

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное

учреждение высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

Факультет Электротехнический

Кафедра Автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

С.С. Голошапов

« ____ » _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГРУППЫ ЦЕХОВ ЭЛЕКТРОЛИТНО-ЦИНКОВОГО ЗАВОДА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.278 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность электроснабжения

_____ / Гладких В.М.
должность / ФИО
подпись / ФИО
_____ 20 ____ г.

Автор проекта

студент группы МиЭТ-543

_____ / Лепешков Д.С.
подпись / ФИО
_____ 20 ____ г.

Релейная защита электроснабжения

_____ / Четошникова Л.М.
д.т.н., профессор / должность
подпись / ФИО
_____ 20 ____ г.

Руководитель проекта

_____ / Смоленцев Н.И.
к.т.н., доцент / должность
подпись / ФИО
_____ 20 ____ г.

Нормоконтроль

_____ / Смоленцев Н.И.
к.т.н., доцент / должность
подпись / ФИО
_____ 20 ____ г.

АННОТАЦИЯ

«Электроснабжение группы цехов электролитно-цинкового завода». – Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2018, 98 с., 16 илл., 42 таблица. Библиография литературы – 16 наименований, 4 листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе производится расчет «Электроснабжение группы цехов электролитно-цинкового завода» и выбор оборудования.

Цель работы состоит в рассмотрении вопросов проектирования системы электроснабжения группы цехов электролитно-цинкового завода, принятия схемы внешнего электроснабжения, выборе электротехнического оборудования, трансформаторов цеховых ТП, решении вопросов компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, вопросы безопасности жизнедеятельности.

					<i>13.03.02.2018.278 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лепешков Д.С.</i>			<i>Электроснабжение группы цехов электролитно-цинкового завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Смоленцев Н.И</i>				3	98	
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Смоленцев Н.И</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Голощанов С.С.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА	8
2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ	9
2.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ	9
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	17
2.3 Построение картограммы электрических нагрузок	19
3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	22
4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	28
4.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения	28
4.2 Техничко-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения	31
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	46
5.1 Выбор величины напряжения	46
5.2 Построение схемы внутренней электрической сети	46
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	46
5.4 Расчет питающих линий	46
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	50
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	56
7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	56
7.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения	56
7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока	62
7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции	63
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	65
8.1 Описание схемы электроснабжения	65
8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности	67
8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками	67
8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений	68
8.5 Определение реактивной мощности источников	70
8.6 Определение мощности высоковольтной БК	71
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	74
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	76

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР				4

10.1 Расчет защиты силового трансформатора ТРДН-25000/110	76
Продольная дифференциальная защита	76
10.3 Защита от внешних коротких замыканий	81
10.4 Защита от перегруза	83
10.5 Газовая защита	83
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНИДЕЯТЕЛЬНОСТИ	85
11.1 Перечень защитных средств	85
Инструкция по применению и испытанию средств защиты	86
12 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ, СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	91
12.1 Назначение СТАТКОМ	91
12.2 Область применения	91
12.3 Преимущества	92
12.4 Технические характеристики	93
12.5 Характеристика Установки Компенсации Реактивной Мощности (УКРМ).....	94
12.6 Сравнение компенсаторных установок	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	98

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 22650 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 19780 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 1, 2 и 3 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 23153 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: $tg\varphi_p = 0,31$;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3000 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-70/11;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 9 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-25000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ, мощностью 500, 800, 1000, 1600 кВА.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

ВВЕДЕНИЕ

Дальнейшее развитие энергетики нашей страны в соответствии с основными направлениями экономического и социального развития характеризуется большими масштабами строительства электроэнергетических объектов.

В соответствии с планом ГОЭЛРО-2 предусматривается дальнейшее строительство мощных атомных, тепловых и гидравлических электростанций.

Продолжается объединение энергосистем, сооружение новых электростанций и дальних электропередач переменного и постоянного тока.

Важнейшие задачи, решаемые энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном увеличении объёмов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т.д.

На электростанциях применяются блоки по 500, 800 и 1200 МВт. Следствием увеличения единичных мощностей агрегатов и установленных мощностей станции и всё большего объединения энергосистем является внедрение напряжения 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Соответственно растут мощности подстанций и единичные мощности трансформаторов, устанавливаемых на них. Увеличиваются мощности потребителей, что требует установки более мощных ТП, прокладки новых сетей, повышение надёжности всего электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

1 КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА

Производственный процесс на заводе складывается из следующих основных стадий:

1. Обжиговый цех;
2. Выщелачивание цинксодержащих материалов;
3. Очистка цинковых растворов от примесей;
4. Электролитическое осаждение цинка;
5. Плавка катодного цинка;
6. Вельцев цех;
7. Переработка вельц-окислов;
8. Производство серной кислоты.

					13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

2.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм [1].

В начале расчета приводим мощность электроприёмников (ЭП), работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, которых определяется по формуле:

$$P_{\text{НОМ (ПВ=100\%)}} = P_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\text{ПВ}}{100}}. \quad (2.1.1)$$

Определяем средние активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}}; \quad (2.1.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.1.3)$$

где $k_{\text{и а}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, $k_{\text{и а}}$ приводятся в электротехническом справочнике [1]; $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП по отделениям:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{1}^n P_{\text{ср}i}; \quad (2.1.4)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{1}^n Q_{\text{ср}i}. \quad (2.1.5)$$

После этого находим эффективное число ЭП по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{НОМ}i})^2}{\sum P_{\text{НОМ}i}^2}. \quad (2.1.6)$$

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

$$K_{и а} = \frac{P_{ср \Sigma}}{P_{ном \Sigma}} . \quad (2.1.7)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{р а} = f(n_э; K_{и а})$ [1].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{р р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} . \quad (2.1.8)$$

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{р а} \cdot P_{ср \Sigma} ; \quad (2.1.9)$$

$$Q_p = K_{р р} \cdot Q_{ср \Sigma} . \quad (2.1.10)$$

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (2.1.11)$$

Расчётный ток ЭП отделений:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (2.1.12)$$

где $U_{ном} = 0,4$ кВ – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные, так и однофазные, питаемые на линейное или фазное напряжение. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности, и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы сварочного отделения для однофазных электроприёмников.

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

$$S_{\text{ср.ф}} = \sqrt{P_{\text{ср.ф}}^2 + Q_{\text{ср.ф}}^2}, \quad (2.1.13)$$

$$P_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{АВ}}} P_{\text{ном.АВ}i} \cdot k_{(\text{АВ})\text{А}i} \cdot k_{\text{иА}i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} P_{\text{ном.СА}i} \cdot k_{(\text{СА})\text{А}i} \cdot k_{\text{иА}i} + \\ + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} P_{\text{ном.А0}i} \cdot k_{\text{иА}i}, \quad (2.1.14)$$

$$Q_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{АВ}}} P_{\text{ном.АВ}i} \cdot q_{(\text{АВ})\text{А}i} \cdot k_{\text{иА}i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} P_{\text{ном.СА}i} \cdot q_{(\text{СА})\text{А}i} \cdot k_{\text{иА}i} + \\ + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} P_{\text{ном.А0}i} \cdot k_{\text{иА}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{А0}i}, \quad (2.1.15)$$

где $n_{\text{АВ}}$ и $n_{\text{СА}}$ – число электроприемников, подключенных соответственно на линейные напряжения $U_{\text{АВ}}$ и $U_{\text{СА}}$; $n_{\text{А0}}$ – число однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение $U_{\text{А0}}$; $k_{(\text{АВ})\text{А}}$ и $k_{(\text{СА})\text{А}}$ – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения $U_{\text{АВ}}$ и $U_{\text{СА}}$, к фазе «А»; $q_{(\text{АВ})\text{А}}$ и $q_{(\text{СА})\text{А}}$ – то же по реактивной мощности; $\text{tg}\varphi_{\text{А0}}$ – коэффициент реактивной мощности однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение $U_{\text{А0}}$.

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности берем из учебного пособия [1].

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{\text{р а}} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{и а}}; T_0)$, T_0 – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для 2-го уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то $K_{\text{р а}}$ берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху сводим в таблицу 1

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Исходные данные										Расчетные величины			Расчетная мощность			
По заданию технологов										Р _{кв} Р _{кв} P _{кв}			P _{кв} P _{кв} P _{кв}			
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные к приемнику		K _{ср}	Справочные данные		P _{кв} P _{кв} P _{кв}	P _{кв} P _{кв} P _{кв}	P _{кв} P _{кв} P _{кв}	K _{ср}	K _{ср}	K _{ср}	K _{ср}	K _{ср}	K _{ср}	
		Одного д.л.	Всех д.л.		K _{ср}	K _{ср}										
																Q _н
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Участок 1 механической обработки (ШР-1)																
Тепловая завеса	1	30	30,0	0,2	0,9	0,48	6,0	2,9	900,0							
Станок долбежный	4	6,7	26,8	0,12	0,4	2,29	3,2	7,4	179,6							
Станок поперечно-строгольный	2	14	28,0	0,17	0,65	1,17	4,8	5,6	392,0							
Станок точной	3	0,75	2,3	0,12	0,4	2,29	0,3	0,6	1,7							
Станок токарный	4	11	44,0	0,12	0,4	2,29	5,3	12,1	484,0							
Кран-балка	2	8,5	17,0	0,15	0,5	1,73	2,6	4,4	144,5							
Итого силовой нагрузки по ШР-1:	16		148,1	0,15	0,56	1,49	22,1	33,0	2101,7	10	1,65	1,05	36,4	34,7	50,3	76
Участок 2 механической обработки (ШР-2)																
Станок зубоарезной	5	11,7	58,5	0,17	0,65	1,17	9,9	11,6	681,5							
Станок верилкальный фрезерный	3	13	39,0	0,12	0,4	2,29	4,7	10,7	507,0							
Станок шлифовальный	5	14	70,0	0,12	0,4	2,29	8,4	19,2	980,0							
Станок токарный	3	16	48,0	0,12	0,4	2,29	5,8	13,2	768,0							
Станок горизонтально-расточной	2	29	58,0	0,17	0,65	1,17	9,9	11,5	1682,0							
Станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,12	0,4	2,29	3,3	7,6	190,4							
Пила дисковая	3	8,9	26,7	0,12	0,4	2,29	3,2	7,3	237,6							
Пила ножовочная	5	1,7	8,5	0,12	0,4	2,29	1,0	2,3	14,5							
Тележка вспомогательная	3	1,4	4,2	0,15	0,4	2,29	0,6	1,4	5,9							
Тепловая завеса	2	1,4	2,8	0,2	0,9	0,48	0,6	0,3	3,9							
Итого силовой нагрузки по ШР-2:	35		343,3	0,14	0,49	1,80	47,4	85,3	5073,8	23	1,35	1,03	64,0	88,3	109,0	166

Продолжение таблицы 1

Исходные данные	Расчетные величины										Расчетная мощность						
	Исходные данные				Стандартные данные			Расчетные величины			K _{ср}	K _{срА}	K _{срБ}	K _{срВ}	K _{срГ}		
	Качество приемников	Номинальные мощности, приведенные к номиналу	Всех тип. приемников	K _{ср}	K _{срА}	K _{срБ}	K _{срВ}	K _{срГ}	K _{срД}	K _{срЕ}						K _{срЖ}	K _{срЗ}
											2	3	4	5	6		
По заданию технологов																	
Наименование узлов СЭС и приемников																	
1																	
Участок 3 механической обработки (ПП-3)																	
Станок универсально-заочный	6	4,5	27,0	0,12	0,4	2,29	3,2	7,4	121,5								
Станок карусельный	2	50	100,0	0,17	0,65	1,17	17,0	19,9	5000,0								
Станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,12	0,4	2,29	3,3	7,6	190,4								
Станок центро-вальтовый	6	1,7	10,2	0,12	0,4	2,29	1,2	2,8	17,3								
Машина наплавочная	2	11,7	23,4	0,2	0,3	3,18	4,7	14,9	273,8								
Пресс гидравлический	2	2,8	5,6	0,17	0,65	1,17	1,0	1,1	15,7								
Станок токарно-винторезный	1	15	15,0	0,12	0,4	2,29	1,8	4,1	225,0								
Ножницы гильотиновые	3	7	21,0	0,12	0,4	2,29	2,5	5,8	147,0								
Итого силовой нагрузки по ПП-3:	26		229,8	0,15	0,48	1,83	34,7	63,6	5990,7	9	1,71	1,06	59,4	67,2	89,6	136	
Участок по ремонту оборудования (ПП-4)																	
Станок токарно-винторезный	3	7,5	22,5	0,12	0,4	2,29	2,7	6,2	168,8								
Станок универсально-фрезерный	6	3	18,0	0,12	0,4	2,29	2,2	4,9	54,0								
Станок токарный	4	1	4,0	0,12	0,4	2,29	0,5	1,1	4,0								
Станок сверлильный	1	10	10,0	0,12	0,4	2,29	1,2	2,7	100,0								
Станок долбежный	2	6,8	13,6	0,12	0,4	2,29	1,6	3,7	92,5								
Итого силовой нагрузки по ПП-4:	16		68,1	0,12	0,40	2,29	8,2	18,7	419,2	11	1,97	1,05	16,1	19,7	25,4	39	

Продолжение таблицы 1

Исходные данные	Исходные данные											Расчетные величины			Расчетная мощность							
	По заданию технологов				Справочные данные				P _{тк} кВт	Q _{тк} кВт	P _{кв} кВт	Q _{кв} кВт	P _{кв} кВт	Q _{кв} кВт	P _{кв} кВт	Q _{кв} кВт						
	Количество приемников	Омного для приема	Нормальные мощности, приведенные к приемникам	Ква	СЭС	Ква	2	3									4	5	6	7	8	9
Наименование узлов СЭС и присоединков																						
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17						
Заявленное отделение (ПП-5)																						
Пресс-ножицы	1	9,5	9,5	0,17	0,65	1,17	1,6	1,9	90,5													
Вальцы	3	9	27,0	0,2	0,7	1,02	3,4	3,5	243,0													
Станок вертикально-сверлильный	3	9,6	28,8	0,12	0,4	2,29	3,5	7,9	276,5													
Ножницы гильотиновые	1	9	9,0	0,12	0,4	2,29	1,1	2,5	81,0													
Преобразователь сварочный	1	14	14,0	0,2	0,3	3,18	2,8	8,9	196,0													
Трансформатор сварочный	1	15,0	15,0	0,2	0,3	3,18	3,0	9,5	225,0													
Кран-балка	1	16,5	16,5	0,15	0,5	1,73	2,5	4,3	272,3													
Итого силовой нагрузки по ПП-5:	11		119,8	0,17	0,44	2,04	19,8	40,5	1384,0	10	1,42	1,05	28,2	42,6	51,1	78						
Кузнечное отделение (ПП-6)																						
Печь термическая	2	90	180,0	0,9	0,9	0,48	162,0	78,5	16200,0													
Молот	1	33	33,0	0,24	0,65	1,17	8,4	9,8	1225,0													
Станок гибочный	2	1,7	3,4	0,2	0,7	1,02	0,7	0,7	5,8													
Станок продольно-строгальный	2	46	92,0	0,12	0,4	2,29	11,0	25,3	4232,0													
Установка термобработки	2	25	50,0	0,6	0,9	0,48	30,0	14,5	1250,0													
Кран-укосина ПВ=25%	2	0,5	1,0	0,15	0,5	1,73	0,2	0,3	0,5													
Итого силовой нагрузки по ПП-6:	11		361,4	0,59	0,85	0,61	212,3	129,1	22913,3	6	1,06	1,07	225,0	138,1	264,0	40						

Продолжение таблицы 1

Исходные данные	Справочные данные										Расчетные величины				Расчетная мощность		
	Количество приемников	Одного из приемников		Всех из приемников	Ква	Сред		Ква	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	P _{кв} P _{ном}	
		мощности	изм.			Сред	Ква										
Наименование узлов СЭС и приемников	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1																	
Термический участок (ШР-7)																	
Однотопливная нагрузка	9		215,0				149,3	277,9	6525,0								
Теплоэффективность ПВ=2%	2	1,0	2,0	0,15	0,5	1,73	0,3	0,5	2,0								
Печь термическая	2	30,0	60,0	0,9	0,9	0,48	54,0	26,2	1800,0								
Рентлятоу	1	7,0	7,0	0,65	0,8	0,75	4,6	3,4	49,0								
Итого слововой нагрузке по ШР-7:	14		284,0	0,73	0,56	1,48	208,1	308,0	8376,0	10	1	1,05	208,1	324,5	385,5	586	
Слесарный участок (ШР-8)																	
Станок углеродно-заточной	4	1	4,0	0,12	0,4	2,29	0,5	1,1	4,0								
Станок вертикально-фрезерный	4	5,6	22,4	0,12	0,4	2,29	2,7	6,2	22,4								
Наждак	3	2,8	8,4	0,12	0,4	2,29	1,0	2,3	23,5								
Станок сверлильный	3	1	3,0	0,12	0,4	2,29	0,4	0,8	3,0								
Станок покарно-выс-торезный	4	11	44,0	0,12	0,4	2,29	5,3	12,1	48,0								
Станок горизонтально-фрезерный	3	8,8	26,4	0,12	0,4	2,29	3,2	7,3	23,3								
Наждак	2	2,8	5,6	0,12	0,4	2,29	0,7	1,5	15,7								
Итого слововой нагрузке по ШР-8:	23		113,8	0,12	0,40	2,29	13,7	31,5	88,0	15	1,71	1,01	23,1	32,7	40,1	61	
Итого по РМЦ	152		1668,3	0,34	0,62	1,25	566,2	709,4	47146,7	59	0,7	0,7	396,4	496,6	635,4	965	

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и эл.приемников	$\Sigma P_{\text{эл}}$			$\Sigma Q_{\text{эл}}$			мощности эл.приемников, подкл. на $U_{\text{Л}}$			коэффициенты приращеня активной и реактивной мощности			Мощности эл.приемников, подключенных на $U_{\text{ф}}$			$\cos \phi$	$\tan \phi$	средние мощности										
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			активные			реактивные							
																		а	б	с	а	б	с					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22							
Термический участок (ШР-7)																												
ЭЦ, подкл. на $U_{\text{Л}}$																												
Печь сопротивления	20	2	800	20			б	0,57	-0,175								9,12				-2,8							
							с	0,43	0,415													6,88				6,64		
							б	0,57	-0,175														9,12				-2,8	
							с	0,43	0,415															6,88				6,64
Печь шахтная	25	1	625	25			а	0,57	-0,175								11,4			11,4								
							б	0,43	0,415													8,6			8,3			
							а	1,285	1,08																30,24			
							б	-0,285	1,66																		46,48	
Печь индукционная	40	3	4800	40			б	1,285	1,08																			
							с	-0,285	1,66																	46,48		
							а	1,285	1,08																			30,24
							с	-0,285	1,66																			
Всек ЭЦ, подкл. на $U_{\text{Л}}$	185	6	6225				а	-0,285	1,66																			
							б	1,285	1,08																			
							с	-0,285	1,66																			
							а	1,285	1,08																			
ЭЦ, подкл. на $U_{\text{ф}}$																												
Электропечь ванная	10	3	300								10	10	10	0,8	0,95	0,33	8	8	8	2,63	2,63	2,63						
Всек ЭЦ, подкл. на $U_{\text{ф}}$	30	3	300																									
Итого по ШР-7:	215	9	6525																									
Полная мощность по фазам	а	Наиболее нагружена фаза С																										
	б																											
	с																											

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов так же, как и для ремонтно-механического цеха [2].

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p\text{ осв}}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд\text{ осв}} = 0,01 \dots 0,025 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с\text{ осв}}$ [1].

$$P_{p\text{ осв}} = F_{ц} \cdot P_{уд\text{ осв}} \cdot K_{с\text{ осв}}, \quad (2.2.1)$$

$$Q_{p\text{ осв}} = P_{p\text{ осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}. \quad (2.2.2)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p\text{ осв}})^2 + (Q_p + Q_{p\text{ осв}})^2}. \quad (2.2.3)$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности P_n , средние активные $P_{ср}$ и реактивные $Q_{ср}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{p\text{ осв}}$.

Исходные данные и результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 3.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в цехах 8 и 9, в этих цехах установлены: синхронные двигатели и преобразователи. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников сведены в таблицу 3.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

Таблица 3- Расчет нагрузок по предприятию

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Наименование цехов	$P_{ном}$, кВт	$\Sigma P_{ном}$, кВт	γ	K_{ϵ}	$\cos \phi$	$\epsilon \phi$	P_{ϵ} , кВт	Q_{ϵ} , кВт	K_{η}	P_{η} , кВт	Q_{η} , кВт	V_{η} , м ³	$P_{уличн.}$, кВт/м ²	$\cos \phi_{уличн.}$	$\epsilon \phi_{уличн.}$	$K_{уличн.}$	$P_{уличн.}$, кВт	$Q_{уличн.}$, кВт	$P_{P_{уличн.}}$, кВт	$Q_{P_{уличн.}}$, кВт	$\Sigma P_{кВА}$
Нагрузка 0,4 кВ																					
1. Выпечивательный цех	4200	520	0,7	0,80	0,75	2940	2205	2205	0,80	2352,0	1764,0	23520	0,015	0,7	1,02	0,8	282,2	287,9	2634,2	2051,9	3339,1
2. Отделение рукавных фильтров		1950	0,6	0,75	0,88	1170,0	1031,8	1031,8	0,80	936,0	825,5	3528	0,015	0,7	1,02	0,75	39,7	40,5	975,7	866,0	1304,6
3. Вельд-цех		2770	0,55	0,70	1,02	1523,5	1554,3	1554,3	0,77	1173,1	1196,8	7840	0,015	0,7	1,02	0,75	88,2	90,0	1261,3	1286,8	1801,9
4. Вакуумно-испарительный цех		4530	0,6	0,75	0,88	2718,0	2397,1	2397,1	0,80	2174,4	1917,6	6272	0,015	0,7	1,02	0,7	65,9	67,2	2240,3	1984,8	2993,0
5. РМЦ		1668	0,9	0,34	1,25	566,2	709,4	709,4	0,70	396,4	496,6	5292	0,015	0,7	1,02	0,8	64	65	460	561,4	725,7
6. Обжиговый цех		1900	0,32	0,7	0,80	1330,0	997,5	997,5	0,80	1064,0	798,0	9408	0,015	0,7	1,02	0,75	105,8	108,0	1169,8	906,0	1479,6
7. Каплевое отделение		1260	0,35	0,6	0,75	756,0	666,7	666,7	0,80	604,8	533,4	7840	0,015	0,7	1,02	0,75	88,2	90,0	693,0	623,4	932,1
8. Электролитный цех		2192	1442	0,70	0,80	1534,4	1150,8	1150,8	0,80	1227,5	920,6	21952	0,015	0,7	1,02	0,8	263,4	268,7	1490,9	1189,4	1907,2
9. Компрессорная станция		80	10	0,8	0,85	64,0	39,7	39,7	1,00	64,0	39,7	4116	0,015	0,7	1,02	0,7	43,2	44,1	107,2	83,8	136,1
10. Контейнерный склад		2100	630	0,25	0,50	525,0	909,3	909,3	0,67	351,8	609,2	16934	0,01	0,7	1,02	0,65	110,1	112,3	461,8	721,5	856,7
11. Освещение герриторин												154762	0,002	0,7	1,02	1	309,5	316			
Итого (0,4 кВ):		22650	4676	0,58	0,75	13127	11662	11662		10344	9101						1460	1489	11804	10591	15858
Нагрузка 10 кВ																					
8. Электролитный цех (пр.образователи)	4000	16000	4	0,7	0,8	11200	8400	8400	0,97	10864	8400								10864	8400	13733
9. Компрессорная станция (СД)	630	3780	6	0,8	0,85	3024	-1874	-1874	0,91	2752	-1874								2752	-1874	3329
Итого (10 кВ):		19780	10	0,72	0,91	14224	6526	6526		13616	6526								13616	6526	15099
Предприятие		42430		0,64	0,83	27351	18188	23960		15627									25420	17117	30645

2.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчёт картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{p \min}}{\pi \cdot R_{\min}^2}, \quad (2.3.1)$$

где $P_{p \min}$ – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

$R_{\min} = 5$ мм – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.3.2)$$

где P_{pi} – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{pni}}{P_{p\Sigma i}}, \quad (2.3.3)$$

где P_{pni} – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

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

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.3.4)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (2.3.5)$$

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

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 4.

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Таблица 4 - Построенные катодграммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	P _{р.} , кВт	P _{р.вв.} , кВт	P _{р.вв.} , кВт	P _{р.вв.} , кВт	P _{р.осв.} , кВт	Y, м	X, м	ш	R, мм	α _{ств}	α _{вв}	α _{осв}
1. Выделачивательный цех	2665,2	2352,0	0	313,2	365	416	6,25	11,7	317,7	0,0	42,3	
2. Отделение рукавных фильтров	1006,7	936,0	0	70,7	365	563	6,25	7,2	334,7	0,0	25,3	
3. Вельц-цех	1292,3	1173,1	0	119,2	350	643	6,25	8,1	326,8	0,0	33,2	
4. Вакуумно-испарительный цех	2271,3	2174,4	0	96,9	356	193	6,25	10,8	344,6	0,0	15,4	
5. РМЦ	490,9	396,4	0	94,5	224	126	6,25	5,0	290,7	0,0	69,3	
6. Обжиговый цех	1200,8	1064,0	0	136,8	208	472	6,25	7,8	319,0	0,0	41,0	
7. Кацмиевое отделение	724,0	604,8	0	119,2	230	627	6,25	6,1	300,7	0,0	59,3	
8. Электролипный цех	12385,9	1227,5	10864	294,4	193	134	6,25	25,1	35,7	315,8	8,6	
9. Компрессорная станция	2890,1	64,0	2752	74,2	230	333	6,25	12,1	8,0	342,8	9,2	
10. Контейнерный склад	492,8	351,8	0	141,1	56	238	6,25	5,0	256,9	0,0	103,1	
						Координаты центра		244	266			

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности (N^H) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора [2].

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{эт}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 5[2].

Таблица 5 - Связь между $S_{эт}$ и σ

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

Методика расчета по выбору трансформаторов цеховых ТП приведена в литературе [2].

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где: S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА; $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $S_{ЭТ}$ из таблицы 5.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{3\text{ Т доп}} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N_{\text{Т}}, \quad (3.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха; $K_{3\text{ Т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{3\text{ Т доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{3\text{ Т доп}} = 0,7 \dots 0,8$ – для второй категории, $K_{3\text{ Т доп}} = 0,9 \dots 0,95$ – для третьей категории, $\Delta N_{\text{Т}}$ – добавка до ближайшего целого числа [2].

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$N_{\text{Т min}} = \max(N_{\min}^{\text{ЭК}}; N_{\text{Т min}}^{\text{Н}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{Т}}^{\text{Опт}} = N_{\text{Т min}} + m, \quad (3.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{\text{Т min}}; K_{3\text{ Т доп}}; \Delta N_{\text{Т}})$, берется из справочной литературы [2]. При условии $N^{\text{ЭК}} < N_{\text{Т min}}^{\text{Н}}$ принимается $N_{\text{Т}}^{\text{Опт}} = N_{\text{Т min}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{P_p}{K_{3\text{ Т доп}} \cdot N_{\text{Т}}^{\text{Опт}}}. \quad (3.5)$$

Тип трансформаторов, устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

где Q_{1p} – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{опт}} \cdot K_{з\text{ т доп}} \cdot S_{т\text{ ном}})^2 - P_p^2} \quad (3.6)$$

где $N_T^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой ТП; $K_{з\text{ т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $S_{т\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП; P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases} \quad (3.7)$$

где Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1 \quad (3.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з\text{ т норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{т\text{ ном}}} \quad (3.9)$$

$$K_{з\text{ т п/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{т\text{ взрез}}}{N_T^{\text{опт}} \cdot (N_{т\text{ взрез}} - 1) \cdot S_{т\text{ ном}}} \quad (3.10)$$

где $N_{т\text{ взрез}}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + K_{з\text{ т норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}), \quad (3.11)$$

где n - число ТП в цехе; ΔP_{xx} - потери холостого хода в трансформаторе; $K_{з\ T\ норм}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T\ норм}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot U_{кз}), \quad (3.12)$$

где I_{xx} - ток холостого хода; $S_{T\ норм}$ - номинальная мощность трансформатора; $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

В нашем случае в цехе №9 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №6. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (3.13)$$

где S_p - полная расчетная нагрузка цеха, l - расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет экономической выгоды установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного НРП	Произведение $S_p \cdot l$, кВА·м
1	1	$136 \cdot 74 = 10064$

Из таблицы видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 4, 5, 6, 8 в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$1,4 \cdot S_{T\ норм} = \sqrt{(P_p - P_{p\ откл})^2 + (Q_1 - Q_{p\ откл})^2}; \quad (3.14)$$

$$Q_{p\ откл} = P_{p\ откл} \cdot \text{tg}\varphi_p; \quad (3.15)$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}. \quad (3.16)$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

№ ТП	$S_{\text{ном т, кВА}}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_1, \text{кВар}$	$\text{tg}\varphi_p$	$P_{\text{р.откл, кВт}}$	$Q_{\text{р.откл, кВар}}$
ТП №1	800	1277	87	0,07	159,6	10,8
ТП №4	800	976	829	0,85	122,0	103,6
ТП №5	800	1261	218	0,17	157,7	27,3
ТП №6	1600	2240	1239	0,55	280,0	154,9
ТП №8	500	693	400	0,58	86,6	50,0

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена.

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

Номера цехов и подразделений	Катег. по нагрузке	Z _{т.м}	P, кВт	Q, квар	Σ, кВт	Σ, квар	ρ	Σ	S _{т.м}	ТМЗ	K _{вн}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	Z _{т.м}	№ п/п	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с	Q _с					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23			
6. Обжиговый цех	II		1170	906	1480	9408	0,16																														
9. Компрессорная станция	II		107	84	136	4116																															
Итого:	II	2	1277	990	1616	13524	0,16	1000	TM3	0,8	2,00	0,40	2	0	2	800	1	87	87	903	0,8	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*		
1.Вышелачивательный цех	II	2	2634	2052	3339	23520	0,14	1000	TM3	0,8	4,00	0,71	4	0	4	1000	2,3	1821	1821	231	0,8	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	
2. Отделение рукавных фильтров	II	2	976	866	1305	3528	0,37	2000	TM3	0,8	1,00	0,39	2	0	2	800	4	829	829	37	0,8	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	
3. Вельд-цех	II	2	1261	1287	1802	7840	0,23	1250	TM3	0,8	1,00	-0,26	2	0	2	800	5	218	218	1069	0,8	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	
4. Вакуумно-испарительный цех	II	2	2240	1985	2993	6272	0,48	2000	TM3	0,8	1,00	-0,40	2	0	2	1600	6	1239	1239	746	0,8	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	
5. РМЦ	III	1	460	561	726	5292	0,14	1000	TM3	0,93	1,00	0,51	1	0	1	500	7	82	82	480	0,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7. Кадмиевое отделение	II	2	693	623	932	7840	0,12	800	TM3	0,8	1,00	-0,08	2	0	2	500	8	400	400	224	0,8	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*	1,4*
8. Электролитный цех	II	2	1491	1189	1907	21952	0,09	630	TM3	0,8	3,00	0,04	3	1	4	500	9,10	579	579	611	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
10. Контейнерный склад	III	1	462	722	857	16934	0,05	250	TM3	0,93	2,00	0,01	1	0	1	500	11	54	54	667	0,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

* в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей в основном технологическом процессе

4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L} + 0,016 \cdot P_{\text{рп}}, \text{ кВ} \quad (4.1.1)$$

где L – длина питающей ГПП линии, км; $P_{\text{рп}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}}, \quad (4.1.2)$$

где $P_{\text{рн/в}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{\text{рв/в}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.; $P_{\text{ро}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП; $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{\text{ом}} = f(m; K_{\text{и а}}) = 0,9, \quad (4.1.3)$$

где m – число графиков из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{\text{рп}} = (10344 + 13616 + 144) \cdot 0,9 + 1460 = 23153 \text{ кВт},$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{9} + 0,016 \cdot 23153 = 85 \text{ кВ}$$

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Для выбора необходимо сравнить два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП находится приближенно по формуле:

$$S_{p\text{ п}} = \sqrt{P_{p\text{ п}}^2 + Q_{э\text{ с}}^2}, \quad (4.1.4)$$

где $Q_{э\text{ с}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{э\text{ с}} = P_{p\text{ п}} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.1.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ находится по таблице 9.

Таблица 9 – $\operatorname{tg}\varphi$ заданный энергосистемой

Напряжение сети, кВ	35	110
$\operatorname{tg}\varphi$	0,27	0,31

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{э\text{ с}} = 23153 \cdot 0,31 = 7177 \text{ квар.} \quad (341.6)$$

для 35 кВ:

$$Q_{э\text{ с}} = 23569 \cdot 0,27 = 6251 \text{ квар.} \quad (4.1.7)$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:
для 110 кВ:

$$S_{p\text{ п}} = \sqrt{23153^2 + 7177^2} = 24240 \text{ кВА.} \quad (4.1.8)$$

для 35 кВ:

$$S_{p\text{ п}} = \sqrt{23153^2 + 6251^2} = 23982 \text{ кВА.} \quad (4.1.9)$$

Реактивную мощность, потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$\Delta Q_{T, ГПП} \approx 0,07 \sqrt{P_P^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.1.10)$$

для 110 кВ:

$$\Delta Q_{T, ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{23153^2 + 7177^2} = 1697 \text{ кВар.}$$

для 35 кВ:

$$\Delta Q_{T, ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{23153^2 + 6251^2} = 1679 \text{ кВар.}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{P_{рп}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.гпп})^2}}{(N_T - 1) \cdot K_{пер. доп. (п/ав)}}, \quad (4.1.11)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов ГПП; $K_{пер. доп. (п/ав)} = 1,3$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Тогда для 110 кВ:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{23153^2 + (7177 - 1697)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 18302 \text{ кВА}$$

для 35 кВ:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{23153^2 + (6251 - 1679)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 18154 \text{ кВА}$$

Для улучшения показателей качества электроэнергии устанавливаем трансформаторы с расщеплённой обмоткой.

Сведем полученные результаты в таблицу 10 и выберем трансформаторы.

Таблица 10 – Выбор трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	35	110
Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар	6251	7177
Полная расчетная нагрузка, кВА	23982	24240
Мощность трансформаторов ГПП, кВА	18154	18302
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДНС-25000/35	ТРДН-25000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	25000	25000
Напряжение на высокой стороне, кВ	36,75	115
Напряжение на низкой стороне, кВ	10,5	11
Потери холостого хода, кВт	18,5	19
Потери короткого замыкания, кВт	115	120
Напряжение короткого замыкания, %	12,7	10,5
Ток холостого хода, %	0,6	0,23
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,48	0,48
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	0,96	0,97

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

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Лист

30

Варианты схем электроснабжения на 110 кВ и 35 кВ представлены соответственно на рисунках 1 и 2.

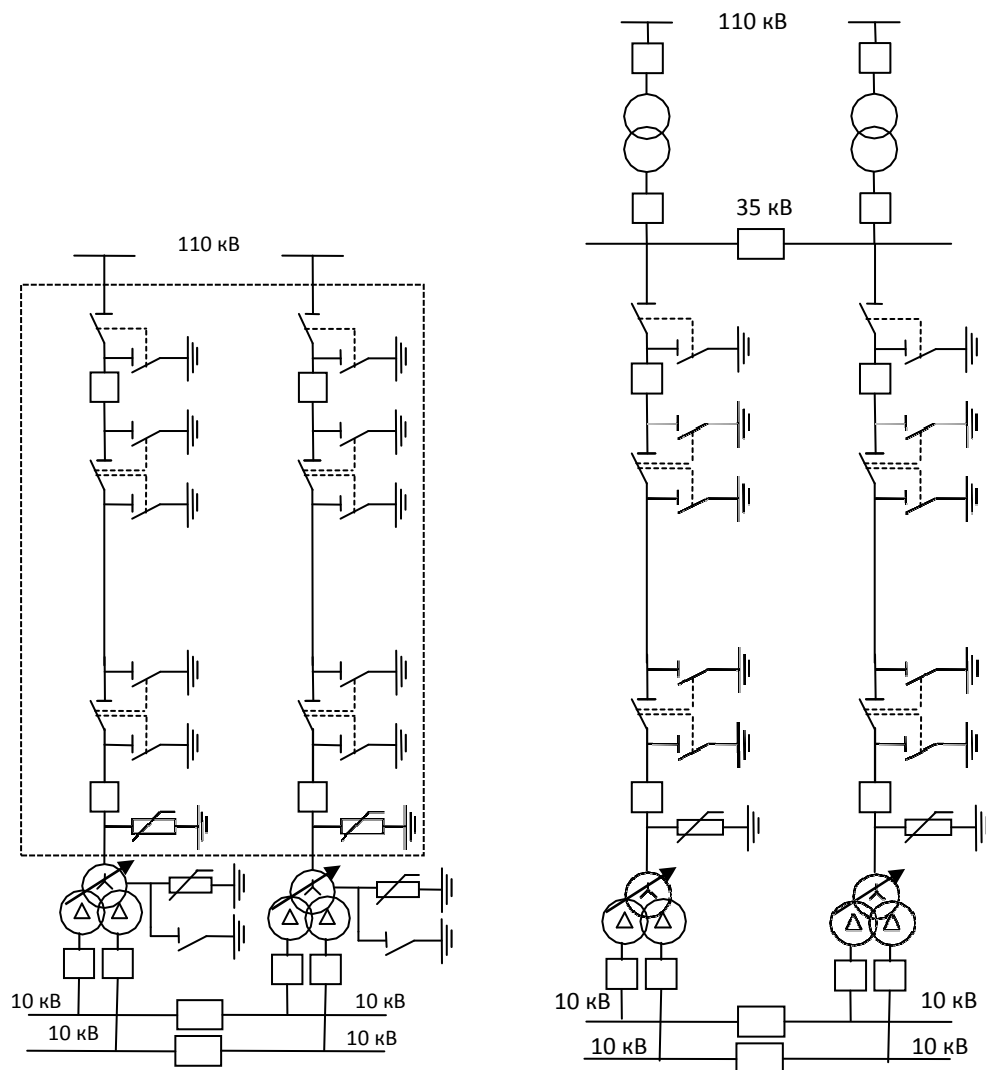


Рисунок 1,2 - Варианты схем внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 и 35 кВ.

4.2 Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решить следующие вопросы (на первом этапе произведем расчеты для 110кВ):

1. Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з\text{т норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (19 + 0,48^2 \cdot 120) = 94 \text{ кВт}, \quad (4.2.1)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{\text{хх}} + K_{\text{з т норм}}^2 \cdot U_{\text{кз}}) = \frac{2 \cdot 25000}{100} \cdot (0,23 + 0,48^2 \cdot 10,5) = 1349 \text{ квар.} \quad (4.2.2)$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{Г}} + K_{\text{з т норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau), \quad (4.2.3)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{М}}^2}{10^4}) \cdot 8760, \quad (4.2.4)$$

где $T_{\text{М}}$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки; $T_{\text{Г}}$ – годовое число часов работы предприятия.

Тогда:

$$\tau = (0,124 + \frac{7000^2}{10^4}) \cdot 8760 = 5948.$$

$$\Delta W_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,48^2 \cdot 120 \cdot 5948) = 668 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

2. Рассчитать линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{р л}} = \sqrt{(P_{\text{р п}} + \Delta P_{\text{Т}})^2 + Q_{\text{э с}}^2} = \sqrt{(23153 + 94)^2 + 7177^2} = 24,3 \text{ МВА.} \quad (4.2.5)$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{\text{р л}} = \frac{S_{\text{р л}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{24330}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 64 \text{ А.} \quad (4.2.6)$$

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

$$I_{\text{п/ав}} = 2 \cdot I_{\text{р л}} = 2 \cdot 64 = 128 \text{ А.} \quad (4.2.7)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}} = \frac{64}{1} = 64 \text{ мм}^2 \quad (4.2.8)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ —экономическая плотность тока, А/мм².

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм², то выбираем провод АС 70/11. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{\text{д доп}} = 265$ А и удельные сопротивления:

$$r_0 = 0,428 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad \text{и} \quad x_0 = 0,444 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д доп}} = 265 \text{ А} > I_{\text{п/ав}} = 128 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{л}} &= n \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 64^2 \cdot 0,428 \cdot 9 \cdot 5948) \\ &= 560 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (4.2.9)$$

3. Рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 3.

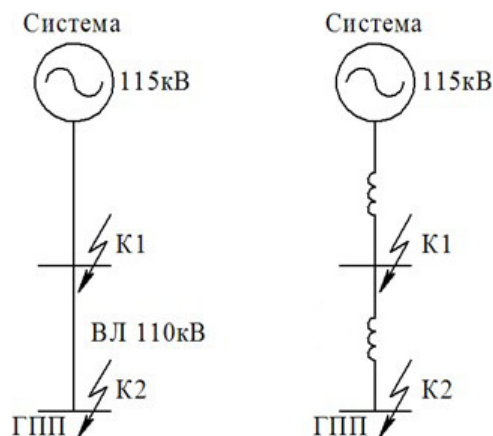


Рисунок 3 - Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_{\text{с}} = 3000$ МВА и базисной мощности $S_{\text{б}} = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где

рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_6 = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_{КЗ К1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{3000 \text{ МВА}} = 0,33 \quad (4.2.10)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,444 \cdot 9 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,3 \quad (4.2.11)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п |0| К1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 15 \text{ кА.} \quad (4.2.12)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y К1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п |0| К1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 15 \text{ кА} = 36,2 \text{ кА.}$$

где K_y – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{п |0| К2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,33 + 0,3)} = 7,9 \text{ кА.} \quad (3.2.13)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y К2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п |0| К2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20 \text{ кА.} \quad (4.2.14)$$

4. Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) по номинальному току: $I_{раб \max} \leq I_{ном}$

где $I_{раб \max}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{\text{п}|0|} \leq I_{\text{дин}}$

- ассиметричному: $i_{y \text{ max}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{п}|0|} \leq I_{\text{дин max}} = \sqrt{2} \cdot \bar{K}_y \cdot I_{\text{дин}}$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{\text{п t}} \leq I_{\text{откл}}$

- ассиметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{норм}}}{100}\right)$

где $\beta_{\text{норм}}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$W_k = I_{\text{н t}}^2 \cdot (t_z + t_b + T_a) \leq W_{\text{к доп}} = I_{\text{тф}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

где $t_z = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; t_b – собственное время отключения выключателя по каталогу; T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

4.1 Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110П-40/2500 УХЛ1. Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ТПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.} \quad (4.2.15)$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{z \text{ min}} + t_{c \text{ в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (4.2.16)$$

где $t_{z \text{ min}}$ – минимальное время срабатывания защиты; $t_{c \text{ в}}$ – собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}|0|} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 15 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,7 \text{ кА.} \quad (4.2.17)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \text{ кА} \\ = 22,6 \text{ кА.} \quad (4.2.18)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п0к1}}^2 \cdot (t_{\text{з}} + t_{\text{с в}} + T_{\text{а}}) = 15^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,03) \\ = 17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,} \quad (4.2.19)$$

$$W_{\text{к доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (4.2.20)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя; $t_{\text{тер}}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Параметры аппарата	Данные установк и	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	128	2500
Номинальный ток отключения, кА	15	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	36,2	102
Тепловой импульс, кА ² · с	17	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

4.2 Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

а) номинальному напряжению: $U_{\text{с}} \leq U_{\text{ном}}$

б) номинальному длительному току: $I_{\text{раб утяж}} \leq I_{\text{ном}}$

в) электродинамической стойкости: $i_{\text{у max}} \leq I_{\text{дин}}$

г) термической стойкости: $W_{\text{к}} \leq W_{\text{к доп}}$

К установке намечаем разъединители типа РДЗ 2-110/1000 УХЛ1.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	128	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	36,2	80
Тепловой импульс, кА ² · с	17	2976

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

4.3 Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110/73 УХЛ1 с $U_{ном} = 110$ кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений. ОПН-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

5. Определить технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\sum} = E_{н\sum} \cdot K_{\sum} + C_{\text{э}} + Y, \quad (4.2.21)$$

где $E_{н\sum}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_n=0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,193; K_{\sum} – сумма капитальных затрат i – й группы одинаковых элементов. Определяется по прейскурантам; $C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{л}}) \cdot C_0, \quad (4.2.22)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.2.23)$$

где $\alpha = 1234,3 \cdot 12 = 14811,6$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа; $\beta = 1,457$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K_M = \frac{\Delta P^{\text{э}}}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P^{\text{э}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ - поправочный коэффициент, приближенно равный 1,03 для сетей напряжением 110 кВ и выше.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,03 \cdot \left(\frac{14811,6 \cdot 1}{2742,2} + 1,457 \right) = 7,06 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C = (668 \cdot 10^3 + 560 \cdot 10^3) \cdot 7,06 = 4974 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\text{г}} = 8258 + 4974 = 13232 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты в таблицу 13.

Таблица 13 – Технико-экономические показатели схемы на 110кВ

№	Наименование оборудования, тип	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
						Итого	Затраты, тыс.руб.		
1	Трансформатор силовой	шт	2	13500	27000	0,193	5211	668380	2 717
	ТРДН 25000/110 УХЛ1								
2	ВЛ 110 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах	км	9	1150	10350	0,152	1573	560426	2 256
	АС-70/11								
3	Выключатель	шт	4	1574	6296	0,193	1215	-	-
	ВЭБ-УЭТМ-110П-40/2500 УХЛ1								
4	Разъединитель	3 полюса с приводом	6	180	1080	0,193	208	-	-
	РДЗ-2-110/1000 УХЛ1								
5	ОПН	шт	6	19	114	0,193	22	-	-
	ОПНп-110/73 УХЛ1								
6	ОПН	шт	2	19	38	0,193	7	-	-
	ОПНн-110/56 УХЛ1								
7	ЗОН-110 УХЛ1	полюс	2	55	110	0,193	21	-	-
ИТОГО					44878		8258	1228806	4974

Произведем аналогичный расчет для схемы с напряжением 35 кВ.

1. Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (18,5 + 0,48^2 \cdot 115) = 90 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T\ ном}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot U_{кз}) = \frac{2 \cdot 25000}{100} \cdot (0,6 + 0,48^2 \cdot 12,7) = 1761 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_T &= n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) = \\ &= 2 \cdot (18,5 \cdot 8760 + 0,48^2 \cdot 115 \cdot 5948) = 639 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \end{aligned}$$

2. Рассчитаем линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p\text{ л}} = \sqrt{(P_{p\text{ н}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эс}}^2} = \sqrt{(23153 + 90)^2 + 6251^2} = 24,1 \text{ МВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 35 кВ:

$$I_{p\text{ л}} = \frac{S_{p\text{ л}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{24069}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 198,5 \text{ А.}$$

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

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p\text{ л}} = 2 \cdot 198,5 = 397 \text{ А.}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p\text{ л}}}{j_{\text{э}}} = \frac{198,5}{1} = 198,5 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод АС-185/29. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{д\text{ доп}} = 510 \text{ А}$ и удельные сопротивления

$$r_0 = 0,162 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,413 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д\text{ доп}} = 510 \text{ А} > I_{п/ав} = 397 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{л}} &= n \cdot (3 \cdot I^2 \cdot r \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 198,5^2 \cdot 0,162 \cdot 9 \cdot 5948) \\ &= 2050,5 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} \end{aligned}$$

3. Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 4.

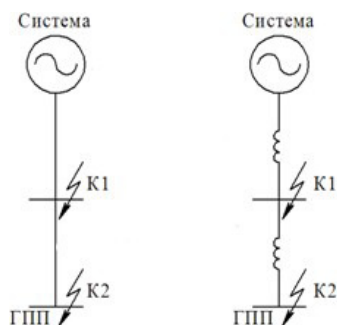


Рисунок – 4 Схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 600$ МВА и базисной мощности $S_б = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_б = 37$ кВ.

Сопротивление до точки К1 в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз\ К1}} = \frac{1000 \text{ МВА}}{600 \text{ МВА}} = 1,67.$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2} = \frac{0,4 \cdot 9 \cdot 1000 \cdot 10^6}{37^2 \cdot 10^6} = 2,72.$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п|0|\ К1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot x_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1,67} = 9,36 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\ К1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|\ К1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 9,36 = 22,5 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{п|0|\ К2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1,67 + 2,72)} = 3,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\ K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п\ 0\ K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,6 = 9 \text{ кА.}$$

4. Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП и в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы выключатели типа ВГБЭ–УЭТМ-35–12,5/630 УХЛ1. Это элегазовый баковый выключатель.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{1,4 S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577 \text{ А.}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{z\ \text{min}} + t_{c\ \text{в}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

где $t_{z\ \text{min}}$ - минимальное время срабатывания защиты; $t_{c\ \text{в}}$ - собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\ \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п\ 0\ K1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,36 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,025}} = 1,8 \text{ кА}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a\ \text{норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл\ ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 12,5 \text{ кА} = 5,65 \text{ кА}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{п\ 0\ K1}^2 \cdot (t_{z} + t_{c\ \text{в}} + T_a) = 9,36^2 \cdot (0,01 + 0,04 + 0,025) = 6,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$W_{\text{к доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчетные и каталожные данные выключателя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	577	630
Номинальный ток отключения, кА	9,36	12,5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	22,5	35
Тепловой импульс, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	6,6	468,8

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

Выбираем разъединители:

К установке намечаем разъединители типа РДЗ-2-35/1000 УХЛ1.
Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

Параметры аппарата	Данные Установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный длительный ток, А	577	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	22,5	63
Тепловой импульс, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	6,6	1875

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям.

Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений на вводе устанавливаем ограничители перенапряжений ОПНп – 35/(36-42) УХЛ1 с $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, они предназначены для защиты трансформаторов от коммутационных перенапряжений.

5. Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,02 \cdot \left(\frac{14811,6 \cdot 1}{2742,2} + 1,457 \right) = 7 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

					13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C = (639 \cdot 10^3 + 2050,5 \cdot 10^3) \cdot 7 = 10828 \text{ тыс. руб.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Годовые приведенные затраты:

$$Z_{\text{г}} = 5293 + 10828 = 16121 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты экономических показателей в таблицу 16.

Таблица 16 – Техничко-экономические показатели схемы на 35кВ

№	Наименование оборудования, тип	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, руб.		Затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
						Итого	о.с.			
1	Трансформатор силовой	Шт.	2	8000	16000	0,193	3088	638836	2 572	
	ТРДНС 25000/35 УХЛ1									
2	ВЛ 35 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах	км	6	1180	10620	0,152	1614	2050505	8 256	
	АС-185/29									
3	Выключатель	Шт.	4	600	2400	0,193	463	-	-	
	ВГБ-УЭТМ-35-12,5/630 УХЛ1									
4	Разъединитель	3 полюса с приводом	6	100	600	0,193	116	-	-	
	РДЗ-2-35/1000 УХЛ1									
5	ОПН	Шт.	6	10	60	0,193	12	-	-	
	ОПНп-35/(36-42) УХЛ1									
ИТОГО					29680		5293	2689341	10828	

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Сравнение технико-экономических показателей

Вариант	K_{Σ} , тыс. руб.	$E_{н \Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, тыс. руб.	ΔW_{Σ} , кВт·ч.	C_{Σ} , тыс. руб.	$Z_{г \Sigma}$, тыс. руб.
35 кВ	29 680	5 293	2 689 341	10 828	16 121
110 кВ	44 878	8 258	1 228 806	4 974	13 232

Таким образом, выбираем вариант схемы с напряжением 110 кВ, так как в нашем случае вариант на 35 кВ дороже на 21,8% варианта на 110 кВ, и согласно ПУЭ в таких случаях следует отдавать предпочтение варианту 110 кВ.

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

Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

В задании на курсовую работу сказано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, значит, внутреннее электроснабжение предприятия будем осуществлять напряжением 10 кВ.

Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В данной работе электроснабжение цеховых ТП будем осуществлять по радиально-магистральной схеме.

Схема представлена на рисунке 5.

Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т. д.

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки. По условиям задания на курсовую работу примем марку кабеля ААШп.

Расшифровка кабеля ААШп:

А - Алюминиевая токопроводящая жила;

А - Алюминиевая оболочка;

Шп - Защитный покров в виде шланга из полиэтилена.

Расчет питающих линий

Методика расчета сечений КЛ [2]:

Сечение кабелей напряжение 6...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, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

										Лист
										46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p \text{ кл}} = \frac{S_{p \text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.4.1)$$

где $S_{p \text{ кл}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p \text{ кл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.4.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока[5], зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{p \text{ кл}}}{n_{\text{кл}}}, \quad (5.4.3)$$

где $k_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей[5]; $k_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды[5], в которой прокладывается кабель; $n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot I_{p \text{ кл}}}{n_{\text{к}}}, \quad (5.4.4)$$

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (5.4.5)$$

где $P_{\text{р}}, Q_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки; x_0, r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 18.

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

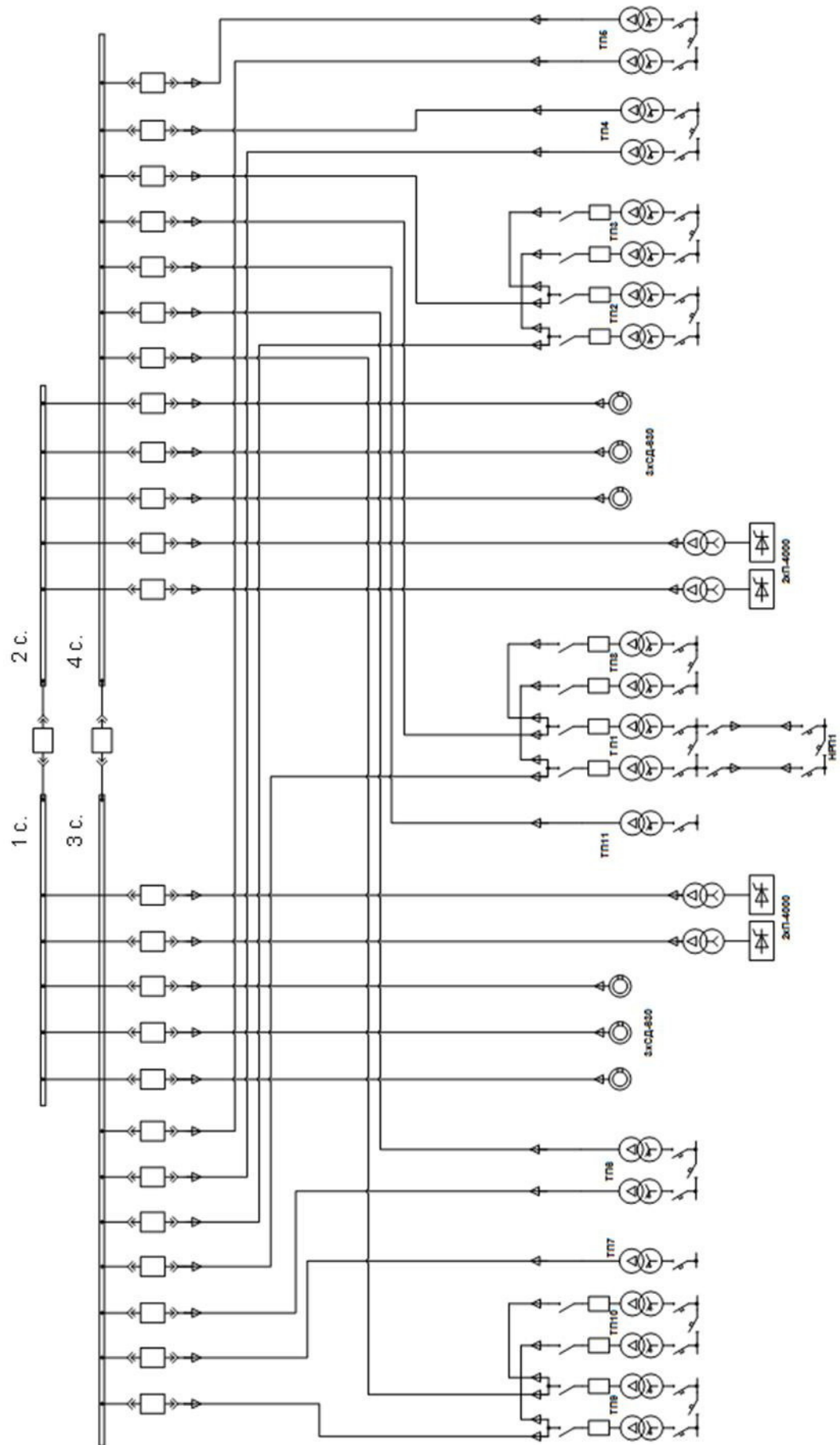


Рисунок 5 - Схема внутренней электрической сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Лист

48

Таблица 18 - Расчет сечений КЛ

Конечные пункты КЛ	Р, кВт	Q, квар	S _р , кВА	I _{ск} , А	I _р , мм ²	I _{ср} , мм ²	Тип кабеля	дк	Способ прокладки	Нагрузка, А		U _{оп} , А	Кл. о.с.	U _{оп} , А	Кл. о.с.	I _{доп} , А	Кав. о.с.	I _{ав} , А	I _н , км	I _о , (А)/км	X _о , (Ω)/км	ΔU, %
										норм реж.	п/а реж.											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Кабельные линии 10кВ																						
ГПП - ПП1	997	306	1043	57	48	50	ААШп	1	д/лоток	57	115	105	1	1,05	110	1,25	138	0,110	0,620	0,090	0,07	
ТП1-ТП8	352	229	419	23	19	16	ААШп	1	д/лоток	23	46	46	1	1,05	48	1,25	60	0,167	1,940	0,113	0,12	
ГПП - ПП2	1335	1005	1671	92	77	95	ААШп	1	д/лоток	92	184	155	1	1,05	163	1,25	203	0,216	0,326	0,083	0,11	
ТП2 - ПП3	667	502	835	46	38	35	ААШп	1	лоток	46	92	80	1	1,05	84	1,25	105	0,083	0,890	0,095	0,05	
ГПП - ПП4	495	449	668	37	31	25	ААШп	1	транш	37	73	90	0,75	1,11	75	1,2	90	0,450	1,240	0,099	0,30	
ГПП - ПП5	637	144	653	36	30	25	ААШп	1	транш	36	72	90	0,75	1,11	75	1,2	90	0,466	1,240	0,099	0,38	
ГПП - ПП6	1133	697	1330	73	61	70	ААШп	1	транш	73	146	165	0,78	1,11	143	1,2	171	0,266	0,443	0,086	0,15	
ГПП - ПП7	466	117	481	26	22	16	ААШп	1	транш	26	-	75	0,78	1,11	65	-	-	0,293	1,940	0,113	0,27	
ГПП - ПП9	756	347	831	46	38	35	ААШп	1	д/лоток	46	91	80	1	1,05	84	1,25	105	0,150	0,890	0,095	0,11	
ТП9 - ПП10	378	173	416	23	19	16	ААШп	1	лоток	23	46	46	1	1,05	48	1,25	60	0,100	1,940	0,113	0,08	
ГПП - ПП11	468	90	477	26	22	16	ААШп	1	транш	26	-	75	1	1,11	83	-	-	0,140	1,940	0,113	0,13	
ГПП-С.Дх630кВг	459	-312	555	31	25	16	ААШп	1	транш	31	-	75	0,75	1,11	62	-	-	0,067	1,940	0,113	0,06	
ГПП-Пх400кВг	2716	2100	3433	189	157	150	ААШп	1	транш	189	-	275	0,8	1,11	244	-	-	0,226	0,206	0,079	0,16	
Кабельные линии 0,4кВ																						
ТП1 - НРП1	54	42	68	98	-	95	ААШп	1	д/лоток	98	196	165	1	1,05	173	1,25	217	0,083	0,326	0,060	1,04	

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Достаточно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать неизменной во времени:

$$I_k = I_{п0} = I_{пн} \quad (6.1)$$

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему (рисунок 6).

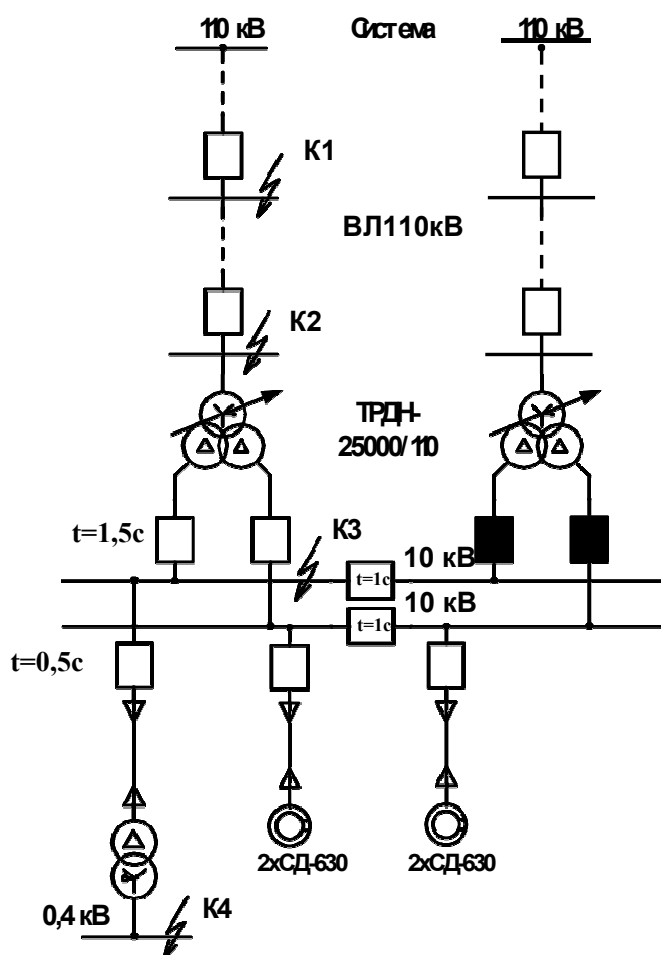


Рисунок 6 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в распределительном устройстве 6 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. В этом случае все синхронные двигатели будут влиять на величину тока КЗ.

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные к двум секциям. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 6 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6) составляется схема замещения (рисунок 7).

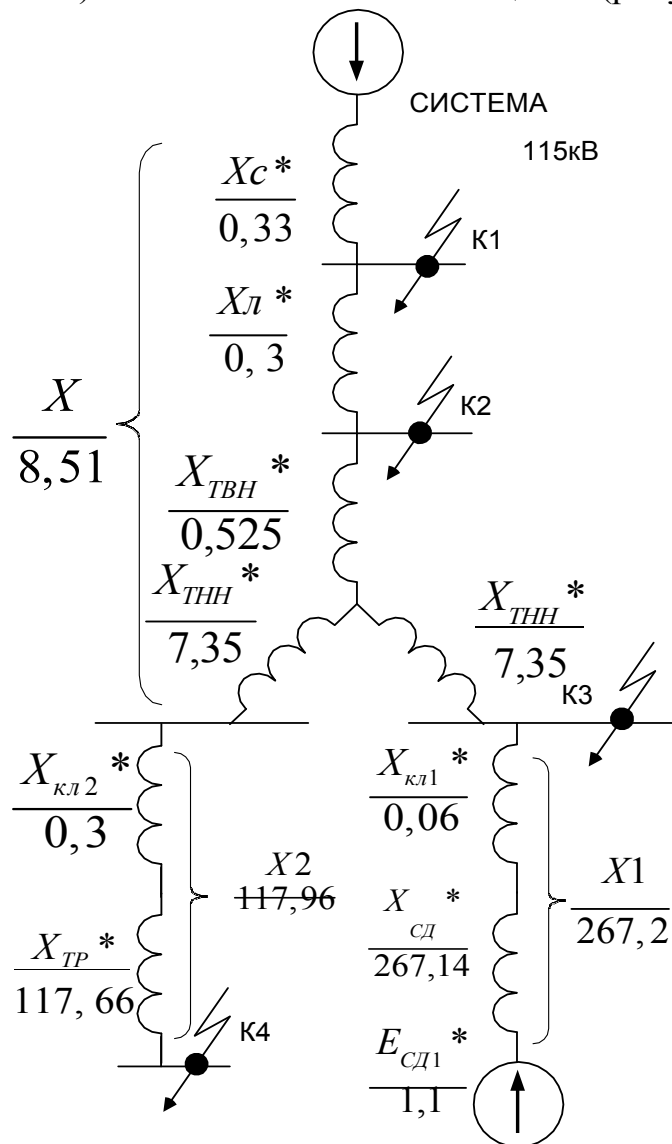


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 1000$ МВА и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание. Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

Сопротивление системы:

$$X_{с*} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{3000} = 0,33. \quad (6.2)$$

Сопротивление линии:

$$X_{вл*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,444 \cdot 9 \cdot 1000}{115^2} = 0,3. \quad (6.3)$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{ТВН*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ГПП}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 0,525, \quad (6.4)$$

$$X_{ТНН1,2*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6 \cdot K_p}{S_{НОМ ГПП} \cdot 2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 3,5}{25 \cdot 2} = 7,35. \quad (6.5)$$

Сопротивление кабельной линий ГПП-СДх630:

$$X_{кл1*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,113 \cdot 0,067 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,06. \quad (6.6)$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП11:

$$X_{кл2*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,113 \cdot 0,293 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,3.$$

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП7 (ТМЗ-500):

$$Z_{Т*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ТП}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{0,5} = 120. \quad (6.7)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{Т*} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ ТП}} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ТП}} = \frac{0,0059}{0,5} \cdot \frac{1000}{0,5} = 23,6. \quad (6.8)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T^*} = \sqrt{Z_{T^*}^2 - R_{T^*}^2} = \sqrt{120^2 - 23,6^2} = 117,66. \quad (6.9)$$

Сверхпереходное сопротивление СДх630:

$$X_{сд}^* = X''_d \cdot \frac{S_6}{P_{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 267,14. \quad (6.10)$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках К1 и К2 были определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия (раздел 5.2).

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₃ приведем схему замещения (рисунок 7) к виду рисунка 8.

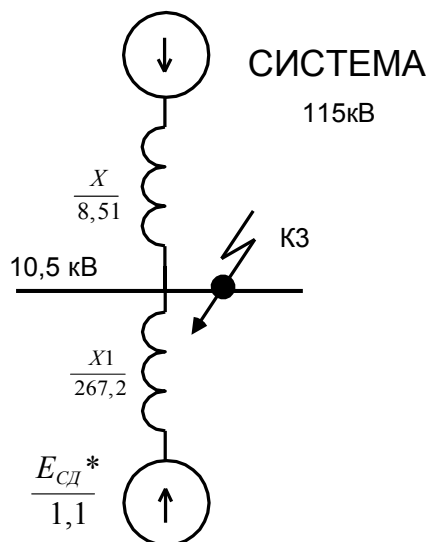


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{КЗ п |0|}^{(3)} = 6 \cdot \frac{E_{сд}^*}{X_1} + \frac{E_c}{X} = 6 \cdot \frac{1,1}{267,2} + \frac{1}{8,51} = 0,14. \quad (6.11)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{КЗ п |0|}^{(3)} = I_{КЗ п |0|}^{(3)} \cdot I_6 = I_{КЗ п |0|}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,14 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 7,7 \text{ кА}. \quad (6.12)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К₃:

$$i_{a \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п |0|}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,7 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 10 \text{ кА} \quad (6.13)$$

где $T_a = 0,12$ с для данной ступени СЭС, $\tau = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п |0|}}^{(3)} + i_{a \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 7,7 + 10 = 21 \text{ кА} \quad (6.14)$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_4 приведем схему замещения рисунок 7 к виду рисунка 9.

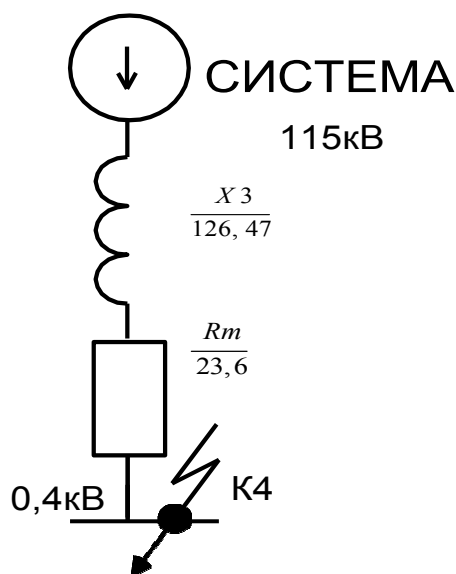


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке K_4

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п |0|}*}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} = \frac{1}{126,47} = 0,0079 \quad (6.15)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п |0|}}^{(3)} = I_{\text{К4 п |0|}*}^{(3)} \cdot I_6 = 0,0079 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 11,4 \text{ кА} \quad (6.16)$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 19.

						13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			54

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Токи, кА		$S_{кз ст} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{п 0 }$, МВА
		$I_{п 0 }$	i_y	
К1	115	15	36,2	3008
К2	115	7,9	20	1574
К3	10,5	7,7	21	140
К4	0,4	11,4	-	8

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{Т СН} = 0,5\% \cdot S_{НОМ Т}, \quad (7.1.1)$$

$$S_{Т СН} = 0,005 \cdot 25000 = 125 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМ – 160/10 подсоединяем между выводом 10 кВ трансформатора и сборными шинами 10 кВ ЗРУ.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН НОРМ} = \frac{0,7 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,2 \text{ А.} \quad (7.1.2)$$

$$I_{Т СН П/АВ} = \frac{1,4 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,3 \text{ А.} \quad (7.1.3)$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-16-12,5 УЗ с номинальным током $I_{НОМ} = 16 \text{ А}$.

Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понизительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Ток нагрузки на секции шин в нормальном режиме:

$$I_{НОРМ} = \frac{K_{з Т НОРМ} \cdot S_{Т ГПП НОРМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 481 \text{ А.} \quad (7.2.1)$$

Ток нагрузки на секции шин в послеаварийном режиме:

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

$$I_{п/ав} = \frac{K_{з\ T\ п/ав} \cdot S_{Т\ ГПП\ ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 962 \text{ А.} \quad (7.2.2)$$

Распределительное устройство 10 кВ на ГПП принимаем комплектным из шкафов серии КУ 10Ц-20 У3, с номинальным током главных цепей ($I_{ном} = 1000\text{А}$). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВР-10;
- трансформаторы тока ТЛК-10;
- трансформаторы напряжения НАМИТ– 10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор типа распределительного устройства 10кВ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ 10Ц-20 У3
$U_c \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{ном} = 10\text{ кВ}$
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 962\text{ А}$	$I_{ном} = 1000\text{ А}$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 21\text{ кА}$	$i_{дин} = 51\text{ кА}$
$B_k \leq B_{к\ доп}$	$B_k = 99\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к\ доп} = 1200\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания K_3 .
Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{з\ мин} + t_{св} + \Delta t_{ммз} = 0,01 + 0,042 + 1, = 1,552 \text{ с.} \quad (7.2.3)$$

Тепловой импульс, выделяемый током K_3 :

$$B_k = I_{п\ 0\ K3}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 7,7^2 \cdot (1,552 + 0,12) = 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (7.2.4)$$

$$B_{к\ доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (7.2.5)$$

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям.

Подробный выбор выключателей на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 21. Секционные выключатели принимаются того же типа, что и вводные.

ВР1-10-20/1000 У2 имеет собственное время отключения не более $t_{св} = 0,042 \text{ с}$.

Амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_n |0| K3 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,7 \cdot e^{-\frac{1,552}{0,12}} = 0,03 \text{ A.} \quad (7.2.6)$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле:

$$i_{a\text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.} \quad (7.2.7)$$

Таблица 21 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВР1 – 10 – 20/1000 У2
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 962 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_n 0 = 7,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a\tau} \leq i_{a\text{ норм}}$	$i_{a\tau} = 0,03 \text{ А}$	$i_{a\text{ норм}} = 11,3 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 21 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{\text{к доп}}$	$B_k = 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к доп}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители в ячейках КРУ типа КУ 10Ц-20 У3 встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВР1 – 10 – 20/1000 У2. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока типа ТЛК-10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000/5 У3
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 962 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 21 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{\text{к доп}}$	$B_k = 99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформаторы тока также проверяют по допустимой нагрузке, при которой гарантируется класс точности. К вторичной обмотке трансформатора тока присоединим следующие приборы: амперметр,

ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии и мощности.

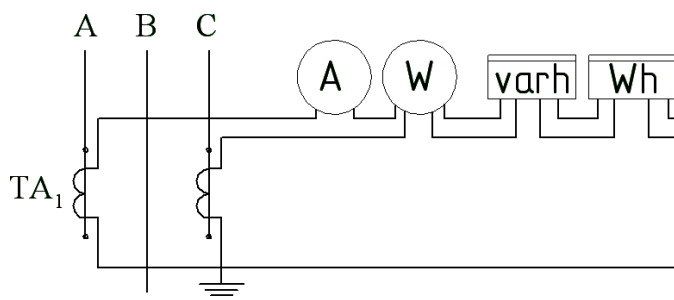


Рисунок 10 - Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 23.

Таблица 23- Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	-	0
Ваттметр	Д – 335	1	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	1	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Из таблицы 23 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (7.2.8)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом}, \quad (7.2.9)$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 6 кВ, $l =$

6 м. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $I_{расч} = \sqrt{3} \cdot I$.

$$q = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{r_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 0,7 \text{ мм}^2, \quad (7.2.10)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 11.

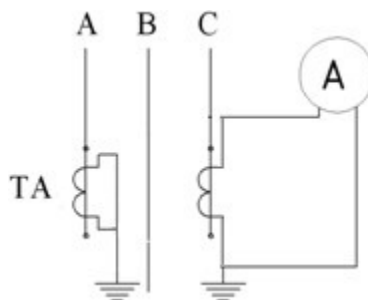


Рисунок 11 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 24.

Таблица 24 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, ВА, фазы		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0	0	0,5
Итого			0	0	0,5

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом},$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,28} = 0,4 \text{ мм}^2,$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Для питания релейной защиты и измерительных приборов, имеющих катушку напряжения, используются трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке трансформатор типа НАМИТ-10-2 УХЛ2, с паспортными данными: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$, работающие в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Перечень необходимых приборов устанавливается согласно [8]. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 25 для секции с большим числом отходящих линий.

Таблица 25 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, варр
Вольтметр	Э - 335	2	1	1	0	2	2	-
Ваттметр	Д - 335	0,5	2	1	0	1	1	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	2,5	3	0,07	0,98	8	4,2	58,8
Итого							7,2	58,8

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{7,2^2 + 58,8^2} = 59,2 \text{ ВА}. \quad (6.2.11)$$

$S_{2ном} = 200 > S_{2\Sigma} = 59,2$ т.е. трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор выключателей и трансформаторов тока для отходящих линий с ГПП

Конечные пункты кабельной линии	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_p, \text{А}$	$I_{утяжк}, \text{А}$	$I_{п 0 }, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП -ТП1	10	57	115	7,7	21,0	ВР0-10-12,5/630 У2	ТЛК-10-150/5-У3
ТП1-ТП8	10	23	46				ТЛК-10-50/5-У3
ГПП -ТП2	10	92	184				ТЛК-10-200/5-У3
ТП2 -ТП3	10	46	92				ТЛК-10-100/5-У3
ГПП -ТП4	10	37	73				ТЛК-10-75/5-У3
ГПП -ТП5	10	36	72				ТЛК-10-75/5-У3
ГПП -ТП6	10	73	146				ТЛК-10-150/5-У3
ГПП -ТП7	10	26	-				ТЛК-10-30/5-У3
ГПП -ТП9	10	46	91				ТЛК-10-100/5-У3
ТП9 -ТП10	10	23	46				ТЛК-10-50/5-У3
ГПП -ТП11	10	26	-				ТЛК-10-30/5-У3
ГПП-СДх630кВт	10	31	-				ТЛК-10-50/5-У3
ГПП-Пх4000кВт	10	189	-				ТЛК-10-200/5-У3

Для кабелей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ.

Произведем проверку сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ по выражению:

$$F_{mc} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C}, \quad (7.3.1)$$

где $C=100$ – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	$I_k, \text{кА}$	$t_{\text{пр}}, \text{с}$	$t_{\text{св}}, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C, \frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$	$F_{\text{тс}}, \text{мм}^2$
ГПП-ТП	7,7	0,5	0,042	0,12	39,25	100	70
ГПП-СД	7,7	0	0,042	0,12	9,60	100	35
ГПП-П	7,7	0	0,042	0,12	9,60	100	35
ТП-ТП	7,7	0,5	0,042	0,12	39,25	100	70

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к $F_{\text{тс}}$. Запишем сечения кабелей с учетом $F_{\text{станд}}$, в таблицу 28.

Таблица 28 – Термически устойчивые сечения кабелей

Конец и начало кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП -ТП1	50	70	ААШп(3х70)
ТП1-ТП8	16	70	ААШп(3х70)
ГПП -ТП4	35	70	ААШп(3х70)
ГПП -ТП5	25	70	ААШп(3х70)
ГПП -ТП7	25	70	ААШп(3х70)
ГПП -ТП9	70	70	ААШп(3х70)
ТП9 -ТП10	16	70	ААШп(3х70)
ГПП -ТП11	35	70	ААШп(3х70)
ГПП-СДх630кВт	16	35	ААШп(3х35)

7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

В цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции: КТП – 500, КТП – 800, КТП – 1000 и КТП – 1600. РУВН КТП комплектуются вакуумными выключателями типа ВР0 10-12,5/630 У2.

Поскольку ТП4, ТП5, ТП6, ТП7 и ТП11 запитаны по радиальной схеме для этих ТП не выбираем вакуумные выключатели для РУВН.

Выбор выключателей, трансформаторов тока напряжением 10 кВ в РУВН КТП приведен в таблице 29.

Таблица 29 Выбор выключателей и тр-ров тока в РУВН КТП

№ ТП	U _{ном} , кВ	I _p , А	I _{утяж} , А	I _{п 0} , кА	i _y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП1	10	36	71	7,7	21,0	ВР0-10-12,5/630 У2	ТЛК-10-75/5-У3
ТП2	10	46	92				ТЛК-10-100/5-У3
ТП3	10	46	92				ТЛК-10-100/5-У3
ТП8	10	23	46				ТЛК-10-50/5-У3
ТП9	10	23	46				ТЛК-10-50/5-У3
ТП10	10	23	46				ТЛК-10-50/5-У3

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведем в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор автоматического выключателя и типа НРП

№ НРП	Место установки выключателя	I _p , А	I _{утяж} , А	Тип выключателя	Тип НРП
НРП1	Вводной	98	196	ВА57-35; I _{ном} = 200 А; I _{откл} = 40 кА	ГРЩ-250 У3; I _{ном} = 250 А

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТРДН – 25000/110 мощностью по 25 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин.

К секциям сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели, преобразователи и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности приведена на рисунке 12.

В таблице 31 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{T \text{ ном } i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{Tр i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{л i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

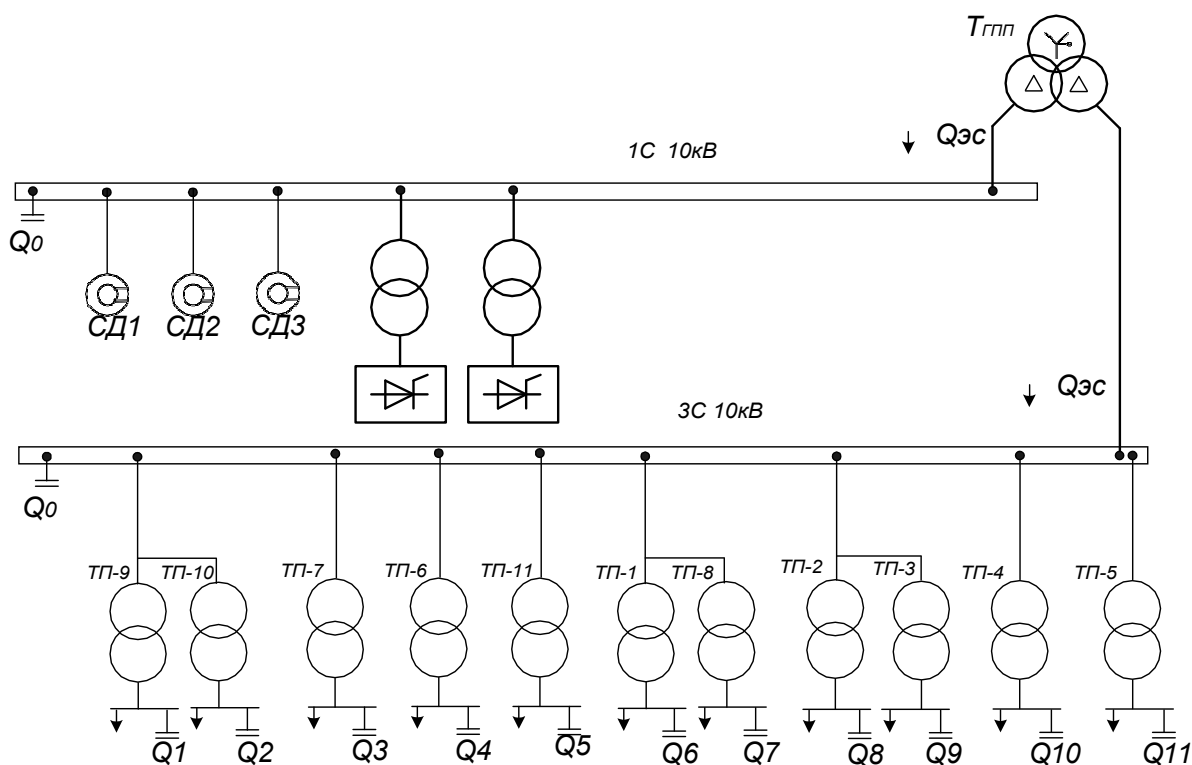


Рисунок - 12 Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 31 – Исходные данные схемы электроснабжения

ТП	Стн, кВА	Q _{1i} , квар	ΔQ _{тi} , квар	R _{тi} , Ом	R _{лi} , Ом
ТП1	800	44	35	1,309	0,049
ТП2	1000	455	47	1,191	0,096
ТП3	1000	455	47	1,191	0,037
ТП4	800	415	35	1,309	0,199
ТП5	800	109	35	1,309	0,207
ТП6	1600	620	77	0,646	0,118
ТП7	500	82	36	2,602	0,130
ТП8	500	200	29	2,602	0,074
ТП9	500	145	29	2,602	0,066
ТП10	500	145	29	2,602	0,044
ТП11	500	54	35	2,602	0,062
ИТОГО		2 723	432		

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном Т}^2}, \quad (8.1.1)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, $S_{ном Т}$ – номинальная мощность трансформатора, $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{л} = \frac{R_0 \cdot L}{n_{л}}, \quad (8.1.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км, L – длина линии, км, $n_{л}$ – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 32, где обозначено:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя; $P_{ном сд i}$ и $Q_{ном сд i}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; n_i – число оборотов СД; D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 32 – Справочные и исходные данные СД

Обозначение в схеме	$U_{ном}$, кВ	$P_{ном сд i}$, кВт	$Q_{ном сд i}$, квар	n , шт	n_i ,	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
					об/мин		
СД	10	630	320	6	3000	2,07	3,44

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta_{сд} = 0,95$.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд\ м\ i} = \alpha_{м\ i} \cdot N_i \cdot S_{сд\ i} \\ = \alpha_{м\ i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{ном\ сд\ i}^2 + Q_{ном\ сд\ i}^2}, \quad (8.1.3)$$

$$Q_{сд\ м} = 0,55 \cdot 6 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 2331,8 \text{ квар},$$

где $\alpha_{м\ i} = 0,55$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\cos \varphi_{ном} = 0,85$.

Определение удельной стоимости потерь активной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \tau \cdot \beta), \quad (8.2.1)$$

$$C_0 = 1,11 \cdot (14811,6 \cdot 1 + 5948 \cdot 1,457) = 26060 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год},$$

где: $\alpha = 1234,3 \cdot 12 = 14811,6$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа; $\beta = 1,457$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K_m = \frac{\Delta P^э}{\Delta P_m} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P^э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_m активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{г\ кн} = E \cdot K_{нбк} + C_0 \cdot \Delta P_{нбк}, \quad (8.3.1)$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223; $K_{нбк}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК, $\Delta P_{нбк}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

$$Z_{г\ кн} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,18 + 26060 \cdot 4 = 50213 \frac{\text{руб}}{\text{Мва} \cdot \text{р}}$$

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР				

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{Г\text{ кв}} = E \cdot K_{\text{кв}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{кв}} \quad (8.3.2)$$

$$Z_{Г\text{ кв}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,18 + 26060 \cdot 2 = 253107 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1\text{ Г сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{ном сд } i}}, \quad (8.3.3)$$

$$Z_{1\text{ Г сд}} = 26060 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 168576 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2\text{ Г сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{ном сд } i}^2}, \quad (8.3.4)$$

$$Z_{2\text{ Г сд}} = 26060 \cdot \frac{3,44}{6 \cdot 0,32^2} = 145910 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:



Рисунок 13 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$R_{\Sigma 1} = R_1 = R_{л1} + R_{тр1} \quad (8.4.1)$$

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

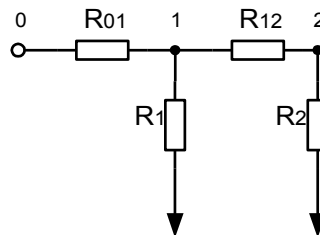


Рисунок 14 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тр1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тр2}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тр1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (8.4.2)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot R_1 \quad (8.4.3)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) \quad (8.4.4)$$

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

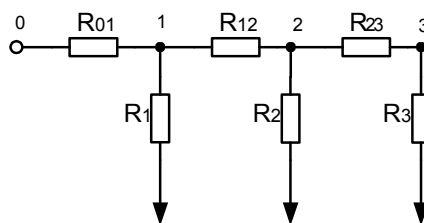


Рисунок 15 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$R_{01} = R_{л1}; \quad R_1 = R_{тр1}; \quad R_{12} = R_{л2}; \quad R_2 = R_{тр2}; \quad R_{23} = R_{л3}; \quad R_3 = R_{тр3}$$

Эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тр2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} \quad (8.4.5)$$

$$\frac{1}{R_{тр1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{тр2}} \quad (8.4.6)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot R_1 \quad (8.4.7)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot R_2 \quad (8.4.8)$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тр}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тр}2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) \quad (8.4.9)$$

8.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{mi} + \frac{Z}{R_{\text{э}i}} \quad (8.5.1)$$

$$Z = \frac{\text{где } 3_{2кв} - 3_{2кн}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{253107 - 506213}{2 \cdot 10 \cdot 26060} = -0,49 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} \quad (8.5.2)$$

$$a = \frac{1000}{U_{\text{ном}}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2} \quad (8.5.3)$$

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 33.

					13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Таблица 33 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установ ки БК	R _{эi} , Ом	Q _{си} , Мвар		Q _{ки} , квар	Q _{ки+} Q _{си} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сти} , квар
		Расчет -ное	Приня -тое				
ТП1	1,358	-0,280	0,000	452	452	КРМ-0,4-450-45 У3	450
ТП2	1,287	0,125	0,125	58	183	КРМ-0,4-180-15 У3	180
ТП3	1,326	0,136	0,136	58	194	КРМ-0,4-200-15 У3	200
ТП4	1,508	0,127	0,127	19	146	КРМ-0,4-150-15 У3	150
ТП5	1,516	-0,177	0,000	535	535	КРМ-0,4-525-52,5 У3	525
ТП6	0,764	0,061	0,061	373	434	КРМ-0,4-450-45 У3	450
ТП7	2,732	-0,060	0,000	480	480	КРМ-0,4-525-52,5 У3	525
ТП8	2,775	0,054	0,054	112	166	КРМ-0,4-180-15 У3	180
ТП9	2,668	-0,008	0,000	306	306	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП10	2,714	-0,005	0,000	306	306	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП11	2,664	-0,093	0,000	667	667	КРМ-0,4-675-67,5 У3	675
ИТОГО	-	-	0,503	3363	3866	-	3935

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{3_{гкв} - 3_{1гсд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эсд}}, \quad (8.5.4)$$

где $R_{эсд}$ – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{эсд} = \frac{R_{лсд1}}{n} + \frac{3_{2гсд}}{a \cdot C_0}, \quad (8.5.5)$$

$$R_{эсд} = \frac{0,89 \cdot 0,067}{6} + \frac{145910}{10 \cdot 26060} = 0,57,$$

$$Q_{сд} = \frac{253107 - 168576}{2 \cdot 10 \cdot 26060 \cdot 0,57} = 0,285 \text{ Мвар} < Q_{сдм} = 2,33 \text{ Мвар}.$$

8.6 Определение мощности высоковольтной БК

Производится из условия баланса реактивных мощностей на секциях 10 кВ ГПП:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_0 = \frac{\Delta Q_{тгпп}}{4} + \frac{Q_{в-}}{2} - \frac{Q_{эс1}}{4} - \frac{Q_{сд}}{2}. \quad (8.6.1)$$

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_0 = \frac{\sum_1^{11} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti})}{4} + \frac{\Delta Q_{T \text{ ГПП}}}{4} + Q_{ki} - \sum_1^{11} Q_{ci} - Q_{эс1} \quad (7.6.2)$$

где $Q_{эс1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сдм}, \quad (8.6.3 - 8.6.4)$$

где α_1 – расчетный коэффициент равный 0,31; P_p и Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; $K_{нр}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,9; $Q_{сд}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

Расчетная реактивная нагрузки всего завода:

$$Q_p = 2 \cdot \left(\sum_1^{11} (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) \right) + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} + Q_{в} = 2 \cdot (2723 + 432) + 1349 + 8400 = 16059 \text{ квар.} \quad (8.6.5)$$

$$Q'_{эс} = 0,31 \cdot 23153 = 7177 \text{ квар,}$$

$$Q''_{эс} = 16059 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 2331,8 = 14245 \text{ квар.}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q'_{эс} = 7306$ квар.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_э$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_э = \frac{Q'_{эс}}{P_p} = \frac{7177}{23153} = 0,31.$$

Найдем реактивные мощности на секциях:

-для 1, 2С 10кВ:

$$Q_0 = \frac{1349}{4} + \frac{8400}{2} - \frac{7177}{4} - \frac{285}{2} = 2600,5 \text{ квар.}$$

Установим на 1, 2С 10кВ по УКРМ-10,5-2700 УЗ

						13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			72

-для 3, 4С 10кВ:

$$Q_0 = 2723 + 432 + \frac{1349}{4} + 3363 - 3935 - \frac{7177}{4} = 1126 \text{ квар.}$$

Установим на 3, 4С 10кВ по УКРМ-10,5-1350 УЗ

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $tg\varphi$ на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{эс1}$, поступающей из энергосистемы):

$$tg\varphi_p = \frac{Q_p + 2 \cdot (\sum_1^{11} Q_{кi}) - (2 \cdot (\sum_1^{11} Q_{стнi} + \sum_1^4 Q_{ствi}) + \sum_1^6 Q_{сдi})}{P_p} =$$
$$= \frac{14245 + 2 \cdot 3363 - (2 \cdot 3935 + 2 \cdot 2700 + 2 \cdot 1350 + 285)}{23153} = 0,2$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_1^6 (Q_{сдми} - Q_{сди})}{Q_p} \cdot 100\% = \frac{2331,8 - 285}{16059} \cdot 100\% = 13$$

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предприятии присутствуют электроприемники, вносящие искажения в напряжение питающей сети, поэтому произведем оценку качества электроэнергии. Так как у нас присутствуют двигатели СД 6х630кВт, то произведем расчет по нахождению величины просадки напряжения. Запустим СД 630 кВт.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям.

Определим расчетную пусковую мощность СД:

$$S_n = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_n}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{0,63 \cdot 5,6}{0,9 \cdot 0,85} = 4,6 \text{ МВА}, \quad (9.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ЭД, МВт; K_n – кратность пускового тока; $\cos\varphi$, η – номинальные параметры ЭД.

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки». К секции 10кВ подключены: 2хСД-630кВт, 2хП-4000кВт их полные расчетные мощности приведены в таблице 3 при расчете электрических нагрузок по заводу.

Суммарная пусковая нагрузка:

$$S_{\text{п.н.}} = \frac{13733}{2} + (3329/6) \cdot 2 = 7976 \text{ кВА}.$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{п.э.}} = S_n + S_{\text{п.н.}} = 7,976 + 4,6 = 12,6 \text{ МВА}. \quad (9.2)$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{\text{н.э.}} = \frac{S_6 \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{п.э.}} \cdot U_6^2} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{12,6 \cdot 10,5^2} = 79. \quad (9.3)$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{\text{н.э.}}}{X_c + X_{\text{н.э.}}} = 10,5 \cdot \frac{79}{8,51 + 79} = 9,5 \text{ кВ}, \quad (9.4)$$

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где U_c – напряжение питающей сети, кВ; X_c – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД, $X_c=8,51$ - его определяли ранее в пункте 5 при расчетах токов КЗ.

Просадка напряжения:

$$\Delta U = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 9,5}{9,5} \cdot 100\% = 10,5\%. \quad (9.5)$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$$

Следовательно, провалы напряжения в сети 10кВ при прямом пуске синхронного электродвигателя 630 кВт незначительно выходят за рамки допустимых значений.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1 Расчет защиты силового трансформатора ТРДН-25000/110

Согласно ПУЭ для трансформаторов общего назначения должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах,
- межвитковых замыканий на землю,
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой,
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаем следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания,
 - МТЗ без выдержки времени как резервная от внешних многофазных коротких замыканий,
 - защита от перегруза,
 - газовая защита.

10.2 Продольная дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени.

Защита выполняется с помощью дифференциального реле. Расчет токов ТТ приведён в таблице 34

Таблица 34 – Расчет токов для выбора ТТ

Определяемые величины	Числовые значения для сторон	
	ВН	НН ₁ и НН ₂
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} =$ $= \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 131$	$I_{НОМ.НН} = \frac{S_{Т1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} =$ $= \frac{25 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 722$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{МАХ.РАБ.ВН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= 1,4 \cdot 131 = 183$	$I_{МАХ.РАБ.НН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.НН} =$ $= 1,4 \cdot 722 = 1011$
Схема соединения трансформаторов тока	Треугольник	Звезда
Коэффициент схемы	$K_{СХ} = \sqrt{3}$	$K_{СХ} = 1$
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$I_{МАХ.} = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= \sqrt{3} \cdot 131 = 227$	
Тип трансформатора тока	ТВ-110 $I_2 = 300 \text{ А}; I_2 = 5 \text{ А}$	ТЛК-10 У3 $I_2 = 1500 \text{ А}; I_2 = 5 \text{ А}$
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{300}{5} = 60$	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1500}{5} = 300$
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{НОМ.ВН}}{n_T} =$ $= \frac{\sqrt{3} \cdot 131}{60} = 3,8$	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{НОМ.НН}}{n_T} =$ $= \frac{1 \cdot 722}{300} = 2,4$

За основную принимается сторона, у которой наибольшее значение вторичного тока.

За основную принимаем сторону высокого напряжения.

Ток срабатывания защиты предварительно определяется:

— по условию отстройки от тока небаланса, вызванного погрешностями трансформаторов тока $I'_{НБ}$ и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $I''_{НБ}$. При этом все токи приводятся к ступени напряжения основной стороны.

Двух фазный и трехфазный ток КЗ приведенный к напряжению основной стороны:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{S_{КЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{140 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 735 \text{ А}; \quad (10.2.1)$$

$$I_{КЗ}^{(2)ВН} = \frac{S_{КЗ}}{2 \cdot U_{ВН}} = \frac{140 \cdot 10^6}{2 \cdot 110 \cdot 10^3} = 636 \text{ А}, \quad (10.2.2)$$

где: $S_{кз}$ - мощность короткого замыкания в точке K_3 , берем из пункта 5.

Ток небаланса, вызванный погрешностями трансформаторов тока:

$$I'_{НБ} = K_{ОДН} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{кз}^{(3)ВН} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 735 = 74А, \quad (10.2.3)$$

где: $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{ОДН} = 1$; K_A - коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле, $K_A = 1$; ε - допустимая погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$.

Ток небаланса, вызванный регулированием напряжения под нагрузкой (РПН):

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{рег}) I_{кз}^{(3)ВН} \quad (10.2.4)$$

где: $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{ОДН} = 1$; $\Delta N_{рег}$ - пределы регулирования напряжения ступени стороны ВН.

$$\Delta N_{рег} = \frac{16}{100} = 0,16 \quad (10.2.5)$$

где: 16 – пределы регулирования ΔU , %.

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot 1 + 0,16) \cdot 735 = 191 \quad (10.2.6)$$

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса:

$$I_{ср.з} = K_{отс} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}) = 1,2 \cdot (74 + 191) = 265 А, \quad (10.2.7)$$

где: $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$.

— по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{ср.з} = K_{отс} \cdot I_{НОМ}^{ВН} = 1,3 \cdot 131 = 170 А, \quad (10.2.8)$$

где: $K_{отс} = 1,3$ - коэффициент отстройки от броска тока намагничивания при включении силового трансформатора.

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{ср.з} = 265 А$.

Производится предварительная проверка чувствительности защиты с целью выяснения в первом приближении возможности использования реле РНТ-565.

Для двухобмоточных трансформаторов и для ориентировочных расчетов защиты трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициент чувствительности может быть определен по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(m)} \cdot K_{\text{схN}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} \quad (10.2.9)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(m)}$ – минимально значение тока короткого замыкания вида m ($m = 3$ – трехфазное КЗ; $m = 2$ – двухфазное КЗ; $m = 1$ – однофазное замыкание) в защищаемой зоне;

$K_{\text{схN}}^{(3)}$ - коэффициент схемы, определяемый видом повреждения m , схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне N и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Таблица 35 – Значения коэффициента схемы

№ пп	Вид короткого замыкания	Место короткого замыкания	$\frac{K_{\text{схN}}^{(m)}}{K_{\text{схN}}^{(3)}}$
1	Трехфазное	На стороне треугольника или звезды	1
2	Двухфазное	На стороне звезды	$\frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right)$
		На стороне треугольника	1
3	Однофазное	На стороне звезды	$\frac{1}{\sqrt{3}}$

Таблица составлена исходя из следующего:

- на стороне звезды силового трансформатора трансформаторы тока соединены в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду;
- значения даны для трехлинейной схемы защиты, для двухрелейной схемы значения приведены в скобках.

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания на секции 10кВ ГПП, приведенному к высшему напряжению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)\Gamma 1} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} \quad (10.2.10)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{СР.З}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} = \frac{636 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}}{265 \cdot 1} = 2,7$$

Определяется число витков насыщающегося трансформатора реле для основной стороны по формуле:

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}}, \quad (10.2.11)$$

Таблица 36– Расчёт числа витков реле РНТ-565

Наименование величины	Числовые значения
Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{\text{СР.Р.ОСН}} = \frac{K_{\text{сх}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{T}}} \cdot I_{\text{СР.З}} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 265 = 7,65$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{ОСН.РАСЧ}} = \frac{F_{\text{СР}}}{I_{\text{СР.Р.ОСН}}} = \frac{100}{7,65} = 13,1$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{ОСН}} = 13$
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{\text{СР.Р.ОСН}} = \frac{F_{\text{СР}}}{\omega_{\text{ОСН}}} = \frac{100}{13} = 7,7$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{НЕОСН.РАСЧ}} = \omega_{\text{ОСН}} \frac{I_{2\text{ОСН}}}{I_{2\text{НЕОСН}}} =$ $= 13 \cdot \frac{3,8}{2,4} = 20,6$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{НЕОСН}} = 20$
Составляющая тока небаланса $I''_{\text{нб}}$, А	$I''_{\text{нб}} = \frac{\omega_{\text{НЕОСН.РАСЧ}} - \omega_{\text{НЕОСН}}}{\omega_{\text{НЕОСН.РАСЧ}}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{ВН}} =$ $= \frac{20,6 - 20}{20,6} \cdot 735 = 21,4$
Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{\text{СР.З}}$, А	$I_{\text{СР.З}} = K_{\text{ОТС}} \cdot (I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}}) =$ $= 1,2 \cdot (74 + 191 + 21,4) = 343,7$
Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I'_{\text{СР.Р.ОСН}} = \frac{K_{\text{сх}}^{\text{ВН}}}{n_{\text{T}}} \cdot I_{\text{СР.З}} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 343,7 = 9,9$
Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{\text{ОСН}} = 13$ $\omega_{\text{НЕОСН}} = 20$

где $F_{cp} = 100$ А витков – магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565.

Полученное число витков насыщающегося трансформатора уточняется с учетом составляющей $I''_{нб}$. Расчеты сводятся в таблицу.

Где: F_{cp} - магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565, $F_{cp} = 100$ А·витков; $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$
 $K_{отс} = 1,2$

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 110кВ ГПП:

$$I_{к2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7900 = 6842 A \quad (10.2.12)$$

Коэффициент чувствительности $K_{ч} > 2$:

$$K_{ч} = \frac{I_{к2}^{(2)}}{I_{ср.з}} = \frac{6842}{343,7} = 19,9 \quad (10.2.13)$$

защита чувствительна.

Выбираем реле РСТ 13-24-Х (U -пост, $I_{уст} = 5 - 20A$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{ср.з}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{9,9}{5} - 1 = 1 \quad (10.2.14)$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{уст} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(1+1) = 10A. \quad (10.2.15)$$

10.3 Защита от внешних коротких замыканий

Для защиты от внешних коротких замыканий применяется МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от внешних коротких замыканий. Защита выполняется с помощью статического реле типа РСТ. Максимально рабочий ток трансформатора на стороне ВН : $I_{МАХ.РАБ.ВН} = 183A$, трансформаторы тока выбранные ранее: ТВ-110 ($U_{НОМ} = 110кВ$, $I_1 = 300A$, $I_2 = 5A$, $n_T = 60$),

схема включения трансформатора тока – треугольник,
 $K^{ВН}_{сх} = \sqrt{3}$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального рабочего тока в точке установки защиты:

					13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$I_{CP.3} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{MAXPAБ}^{BH} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 183 = 244 \text{ A}, \quad (10.3.1)$$

где: K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,2$; K_B - коэффициент возврата, $K_B = 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{CP.3} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 244 = 7 \text{ A}. \quad (10.3.2)$$

Выбираем реле РСТ 13-24-X (U -пост, $I_{VCT} = 5 - 20A$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{7}{5} - 1 = 0,4 \quad (10.3.3)$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{VCT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(0,4 + 1) = 7A. \quad (10.3.4)$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{ч.ОСН} > 1,5$ и резервной зоны $K_{ч.РЕЗ} > 1,2$

Коэффициент чувствительности в основной зоне:

$$K_{ч.ОСН} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{CP.3}} = \frac{6842}{244} = 28 \quad (10.3.5)$$

защита чувствительна.

Коэффициент чувствительности в резервной зоне:

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 10кВ ГПП:

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7700 = 6668A \quad (10.3.6)$$

$$K_{ч.РЕЗ} = \frac{I_{к3}^{(2)} \cdot U_{2cp}}{I_{CP.3} \cdot U_{1cp}} = \frac{6668 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{244 \cdot 110 \cdot 10^3} = 2,6 \quad (10.3.7)$$

защита чувствительна.

Защита от перегруза

Для защиты от перегруза используется токовая защита в однофазном исполнении.

Трансформаторы тока выбираются те же, что и выше.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока на стороне ВН:

$$I_{CP.3} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{МАХРАБ}^{ВН} = \frac{1,5}{0,9} \cdot 183 = 305 \text{ А}, \quad (10.4.1)$$

где: K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,5$; K_B - коэффициент возврата, $K_B = 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{CP.3} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 305 = 8,8 \text{ А}. \quad (10.4.2)$$

Выбираем реле РСТ 13-24-Х (U -носм, $I_{VCT} = 5 - 20\text{А}$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{8,8}{5} - 1 = 0,76 \quad (10.4.3)$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{VCT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(0,76 + 1) = 8,8\text{А}. \quad (10.4.4)$$

Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформатора от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа.

К характерным повреждениям маслонаполненного электрического аппарата - трансформатора, автотрансформатора, реактора относятся короткие замыкания (КЗ) между обмотками, витковые замыкания, "пожар" стали магнитопровода, утечка масла из бака, неисправности маслонаполненного контактора переключателя ответвлений устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и др.

Практически все повреждения внутри бака маслонаполненного электрического аппарата сопровождаются выделением газа в результате разложения масла или других изоляционных материалов

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					83

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

под действием частичных электрических разрядов, повышенного нагрева, электрической дуги. При КЗ происходит ускоренное протекание масла или его смеси с газом из бака аппарата в расширитель. В процессе эксплуатации возможно также снижение уровня масла или выделение газа по разным причинам.

Нарушение нормальной работы контактора может быть вызвано повреждением изоляции, ослаблением пружин механизма, старением керамических силовых контактов, что ведет к замедлению и нечеткости переключения. Затянувшаяся дуга сопровождается (с учетом небольшого объема масла в баке контактора) бурным разложением масла. Струя масла в смеси с газом направляется из бака контактора в расширитель.

Защита, реагирующая на указанные повреждения, получила название "газовой". Эта защита осуществляется с помощью так называемых газовых и струйных реле.

Газовые реле предназначены для защиты трансформаторов, имеющих расширитель, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Струйные реле предназначены для защиты контакторов маслонаполненных переключателей ответвлений трансформаторов от повреждений, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель).

В качестве реагирующих органов выбираются реле типа РГТ – 50 и РСТ-25.

Уставки по скорости потока масла 0,6 м/с и 0,9 м/с соответственно.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНИДЕЯТЕЛЬНОСТИ

11.1 Перечень защитных средств

Таблица 37- Комплектация защитными средствами выше 1000 В

№ п/п	Наименование защитного средства	Единицы измерения	Количество
1	Штанга излирующая 110 кВ	шт.	2
2	Штанга излирующая 10 кВ	шт.	2
3	Указатель напряжения 110 кВ	шт.	2
4	Указатель напряжения 10 кВ	шт.	2
5	Переносное заземление 110 кВ	шт.	2
6	Переносное заземление 10 кВ	шт.	2
7	Временные ограждения	шт.	2
8	Защитные очки	шт.	2
9	Противогаз	шт.	2
10	Диэлектрические боты	пара	1
11	Диэлектрические перчатки	пара	2
12	Плакаты	комплект	5
13	Изолирующие клещи 0,4 кВ	шт.	2

Таблица 38- Распределительные устройства напряжением до 1000 В

№ п/п	Наименование защитного средства	Единицы измерения	Количество
1	Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	По местным условиям	
2	Указатель напряжения	шт.	2
3	Изолирующие клещи	шт.	1
4	Диэлектрические перчатки	пары	2
5	Диэлектрические галоши	пары	2
6	Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	По местным условиям	
7	Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	То же	
8	Защитные щитки или очки	шт.	1
9	Переносные заземления	По местным условиям	

Таблица 39- Трансформаторные подстанции и распределительные пункты распределительных электросетей 6-20 кВ

№п/п	Наименование защитного средства	Единицы измерения	Количество
1	Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	шт.	1
2	Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	По местным условиям	

11.2 Инструкция по применению и испытанию средств защиты

Штанги изолирующие предназначены для оперативной работы (операции с разъединителями, смена предохранителей, установка деталей разрядников и т.п.), измерений (проверка изоляции на линиях электропередачи и подстанциях), для наложения переносных заземлений, а также для освобождения пострадавшего от электрического тока.

Перед началом работы со штангами, имеющими съемную рабочую часть, необходимо убедиться в отсутствии «заклинивания» резьбового соединения рабочей и изолирующей частей путем их однократного свинчивания - развинчивания.

Клещи изолирующие предназначены для замены предохранителей в электроустановках до и выше 1000 В, а также для снятия накладок, ограждений и других аналогичных работ¹ в электроустановках до 35 кВ включительно.

Указатели напряжения выше 1000 В. предназначены для определения наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях электроустановок.

Перед началом работы с указателем необходимо проверить его исправность.

Исправность указателей, не имеющих встроенного органа контроля, проверяется при помощи специальных приспособлений, представляющих собой малогабаритные источники повышенного напряжения, либо путем кратковременного прикосновения электродом-наконечником указателя к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

Указатели напряжения до 1000 В. В электроустановках напряжением до 1000 В применяются указатели двух типов: двухполюсные и однополюсные.

Применение двухполюсных указателей является предпочтительным.

Перед началом работы с указателем необходимо проверить его исправность путем кратковременного прикосновения к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

Диэлектрические перчатки предназначены для защиты рук от поражения электрическим током. Применяются в электроустановках до 1000

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

В. В качестве основного изолирующего электрозащитного средства, а в электроустановках выше 1000 В - дополнительного.

Перед применением перчатки следует осмотреть, обратив внимание на отсутствие механических повреждений, загрязнения и увлажнения, а также проверить наличие проколов путем скручивания перчаток в сторону пальцев.

Галоши, боты является дополнительным электрозащитным средством при работе в закрытых, а при отсутствии осадков - в открытых электроустановках.

Кроме того, диэлектрическая обувь защищает работающих от напряжения шага. В электроустановках применяются диэлектрические боты и галоши, изготовленные в соответствии с требованиями государственных стандартов. Галоши применяют в электроустановках напряжением до 1000 В, боты - при всех напряжениях. , включений и т.п.).

Ковры диэлектрические резиновые и подставки, изолирующие применяются как дополнительные электрозащитные средства в электроустановках до и выше 1000 В. Ковры применяют в закрытых электроустановках, кроме сырых помещений, а также в открытых электроустановках в сухую погоду. Подставки применяют в сырых и подверженных загрязнению помещениях. Ковры изготавливают в соответствии с требованиями государственного стандарта в зависимости от назначения и условий эксплуатации, следующих двух групп: 1-я группа - обычного исполнения и 2-я группа- маслобензостойкие.

Накладки, изолирующие до и выше 1000 В. Установка накладок на токоведущие части электроустановок напряжением выше 1000 В и их снятие должны производиться двумя работниками с применением диэлектрических перчаток и изолирующих штанг либо клещей.

Установка и снятие накладок в электроустановках до 1000 В могут производиться одним работником с применением диэлектрических перчаток.

В процессе эксплуатации накладки осматривают не реже 1 раза в 6 мес. (п. 1.4.3). При обнаружении механических дефектов накладки изымают из эксплуатации и заменяют новыми.

Перед применением накладки очищают от загрязнения и проверяют на отсутствие трещин, разрывов и других дефектов.

Колпаки, изолирующие до 1000 В. Колпаки предназначены для применения в электроустановках до 10 кВ, конструкция которых по условиям электробезопасности исключает возможность наложения переносных заземлений при проведении ремонтов, испытаний и определении мест повреждения.

Колпаки изготавливаются двух типов:

- для установки на жилах отключенных кабелей;
- для установки на ножах отключенных разъединителей.

Заземления переносные предназначены для защиты работающих на отключенных токоведущих частях электроустановок от ошибочно поданного или наведенного напряжения при отсутствии стационарных заземляющих ножей.

						13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			87

Установка и снятие переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках с применением в электроустановках выше 1000 В изолирующей штанги. Закреплять зажимы переносных заземлений следует этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках.

Плакаты и знаки безопасности предназначены:

- для запрещения действий с коммутационными аппаратами, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на место работы (запрещающие плакаты);
- для предупреждения об опасности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, и передвижения без средств защиты в ОРУ 330 кВ и выше с напряженностью электрического поля выше допустимой (предупреждающие знаки и плакаты);
- для разрешения конкретных действий только при выполнении определенных требований безопасности (предписывающие плакаты);
- для указания местонахождения различных объектов и устройств (указательный плакат).

Очки и щитки защитные предназначены для защиты глаз и лица от слепящего света электрической дуги, ультрафиолетового и инфракрасного излучения, твердых частиц и пыли, искр, брызг агрессивных жидкостей и расплавленного металла.

В электроустановках должны использоваться очки и щитки, отвечающие требованиям соответствующих государственных стандартов.

Рекомендуется применять очки закрытого типа с непрямой вентиляцией и светофильтрами и щитки наголовные со светофильтрующим, ударостойким, химически стойким и сетчатым корпусом, а также наголовные, ручные и универсальные для сварщиков.

Противогазы и респираторы являются средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), общие технические требования к которым должны соответствовать государственным стандартам.

В закрытых РУ для защиты работающих от отравления или удушения газами, образующимися при горении электроизоляционных и других материалов при авариях и пожарах, следует применять изолирующие противогазы.

Пояса предохранительные являются средствами индивидуальной защиты работающих от падения при работах на высоте и верхолазных работах, а также средствами страховки и эвакуации человека из опасных зон.

Перед началом работы пояс должен быть осмотрен с целью проверки состояния его в целом и несущих элементов в отдельности. Должен быть изъят из эксплуатации пояс, подвергшийся динамическому рывку, а также

пояс, имеющий разрывы ниток в шивках, надрывы, прожоги, надрезы поясного ремня, стропа, амортизатора, нарушения заклепочных соединений, деформированные или покрытые коррозией металлические узлы и детали, трещины в металлических частях и неисправности предохранительной защелки.

Таблица 40 - Нормы и сроки испытания средств защиты

Наименование средства защиты	Напряжение электроустановок, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Продолжительность испытания, мин.	Ток, протекающий через изделие, мА, не более	Периодичность испытаний
Штанги изолирующие (кроме измерительных)	До 1	2	5	-	1 раз в 24 мес.
	До 35	3-кратное линейное, но менее 40	5	-	
	110 и выше	3-кратное фазное	5	-	
Изолирующая часть штанг переносных заземлений с металлическими звеньями	6-10	40	5	-	То же
	110-220	50	5	-	
	330-500	100	5	-	
	750	150	5	-	
	1150	200	5	-	
Измерительные штанги	До 35	3-кратное линейное, но менее 40	5	-	1 раз в 12 мес.
	110 и выше	3-кратное фазное	5	-	
Головки измерительных штанг	35-500	30	5	-	То же
Продольные и поперечные планки ползунковых головок и изолирующий капроновый канатик измерительных штанг	220-500	2,5 на 1 см длины	5	-	То же
Изолирующие клещи	До 1	2	5	-	1 раз в 24 мес.
	Выше 1 до 10	40	5	-	
	До 35	105	5	-	
Указатели напряжения выше 1000 В - изолирующая часть	До 10	40	5	-	1 раз в 12 мес.
	Выше 10 до 20	60	5	-	
	Выше 20 до 35	105	5	-	
	110	190	5	-	
	Выше 110 до 220	380	5	-	
	- рабочая часть	До 10	12	1	
	Выше 10 до 20	24	1	-	

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Лист

89

Продолжение таблицы 40 – Нормы и сроки испытания средств защиты					
	35	42	1	-	
- напряжение индикации		Не более 25% номинального напряжения электроустановки	-	-	
Указатели напряжения до 1000 В					1 раз в 12 мес.
- изоляция корпусов	До 0,5 Выше 0,5 до 1	1 2	1 1	- -	
- проверка повышенным напряжением:					
- однополюсные	До 1	1,1 $U_{\text{раб. наиб}}$	1	-	
- двухполюсные	До 1	1,1 $U_{\text{раб. наиб}}$	1	-	
- проверка тока через указатель:					
однополюсные	До 1	$U_{\text{раб. наиб}}$	-	0,6	
двухполюсные ²⁾	До 1	$U_{\text{раб. наиб}}$	-	10	
- напряжение индикации	До 1	Не выше 0,05	-	-	
Электроизмерительные клещи	До 1 Выше 1 до 10	2 40	5 5	- -	1 раз в 24 мес.
Перчатки диэлектрические	Все-напряжения	6	1	6	1 раз в 6 мес.
Боты диэлектрические	Все-напряжения	15	1	7,5	1 раз в 36 мес.
Галоши диэлектрические	До 1	3,5	1	2	1 раз в 12 мес.
Изолирующие накладки:					1 раз в 24 мес.
- жесткие	До 0,5 Выше 0,5 до 1 Выше 1 до 10 15 20	1 2 20 30 40	5 5 5 5	- - - -	
- гибкие из полимерных материалов	До 0,5 Выше 0,5 до 1	1 2	1 1	6 6	
Приставные изолирующие лестницы и стремянки	До и выше 1	1 на 1 см длины	1	-	1 раз в 6 мес.

- машиностроительные производственные линии

СТАТКОМ является устройством динамической компенсации реактивной мощности, в качестве основного элемента которого используется полностью управляемый инвертор, построенный на базе биполярных транзисторов с управляемым затвором (IGBT).

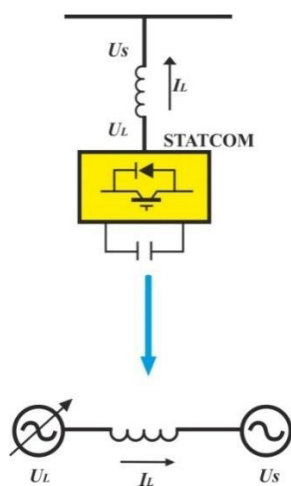


Рисунок 16- Однолинейная схема подключения СТАТКОМа к сети

U_s — напряжение сети

U_L — выходное напряжение СТАТКОМ, прикладываемое к реактору

Ток реактора I_L — возникает в результате разности напряжения сети и выходного напряжения СТАТКОМ и регулируется им.

Преимущества

1. Минимальное воздействие на питающую сеть при запуске.
2. Гибкий диапазон компенсации реактивной мощности. Регулирование осуществляется как в емкостном, так и в индуктивном диапазоне.
3. Высокая скорость отклика системы управления. Быстродействие СТАТКОМ составляет около 10 мс, что позволяет осуществлять компенсацию реактивной мощности для резкопеременной нагрузки, более эффективное снижение колебаний.
4. Улучшенная фильтрация гармонических искажений.
5. Меньшие габариты и занимаемая площадь по сравнению с аналогами.
6. Высокая эффективность.
7. Отсутствие зависимости генерации мощности от напряжения сети.
8. Высокая надежность с автоматическим шунтированием поврежденного последовательного модуля.
9. Функция мульти-компенсации позволяет контролировать перенапряжение в режиме реального времени, что улучшает стабильность напряжения системы, поддерживать напряжения в ЛЭП в

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Лист

92

динамических режимах, демпфировать качания мощности энергосистемы.

12.4 Технические характеристики

Таблица 41- Технические характеристики СТАТКОМ

Тип инвертора	Цепочного типа, модули на IGBT
Мощность	1 Мвар – 100 Мвар
Напряжение сети	45 Гц – 55 Гц, 6 кВ/10 кВ/25(27,5) кВ/35 кВ
Диапазон отклонений напряжения	От 80% до 120% номинального напряжения
Напряжение питания	50 Гц, 220 В ± 20% переменного тока, с резервным источником питания
Диапазон регулирования выходной реактивной мощности	Индуктивно-емкостной
Характеристика выходной реактивной мощности	Генерируется даже при снижении напряжения системы до 20%
Режим регулирования	Регулирование параметров энергосистемы или компенсация нагрузки
Функция регулирования	Регулирование напряжения, регулирование реактивной мощности, обеспечение стабильности в переходных режимах, демпфирование колебаний активной мощности
Функция компенсации	Повышение коэффициента мощности, снижение фликера напряжения, фильтрация токов высших гармоник, балансирование нагрузки
Скорость реакции	1 – 10 мс
Перегрузка	110% неограниченно длительно
	120% не более 30 с
КПД	99% при номинальной мощности
Виды защит	Перегрузка, КЗ системы, перенапряжение системы, повышение температуры, неисправность в системе водяного охлаждения, коммуникационный сбой
Интерфейс	Информационно-графический интерфейс сенсорного ЖК экрана
Шум	Менее 50 дБ на расстоянии 1 м
Размеры устройства	В зависимости от характеристик
Условия эксплуатации	-5 °С ...40 °С при 95% относительной влажности
Температура хранения	-40 °С...70 °С
Сейсмическая стойкость	8 баллов по шкале MSK 64
Высота установки над уровнем моря	Не более 1000 м

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

13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР

Лист

93

12.5 Характеристика Установки Компенсации Реактивной Мощности (УКРМ)

Нерегулируемые установки компенсации реактивной мощности типа УКРМ-6,3(10,5) напряжением 6 кВ и 10 кВ, частотой 50 Гц, мощностью от 450 до 3600 кВАр предназначены для повышения значения коэффициента мощности ($\cos\phi$) в электрических распределительных трёхфазных сетях промышленных предприятий и других объектов.

УКРМ-6,3(10,5) обеспечивает:

- защиту от превышения номинального тока;
- формирование сигнала на отключение внешнего силового выключателя при отклонении напряжения от заданного значения, при перегрузке конденсаторных батарей;
- оперативные блокировки, исключающие возможность включения внешнего силового выключателя на заземленные ножи разъединителя, включение заземляющих ножей разъединителя и открытие дверей ячеек при наличии напряжения на сборных шинах;
- индикацию тока конденсаторных батарей;
- аварийную сигнализацию при срабатывании защиты.

Установки УКРМ-6,3(10,5) имеют следующие особенности:

- высоконадежные силовые конденсаторы, трехфазные, предназначены для компенсации реактивной мощности. Конденсаторы имеют встроенные разрядные резисторы и предохранители; для повышения надежности и с целью защиты от аварийных режимов, в ячейках конденсаторной батареи устанавливаются дополнительные высоковольтные предохранители (в соответствии с п.5.6.20 ПУЭ);

- модульный принцип построения, позволяет поэтапно наращивать мощность установки;

- установки УКРМ-6,3(10,5) являются отдельно стоящими. Подключение установок УКРМ- 6,3(10,5) к РУ-6,3(10,5) осуществляется кабелем через ячейку с силовым выключателем и релейной защитой, что в свою очередь значительно повышает надежность работы;

- низкие массогабаритные характеристики.

Применение УКРМ-6,3(10,5) позволяет снизить потери электроэнергии и повысить эффективность электроустановок, одновременно повышая качество электроэнергии непосредственно в сетях потребителя.

					13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Условия эксплуатации

- температура окружающей воздуха от -40 °C до $+50\text{ °C}$;
- относительная влажность воздуха 80% при температуре 15 °C ;
- высота над уровнем моря не более 1000 м;

При установке УКРМ-6,3 (10,5) в помещениях с температурой ниже -40 °C , должен быть предусмотрен обогрев помещения. При поставке УКРМ-6,3 (10,5) в металлическом блок-контейнере наружной установки, внутреннего обслуживания типа УКРМ-6,3(10,5)-К, блок-контейнер комплектуется необходимыми системами, обеспечивающими работоспособность УКРМ: обогрев, вентиляцию, освещение.

Таблица 42- Основные технические характеристики УКРМ

Наименование параметра	Значение
Обозначение	УКРМ-1(0)-6,3(10,5)-XXXX УЗ
Тип ввода	Кабельный
Род тока	Переменный, трехфазный
Напряжение номинальное, кВ	6,3; 10,5
Частота, Гц	50
Мощность номинальная, кВАр	450; 900; 1350; 1800; 2250; 2700
Напряжение питания вспомогательных цепей, В	220, 50Гц
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP21
Климатическое исполнение	УЗ
Ток электродинамической стойкости, кА	20
Ток термической стойкости, кА	12,5

12.6 Сравнение компенсаторных установок

По сравнению с не регулируемыми УКРМ устройство СТАТКОМ обладает большим количеством преимуществ:

- Высокая скорость отклика системы управления СТАТКОМ (УКРМ не имеет такой функции).
- Быстродействие СТАТКОМа составляет около 10мс, что хорошо при компенсации (РМ) резко переменной нагрузке. (УКРМ не имеет такой функции).
- К выше указанным качествам можно добавить еще не маловажное достоинство СТАТКОМа это устройство может отдавать в сеть реактивную составляющую, а также поглощать её
- Улучшенная фильтрация гармоник
- Гибкий диапазон компенсации реактивной мощности
- Меньшие габариты и занимаемая площадь по сравнению с аналогами

						13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			95

Есть у СТАТКОМа и УКРМ свои недостатки:

- высокая стоимость (запираемые теристоры).
- дополнительное оборудование, требующее для работы специальных температурных условий.
- УКРМ не имеет блока автоматического управления и ступенчатого регулирования, тем самым может привести к перекompенсации.

- УКРМ не имеет возможности отдавать реактивную энергию в сеть, а также компенсировать.

СТАТКОМ обладает возможностью для модернизации систем электроснабжения (СЭС). Это надёжная проверенная временем система, которая начала быстро развиваться на территории России. В наше время с развитием микропроцессорных технологий можно переходить на более передовые системы гибкого регулирования такие как СТАТКОМ.

Выше изложенные критерии указывают на узкий сектор возможности УКРМ и на огромный потенциал СТАТКОМа.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов электролитно-цинкового завода.

В результате принята схема внешнего и внутреннего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов.

В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения завода.

					<i>13.03.02.1018.278 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

