i \cdot k_i$, тыс.руб/год	ΔW , кВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Z , тыс.руб/год
Ячейка К-104М с выключателем типа ВБЭК-10	шт.	3	600,0	1800,0	0,213	383,4			
2КТП-630/10/0,4 (ТП20)	шт.	1	1130,0	1130,0	0,213	240,7	15913,0	79,6	
КТП-250/10/0,4 (ТП24)	шт.	1	410,0	410,0	0,213	87,3	4009	20,1	
Прокладка КЛ по воздуху ГПП-ТП20 2хААШв (3х120)	км	1,114	2521,9	2809,4	0,165	463,6	30229,9	151,2	
Прокладка КЛ по воздуху ГПП-ТП24 ААШв (3х120)	км	0,144	2483,9	2459,1	0,165				
Итого				8608,4		1581,7	50184,4	250,9	1831,6

Таблицы 8.6 – Техничко-экономические показатели II вариант

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$E_i \cdot k_i$, тыс.руб/год	ΔW , кВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Z , тыс.руб/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ячейка К-104М с выключателем типа ВБЭК-10	шт.	2	600,0	1200	0,213	255,6			
2КТП-630/10/0,4 (ТП20)	шт.	1	1130,0	1130	0,213	240,7	16578	82,9	
Панель распределительная ЩО-70	шт.	1	75,0	75	0,213	16,0		20,1	

Окончание таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прокладка КЛ по воздуху ГПП-ТП20 2хААШВ (3х120)	км	1,114	2521,9	2809,4	0,165	463,6	32538,0	162,7	
Прокладка КЛ в траншеи ТП20-НРПЗ ААПл (4х240)	км	0,144	397,3	57,2	0,165	9,4	2645,1	13,2	
Батарея конденсаторов БК-1 КРМ -0,4-40-04-10 У3	шт.	2	29,0	58,0	0,223	12,9			
Итого				5329,6		988,2	51761,1	258,8	1257

8.6 Выбор оптимального результат

По результатам технико-экономических расчетов необходимо выбрать наилучший вариант. Сравним технико-экономические показатели вариантов в таблице 8.7.

Таблицы 8.7 – Техничко-экономические показатели вариантов

Вариант	Капитальные затраты, тыс.руб	Приведенные капитальные затраты, тыс.руб/год	Потери электроэнергии, кВт/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год	Годовые приведенные затраты, тыс.руб/год
I вариант	8608,4	1580,7	50184,4	250,92	1831,6
II вариант	5329,6	998,2	51761,1	258,80	1257,0

Сравним показатели вариантов в процентном соотношении

$$\frac{1831,6 - 1257}{1831,6} \cdot 100\% = 31,4 \%$$

Выводы по разделу восемь

В результате технико-экономического сравнения вариантов, целесообразно установить низковольтный распределительный пункт, вместо трансформаторной подстанции.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

9 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор электрооборудования для внутреннего электроснабжения предприятия производится по самым тяжелым режимам работы. Таковым является отключение одного из трансформатора или короткое замыкание. При выборе параметров, учтем допущения, принятые при расчетах токов КЗ, поэтому завысим ток КЗ на 5%.

Рабочий ток в утяжеленном режиме РУ НН ГПП

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2}$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1616,56 \text{ А.}$$

Тепловой импульс определяется по выражению (8.7)

$$B_{\kappa} = 13,16^2 \cdot 1,05 \cdot (1,1 + 0,06 + 0,12 \cdot (1 - e^{\frac{-2 \cdot 1,16}{0,12}})) = 232,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

9.1 Выбор токопровода от ГПП до РУ НН ГПП

В качестве соединения трансформатора ГПП с РУ НН используем токопровод типа ТЗК-10-2000-128-У1 [34].

Проверка выбора токопровода представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор и проверка токопровода

Условия выбора [4]	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 10,00 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 1616,56 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$;	$i_{\text{у}} = 36,10 \text{ кА};$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$;	$B_{\kappa} = 232,80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$

9.2 Выбор вводной и секционной ячейки КРУ

Распределительное устройство 10 кВ на ГПП выполним с помощью ячеек типа К-104М и К-105. Ячейки К-105 снабжены вакуумным выключателем ВБЭК-10-31,5/2000У3 и являются вводными. Секционный выключатель примем этого же типа [35].

Проверка выбора вводной ячейки представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Выбор и проверка вводной и секционной ячейки КРУ

Условия выбора [4]	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 10,00 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 1616,56 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 2000,0 \text{ А}$;
$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п 0}}$;	$I_{\text{п 0}} = 13,16 \text{ кА}$;	$I_{\text{отк.ном}} = 31,5 \text{ кА}$;
$i_{\text{дин}} \geq i_y$;	$i_y = 36,10 \text{ кА}$;	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$;
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$;	$B_k = 232,80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

9.3 Выбор трансформатора тока в ячейках КРУ

В водной и секционной ячейке КРУ примем к установке трансформаторов тока типа ТЛШ -10-2000-0,5/10Р-У3. Условия выбора, расчетные параметры и каталожные данные трансформатора тока указаны в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Выбор и проверка трансформаторов тока в вводных ячейках

Условия выбора [4]	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 10,00 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 1616,56 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$;
$i_{\text{дин}} \geq i_y$;	$i_y = 36,10 \text{ кА}$;	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$;
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$;	$B_k = 232,80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Необходимо проверить трансформатор тока по вторичной нагрузке. Схема приведена на рисунке 9.1.

На подстанции 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды.

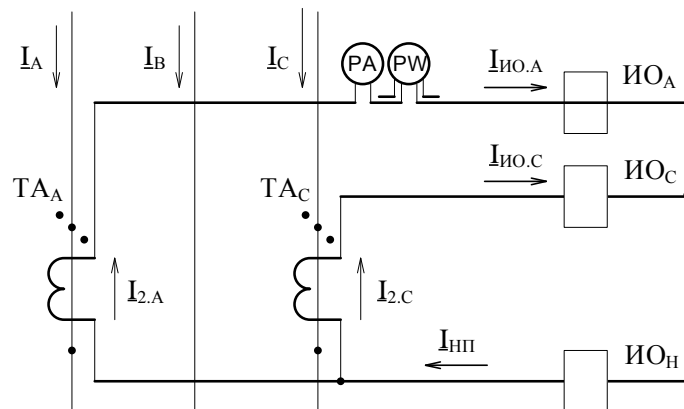


Рисунок 9.1 – Схема подключения приборов в неполную звезду

Таблица 9.4 – Перечень измерительных приборов в цепи ТТ

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (9.1)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (9.2)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

$r_{\text{к}} = 0,05$ – переходное сопротивление контактов, Ом.

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (9.3)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175$ Ом·м;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{10 \text{ ВА}}{(5 \text{ А})^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Результаты расчетов по формулам (8.1) – (8.3) представим в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Результаты расчетов

$S_{\text{приб}}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$I_{2\text{ном}}, \text{ А}$	$r_{\text{приб}}, \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}, \text{ Ом}$	$r_k, \text{ Ом}$	$r_{\text{пр}}, \text{ Ом}$	$I_{\text{расч}}, \text{ М}$	$q, \text{ мм}^2$
1,1	5	0,04	0,4	0,05	0,31	40	2,26

По условию механической прочности для обмотки ТТ 0,5 выбираем соединительные провода с сечением 2,5 мм².

9.4 Выбор ячеек отходящих линий КРУ

В качестве КРУ отходящих линий используем ячейки типа К-104М, с установленными в них выключателем типа ВБЭК-10-31,5/630 УЗ, трансформаторы тока типа ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ, трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 УЗ.

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых на отходящих линиях, представим в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока отходящих линий

Кабельные линии	$I_{\text{max}}, \text{ А}$	$I_{\text{п 0 }}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6
ГПП-ТП1	167,28	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП2	167,28	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП3	167,49	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП4	167,49	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП5	167,49	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП6	167,49	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП7	87,74	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-100-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП9	167,24	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП10	167,24	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП11	167,24	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП12	185,63	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП13	185,63	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-200-0,5/10Р УЗ
ГПП-ТП14	267,52	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 УЗ	ТЛК-10-300-0,5/10Р УЗ

Окончание таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6
ГПП-ТП15	133,76	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП18	98,21	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП20	151,19	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТП23	44,98	10,42	28,58	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-СД	67,30	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-СД2	53,90	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ДСП	169,80	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-АД	45,50	13,16	36,10	ВБЭК-10-31,5/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимо устанавливать по одному на каждую секцию шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейку К-104М устанавливаются трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 У2.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (9.4)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3и втычной разъединитель.

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

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}}; \quad (9.5)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – мощность всех измерительных приборов в реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, В·А.

Выбора трансформаторов напряжения по выражениям (9.4) – (9.5), представим в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – 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
PV	Секция шин	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепи силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ-4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	18	27	36
Итого								34	36
НАМИ-10 У2								S _{2Σ} = 49,5 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА								S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 > S _{2Σ}	

9.6 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

Согласно [15], установка отключающего аппарата перед цеховым трансформатором при магистральном питании подстанции обязательна. Глухое присоединение цехового трансформатора может применяться при радиальном питании кабельными линиями по схеме блока "линия-трансформатор", за исключением случаев: питания от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации; необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты.

На вводах цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-366, которые могут комплектоваться как вакуумными выключателями, так и выключателями нагрузки с предохранителями [36].

В качестве примера рассмотрим выбор коммутационных аппаратов, установленных в ячейке КСО-366 в ТП-7.

Таблица 9.8 – Выбор вакуумного выключателя в ячейку ТП-7

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 10,00$ кВ;	$U_{ном} = 10$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 87,74$ А;	$I_{ном} = 400$ А;
$i_{дин} \geq i_y$;	$i_y = 36,10$ кА;	$i_{дин} = 81$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;	$B_k = 232,80$ кА ² ·с.;	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 6912$ кА ² ·с.

Аналогично выбираем коммутационные аппараты на вводе других ТП и заносим результаты в таблицу 9.9

Таблица 9.9 – Выбор коммутационных аппаратов ТП

Начало и конец КЛ	I_{max} , А	$I_{п 0 }$, кА	Тип выключателя	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ГПП-ТП7	87,74	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ТП7-ТП8	19,90	13,16	-	ПКТ102-10-20-20 У3	ВНАЛ-10/630 У3
ГПП-ТП14	267,52	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ГПП-ТП16	133,76	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ТП22-ТП17	24,22	13,16	-	ПКТ102-10-31,5-20 У3	ВНАЛ-10/630 У3
ГПП-ТП18	98,21	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ТП-ТП19	100,79	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ГПП-ТП20	151,19	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ТП19-ТП21	50,40	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-
ТП18-ТП22	48,18	13,16	ВВ/TEL-10-20/1000 У2	-	-

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения необходимо проверять на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Для расчета всех характерных термических сечений кабелей на рисунке 6.1 представлена карта селективности.

Термически стойкое сечение определим по выражения (8.6) – (8.7) и представим в таблице 9.10

Таблица 9.10 – Проверка кабелей на термическую стойкость к токам КЗ

Начало и конец КЛ	$I_{п 0 }$, кА	$t_{р.з}$, с	$t_{о.в}$, с	T_a , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	$C, \frac{А \cdot с^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с}, мм^2$
ГПП-ТП	10,42	0,9	0,06	0,12	182,30	90	150
ГПП-АД	13,16	0,0	0,06	0,12	115,03	90	120

В таблице 9.11 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения.

Таблица 9.11 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец КЛ	Прежняя площадь сечения, $мм^2$	Термическая площадь сечения, $мм^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
1	2	3	4
ГПП-ТП1	59,7	150	2хААШв-10 (3х150)
ГПП-ТП2	59,7	150	2хААШв-10 (3х150)
ГПП-ТП3	59,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП4	59,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП5	59,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП6	59,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП7	31,3	120	2хААШв-10 (3х120)
ТП7-ТП8	14,2	120	ААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП9	59,7	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП10	59,7	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП11	59,7	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП12	66,3	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП13	66,3	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП15	47,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ТП14-ТП16	47,8	120	2хААШв-10 (3х120)
ТП22-ТП17	8,6	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП18	35,1	120	2хААШв-10 (3х120)
ТП20-ТП19	36,0	120	2хААШв-10 (3х120)
ГПП-ТП20	54,0	120	2хААШв-10 (3х120)

Окончание таблицы 9.11

1	2	3	4
ТП19-ТП21	18,0	120	2хААШВ-10 (3х120)
ТП18-ТП22	17,2	120	2хААШВ-10 (3х120)
ГПП-Тп23	16,1	120	2хААШВ-10 (3х120)
ГПП-СД	48,1	70	ААШВ-10 (3х70)
ГПП-СД	38,5	70	ААШВ-10 (3х70)

9.8 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. 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. Допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,1 % от мощности силового трансформатора, так как производится расчет трансформаторов собственных нужд ГПП в качестве мощности силового трансформатора возьмем полную мощность всех цехов.

Мощность трансформатора собственных нужд рассчитывается по формуле

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{гпп}} = 0,001 \cdot S_{\text{тр}},$$

где $S_{\text{тсн}}$ - мощность трансформатора собственных нужд, кВ·А;

$S_{\text{н.т}}^{\text{гпп}}$ - мощность силового трансформатора, кВ·А.

$$S_{\text{тсн}} = 0,001 \cdot 40000 = 40 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

В качестве трансформатора собственных нужд выбираем ТСКС-40/10 УЗ. Подключение его, к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП, выполним через предохранитель ПКТ. Номинальный ток предохранителя определим как

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,31 \text{ А}$$

Подключение трансформатора выполним через предохранитель типа ПКТ-101-10-3,2-12,5.

9.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии Masterpact NW [37]. Ток, протекающий по вводным выключателям ТП в утяжеленном режиме рассчитывается по формуле

$$I_{\text{вв. утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (9.6)$$

Ток секционного выключателя равен

$$I_{\text{секц}} = 0,7 \cdot I_{\text{вв. утяж}} \quad (9.7)$$

Расчет по формулам (9.6) – (9.7) и выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Но-мер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{вв. утяж}}$, А	$I_{\text{секц}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя	Ном. ток автоматического выкл., А
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-ТП6, ТП9-ТП13	Вводной	4041,5	-	4,21	10,11	Masterpact NW50	5000
	Секционный	-	2829,0	4,21	10,11	Masterpact NW32	3200
ТП7, ТП18-ТП23	Вводной	1273,1		4,21	10,11	Masterpact NW16	1600
	Секционный	-	891,1	4,21	10,11	Masterpact NW10	1000
ТП8	Вводной	577,4	-	4,21	10,11	Masterpact NT06	630
ТП14-ТП16	Вводной	3233,2	-	4,21	10,11	Masterpact NW40	4000
	Секционный	-	2263,2	4,21	10,11	Masterpact NW25	2500

Окончание таблицы 8.12

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП17	Вводной	808,2	-	4,21	10,11	Masterpact NW10	1000
	Секционный	-	565,8	4,21	10,11	Masterpact NT06	630

Минимальный полный ток отключения, для выбранных автоматических выключателей, равен 42кА. Допустимый сквозной ток КЗ при времени протекания 3 с $I_{cw}=22$ кА; допустимый ток включения $I_{cm}= 88$ кА. Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН ТП.

Выводы по разделу девять

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия. Однолинейная схема с указанием коммутационных, контрольно-измерительных аппаратов, а также кабельных линий представлена на листе формата А1.

10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Реактивная мощность влияет на потери в кабельных и воздушных линиях, отклонению уровня напряжения в узлах системы электроснабжения, а так же к снижению пропускной способности линий. Величина реактивной мощности характеризует скорость обмена электромагнитной энергии, при этом, элементы имеющие индуктивный характер, являются накопителями реактивной мощности, а емкостный, ее генератором.

Для решения данной проблемы проектируются и рассчитываются устройства компенсации реактивной мощности. Расчет устройств компенсации реактивной мощности будем производить на методе, основанном на методе Лагранжа [25]. В соответствие с ним вначале составляется схема электроснабжения, на которой показаны возможные источники и потребители реактивной мощности. Данная схема представлена на рисунке 10.1.

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, рассчитываются по формуле

$$R_{\tau} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н.т}}^2}, \quad (10.1)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А.

Активные сопротивления кабельной линии найдем по формуле

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l. \quad (10.2)$$

Считаем, что на стороне НН ТП установлена основная группа БК, мощность которой рассчитана в разделе 4. Поэтому считаем, что со стороны НН потребляется реактивная мощность

$$Q_{\text{ли}} = \frac{Q_{\text{л.тпн}}}{N_{\tau}}, \quad (10.3)$$

где $Q_{\text{л.тпн}}$ – суммарная реактивная мощность, проходящая через ТП, квар;

N_{τ} – количество трансформаторов в ТП

Результаты расчетов, выполненных по выражениям (10.1) – (10.2) представим в таблице 10.1.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

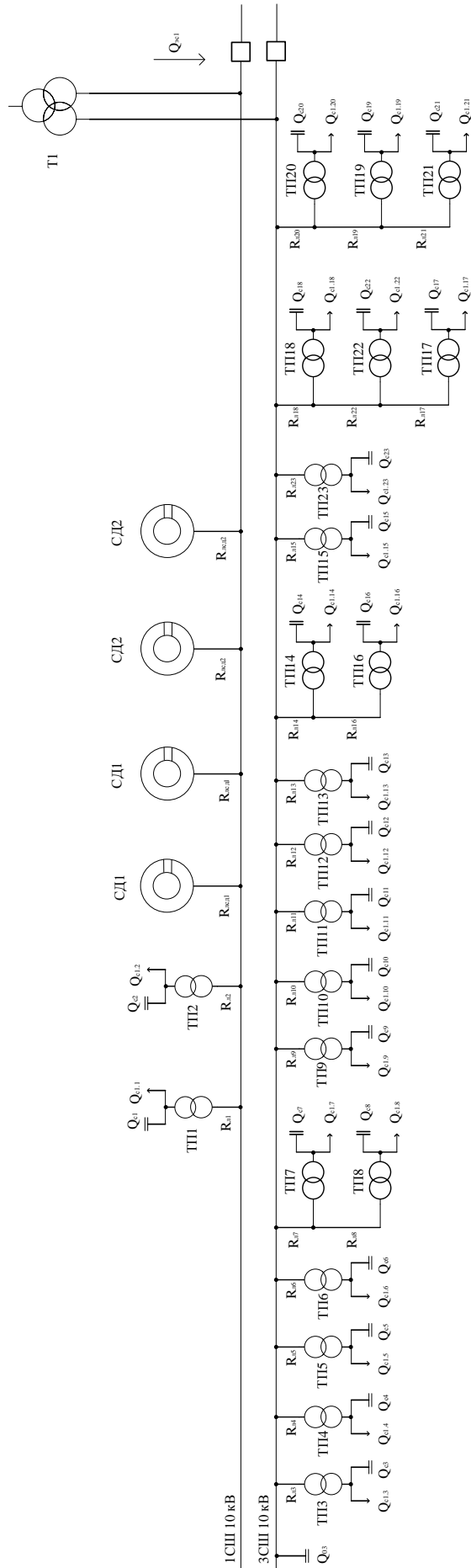


Рисунок 10.1 - Схема замещения СЭС ПШ для расчета компенсации реактивной мощности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ

Лист

88

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Номер трансформаторной подстанции	$S_{н.ти}$, кВ·А	Q_{li} , квар	$\Delta Q_{ти}$, квар	$R_{ти}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	2000	734	275,2	0,58	0,02
ТП-2	2000	734	275,2	0,58	0,06
ТП-3	2000	774	550,4	0,58	0,06
ТП-4	2000	774	550,4	0,58	0,15
ТП-5	2000	774	550,4	0,58	0,14
ТП-6	2000	774	550,4	0,58	0,24
ТП-7	630	261	43,5	1,91	0,06
ТП-8	400	145	17,4	2,31	0,05
ТП-9	2000	725	412,8	0,58	0,13
ТП-10	2000	725	412,8	0,58	0,21
ТП-11	2000	725	412,8	0,58	0,21
ТП-12	2000	1080	324,1	0,58	0,13
ТП-13	2000	1080	324,1	0,58	0,23
ТП-14	1600	727	327,5	0,64	0,29
ТП-15	1600	727	327,5	0,64	0,28
ТП-16	1600	727	327,5	0,64	0,05
ТП-17	400	101	19,0	2,31	0,04
ТП-18	630	268	182,9	1,91	0,35
ТП-19	630	268	182,9	1,91	0,03
ТП-20	630	268	182,9	1,91	0,28
ТП-21	630	268	182,9	1,91	0,07
ТП-22	250	101	20,4	5,92	0,03
ТП-23	630	221	39,7	1,91	0,36
СД1 и СД2	-	-	-	-	0,14
Итого	-	12981	6492,7	-	-

Наметим все места, куда возможно установить дополнительные КУ: низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}); сборные шины РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0); а так же мощность, полученная из энергосистемы ($Q_{эс}$).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

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

где $\delta = 1,05$ – поправочный коэффициент;

$\alpha = 959,11 \cdot 12 = 11509,3$ – основная ставка тарифа за 2017 год, руб/кВт·год;

$\beta = 1,3488$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии за 2016 г, руб/кВт·ч;

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

$$C_0 = 1,05 \cdot (11509,3 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 3367) = 16853,25 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

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

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

где $E = 0,223$ – нормативный коэффициент отчислений;

$K_{\text{БКН}} = 12000$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов, руб/Мвар;

$I_{\text{исс}} = 75,96$ – индекс изменения сметной стоимость оборудования;

$\Delta P_{\text{БК}} = 4$ – удельные потери в низковольтных конденсаторах.

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 16853,25 \cdot 4 = 270682 \text{ руб / Мвар.}$$

Затрат на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

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

где $K_{\text{БКВ}} = 6000$ – удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов, руб/Мвар;

$\Delta P_{\text{БК}} = 2$ – удельные потери в низковольтных конденсаторах.

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 16853,25 \cdot 2 = 135341 \text{ руб / Мвар.}$$

Так же в составе электроприемников имеются синхронные двигатели, данные о которых указаны в таблице 10.2

Таблица 10.2 – Данные о синхронных двигателях

Наименование	Тип двигателя	$P_{\text{д.ном.и}}$, МВт	$Q_{\text{д.ном.и}}$, МВар	N, шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1	СДН	1,0	0,511	2	500	6,61	5,54
СД2	СТД	0,8	0,408	6	3000	2,47	4,46

Располагаемая реактивная мощность СД

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				90

$$Q_{СД.ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{(P_{СД.ни})^2 + (Q_{СД.ни})^2}, \quad (10.4)$$

где $\alpha_{ми} = 0,58$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, приняв, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_m = 0,9$.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.ни}}, \quad (10.5)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.ни}^2}, \quad (10.6)$$

где D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в двигателях.

$$Q_{СДi} = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.СДi}}, \quad (10.7)$$

$$R_{э.СДi} = \frac{R_{л.СДi}}{N_i} + \frac{Z_{2Г.СДi}}{a \cdot C_0}. \quad (10.8)$$

Результаты расчета по формулам (10.5) – (10.8) сведем в таблицу 10.3

Таблица 10.3 – Результаты расчета

Наименование	$Q_{СД.ми}$, мВар	$Z_{1Г.СДi}$, руб/Мвар	$Z_{2Г.СДi}$, руб/Мвар ²	$R_{э.СДi}$, Ом	$Q_{СДi}$, Мвар
СД1	1,30	218003,88	178781,11	1,2	0 (-0,21)
СД2	3,13	102028,25	75257,01	0,6	0,17
Итого	4,43				0,17

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. Для ТП, питающихся по радиальной схеме представлена на рисунке 10.2.

$$R_{эi} = r_i = R_{ли} + R_{тпи}. \quad (10.9)$$

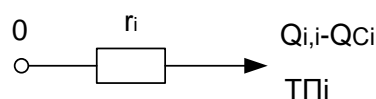


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линий

Для ТП, питающихся одной магистралей представлена на рисунке 10.3.

$$\frac{1}{R_{\tau 1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (10.10)$$

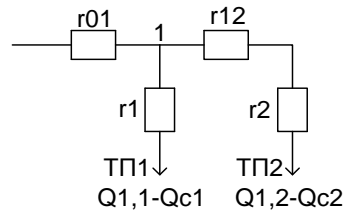


Рисунок 10.3 – схема замещения магистральной линии

Эквивалентные сопротивления присоединений

$$R_{\tau 1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\tau 1}} \right) \cdot r_1, \quad (10.11)$$

$$R_{\tau 2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\tau 1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (10.12)$$

Для ТП, питающихся двойной магистралей представлена на рисунке 10.4.

$$\frac{1}{R_{\tau 1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_{T2}}, \quad (10.13)$$

$$\frac{1}{R_{\tau 2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}. \quad (10.14)$$

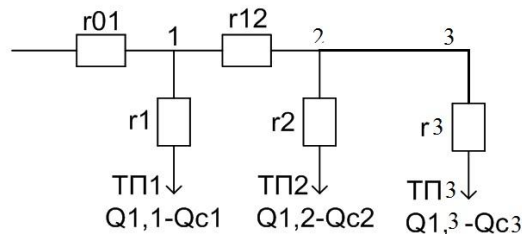


Рисунок 10.4 – схема замещения двойной магистральной линии
Эквивалентные сопротивления присоединений

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot r_1, \quad (10.15)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т}2}}\right) \cdot r_2, \quad (10.16)$$

$$R_3 = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т}2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3). \quad (10.17)$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. Определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП по формуле

$$Q_{\text{с}i} = Q_{\text{л}i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{Z_{10} - Z_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э}i}}, \quad (10.18)$$

где Z_{10} – удельные затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтной БК, подключенной к секции шин ГПП: $Z_{10} = 137,98 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{Мвар}}$;

$R_{\text{э}i}$ – эквивалентное активное сопротивление ответвления с i -й ТП, подключенного к СШ ГПП.

$$a = \frac{1000}{(U_{\text{н}}^2)} = \frac{1000}{(10^2)} = 10 \text{ кВ}^{-2}.$$

Если при расчете мы получим, что $Q_{\text{с}i} < 0$, то установка дополнительной группы БК на ТП нецелесообразна. Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК ТП по формулам (10.4) – (10.18) приведены в таблице 10.4. Мощность основной группы БК определяется по формуле (3.6).

Таблица 10.4 – Результаты мощности БК

Место установки БК	$R_{\text{э}i}$, Ом	$Q_{\text{с}i}$, квар		$Q_{\text{к}yi}$, кВар	$Q_{\text{к}yi} + Q_{\text{с}i}$, кВар	Тип принятой БК [38]	$Q_{\text{с}ti}$, кВар
		Расч.	Прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	0,60	336	336	261	597	КРМ-0,4-600-50 У3	600
ТП-2	0,63	377	377	261	638	КРМ-0,4-325-25 У3 КРМ-0,4-325-25 У3	650

Окончание таблицы 10.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-3	0,64	695	695	345	1040	КРМ-0,4-550-50 У3 КРМ-0,4-500-25 У3	1050
ТП-4	0,73	772	772	345	1117	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-550-50 У3	1150
ТП-5	0,71	762	762	345	1107	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-500-50 У3	1100
ТП-6	0,82	833	833	345	1178	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-600-50 У3	1200
ТП-7	2,04	107	107	0	108	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-8	2,55	2	0	0	0	-	0
ТП-9	0,70	567	567	421	988	КРМ-0,4-500-50 У3 КРМ-0,4-500-50 У3	1000
ТП-10	0,79	629	629	421	1050	КРМ-0,4-550-50 У3 КРМ-0,4-500-50 У3	1050
ТП-11	0,79	626	626	421	1047	КРМ-0,4-550-50 У3 КРМ-0,4-500-50 У3	1050
ТП-12	0,70	834	834	0	834	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-250-25 У3	850
ТП-13	0,80	904	904	0	904	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-300-25 У3	900
ТП-14	1,37	762	761	0	726	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-175-25 У3	775
ТП-15	0,92	619	619	0	619	КРМ-0,4-300-25 У3 КРМ-0,4-325-25 У3	625
ТП-16	1,51	789	789	0	749	КРМ-0,4-400-25 У3 КРМ-0,4-400-25 У3	800
ТП-17	3,32	-1	0	0	0	-	0
ТП-18	2,69	302	302	0	300	КРМ-0,4-300-25 У3	300
ТП-19	2,58	295	295	0	293	КРМ-0,4-300-25 У3	300
ТП-20	2,52	292	292	0	289	КРМ-0,4-300-25 У3	300
ТП-21	2,75	305	305	0	299	КРМ-0,4-300-25 У3	300
ТП-22	7,52	68	68	63	137	КРМ-0,4-150-25 У3	150
ТП-23	2,27	84	84	0	84	КРМ-0,4-100-25 У3	100
Итого			10957	3228	14185		14375

Оптимальная мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП определим по формуле

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					

$$Q_0 = \frac{Q_{p.п}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.иi} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{сд}}{2} - \frac{Q_{эс1}}{2}. \quad (10.19)$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемой энергосистемой определяется как минимальная величина из двух

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg} \phi_{\text{норм}}, \quad (10.20)$$

$$Q''_{эс} = Q_{p.п} - \frac{0,7}{K_{н.р}} \cdot Q_{сд.м}, \quad (10.21)$$

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

Реактивная мощность на шинах ГПП рассчитывается по формуле

$$Q_{p.п} = K_{ом} \cdot \left[\sum_{i=1}^{N1} k_{иаi} \cdot P_{нoмi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^{L1} \Delta Q_{ти} \right] + \sum_{i=1}^n Q_{осв},$$

$$Q_{p.п} = 0,85 \cdot [30576 + 5973 + 2213] + 2031 = 34979 \text{ квар.}$$

После подстановки данных в формулы (9.20) – (9.21) получим

$$Q'_{эс} = 22140 \text{ квар.}$$

$$Q''_{эс} = 34979 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 4430 = 31331 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q'_{эс} = Q_{эс} = 22140 \text{ квар.}$$

Определим значение коэффициента реактивной мощности, задаваемого предприятию энергосистемой

Подставим всех значение в выражение (10.19) и определим необходимую мощность ВБК, приходящуюся на один трансформатор ГПП

$$Q_0 = \frac{34979}{2} - 14405 - \frac{170}{2} - \frac{22140}{2} = -8040,7 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Коэффициент Лагранжа определяется по формуле

$$\lambda = \frac{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q' + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{\text{тг.кн}}}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{\text{тг.сд}i}}{R_{\text{э.сд}i}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{\text{э}i}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{\text{э.сд}i}}},$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$Z_{\text{тг.кн}}$ и $Z_{\text{тг.кн}}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГППЮ мощность которых оказалась больше нуля.

$$Q' = Q_{\text{в}} + \Delta Q_{\text{т.гпп}} - Q_{\text{эс}}$$

$$Q' = 5973 + 3544 - 22140 = -12623 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 16853,25 \cdot (-6,311) + \left(\frac{270682}{0,6} + \dots + \frac{270682,6}{2,27} \right) + \frac{102028,25}{0,6}}{\left(\frac{1}{0,6} + \dots + \frac{1}{2,27} \right) + \frac{1}{0,6}} = 66149,6 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Уточним реактивные мощности источников

$$Q_{\text{сд}i} = \frac{\lambda - Z_{\text{тг.сд}i}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сд}i}}. \quad (10.22)$$

Расчеты, выполненные по формуле (10.16) сведем в таблицу 10.5.

Таблица 10.5 – Результаты расчета

Наименование	$Q_{\text{сд.м}i}$, мВар	$Z_{\text{тг.сд}i}$, руб/Мвар	$Z_{\text{тг.сд}i}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.сд}i}$, Ом	$Q_{\text{сд}i}$, Мвар
СД1	1,30	218003,88	178781,11	1,2	0 (-0,54)
СД2	3,13	102028,25	75257,01	0,6	0 (-0,18)
Итого	4,43				0,00

Пересчитаем оптимальные реактивные мощности низковольтных батарей конденсаторов по формуле (10.23) и сведем таблицу 10.6.

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ti} + \frac{\lambda - 3_{\Gamma.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{эi}}} \quad (10.23)$$

Таблица 10.6 – Результаты мощности БК

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{ci} , квар		Q _{кyi} , кВар	Q _{кyi} + Q _{ci} , кВар	Тип принятой БК [38]	Q _{сти} , кВар
		Расч.	Прин.				
ТП-1	0,60	-8	0	261	261	КРМ-0,4-275-50 У3	275
ТП-2	0,63	53	53	261	314	КРМ-0,4-325-25 У3	325
ТП-3	0,64	373	373	345	718	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-125-25 У3	725
ТП-4	0,73	490	490	345	835	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-250-50 У3	850
ТП-5	0,71	475	445	345	820	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-250-50 У3	850
ТП-6	0,82	582	582	345	927	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-325-25 У3	925
ТП-7	2,04	7	0	0	0	-	0
ТП-8	2,55	-76	0	0	0	-	0
ТП-9	0,70	276	276	421	697	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-100-25 У3	700
ТП-10	0,79	369	369	421	790	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-200-50 У3	800
ТП-11	0,79	365	365	421	786	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-200-50 У3	800
ТП-12	0,70	543	543	0	543	КРМ-0,4-550-50 У3	550
ТП-13	0,80	648	648	0	648	КРМ-0,4-600-50 У3 КРМ-0,4-50-10 У3	650
ТП-14	1,37	612	612	0	612	КРМ-0,4-600-50 У3	600

Теперь необходимо проверить баланс мощностей на СШ ГПП. Потребляемая предприятием реактивная мощность рассчитывается по формуле

$$Q_{\pi} = \frac{Q_{p.\pi}}{2}$$

$$Q_{\pi} = \frac{34979}{2} = 17489,3 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность генерируемая на шинах ГПП

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.ни}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{сд}}}{2} + \frac{Q_{\text{эс1}}}{2}.$$

$$Q_r = 10350 + 0 + \frac{22140}{2} = 21170.$$

Большое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется большой величиной реактивной мощности, выдаваемой энергосистемой. Уменьшение мощности низковольтных БК приведет к нецелесообразности по экономическому критерию, а так же уменьшению пропускной способности трансформаторных подстанций. Резерв реактивной мощности оставляется, с учетом дальнейшего раскрупления предприятия.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{\text{п}} - Q_r + \frac{Q_{\text{эс}}}{2}}{0,5 \cdot P_{\text{п.п}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{17489,3 - 21170 + \frac{22140}{2}}{0,5 \cdot 44280} = 0,33.$$

Выводы по разделу десять

В этом разделе были выбраны низковольтные компенсирующие устройства, подключаемые к шинам 0,4 кВ цеховых ТП, с целью снижения потерь в узлах СЭС промышленного предприятия, а так же поддержания требуемых уровней напряжения.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

11 РАСЧЕТ ПКЭ В УЗЛАХ СЭС

Так как на предприятии установлены ДСП, которые оказывают влияние на качество напряжения в питающей сети, необходимо произвести расчет показателей качества в узлах СЭС. Нелинейность ВАХ дуги приводит к генерации токов высших гармоник. К неблагоприятным влиянием ДСП стоит отнести: потери активной мощности и энергии, ускоренное старение изоляции, влияние на показания электроизмерительных приборов и каналов передачи информации, затрудняет работу батарей конденсаторов. Поэтому для оценки качества электрической энергии необходимо произвести расчет несинусоидальности и несимметрии напряжения [25].

Кроме того, при пуске синхронных двигателей на промышленном предприятии, может произойти провал напряжения, так как пусковой ток двигателя увеличивает потери напряжения в цепи, что вызывает снижение напряжения в узлах СЭС.

11.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Расчет высших гармоник тока и напряжения выполняется на основе схем замещения для каждой гармоники, согласно методике расчета, представленной в [25].

На рисунке 11.1 изображены принципиальная схема и схема замещения для расчета несинусоидальности напряжения.

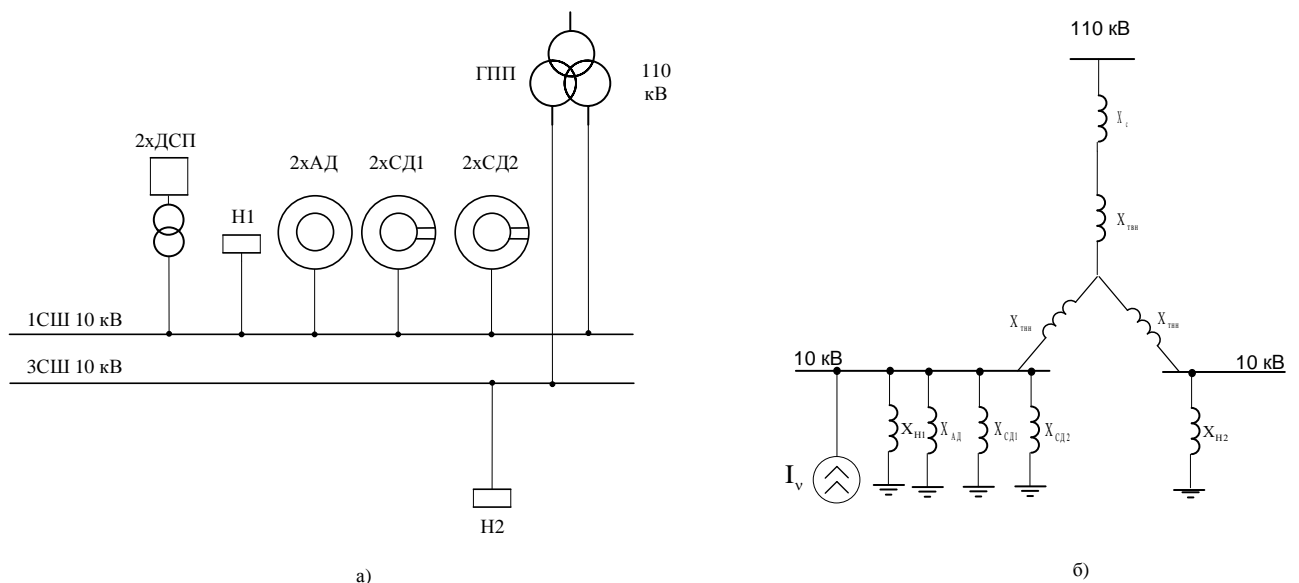


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема (а) и схема замещения для расчета несинусоидальности напряжения (б)

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения. Сопротивление системы рассчитывается по формуле

$$X_{C\gamma} = \frac{0,65 \cdot U_{ст}^2 \cdot \gamma}{S_{кз}}, \quad (11.1)$$

где γ – номер гармоники;

$S_{кз} = 3500$ – мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, МВ·А.

Сопротивление силового трансформатора

$$X_{T\gamma} = \frac{U_{кз} \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} \cdot \gamma. \quad (11.2)$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$X_{ТВН\gamma} = 0,125 \cdot X_{T\gamma}. \quad (11.3)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$X_{ТНН\gamma} = 1,75 \cdot X_{T\gamma}. \quad (11.4)$$

Сопротивление синхронных двигателей

$$X_{сд\gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_{ст}^2}{n \cdot S_{сд.ном\sum}} \cdot \gamma, \quad (11.5)$$

где $X_d'' = 0,24$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление СД по продольной оси, о.е.;

$S_{сд.ном\sum}$ – суммарная мощность группы СД, МВ·А;

n – количество СД в группе.

Сопротивление асинхронных двигателей

$$X_{ад\gamma} = \frac{U_{ст}^2}{K_{п} \cdot n \cdot S_{ад.ном\sum}} \cdot \gamma, \quad (11.6)$$

$S_{ад.ном\sum}$ – суммарная мощность группы АД, МВ·А;

$K_{п}$ – кратность пускового тока.

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки

$$X_{Н\gamma} = \frac{U_{ст}^2}{S_{н}} \cdot \gamma. \quad (11.7)$$

Источник высших гармоник в схемах замещения представляют источниками тока бесконечно мощности. В нашем случае источником искажения является ДСП, которая генерирует 2, 3, 5, 7, 11 и 13 гармоники, при этом ток второй гармоники принимают равным току третьей гармоники.

Для расчета тока высших гармоник, обычно принимают режим расплавления и используют выражение

$$I_{\gamma} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{пт.ном}} \cdot \sqrt[4]{N}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot \gamma^2}, \quad (11.8)$$

где $S_{\text{пт.ном}}$ – номинальная мощность печного трансформатора;

N – максимальное количество печей, работающих в режиме расплавления;

Результаты расчетов по формулам (11.1) – (11.8) представим в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Результаты расчета

γ	$X_{C\gamma}$	$X_{\text{ТВН}\gamma}$	$X_{\text{ТНН}\gamma}$	$X_{\text{СД1}\gamma}$	$X_{\text{СД2}\gamma}$	$X_{\text{АД}\gamma}$	$X_{\text{Н1}\gamma}$	$X_{\text{Н2}\gamma}$	I_{γ}
2	0,038	0,066	0,918	12,748	15,936	25,156	69,028	9,928	68,659
3	0,057	0,099	1,377	19,122	23,904	37,734	103,542	14,892	30,515
5	0,095	0,165	2,295	31,870	39,840	62,890	172,570	24,820	10,985
7	0,133	0,231	3,213	44,618	55,776	88,046	241,598	34,748	5,605
11	0,209	0,363	5,049	70,114	87,648	138,358	379,654	54,604	2,270
13	0,247	0,429	5,967	82,862	103,584	163,514	448,682	64,532	1,625

Произведем преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 11.1 и представим результат на рисунке 11.2.

$$X_{1\gamma} = X_{C\gamma} + X_{\text{ТВН}\gamma}. \quad (11.9)$$

$$X_{2\gamma} = X_{\text{Н2}\gamma} + X_{\text{ТНН}\gamma}. \quad (11.10)$$

$$X_{3\gamma} = \frac{X_{\text{Н1}\gamma} \cdot X_{\text{АД}\gamma}}{X_{\text{Н1}\gamma} + X_{\text{АД}\gamma}}. \quad (11.11)$$

$$X_{4\gamma} = \frac{X_{3\gamma} \cdot X_{\text{СД1}\gamma}}{X_{3\gamma} + X_{\text{СД1}\gamma}}. \quad (11.12)$$

$$X_{5\gamma} = \frac{X_{4\gamma} \cdot X_{\text{СД2}\gamma}}{X_{4\gamma} + X_{\text{СД2}\gamma}}. \quad (11.13)$$

$$X_{6\gamma} = \frac{X_{1\gamma} \cdot X_{2\gamma}}{X_{1\gamma} + X_{2\gamma}}. \quad (11.14)$$

$$X_{7\gamma} = X_{6\gamma} + X_{ТНН\gamma}. \quad (11.15)$$

$$X_{8\gamma} = \frac{X_{5\gamma} \cdot X_{7\gamma}}{X_{5\gamma} + X_{7\gamma}}. \quad (11.16)$$

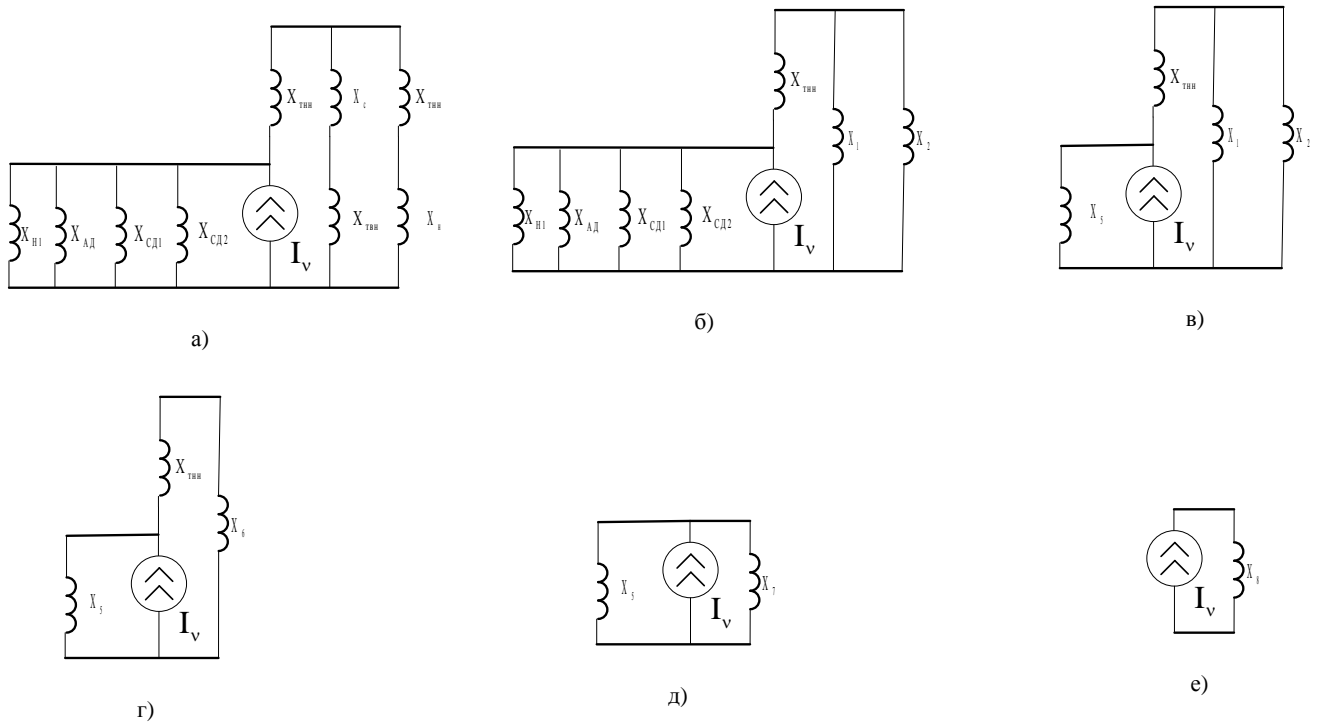


Рисунок 11.2 – Преобразование схемы замещения

Напряжение на СШ1 и СШ1 рассчитываются по формулам

$$U_{СШ1\gamma} = I_{\gamma} \cdot X_{8\gamma}. \quad (11.17)$$

$$U_{СШ3\gamma} = U_{СШ1\gamma} \cdot \frac{X_{Н2\gamma} \cdot X_{6\gamma}}{X_{2\gamma} \cdot X_{7\gamma}}. \quad (11.18)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum U_{\gamma}^2}}{\frac{U_{ср}}{\sqrt{3}}} \cdot 100\%. \quad (1.19)$$

Результаты расчета по формулам (11.9) – (11.19) представим в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Результаты расчета

γ	$X_{1\gamma}$	$X_{2\gamma}$	$X_{3\gamma}$	$X_{4\gamma}$	$X_{5\gamma}$	$X_{6\gamma}$	$X_{7\gamma}$	$X_{8\gamma}$	$U_{СШ1\gamma}$	$U_{СШ3\gamma}$	$K_U^{СШ1}$	$K_U^{СШ2}$
2	0,104	10,8	18,4	7,5	5,1	0,1	1,0	0,9	58,4	5,4	1,34	0,12
3	0,156	16,3	27,7	11,3	7,7	0,2	1,5	1,3	39,0	3,6		
5	0,260	27,1	46,1	18,8	12,8	0,3	2,6	2,1	23,4	2,2		
7	0,364	38,0	64,5	26,4	17,9	0,4	3,6	3,0	16,7	1,5		
11	0,572	59,7	101,4	41,5	28,1	0,6	5,6	4,7	10,6	1,0		
13	0,676	70,5	119,8	49,0	33,3	0,7	6,6	5,5	9,0	0,8		

Из таблицы 11.2 можно сделать вывод, что коэффициент искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значения, регламентированных в [39] и [40], а именно $K_U^{СШ1} = 1,34 < K_{Удоп} = 10 \%$, $K_U^{СШ3} = 0,12 < K_{Удоп} = 5 \%$.

11.2 Расчет несимметрии напряжения

Мощность мертвой фазы рассчитывается по формуле

$$P' = \left(\frac{1}{3} - \frac{E_{кк}}{6} \right) \cdot \sum S_T \cdot \cos \varphi, \quad (11.20)$$

где $E_{кк} = 0,4$ – коэффициент несимметрии короткой сети, приведен в [12].

Мощность дикой фазы

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \frac{E_{кк}}{6} \right) \cdot \sum S_T \cdot \cos \varphi. \quad (11.21)$$

Пульсирующую мощность определим по выражению

$$S_{п} = \sum \frac{\sqrt{(2 \cdot P' - P'')^2 + (3 \cdot P'')^2}}{\cos \varphi}. \quad (11.22)$$

Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{S_{п}}{4 \cdot S_{к.з}}. \quad (11.23)$$

Результаты расчетов по формулам (11.20) – (11.23) приведем в таблице 11.3.

Таблица 11.2 – Результаты расчета

P', МВт	P'', МВт	S _п , МВ·А	K _{2U} , %
0,725	1,088	3,864	1,2

Нормативное значение коэффициента несимметрии составляет 2% [39]. Из расчетов видно, что данный показатель не превышает установленный.

11.3 Расчет размахов колебаний напряжения

При экспресс оценке размахов напряжения в разделе 4, выяснилось, что ДСП влияют на качество электроэнергии по этому показателю и необходимо детально рассчитать и сравнить с нормами данные ПКЭ. Наибольшее влияние размахов напряжения сказывается на двигателях, которые недозагружаются, вследствие чего возрастает потери мощности в них.

Колебания напряжения для СШ1 рассчитывается по формуле

$$\delta U_{\text{СШ1}} = \frac{S_{\text{ПТ.НОМ}} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_{\text{кз}}} \cdot 100\%. \quad (11.24)$$

Для расчета колебания напряжения для СШ необходимо сделать следующие преобразования

$$X_{\text{ср}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}. \quad (11.25)$$

$$\delta U_{\text{ср}} = \frac{X_{\text{ср}} \cdot \delta U_{\text{СШ1}}}{X_{\text{ТНН}} + X_{\text{ср}}}. \quad (11.26)$$

$$\delta U_{\text{СШ2}} = \frac{X_{\text{Н2}} \cdot \delta U_{\text{ср}}}{X_{\text{ТНН}} + X_{\text{Н2}}}. \quad (11.27)$$

Результаты расчетов по формулам (11.24) – (11.27) сведем в таблицу 11.3.

Таблица 11.3 – Результаты расчета

$\delta U_{\text{СШ1}}$, %	X _{ср}	$\delta U_{\text{ср}}$, %	$\delta U_{\text{СШ2}}$, %
1,59	0,052	0,162	0,148

Так как $\delta U_{\text{СШ1}} = 1,59 > 1\%$, то необходимо установить на шинах 10 кВ СКУ типа ТКРМ со следующими параметрами. Мощность регулируемого реактора

$$Q_p \geq S_{\text{ПТ.НОМ}} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{\text{доп}} \cdot S_{\text{кз}}}{100}$$

$$Q_p \geq 3200 \cdot 10^3 \cdot \sqrt[4]{2} - \frac{1 \cdot 239,31 \cdot 10^6}{100} = 1,412 \text{ Мвар.}$$

Тогда мощность силовых резонансных фильтров (конденсаторных батарей)

$$Q_k \geq \left(S_{\text{ПТ.НОМ}} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{\text{доп}} \cdot S_{\text{кз}}}{200} \right) \cdot K_{\text{ср.}}$$

$$Q_k \geq \left(3200 \cdot 10^3 \cdot \sqrt[4]{2} - \frac{1 \cdot 239,31 \cdot 10^6}{200} \right) \cdot 0,8 = 2,087 \text{ Мвар.}$$

Таким образом примем к установке СКУ типа ТКРМ-10-6300У3.

11.4 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Для расчета напряжения на зажимах ЭД используют схему замещения, представленную на рисунке 11.3.

Сделаем допущения и учтем только индуктивные сопротивления, приведенные к базисным значениям.

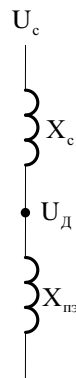


Рисунок 11.3 –Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжения на сборных шинах, к которым подключены двигатели

$$U_{\text{д}} = U_{\text{сети}} \cdot \frac{X_{\text{пэ}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{пэ}}}, \quad (11.28)$$

где $U_{\text{сети}}$ – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{\text{пз}}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

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

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{\text{пз}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{пз}} \cdot U_{\text{б}}^2}, \quad (11.29)$$

где $S_{\text{пз}}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВ·А.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{\text{пз}} = \sqrt{(\sum P_{\text{н}})^2 + (\sum S_{\text{п}} + \sum Q_{\text{н}})^2}, \quad (11.30)$$

где $P_{\text{н}}$ – активная мощность нагрузки, подключенной к СШ и не участвующей в пуске, кВт;

$S_{\text{п}}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВ·А;

$Q_{\text{н}}$ – реактивная мощность нагрузки, подключенной к СШ и не участвующей в пуске, квар.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{\text{п}} = \frac{P_{\text{д.н}} \cdot K_{\text{п}}}{\cos \varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}}. \quad (11.31)$$

Результаты расчетов по формулам (11.28) – (11.31) представим в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Результаты расчета

$S_{\text{б}}$, МВ·А	$U_{\text{б}}$, кВ	$K_{\text{п}}$	$S_{\text{п}}$, кВ·А	$P_{\text{н}}$, кВт	$Q_{\text{н}}$, квар	$S_{\text{пз}}$, МВ·А	$X_{\text{пз}}$, Ом	X_c , Ом	$U_{\text{д}}$, кВ	ΔU %, %
1000	10,5	5	28090	2412	1605,2	29,8	30,5	5,23	8,5	19

При запуске двигателей допускается провал напряжений не более 20%, относительно номинального напряжения сети, значит, как видно по результатам расчет, провал напряжения при пуске высоковольтных двигателей находится в рамках допустимых значений [41].

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе рассчитаны следующие ПКЭ: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, несимметрия напряжения, размах колебаний напряжений и провал напряжения при пуске двигателей. Так как расчет размаха колебаний напряжений превышал допустимые, то к установке принят СКУ типа ТКРМ-10-6300У3.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП (ОРУ, ЗРУ)

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Главная понижающая подстанция предприятия находится в Южно-Уральском регионе. В данном регионе климат умеренно континентальный. Расчетные климатические параметры на основании [15, 42] из условий повторяемости 1 раз в 25 лет представлены в таблице 12.1. На ОРУ 110 кВ установлены колонковые вакуумные выключатели, разъединитель горизонтально-поворотного типа, а так же заземлители наружной установки.

Таблица 12.1 – Климатические параметры

Температура воздуха, °С	Среднегодовая	+2
	Наибольшая	+40
	Наименьшая	-48
	При гололеде	-5
	Расчетная наиболее холодной пятидневки	-35
Толщина стенки эквивалентного гололеда, мм		15
Ветер	Скорость ветра, м/с	25
	Скорость ветра при гололеде, м/с	14
	Нормативное ветровое давление, Па	50
Средняя высота снежного покрова, см		
Глубина промерзания грунтов, см	Глинистых и суглинистых	173
	Песчаных	211
Среднегодовая продолжительность гроз, часов		60
Сейсмичность района		Ниже 6 бал- лов

Обоснование выбора местоположения ГПП представлен в разделе 1. ОРУ-110 кВ имеет открытый способ исполнения. Территория должна быть ограждена забором из стальной сетки, высотой 2 м [43]. Металлические конструкции ОРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ и трансформаторов, а также подземные части металлических и железобетонных конструкций для защиты от коррозии – должны быть окрашены.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

12.1.2 Габариты и размеры подстанции

Определим наименьшее расстояние до элементов от токоведущих частей согласно [15] и представим в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Изоляционное расстояние, мм,	
	10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	200	900
Между проводами разных фаз	220	100
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	960	1650
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	240	1100

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов

Трансформаторы должны быть установлены так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения. Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток. К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы снабжены стационарной лестницей. Для катков трансформатора, в фундаменте предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора. Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, обеспечен путем установки подкладок под катки. Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м. Для демонтажа и

монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы [44].

12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с помощью технологических проездов, шириной 10 м [см. генплан].

На территории подстанции имеется центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций с щебеночным покрытием.

12.1.5 Окраска токоведущих частей

Шины обозначим, согласно [16] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

12.1.6 Перечень защитных средств

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [45] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой должна производиться оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Наименование средства защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга (универсальная)	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	
110 кВ	2 шт.

Окончание таблицы 12.3

1	2
10 кВ	2 шт.
Защитные ограждения (щиты)	2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	1 комплект
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные очки или щитки	2 шт.

12.1.7 Требования к устройству дверей ЗРУ 10 кВ

ЗРУ имеет две двери для выхода, которые открываются наружу без замков, и имеют самозапирающиеся замки, открываемые с внутренней стороны помещения без ключа. Устройство порогов в дверях не допускается. ЗРУ выполнено без окон. Камеры трансформаторов собственных нужд оборудованы барьерами у входов. Барьеры установлены на высоте 1,2 м и съемные. Между дверью и барьером имеется промежуток шириной 0,5 м [45].

12.2 Электробезопасность

12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамкательными.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления [16].

						13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			111

12.2.2 Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ

Для проведения расчета необходимо знать ток однофазного замыкания на землю. Расчетный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3 \cdot S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (12.1)$$

где $S_{\text{б}} = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$U_{\text{б}} = 115$ – базисной напряжения, кВ;

X_{Σ} – эквивалентное сопротивление.

Эквивалентное сопротивление определим по формуле

$$X_{\Sigma} = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}, \quad (12.2)$$

где $X_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивления прямой последовательности;

$X_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности;

$X_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности

Суммарное сопротивления прямой и обратной последовательности

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{\text{с}} + X_{0\text{л}}, \quad (12.3)$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{\text{т0}} \cdot X_{\text{л0}}}{X_{\text{т0}} + X_{\text{л0}}}. \quad (12.4)$$

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле

$$X_{\text{л0}} = 6 \cdot X_{\text{вл}}. \quad (12.5)$$

Сопротивление нулевой последовательности для трансформатора определяется по формуле

$$X_{\text{т0}} = 1,875 \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}}. \quad (12.6)$$

Результаты расчета по формулам (12.1) – (12.6) представим в таблице 12.4.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Таблица 12.4 – Результаты расчета

$I_K^{(1)}$, кА	$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma}$	$X_{л0}$	$X_{т0}$	$X_{0\Sigma}$	X_3
8,293	0,712	4,922	4,922	0,391	1,816

За расчетный ток примем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании

$$I_3 = I_K^{(1)} \cdot \left(1 - \frac{X_{0\Sigma}}{X_{т0}} \right) \quad (12.7)$$

Расчетная длительность воздействия тока на человека

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.}, \quad (12.8)$$

где $t_{с.в.} = 0,032$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{р.з.} = 1,8$ – минимальное время действия релейной защиты

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (12.9)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от удельного сопротивления;

$L_r = 360$ – длина горизонтальных заземлителей, м;

$l_B = 5$ – длина вертикального заземлителя, м;

$a = 10$ – расстояния между вертикальными заземлителями, м;

$S = 2184$ – площадь ГПП, м².

Коэффициент, учитывающий сопротивления тока на землю

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (12.10)$$

где $R_q = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом;

$R_c = 1590$ – сопротивление поверхности слоя земли, Ом.

Потенциал на земле

$$U_3 = \frac{U_{пр.доп}}{K_{п}}, \quad (12.11)$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

где $U_{\text{пр.доп}} = 400$ – допустимое напряжение прикосновения, В [46].

Результаты расчетов по формулам (12.7) – (12.11) представим в таблице 12.5.

Таблица 12.5 – Результаты расчета

I_3 , кА	τ_b , с	β	$K_{\text{п}}$	U_3 , В	R_3 , Ом
7,633	1,832	0,386	0,105	3801	5

На рисунке 12.1 представим поперечный разрез схемы замещения

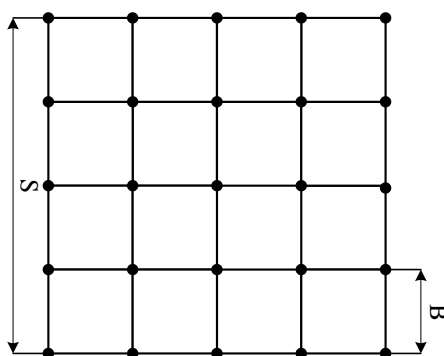


Рисунок 12.1 – Поперечный разрез схемы заземления

На рисунке 12.2 представим продольный разрез схемы замещения

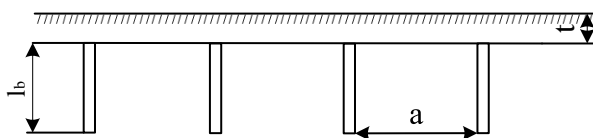


Рисунок 12.2 – Продольный разрез схемы заземления

Число вертикальных заземлителей

$$n_b = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{2 \cdot l_b}. \quad (12.12)$$

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (12.13)$$

Длина полос в расчетной модели

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (12.14)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B. \quad (12.15)$$

Длина стороны ячейки

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (12.16)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L'_r}. \quad (12.17)$$

Относительная глубина

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1. \quad (12.18)$$

Тогда

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right). \quad (12.19)$$

Результаты расчетов по формулам (12.12) – (12.19) сведем в таблицу 12.6.

Таблица 12.6 – Результаты расчета

	n_B , шт	m	L'_r , м	L_B , м	B , м	R_3 , Ом	A
Расчетное	18,7	2,9	379,9	95	15,6	0,72	0,355
Принятое	19,0	3,0					

Необходимо проверить надежность защитного заземления

$$U_{пр} = K_{пр} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{пр} = 0,105 \cdot 7633 \cdot 0,72 = 575,5 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 575,5 \text{ В} > U_{пр.доп} = 400 \text{ В.}$$

Необходимо применить меры для снижения $U_{пр}$ путем использования естественных заземлителей. Применим подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м в рабо-

чих местах. Эквивалентное сопротивление верхнего слоя гравия в этом случае будет равно $R_3 = 40 \text{ Ом}$.

Тогда

$$R_3 = 0,355 \cdot \frac{40}{\sqrt{2184}} + \frac{40}{373,9} = 0,41 \text{ Ом.}$$

$$U_{пр} = 0,105 \cdot 7633 \cdot 0,41 = 328,6 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 328,6 \text{ В} < U_{пр.доп} = 400 \text{ В.}$$

12.2.3 Расчет молниезащиты ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется соответствии с [47]. Так как ГПП находится в регионе с грозовой деятельностью до 60 часов в год, устанавливаются 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два на порталы рядом с силовыми трансформаторами. Расположения молниеотводов, с указанием границ зон защит представлен на рисунке 12.3.

Высота молниеотвода

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}. \quad (12.20)$$

где r_x – радиус зоны защиты молниеотвода, м;

h_x – высота защищаемого объекта, м.

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h. \quad (12.21)$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h. \quad (12.22)$$

Результаты расчетов по формулам (12.20) – (12.22) приведем в таблице 12.7.

Таблица 12.7 – Результаты расчета

Обозначение	Молниеотвод №1	Молниеотвод №2	Молниеотвод №3	Молниеотвод №4
1	2	3	4	5
r_x , м	15,6	15,6	17,4	17,
h_x , м	14,0	14,0	5,5	5,5
h , м	25,6	25,6	17,6	17,6

Окончание таблицы 12.7

1	2	3	4	5
$h_0, \text{ м}$	23,6	23,6	16,2	16,2
$r_0, \text{ м}$	35,4	35,4	24,3	24,3

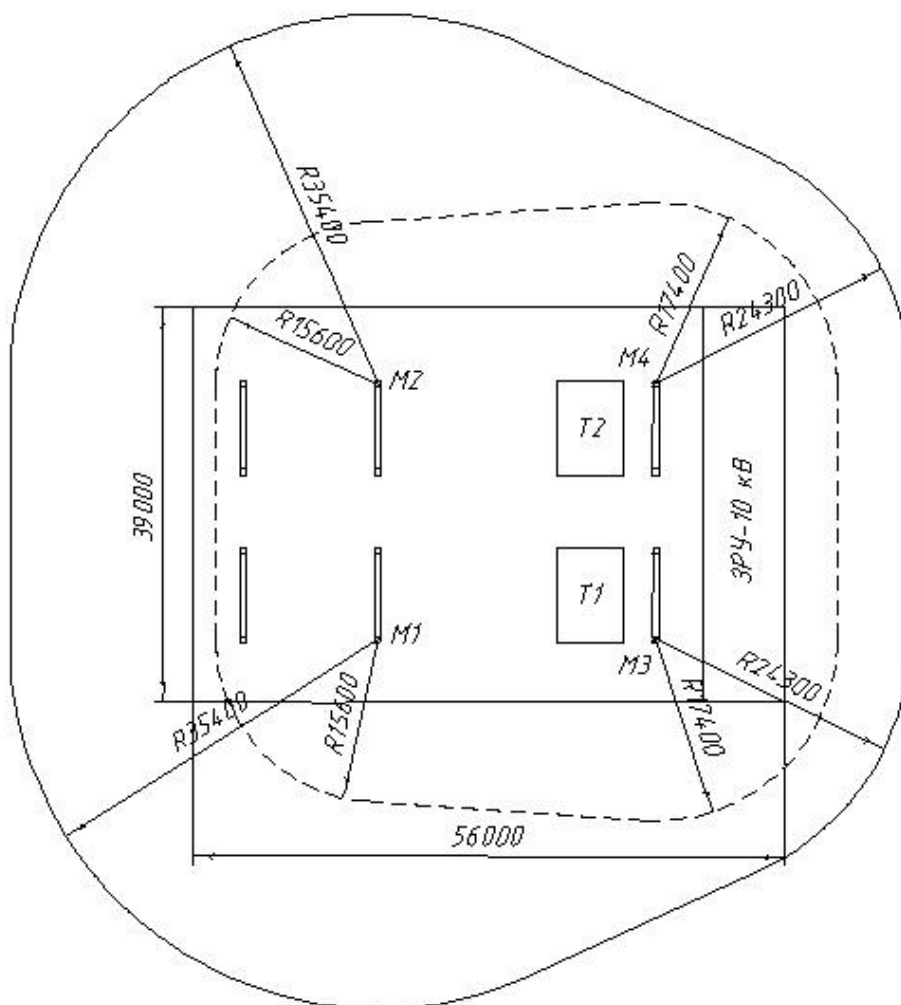


Рисунок 12.3 – Молниезащита ГПП

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формулам

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2} \quad (12.23)$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2} \quad (12.24)$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (12.23) – (12.24) представим в таблице 12.8.

Таблица 12.8 – Результаты расчета

$h_{c13}, \text{ м}$	$h_{c24}, \text{ м}$	$h_{c12}, \text{ м}$	$h_{c34}, \text{ м}$	$\Gamma_{c13}, \text{ м}$	$\Gamma_{c24}, \text{ м}$	$\Gamma_{c12}, \text{ м}$	$\Gamma_{c34}, \text{ м}$
19,9	19,9	23,6	16,2	59,7	59,7	35,4	24,3

12.2.4 Требования охраны труда при эксплуатации электроустановок

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются [48]:

- а) оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

12.3 Освещение ОРУ-110/10 кВ

Норма освещенности на ОРУ-110/10 кВ равняется $E_H = 10$ лк [5]. Сумарный световой поток

$$\sum \Phi = E_H \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (12.25)$$

где $S = 1520$ – площадь ОРУ, м^2 ;

$k_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки

Для освещения принимаем светодиодные светильники марки АСТЗ с характеристиками:

- тип лампы: ДО12-200-001;
- КПД прожектор равен 0,22;
- максимальная сила света равен 13920 кд;
- световой поток лампы прожектора равен 13920 лм.

Необходимо число прожекторов рассчитывается по формуле

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_n \cdot \eta_{\text{пр}}}. \quad (12.26)$$

Высота установки прожектора вычисляется по выражению

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{400}}. \quad (12.27)$$

Результаты расчетов по формулам (12.25) – (12.27) сведем в таблицу 12.9.

Таблица 12.9 – Результаты расчета

Обозначение	$\sum \Phi$, лм	$N_{\text{пр}}$, шт	H, м
Расчетное	34200	11,2	5,9
Принятое		11,0	

Таким образом, примем установку 11 светодиодные светильники марки АСТЗ с типом лампы ДО12-200-001 на мачты освещения в каждой стороне ОРУ-110 кВ. Угол прожекторов устанавливаем в зависимости от направления освещенности.

12.4 Пожарная безопасность

Согласно ПУЭ, с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения:

1. Между силовыми трансформаторами должна быть установлена заградительная железобетонная плита;
2. Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов выполнены маслоприемники, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом;
3. Фундаменты под маслонаполненные трансформаторы должны быть выполнены из несгораемых материалов;
4. Помещение и здание ЗРУ и камеры трансформаторов собственных нужд должны выполняться по Г-II степени огнестойкости;
5. ЗРУ, при длине 200 м, имеет 2 выхода по концам наружу, с samozапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа. Двери обиты железом с асбестовой подкладкой и имеют ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ;
6. В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ имеется пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация вы-

						13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			119

полнена на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С). Вблизи средств связи вывешены таблички о порядке действия при пожаре (подача сигнала, вызов пожарной охраны).

7. Для локализации очагов пожара на ГПП должны находиться первичные средства пожаротушения:

а) ЗРУ-10 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;

- ящик с песком – 2 шт. (емкость 0,5 м);

б) щит управления 0,4 кВ:

- огнетушители ОУ-8 – 2 шт.;

в) камеры трансформаторов собственных нужд:

- огнетушители ОХП-10 – 2 шт.;

- ящик с песком;

г) ОРУ-110 кВ – пожарный щит с принадлежностями и ящик с песком у каждого трансформатора.

Выводы по разделу двенадцать

В этом разделе рассчитано заземление, молниезащита, освещение ОРУ ГПП, а так же рассмотрены вопросы пожаробезопасности и конструктивной компоновкой ГПП.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

13.1 Расчет затрат на проект

Для расчета затрат на разработку технического проекта снабжения группы цехов автозавода необходимо в таблицу 13.2 занести виды работы, продолжительность их выполнения, а так же в таблицу 13.1, выполняющих их людей и их оклад.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по формуле

$$t_{\text{ожид}} = 0,6 \cdot t_{\text{min}} + 0,4 \cdot t_{\text{max}},$$

где t_{min} и t_{max} – соответственно максимальное и минимальное время выполнение работы.

Коэффициент пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров рассчитывается по формуле

$$K_i = \frac{ЗП_i}{ЗП_{\text{инж}}},$$

где $ЗП_i$ – зарплата i -го работника, руб;

$ЗП_{\text{инж}} = 35000$ – зарплата инженера, руб.

Таблица 13.1 – Должность работников, количество и их оклады

Должность	Количество человек	Оклад	Коэффициент пересчета
Руководитель	1	55000	1,57
Инженер	1	35000	1,00
Лаборант	1	20000	0,57

Таблица 13.2 – Перечень работ, продолжительности выполнения и исполнители

Номер работы	Наименование работ	Продолжительность, дней			Исполнители, человек		
		min	max	Ожидаемое	водитель	Инженер	Лаборант
	1	2	3	4	5	6	7
1	Получение задания и вариантов работы	1	1	1	1	1	-
2	Введение	1	2	1	-	1	1
3	Краткое сведенье о технологии предприятия	1	2	1	1	1	1

Окончание таблицы 13.2

	1	2	3	4	5	6	7
4	Обзор отечественного и зарубежного оборудования	1	2	1	1	1	-
5	Расчет экономической части проекта	3	5	4	1	1	-
6	Расчет электрических нагрузок цеха и предприятия	4	6	5	1	1	-
7	Составление генплана предприятия	8	12	10	1	1	1
8	Выбор трансформаторов ЦТП	5	8	6	1	1	-
9	Выбор трансформаторов ГПП	2	3	2	1	1	-
10	Выбор напряжения и схемы внешнего э/снабжения предприятия	2	3	2	1	1	-
11	Однолинейная схема предприятия	3	5	4	1	1	1
12	Выбор напряжения и схемы внутреннего э/снабжения	5	7	6	1	1	-
13	Выбор кабелей	2	3	2	1	1	-
14	Расчет токов КЗ	3	5	4	1	1	-
15	Т-Э сравнение внутреннего электроснабжения	4	6	5	1	1	1
16	Выбор оборудования схемы внутреннего э/снабжения	6	8	7	1	1	-
17	Графическая часть. Подстанция в разрезе	3	5	4	1	1	-
18	Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	2	4	3	1	1	-
19	Расчет компенсации реактивной мощности	8	12	10	1	1	-
20	Спец. вопрос	2	3	2	1	1	1
21	Расчет релейной защиты и выполнение плаката	2	3	2	1	1	-
22	Выполнение задания по БЖД	2	3	2	1	1	1
23	Заключения	1	1	1	-	1	1
24	Список использованной литературы	1	2	1	1	1	1
25	Оформления проекта	2	4	3	1	1	1
26	Защита проекта	1	1	1	1	1	1

Приведенную численность работников рассчитаем по формуле

$$Ч_3 = N_{рук} \cdot K_{рук} + N_{инж} \cdot K_{инж} + N_{лаб} \cdot K_{лаб}$$

$$Ч_3 = 1 \cdot 1,57 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,57 = 3,14.$$

Расчет приведенной трудоемкости работ

$$T_3 = Ч_3 \cdot t_{\text{ожид.}}$$

$$T_3 = 3,14 \cdot 1 = 3,14 \text{ инж. дней.}$$

Дополнительная заработная плата инженера

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot З_{\text{осн.}}$$

$$З_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 35000 = 3500.$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается

$$СД_{\text{ЗП}} = \frac{З_{\text{осн.}} + З_{\text{доп.}}}{РД},$$

где РД = 24 – число рабочих дней в месяце.

$$СД_{\text{ЗП}} = \frac{35000 + 3500}{24} = 1604 \text{ руб / день.}$$

Теперь необходимо рассчитать прочие затраты, результаты которых сведем в таблицу 13.3.

Таблица 13.3 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	Единый социальный налог	$0,3 \cdot (З_{\text{осн.}} + З_{\text{доп.}})$	11550
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$0,15 \cdot З_{\text{осн.}}$	5250
3	Накладные расходы	$0,45 \cdot З_{\text{осн.}}$	15750
4	Командировочные расходы	$0,15 \cdot З_{\text{осн.}}$	5250
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$0,2 \cdot З_{\text{осн.}}$	7000
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$0,4 \cdot З_{\text{осн.}}$	14000
ИТОГО			58800

Среднедневные прочие затраты найдем по формуле

$$СД_{\text{ПЗ}} = \frac{\sum З_{\text{проч.}}}{РД}.$$

$$СД_{ПЗ} = \frac{58800}{24} = 2450 \text{ руб. / день.}$$

Рассчитаем среднедневную стоимость одного инженер день

$$СД_{инж.дня} = СД_{ЗП} + СД_{ПЗ}.$$

$$СД_{инж.дня} = 1604 + 2450 = 4054 \text{ руб. / день.}$$

Стоимость работы рассчитывается по формуле

$$СР_3 = T_3 \cdot СД_{инж.дня}.$$

$$СР_3 = 3,14 \cdot 4054 = 12730 \text{ руб.}$$

Остальные результаты сведем в таблицу 13.4

Таблица 13.4 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Приведенная численность	Приведенная трудоемкость	Стоимость Работ, руб
		Рук-тель	Инж.	Лаб.			
	1	2	3	4	5	6	7
1	1	1	1	-	2,57	2,57	10419
2	1	-	1	1	1,57	1,57	6365
3	1	1	1	1	3,14	3,14	12730
4	1	1	1	-	2,57	2,57	10419
5	4	1	1	-	2,57	10,28	41675
6	5	1	1	-	2,57	12,85	52094
7	10	1	1	1	3,14	31,40	127296
8	6	1	1	-	2,57	15,42	62513
9	2	1	1	-	2,57	5,14	20838
10	2	1	1	-	2,57	5,14	20838
11	4	1	1	1	3,14	12,56	50918
12	6	1	1	-	2,57	15,42	62513
13	2	1	1	-	2,57	5,14	20838
14	4	1	1	-	2,57	10,28	41675

Окончание таблицы 13.4

	1	2	3	4	5	6	7
15	5	1	1	1	2,57	12,85	52094
16	7	1	1	-	2,57	17,99	72931
17	4	1	1	-	2,57	10,28	41675
18	3	1	1	-	2,57	7,71	31256
19	10	1	1	-	2,57	25,70	104188
20	2	1	1	1	3,14	6,28	25459
21	2	1	1	-	2,57	5,14	20838
22	2	1	1	1	3,14	6,28	25459
23	1	-	1	1	1,57	1,57	6365
24	1	1	1	1	3,14	3,14	12730
25	3	1	1	1	3,14	9,42	38189
26	1	1	1	1	3,14	3,14	12730
Итого							985041

13.2 Расчет сметной стоимости материалов

В таблицу 13.5 сведем перечень материалов и комплектующих, необходимых для реализации проекта, а так же их количество и стоимость.

Таблица 13.5 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
РГ1-110/1000 У1	шт.	2	76,45	152,9
ТРГ-110/1000-300-0,5/10Р	шт.	8	200,00	1600,0
ВРС-110-31,5/2500 У1	шт.	4	4071,50	16286,0
РГ2-110/1000 У1	шт.	6	88,55	531,3
АС-120/19	м	2200	0,22	473,0
ОПН-110/88	шт.	4	29,00	116,0
ЗНОГ-110 У1	шт.	6	260,00	1560,0

Продолжение таблицы 13.5

1	2	3	4	5
ОПН-110/56	шт.	2	22,00	44,0
ЗОН-110М	шт.	16	39,00	624,0
ТРДН-40000/110	шт.	2	22000,00	44000,0
Ячейка К-105	шт.	8	230,00	1840,0
Ячейка К-104М	шт.	54	100,00	5400,0
ААШв-10 (3x150)	м	1580	0,45	703,1
ААШв-10 (3x120)	м	32970	0,39	12825,3
ААШв-10 (3x70)	м	2440	0,29	700,3
НАМИ-10 У2	шт.	4	30,00	120,0
ТМГ-2000/10	шт.	11	911,00	10021,0
ТМГ-1600/10	шт.	3	800,00	2400,0
АТМГ-630/10	шт.	6	442,00	2652,0
АТМГ-400/10	шт.	2	3,12	6,2
АТМГ-250/10	шт.	1	247,00	247,0
Ячейка КСО-366 (с ВВ/TEL)	шт.	18	340,00	6120,0
Ячейка КСО-366 (с ВВП)	шт.	3	45,00	135,0
Щит ЩО-70 У3	шт.	53	75,00	3975,0
ААПл-1 (5x50)	м	58	0,41	23,8
ААПл-1 (5x240)	м	424	1,36	576,6
ААПл-1 (5x120)	м	140	0,84	117,6
КРМ-0,4-30-04-7,5 У3	шт.	2	27,95	55,9
КРМ-0,4-40-04-10 У3	шт.	2	28,70	57,4
КРМ-0,4-275-50 У3	шт.	2	102,00	204
КРМ-0,4-325-25 У3	шт.	4	112,70	450,8
КРМ-0,4-600-50 У3	шт.	18	194,20	3495,6
КРМ-0,4-125-25 У3	шт.	2	46,95	93,9
КРМ-0,4-250-50 У3	шт.	4	95,90	383,6
КРМ-0,4-100-25 У3	шт.	2	42,80	85,6

Окончание таблицы 13.5

1	2	3	4	5
КРМ-0,4-200-50 УЗ	шт.	4	75,10	300,4
КРМ-0,4-550-50 УЗ	шт.	2	180,00	360,0
ТРДН-40000/110	шт.	2	22000,00	44000,0
Ячейка К-105	шт.	8	230,00	1840,0
Ячейка К-104М	шт.	54	100,00	5400,0
ААШв-10 (3x150)	м	1580	0,45	703,1
ААШв-10 (3x120)	м	32970	0,39	12825,3

Затраты на приобретение материальных элементов, необходимых для создание разработанного проекта составили $Z_M = 123397,1$ тыс.руб.

Затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект можно принять как 40% от материальных затрат

$$Z_{ЗП} = 0,4 \cdot Z_M \quad (13.1)$$

Затраты на внедрение проекта рассчитываются как

$$Z_{ВН} = Z_{ЗП} + Z_M \quad (13.2)$$

Для того что бы показать экономическую целесообразность проекта, необходимо рассчитать его положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Доход в этом случае рассчитывается по формуле

$$D = 0,1 \cdot P, \quad (13.3)$$

где P – количество потребленных кВт·ч электроэнергии предприятия за год.;

Количество потребленной электроэнергии за год рассчитывается

$$P = (12 \cdot \alpha \cdot P_{р.п} + \beta \cdot P_{р.п} \cdot T_M). \quad (13.4)$$

Все затраты, связанные с проектом рассчитываются по формуле

$$Z_{СУМ} = Z_{ПР} + Z_{ВН}, \quad (13.5)$$

где $Z_{СУМ}$ – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{ПР}$ – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{ВН}$ – затраты на внедрение проекта, рублей.

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно перейти к расчету экономического эффекта от внедрения проекта и срок его окупаемости
 Рассчитаем экономический эффект первого года проекта

$$\mathcal{E}_1 = D_1 - Z_{\text{сум}} \quad (13.6)$$

Так как получилось отрицательное значение, то это говорит о том, что за первый год проект не окупится. Тогда экономический эффект второго года

$$\mathcal{E}_2 = D_1 + \mathcal{E}_1 \quad (13.7)$$

Экономический эффект третьего года

$$\mathcal{E}_3 = D_1 + \mathcal{E}_2 \quad (13.8)$$

Результаты расчетов по формулам (13.1) – (13.8) сведем в таблицу 13.6.

Таблица 13.6 – Результаты расчетов

$Z_{\text{зп}}$, тыс.руб	$Z_{\text{вн}}$, тыс.руб	P , тыс.руб	D , тыс.руб	$Z_{\text{сум}}$, тыс.руб	\mathcal{E}_1 , тыс.руб	\mathcal{E}_2 , тыс.руб	\mathcal{E}_3 , тыс.руб
49358,84	172755,94	805800	80580	173740,9	-93160,9	-12580,9	67999,1

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится на третий год, но на окупаемость пойдет не весь год, а часть, следовательно, срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок}} = 3 + \frac{\mathcal{E}_3}{D}$$

$$T_{\text{ок}} = 3 + \frac{67999,1}{80580} = 3,8 \text{ года.}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 67999,1 тыс.руб за 3 года.

Вывод по разделу тринадцать

По результатам расчетов можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению.

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМ-1000-6/0,4

14.1 Организация работы релейной защиты

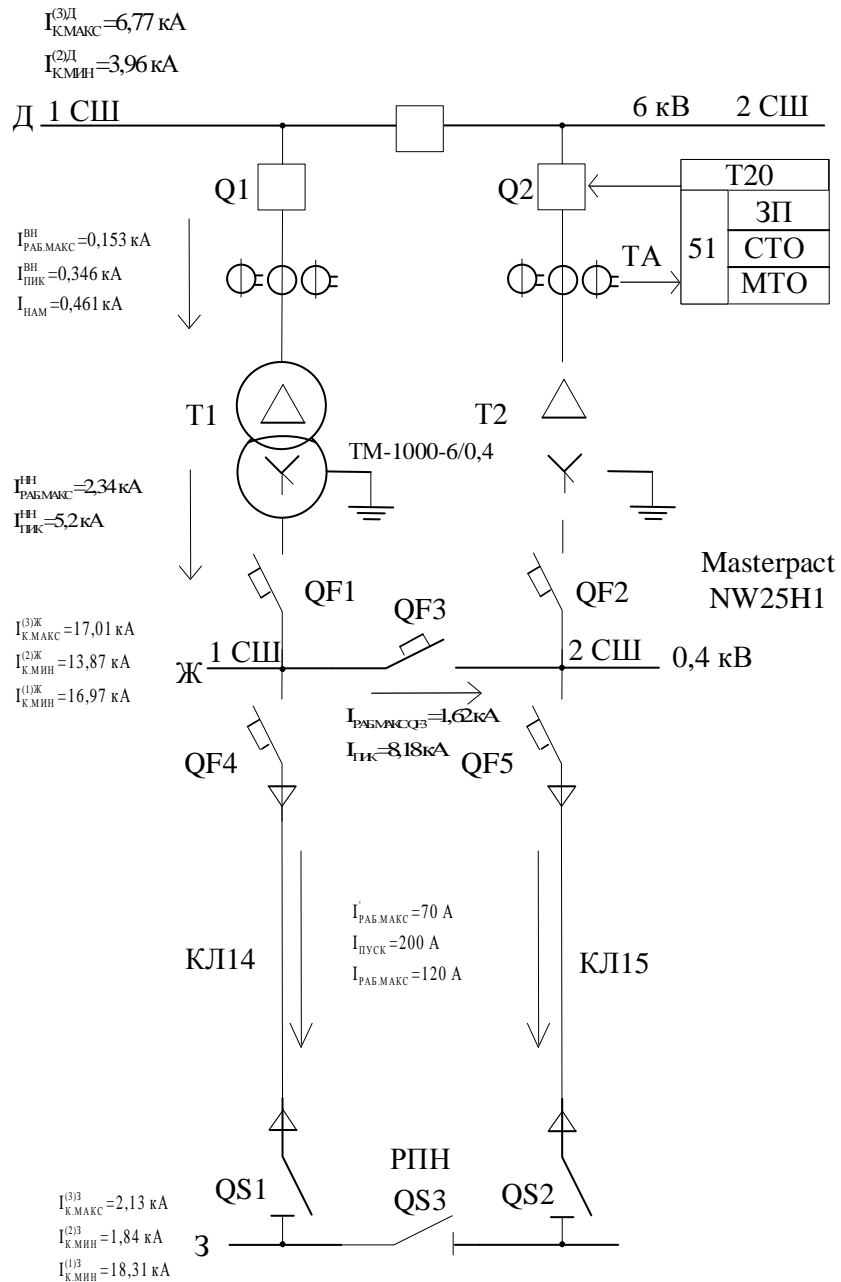


Рисунок 14.1 – Схема электроснабжения

Согласно ПУЭ для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;

- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, должна быть предусмотренная на внутрицеховых ТП мощностью 630 кВ·А.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должно быть предусмотрено:

- продольная дифференциальная токовая защиты без выдержки времени;
- токовая отсечка без выдержки времени.

Максимальная токовая защита блока Т20 (функция 51, код ANSI), реализующая защиту от перегрузки, селективную токовую отсечку и мгновенную токовую отсечку, должна быть согласована с защитными время-токовыми характеристиками микропроцессорного расцепителя Micrologic 5.0 автоматического выключателя QF1, которые приведены в табл. 14.1 и показаны на карте селективности, построенной для напряжения 6 кВ. Для каждого тока выключателя QF1 указаны два значения – в знаменателе – рассчитанные для сети 380 В, а в числителе – приведенные к напряжению 6 кВ.

Приведение токов со стороны НН к стороне ВН осуществлено по формуле

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{S_{Т.Н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \cdot k_{з.п},$$

где $k_{з.п} = 1,6$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

$$I_{РАБ.МАКС}^{ВН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000} \cdot 1,6 = 153,96 \text{ А.}$$

При проведении расчетов введем обозначения:

– ВТХ выключателя QF1 все расчетные параметры (уставки тока и времени) обозначим индексом Е. Этой же буквой будем обозначать характерную точку ВТХ, где необходимо учитывать согласование с вышестоящими защитами.

– Аналогично индексом Д обозначим параметры защиты на стороне ВН трансформатора Т1.

Для реализации этой защиты используем типовые ВТХ с зависимой от тока выдержкой времени, чтобы они максимально приближались к аналогичным ВТХ выключателя QF1.

Рабочий максимальный ток кабельной линии, составляет $I_{РАБ.МАКС} = 120 \text{ А}$.

Номинальный ток трансформатора мощностью $S_{Т.Н.} = 1000 \text{ кВА}$ на стороне НН равен

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н}}$$

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1,443 \text{ кА}$$

Рабочий максимальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = K_{3П} \cdot I_{Т.Н}^{НН}$$

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = 1,6 \cdot 1,443 = 2,309 \text{ кА}$$

Коэффициент самозапуска

$$K_{СЗП} = \frac{I_{РАБ.МАКС} + I_{ПУСК}}{I_{РАБ.МАКС}}$$

$$K_{СЗП} = \frac{70 + 200}{120} = 2,25$$

Пиковый ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 при коэффициенте самозапуска $K_{СЗП} = 2,25$ равен

$$I_{ПИК.QF1} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1}$$

$$I_{ПИК.QF1} = 2,25 \cdot 2,309 = 5,2 \text{ кА}$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1}$$

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot 2,309 = 1,62 \text{ кА}$$

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF равен

$$I_{ПИК.QF3} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF3}$$

$$I_{ПИК.QF3} = 2,25 \cdot 2,309 = 8,18 \text{ А}$$

В общем случае для каждой ступени напряжения определяется базисный ток короткого замыкания

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CT}}$$

и потом ток трехфазного короткого замыкания в какой-либо точке, например А

$$I_{K.МАКС}^{(3)A} = \frac{I_B}{X_{\Sigma.A}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot X_{\Sigma.A}},$$

где $X_{\Sigma.A}$ – суммарное сопротивление от энергосистемы до точки А, приведенное к базисным условиям.

При определении максимальных токов КЗ рассматриваем максимальный режим работы энергосистемы ($S_{K.МАКС}$ и соответственно сопротивление системы $X_{C.МАКС}$) при минимальных сопротивлениях рассматриваемой системы электропитания $X_{T.МИН}$ и $X_{Л.МИН}$. Расчет токов короткого замыкания сведем в таблицу 14.1.

Таблица 14.1 – Сводные данные расчетов токов КЗ

	Место точек расчета короткого замыкания		
	Д	Ж	З
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{K.МАКС}^{(3)}$, кА	6,77	17,01	2,136
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{K.МИН}^{(2)}$, кА	3,96	13,87	1,843
Ток однофазного КЗ $I_{K.МИН}^{(1)}$, кА (для схемы соединения обмоток ТЗ Δ/Y_H)	-	16,97	1,308

14.2 Расчет защиты автоматических выключателей QF3

Номинальный ток секционного автоматического выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающему по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF3.H} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 1620 \text{ А.}$$

По каталогу [37] выбираем выключатель Masterpact NW20H1 с номинальным током $I_n = 2000 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В - полный ток отключения $I_{cu} = 65 \text{ кА}$.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [37].

Блок контроля и управления Micrologic 5.0 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_1 .

14.2.1 Защита от перегрузки

Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{r,QF3} \geq I_{РАБ. МАКС. QF3} = 3630 \text{ А.}$$

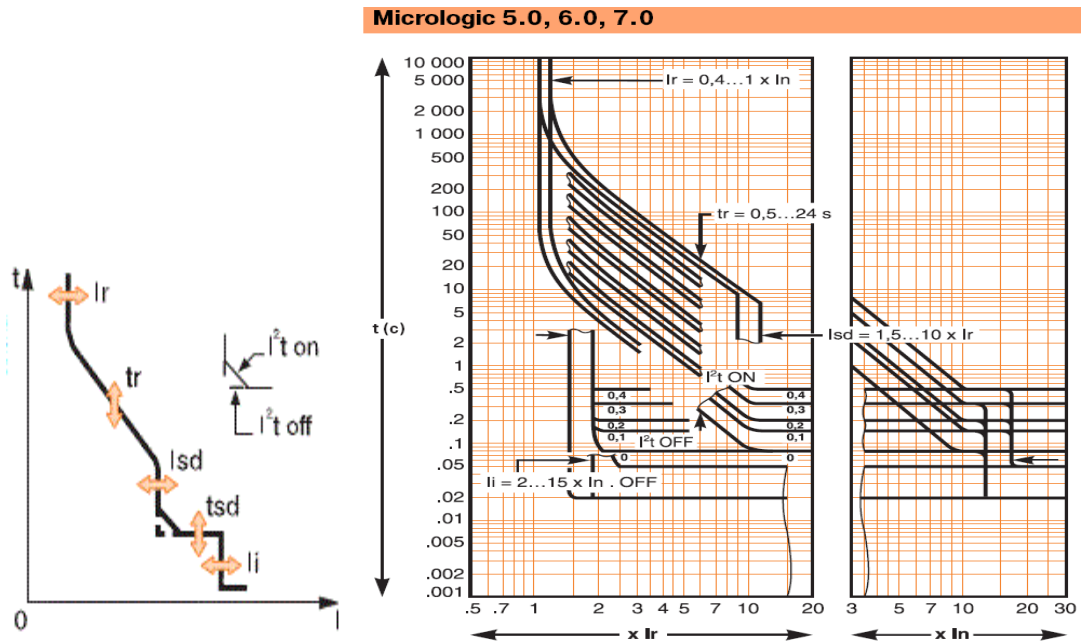


Рисунок 14.2 - Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

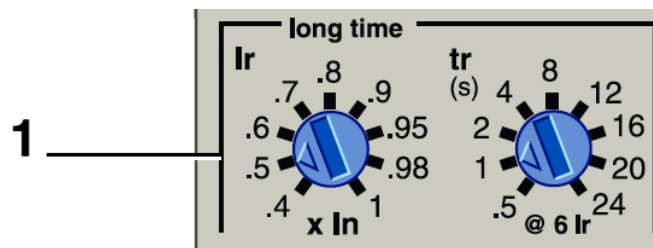


Рисунок 14.3 - Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 - задание уставок защиты от перегрузки

Полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{QF3H} = I_n = 2000 \text{ А.}$

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{1620}{2000} = 0,81.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r/I_n = 0,99$. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна

$$I_{r.QF3} = 0,99 \cdot 2000 = 1800 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [37] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r.$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 1800 = 1890 \text{ А.}$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 1800 = 2160 \text{ А.}$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 1800 = 2160 \text{ А.}$$

Проверим селективность защит от перегрузки автоматических выключателей QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{nd.QF3} = 2190 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{d.QF4} = 166,4 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF3 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящих плавкого предохранителя F4 и автоматического выключателя QF4. Учитывая изложенное, примем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $t_{r.QF3} = 12 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r.QF3} = 6 \cdot 3800 = 22800 \text{ А}$.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF3} = 12 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [37]:

- 210-300 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 1800 = 2700 \text{ А}$;
- 9,6-12 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 1800 = 10800 \text{ А}$;
- 6,64-8,3 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 1800 = 12960 \text{ А}$.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегрузки выключателя QF3.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{nd}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{1,05 \cdot I_{r.QF3}} \leq K_{ч.ДОП} = 3.$$

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{1308}{1,05 \cdot 1800} = 0,69 \leq K_{ч.ДОП} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузок к удаленным КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

$$I_{К.МИН}^{(1)3} \geq K_{ч.ДОП} \cdot I_{nd} = 5,67 \text{ кА.}$$

$$I_{К.МИН}^{(1)3} \geq 3 \cdot 1,05 \cdot 1800 = 5,67 \text{ кА.}$$

14.2.2 Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{ПИК.QF3} = 8,18 \text{ кА}$, который протекает по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется в пределах $I_{sd} = (2-10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{ПИК.QF3}$ к уставке тока $I_{r.QF3}$

$$\frac{I_{ПИК.QF3}}{I_{r.QF3}} = \frac{8180}{3800} = 4,54 \leq \frac{I_{sd.QF3}}{I_{r.QF3}}.$$

Ближайшая большая уставка будет

$$I_{sd.QF3} = 3 \cdot I_{r.QF3}.$$

$$I_{sd.QF3} = 3 \cdot 1800 = 5400 \text{ А.}$$

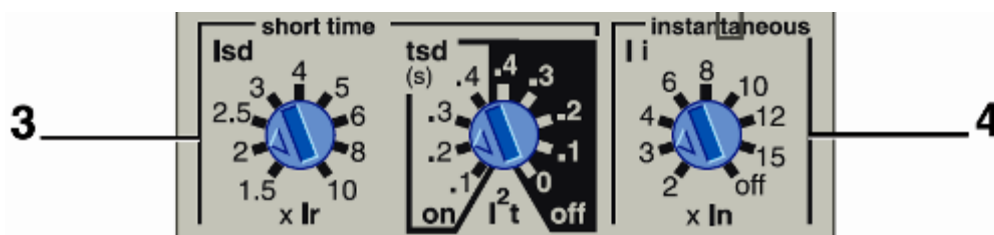


Рисунок 14.4 – Переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF4. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} = \frac{5400}{384} = 14,1 > I_{Н.СОГЛ} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 примем $I_{sd.QF3} = 5400 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [37] и находится в пределах $(0,9-1,1)I_{sd}$.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Определим границы $\Delta I_{sd.QF3}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 5400 = 4860 \text{ А,}$$

$$1,1 \cdot 5400 = 5940 \text{ А.}$$

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF3} = 4860 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 441,6 \text{ А}$, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.КО}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{sd.QF3}} \leq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

$$K_{ч.КО}^3 = \frac{1308}{5400} = 0,24 \leq 1,5.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF3 к удаленным токам КЗ.

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF3 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящих выключателя QF4 и плавкой вставки предохранителя F4. Согласование защитных ВТХ выключателя QF3 и предохранителя F4 можно проверить только при построении характеристик. Поэтому пока проведем согласование уставок по времени выключателей QF3 и QF4. Постоянная минимальная выдержка времени расцепителя STR22SE перед отключением составляет $t_{sd.QF4} \leq 40 \text{ мс}$. Следовательно, уставка должна быть

$$t_{sd.QF3} = t_{sd.QF4} + \Delta t.$$

$$t_{sd.QF3} = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с.}$$

Ближайшее большее значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 составляет $t_{sd.QF3} = 0,2 \text{ с}$. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14-0,2 \text{ с}$

14.2.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$. Примем 3-х кратную уставку: $I_i = 3 \cdot 2000 = 6000 \text{ А}$.

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10 \%$ [37]. Тогда границы ΔI_i зоны разброса срабатывания будут:

$$0,9 \cdot 6000 = 5400 \text{ А,}$$

$$1,1 \cdot 6000 = 6600 \text{ А.}$$

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF3 и QF4.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

Ток несрабатывания $I_{i.QF3} = 5400$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF4} = 2112$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF3

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{Ж}}}{I_{i.QF3}} \geq K_{\text{Ч.ДОП}} = 2.$$

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{14630}{5400} = 2,71 \geq 2.$$

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{\text{cu}} = 65$ кА, что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя.

14.3 Расчет защиты вводных автоматических выключателей QF1 и QF2

Номинальный ток вводных автоматических выключателей QF1 и QF2 должен быть равным или больше тока, протекающего по ним рабочего максимального тока

$$I_{\text{QF1.N}} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.QF1}} = 2309 \text{ А.}$$

По каталогу [37, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW25H1 с номинальным током $I_n = 2500$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В - полный ток отключения $I_{\text{cu}} = 65$ кА (действующий).

Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [37, с.22-25]. Блок Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

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

Уставка тока защиты от перегрузки I_r также должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{r.QF1} \geq I_{\text{РАБ.МАКС.QF1}} = 2309 \text{ А.}$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно меньше номинального тока выключателя $I_{\text{QF3.N}} = I_n = 2500$ А. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ					137

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{2309}{2500} = 0,924$$

Выбираем относительное значение уставки тока, равное $I_r/I_n = 0,95$. Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r,QF1} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [37, с.25] будут равны

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r.$$

$$I_{nd} = 1,05 \cdot 2375 = 2493,75 \text{ А.}$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_r.$$

$$I_d = 1,20 \cdot 2375 = 2850 \text{ А.}$$

Проверка селективности защит от перегруза автоматических выключателей QF1 и QF3.

Ток несрабатывания $I_{nd,QF1} = 2493,75 \text{ А}$ защиты от перегрузки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{d,QF3} = 2160 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF3. 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 $t_{r,QF1} = 16 \text{ с}$ при токе

$$6 \cdot I_{r,QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ А.}$$

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r,QF1} = 16 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [37, с.25]:

$$280-400 \text{ с при токе } 1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 2375 = 3562,5 \text{ А,}$$

$$12,8-16 \text{ с при токе } 6 \cdot I_r = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ А,}$$

$$8,8-11 \text{ с при токе } 7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 2375 = 17100 \text{ А.}$$

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF1. Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{I_{к.МИН}^{(1)3}}{I_{nd}} = \frac{I_{к.МИН}^{(1)3}}{1,5 \cdot I_{r,QF1}} \leq K_{ч.ДОП} = 3.$$

$$K_{ч.ЗП}^3 = \frac{1308}{1,5 \cdot 2375} = 0,654 \leq 3.$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузки к удаленным КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение

$$I_{\text{К.МИН}}^{(1)3} \geq K_{\text{ч.ДОП}} \cdot I_{\text{нд}}$$

$$I_{\text{К.МИН}}^{(1)3} \geq 3 \cdot 1,05 \cdot 2375 = 7481,25 \text{ А.}$$

14.3.2 Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{\text{ПИК. QF1}} = 5200 \text{ А}$, который протекает по вводному выключателю QF1. Уставка по току I_{sd} связана с уставкой тока I_{r} защиты от перегрузок и регулируется в пределах $I_{\text{sd}} = (1,5-10) \cdot I_{\text{r}}$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{ПИК. QF1}}$ к уставке по току $I_{\text{r.QF1}}$

$$\frac{I_{\text{ПИК. QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}} = \frac{5200}{2375} = 2,2 \leq \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{\text{sd. QF1}} = 4 \cdot I_{\text{r. QF1}} = 4 \cdot 2375 = 9500 \text{ А}$.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{\text{sd. QF1}}}{I_{\text{sd. QF3}}} = \frac{9500}{5400} = 1,76 > K_{\text{н. СОГЛ}} = 1,3 - 1,5.$$

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{\text{sd. QF1}}}{I_{\text{sd. QF3}}} = \frac{9500}{5400} = 1,76 > K_{\text{н. СОГЛ}} = 1,3 - 1,5.$$

Условие согласования уставок тока двух селективных токовых отсечек, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку тока селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем $I_{\text{sd.QF1}} = 9500 \text{ А}$. Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [37, с.25] и находится в пределах $(0,9-1,1) I_{\text{sd}}$. Определим границы $\Delta I_{\text{sd. QF1}}$ зоны разброса срабатывания

$$0,9 \cdot 9500 = 8550 \text{ А.}$$

$$1,1 \cdot 9500 = 10450 \text{ А.}$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

Отметим, что минимальное значение $I_{sd.QF1} = 8550$ А больше максимального значения $I_{sd.QF3} = 5940$ А, т.е. наложения время-токовых характеристик защит разных уровней системы электроснабжения не будет.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН

$$K_{ч.КО}^3 = \frac{I_{К.МИН}^3}{I_{sd.QF1}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)3}}{I_{sd.QF1}} \leq K_{ч.ДОП} = 3.$$

$$K_{ч.КО}^3 = \frac{1308}{8550} = 0,15 \leq 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты секционного выключателя QF1 к удаленным токам КЗ. Выбор уставки времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить также с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3. Следовательно, учитывая выражение для соответствующего выключателя уставка должна быть $t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3$ с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23-0,32$ с [37, с.25].

14.3.3 Мгновенная токовая отсечка

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$.

Примем 6-ти кратную уставку $I_{i.QF1} = 6 \cdot 2500 = 15000$ А.

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [37, с.25]. Тогда границы $\Delta I_{i.QF1}$ зоны разброса срабатывания будут:

$$0,9 \cdot 15000 = 13500 \text{ А};$$

$$1,1 \cdot 15000 = 16500 \text{ А}.$$

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек автоматических выключателей QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{i.QF1} = 15000$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF1 должен быть больше тока срабатывания $I_{i.QF3} = 6000$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Проверим чувствительность мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.МО}^{Ж} = \frac{I_{К.МИН}^{(2)Ж}}{I_{i.QF1}} \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

$$K_{\text{Ч.МО}}^{\text{Ж}} = \frac{13870}{15000} = 0,92 \leq 2.$$

Проверка выключателя по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{\text{cu}} = 65$ кА, что значительно больше предельного тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя.

14.4 Защита выключателя Q1 на стороне ВН трансформатора

14.4.1 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора выбирается наибольшим из следующих трёх условий.

Ток срабатывания защиты от перегрузки должен быть отстроен от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН

$$I_{\text{r.Q1}} \geq \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб. макс}}^{\text{ВН}}, \quad (14.1)$$

где $K_{\text{Н.О}} = 1,05$ – коэффициент надежности отключения;

$K_{\text{В}} = 0,935$ – коэффициент возврата.

Поскольку токи $I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{ВН}}$ и $I_{\text{РАБ.МАКС}}^{\text{НН}} / K_{\text{У}}$ равны друг другу, то уставка тока $I_{\text{S}}^{\text{Д}}$ защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора должна быть отстроена от защиты от перегрузки выключателя QF1

$$I_{\text{r.Q1}} \geq K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot I_{\text{С.П. ПРЕД}} = K_{\text{Н.СОГЛ}} \cdot \frac{I_{\text{r.QF1}}}{K_{\text{ТН}}}, \quad (14.2)$$

где $K_{\text{Н.СОГЛ}} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования с нижестоящей защитой.

Сделаем дополнительную проверку на согласование с нижестоящей защитой, поскольку известно максимальное значение тока срабатывания (с учетом разброса характеристик) защиты от перегрузки выключателя QF1

$$I_{\text{d}} = 1,2 \cdot \frac{I_{\text{r.Q1}}}{K_{\text{ТН}}}. \quad (14.3)$$

Ток срабатывания $I_{\text{r.Q1}}$ должен превышать с запасом значение тока I_{d} на величину погрешности защиты, устанавливаемой на стороне ВН.

Погрешность работы устройств защиты Seram составляет не более 1–3 %. Возьмём 10 % запас, т.е.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

$$I_{r,Q1} \geq 1,1 \cdot I_d. \quad (14.4)$$

Из трёх значений, определённых ранее, выбираем в качестве уставки тока защиты от перегрузки наибольшее значение $I_S = I_{r,Q1} = 209 \text{ А}$.

Ближайшее приближение ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А и А'. Сначала рассмотрим прохождение ВТХ выключателя Q1 вблизи точки А.

ВТХ защиты от перегрузки выключателя Q1 должна пройти через точку Б, отстоящую от точки А на ступень селективности $\Delta t = 0,3 \text{ с}$. Координаты точки А равны $I^A = 696,7 \text{ А}/10,45 \text{ кА}$ (максимальное значение тока срабатывания селективной токовой отсечки выключателя QF1) и $t^A = 7 \text{ с}$. Следовательно, координаты точки Б будут

$$t^B = t^A + \Delta t.$$

$$t^B = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ с}.$$

$$I^B = I^A = 696,7 \text{ А}.$$

Или кратность тока (отношение к току срабатывания защиты $I_S = I_{r,Q1}$ в точке Б будет равна

$$I_*^B = \frac{I_*^B}{I_{S*} \cdot K_U}. \quad (14.5)$$

Терминалы Seram имеют несколько типов кривых отключения, определяемых с помощью уравнений и установленных в соответствии со стандартами различных организаций, например, кривые МЭК:

- SIT – обратно зависимая выдержка (standard inverse time);
- VIT – очень обратно зависимая выдержка (very inverse time);
- EIT – чрезвычайно обратно зависимая выдержка (extremely inverse time).

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 0,02$ и $K = 0,14$.

Рассчитываем коэффициент T_{MS}^B для кривой, проходящей через точку Б

$$T_{MS}^B = \frac{t(I_*^B) \cdot \left[(I_*^B)^\alpha - 1 \right]}{K}. \quad (14.6)$$

Результаты расчетов по формулам (14.1) – (14.6) сведем в таблицу 14.2.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Изм. № /лист -
№ докум. № до -
Подпись -
Дата -

Таблица 14.2 – Параметры автоматических выключателей, защищающих ТП

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.МАКС} , А/А	I _н , А/А	Защита от перегрузки								
				I _r , А/А	$\frac{t, c}{I_{нд}, А/А}$ о.е.	$\frac{t, c}{I_d, А/А}$ о.е.	$\frac{t_r, c}{I, А/кА}$ о.е.	Время срабатывания $\Delta t_{r, c}$ при значениях тока, А/кА, отнесенного к току I _r			I _{К.МИН} [*] , А/кА	K _{ч.зп}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выключатель на стороне 6 кВ	Q1	153,96	-	209	-	-	$\frac{0,75}{2090}$ 10	-	-	-	$\frac{975,3}{14,63}$	5,9
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	QF1 Masterpact NW25H1, Micrologic 5.0 A	$\frac{153,96}{2309}$	$\frac{166,7}{2500}$	$\frac{158,3}{2375}$	$\frac{10000}{166,3}$ $\frac{2494}{1,05}$	$\frac{10000}{190}$ $\frac{2850}{1,2}$	$\frac{12 c}{950}$ 14,3	$\frac{280-400}{237,5}$ $\frac{3,563}{1,5 \cdot I_r}$	$\frac{12,8-16}{950}$ $\frac{14,25}{6 \cdot I_r}$	$\frac{8,8-11}{1140}$ $\frac{17,1}{7,2 \cdot I_r}$	-	-

Продолжение таблицы 14.2

Место установки защиты	Селективная токовая отсечка								Мгновенная токовая отсечка					
	K _{СЗП}	I _{пик} , А/кА	I _{sd} , А/кА	ΔI_{sd} , А/кА	t _{sd} , с	Δt_{sd} , с	I _{К.МИН} [*] , А/кА	K _{ч.СО}	I _i , А/кА	ΔI_i , А/кА	I _{К.МИН} ^{**} , кА	K _{ч.М} _о	I _{К.МАКС} ⁽³⁾ , А/кА	I _{су} , кА
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Выключатель на стороне 10 кВ	2,25	346,7	741	-	0,6	-	$\frac{975,3}{14,63}$	1,52	1430	-	3,96	2,77	6770	-
Вводной выключатель на стороне 0,4 кВ	2,25	$\frac{346,7}{5,2}$	$\frac{633,3}{9,5}$	$\frac{570-696,7}{8,55-10,45}$	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	-	-	$\frac{1000}{15}$	$\frac{900-1100}{13,5-16,5}$	-	-	$\frac{1204}{18,06}$	65

13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ

Таблица 14.3 – Результаты расчетов

$I_{r.Q1}, A$	$I_{r.Q1}, A$	I_d, A	$I_{r.Q1}, A$	I_*^B, A	$T_{MS}^B, o.e.$
172,9	205,8	190	209	3,3	1,26

Теперь, используя выражение

$$t_{C.3}^B(I_*^B) = \frac{K \cdot T_{MS}^B}{(I_*^B)^\alpha - 1} \quad (14.7)$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{C.3}^B = f(I_*^B)$, проходящей через точку Б. Для кратности тока $I_*^B = 1,1$ получим

$$t_{C.3}^B(1,1) = \frac{0,14 \cdot 1,26}{(1,1)^{0,02} - 1} = 92,5.$$

Остальные расчеты сведены в таблице 14.3.

Таблица 14.4 – Время-токовая характеристики защиты от перегрузки, установленной на выключателе Q1

Тип кривой	K	α	$I_s = I_{r.Q1}, A$	t^B, c	I_*^B, A	T_{MS}^B	$t_{C.3}^B, c$, при разных $I_*^B, o.e./A$					
							<u>1,1</u> 229,9	<u>1,2</u> 250,8	<u>1,5</u> 313,5	<u>3,33</u> 696,7	<u>5</u> 1045	<u>10</u> 2090
SIT	0,14	0,02	209	7,3	3,3	1,26	92,5	48,3	21,67	7,24	5,392	3,743
VIT	13,5	1	209	7,3	3,3	1,244	167,94	83,97	33,59	7,21	4,2	1,866
EIT	80	2	209	7,3	3,3	0,902	343,62	164	57,73	7,2	3	0,73

Наносим полученную ВТХ SIT на карту селективности (рис. 14.5). Видим, что она пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что говорит о невыполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т1.

Наносим полученную ВТХ VIT на карту селективности (рисунок 14.6). Видим, что ВТХ пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что говорит о невыполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т1.

Выбираем следующий тип кривой – EIT, для которой коэффициенты аппроксимации равны $\alpha = 2$ и $K = 80$ [49].

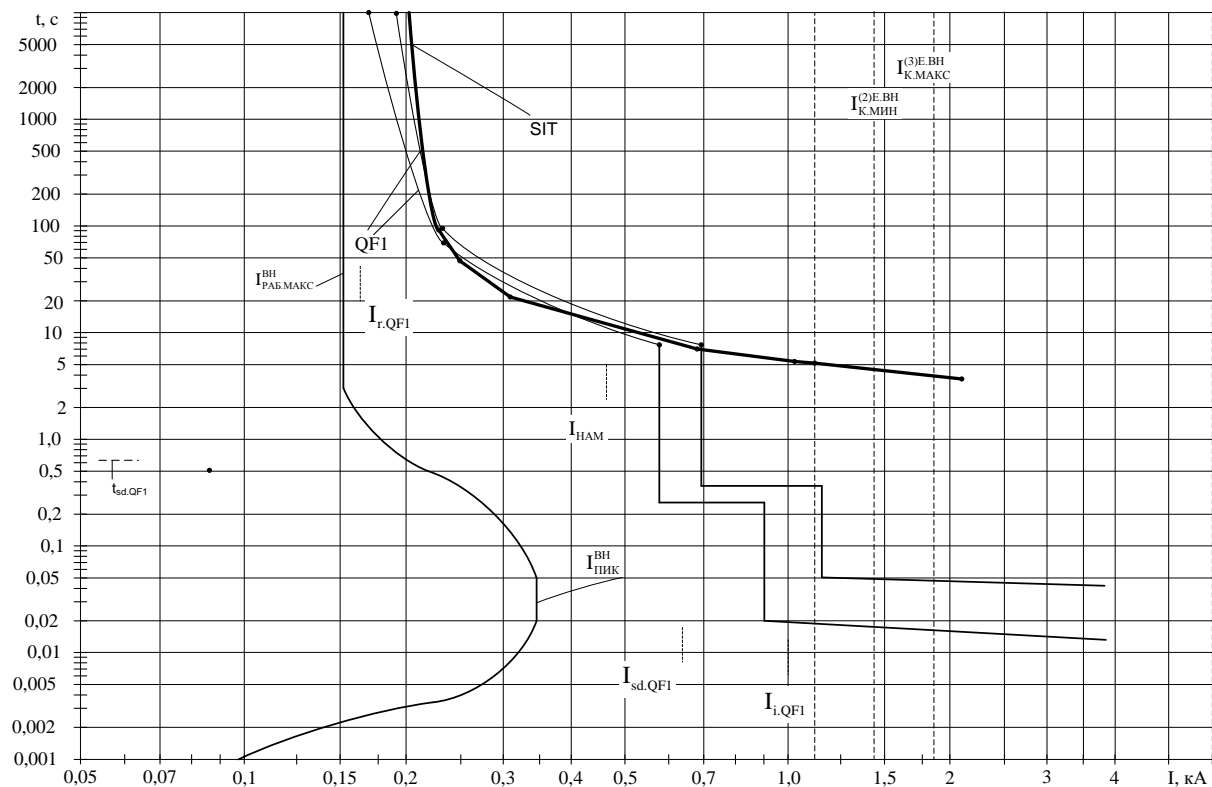


Рисунок 14.5 – Нанесение SIT на карту селективности

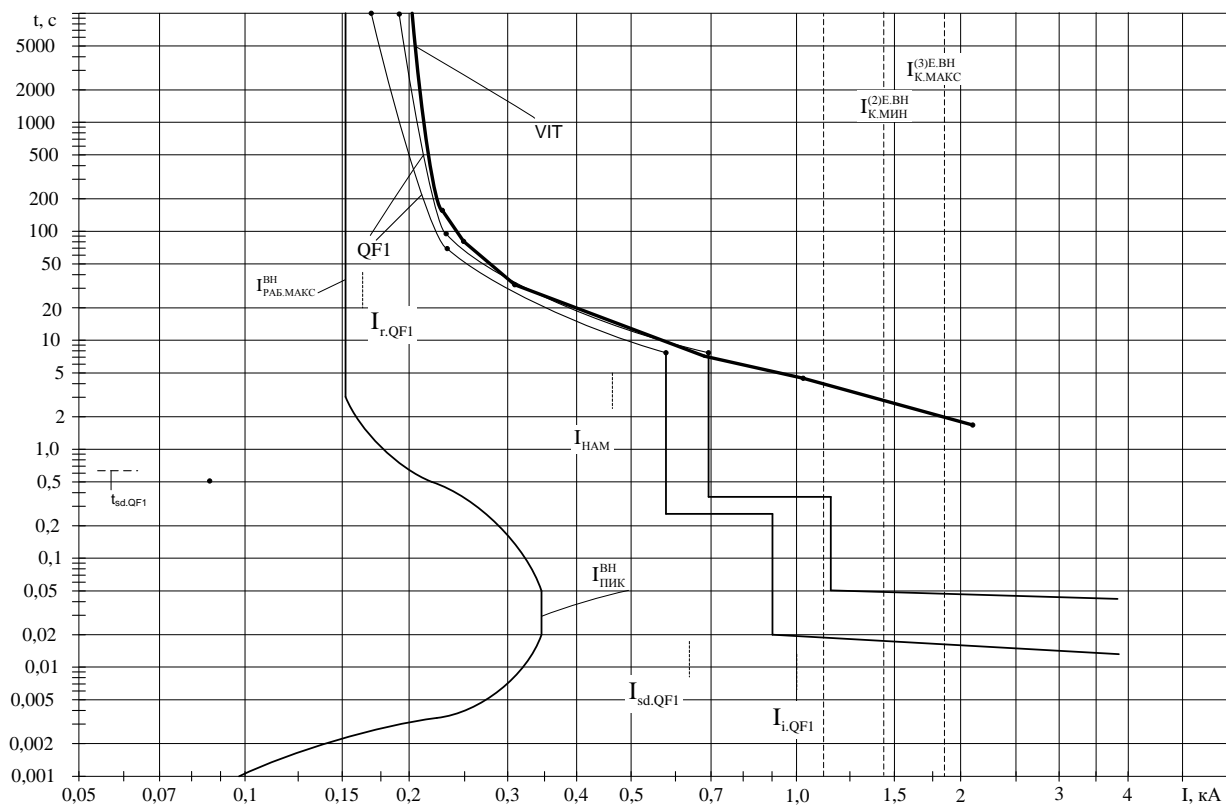


Рисунок 14.6 – Нанесение VIT на карту селективности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ

Наносим полученную ВТХ ЕИТ на карту селективности (рисунок 14.7). Видим, что ВТХ не пересекается с защитными время-токовыми характеристиками автоматического выключателя QF1, что говорит о выполнении условий селективности между защитами от перегрузки, установленных на сторонах НН и ВН силового трансформатора Т1.

Далее проверим выполнение условия селективности в точке А' (угол пересечения ВТХ селективной токовой отсечки и мгновенной токовой отсечки автоматического выключателя QF1) с полученной кривой ЕИТ. Время срабатывания селективной токовой отсечки в этой точке равно $t^{A'} = 0,32$ с. Рассчитаем время срабатывания защиты от перегрузки, реализуемой с помощью кривой ЕИТ, при токе $I^{A'} = 1,1$ кА/16,5 кА или относительном его значении (кратности) токе

$$I_*^{A'} = I_*^{B'} = \frac{I_*^{B'}}{I_{S*} \cdot K_U}$$

$$I_*^{A'} = \frac{16500}{209 \cdot 15} = \frac{1100}{209} = 5,26 \text{ А.}$$

$$t_{C.3}^{B'}(5,26) = \frac{80 \cdot 0,902}{(5,26)^2 - 1} = 2,71.$$

Что значительно больше времени срабатывания защиты выключателя QF1 в точке А' – $t^{A'} = 0,32$ с, т.е. условие селективности соблюдается и для этой точки.

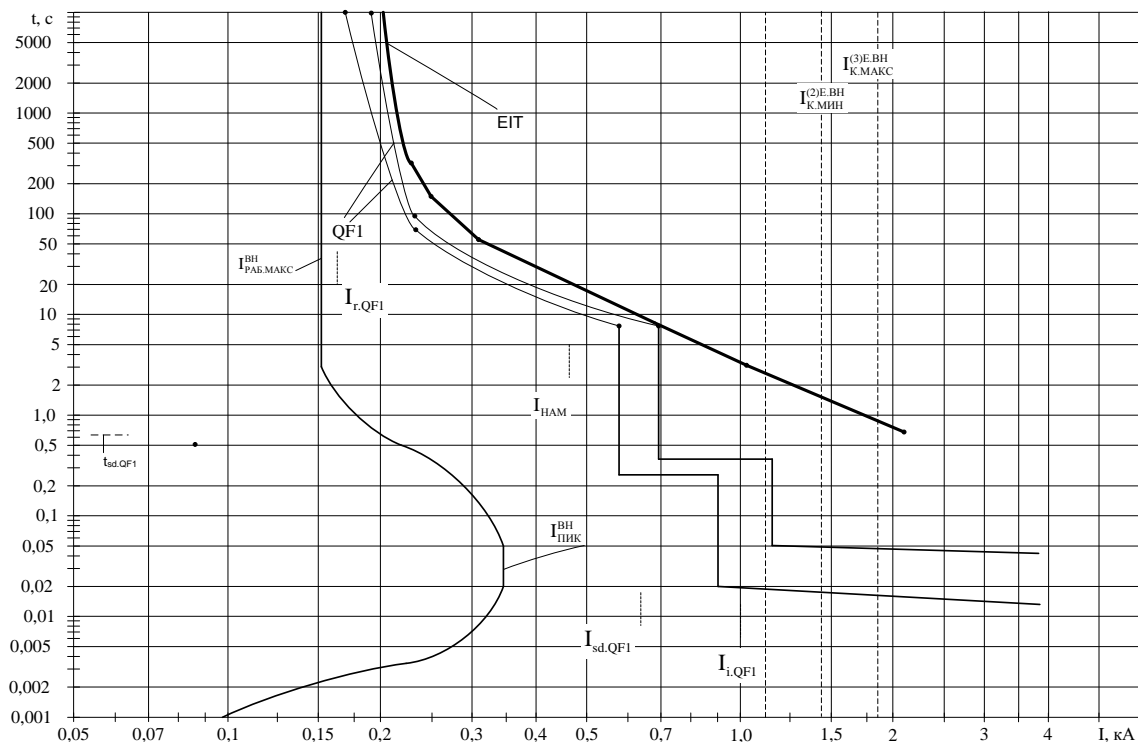


Рисунок 14.7 – Нанесение ЕИТ на карту селективности

Окончательно для реализации защиты от перегрузки на стороне ВН трансформатора Т1 выбираем зависимую от тока характеристику ЕТ.

Проверим чувствительность защиты от перегрузки, как резервной защиты. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного и однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора Т1 в минимальном режиме работы сети. Учитывая, что ток двухфазного КЗ меньше тока однофазного КЗ, рассмотрим определение коэффициента чувствительности к току двухфазного КЗ.

При использовании трёхфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока Т20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток Δ/Y_{H-11} силового трансформатора Т7 коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора Т7 можно записать

$$K_{\text{Ч.ЗП}}^{(2)} = \frac{2 \cdot I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot K_U \cdot I_{\text{С.П}}} \geq 3,$$

где $I_{\text{К.МИН}}^{(2)\text{ВН}}$ – ток двухфазного КЗ при минимальном режиме работы СЭС, приведенной к стороне ВН;

K_U коэффициент трансформации по напряжению силового трансформатора.

$$K_{\text{Ч.ЗП}}^{(2)} = \frac{2 \cdot 14630}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 209} = 5,39 \geq 3.$$

Следовательно, защита от перегрузки имеет достаточную чувствительность к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП.

14.4.2 Селективная токовая отсечка

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

Отстройка от максимально возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН $I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}}$

$$I_{\text{С.СО}} = I_{\text{sd.Q1}} \geq \frac{K_{\text{Н.О}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}},$$

где $K_{\text{Н.О}} = 1,1$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) защиты;

$I_{\text{ПИК}}^{\text{ВН}} = 346,6$ – пиковый ток трансформатора Т7 на стороне ВН, А.

$$I_{\text{С.СО}} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 346,6 = 407,8 \text{ А.}$$

Защита должна быть согласована с нижестоящей селективной токовой отсечкой выключателя QF1

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

$$I_{C.CO} = I_{sd.Q1} \geq K_{H.COГЛ} \cdot \frac{I_{sd.QF1}}{K_U}$$

$$I_{C.CO} = 1,3 \cdot \frac{8550}{15} = 741 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q1} = 741 \text{ А}$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q1} = t_{sd.QF1} + \Delta t ,$$

где $t_{sd.QF1} = 0,3 \text{ с}$ – время срабатывания предыдущей защиты (вводного автоматического выключателя QF1);

$\Delta t = 0,3 \text{ с}$ – ступень селективности по времени для микропроцессорных защит.

$$t_{sd.Q1} = 0,3 + 0,3 = 0,6.$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети

$$K_{ч.CO}^{(2)} = \frac{2 \times I_{K.МИН}^{(2)E}}{\sqrt{3} \times K_U \times I_{C.CO}} \geq 1,5.$$

где $I_{K.МИН}^{(2)E}$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети на выводах 0,4 кВ трансформатора;

K_U – коэффициент трансформации по напряжению силового трансформатора Т7;

$I_{C.CO} = I_{sd.Q1}$ – ток срабатывания рассматриваемой селективной отсечки.

$$K_{ч.CO}^{(2)} = \frac{2 \cdot 14630}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 741} = 1,52 \geq 1,5.$$

Следовательно, селективная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ ТП

14.4.3 Мгновенная токовая отсечка

Ток срабатывания $I_{i.Q1}$ МТО выбирается наибольшим, исходя из следующих трёх условий.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

Отстройка от максимального тока трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора Т7

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq K_{H.O} \cdot I_{K.MAKC}^{(3)E.VH}$$

где $K_{H.O} = 1,15$ – коэффициент надежности отстройки (несрабатывания) отсечки.

$$I_{C.MO} = 1,15 \cdot \frac{18060}{15} = 1384,6 \text{ А.}$$

Отстройка от бросков тока намагничивания трансформатора Т7 при его включении

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq I_{HAM} = K_{OTC} \cdot I_{T.H}^{BH}$$

где $K_{OTC} = 3$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания I_{HAM} при включении силового трансформатора.

$$I_{C.MO} = 3 \cdot 153,96 = 461,88 \text{ А}$$

Согласование с нижестоящей мгновенной токовой отсечкой выключателя QF1

$$I_{C.MO} = I_{i.Q1} \geq K_{H.COGL} \cdot I_{C.MGN.PRED} = K_{H.COGL} \cdot \frac{I_{i.QF1}}{K_{TH}}$$

где $K_{H.COGL} = 1,3$ – коэффициент надежности согласования защит.

$$I_{C.MO} = 1,3 \cdot \frac{16500}{15} = 1430 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{C.MO} = I_{i.Q1} = 1430 \text{ А}$.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания выключателя, составляет 50 мс.

Мгновенная токовая отсечка должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на выводах ВН трансформатора Т1 – должен быть определен соответствующий коэффициент чувствительности и сопоставлен с требованиями ПУЭ. Коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{Ч.MO}^{(2)} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)Д}}{I_{C.MO}} \geq 2.$$

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

$$K_{\text{ч.МО}}^{(2)} = \frac{3960}{1430} = 2,77 \geq 2.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка чувствительна к минимальному току двухфазного КЗ на выводах 6 кВ трансформатора Т7.

По результатам расчета строим ВТХ защиты трансформатора Т7 на стороне ВН (см. плакат).

14.4.4 Газовая защита ТМГ

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 630 кВА и более, на остальных – начиная с мощности 1000 кВА и более.

При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла (или охлаждающего диэлектрика) с образованием газов. В результате в трансформаторах типа ТМ масло с газом выходит в расширитель, в трансформаторах с герметичной конструкцией бака (типа ТМГ, ТМЗ, ТНЗ) повышается давление.

При утечке или уходе масла из трансформатора по каким-либо причинам (повреждения бака или охлаждающих радиаторов, неисправности с запорными вентилями и др.) снижается уровень масла в баке. В результате масло уходит из расширителя, либо в герметичных конструкциях создаётся разрежение (снижается давление).

Мановакуумметры применяются на герметичных трансформаторах без расширителей с азотной защитой масла. Мановакуумметры предназначены для контроля давления азота в баке и для сигнализации о его изменении в установленных пределах. Сигнальное устройство мановакуумметра позволяет дистанционно контролировать верхнее и нижнее значения заданного давления. Мановакуумметр подсоединяется к патрубку, размещенному на баке трансформатора.

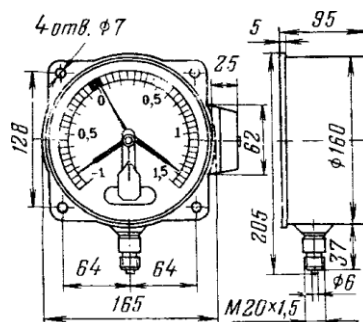


Рисунок 14.8 – Мановакуумметр

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

Выводы по разделу четырнадцать

По результатам расчетов, произведенных в данном разделе, построена карта селективности для вводного и секционного выключателя, а так же вакуумного выключателя на стороне ВН.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		151

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе расчета по приближенной формуле Стилла была выбрана схема с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рационально напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями (расчет методом типовых кривых). На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Методом Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		152

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С. А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.
- 2 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.:Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 4 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Знак. – 972 с.
- 6 СП. 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 75 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. – 464 с.
- 9 Электроснабжение: учебное пособие по дисциплине «Электроснабжение» / Г.С. Валеев, Р.Г. Валеев. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 62 с.
- 10 Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.
- 11 Трансформаторы ТМГ. – <http://transformator.ru/production/transformatory-tmg/tmg-standart/> Каталог трансформаторов ТМГ
- 12 Электрооборудование и автоматика электротермической установок / Под ред. А.П. Альтгаузена. М.: Энергия, 1978. – 298 с.
- 13 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 1985. – 48 с.
- 14 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
- 15 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 16 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 17 <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/cb110kv/vrs110.htm>. – Выключатели вакуумные ВРС110.
- 18 http://www.razrad.ru/docs/rln/rg_110.pdf. – Разъединители серии РГ на напряжение 110 – 220 кВ.
- 19 Трансформаторы напряжения типа ТРГ. – <http://www.molniya.ru/product/transformator-napryazheniya-odnofaznyi-trg-u1>
- 20 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						153

13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ

- 21 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – <http://www.molniya.ru/product/transformator-napryazheniya-odnofaznyi-znog110-u1>.
- 22 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 23 http://kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_791.html. – Кабели ААШв
- 24 http://kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii/silovye-v-bumazhnoj-izolyatsii_791.html. – Кабели ААПл.
- 25 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 568 с.
- 26 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6-10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.
- 27 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудованию. – М.: МосЭ, 1998. – 131 с.
- 28 <http://leg.co.ua/info/elektricheskie-mashiny/sinhronnye-elektrodivigateli-sdnyvshe-1-kv.html>. – Синхронные электродвигатели СДН свыше 1 кВ.
- 29 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 168 с.
- 30 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 31 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.
- 32 Панели серии ЩО-70. – <http://energo-zavod.ru/catalog/raspredelitelnye-panelishcho-70-shcho-91.html>
- 33 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. №66/10 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/10112>.
- 34 www.moselectroyug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoproov2007.pdf. – Комплектные токопроводы и шинопроводы.
- 35 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.
- 36 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366.
- 37 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW. Каталог, 2006. – http://www.welkom.ru/directory/directory/SCHNEIDER_ELECTRIC/03_nt_8.pdf
- 38 Конденсаторные установки типа КРМ. – <http://elcom-energo.ru/typy-kondensatornyh-ustanovok-krm-04/123-krm-04-75-25.html>
- 39 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		154

электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

40 ГОСТ 51317.2.4-2000. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в СЭС промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 2000. – 44 с.

41 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

42 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М: Изд-во стандартов, 1999. – 113 с.

43 СН 441-72. Указания по проектированию ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений. – Санкт-Петербург: Проектный институт, 1972. – 5с.

44 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 273 с.

45 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках– М.: Энергоатомиздат, 2003. – 57 с.

46 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

47 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 –48 с.

48 <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70443150>. – Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

49 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

					13.03.02.2017.186.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155