

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
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

Голошапов С.С.

20__ г.

Электроснабжение группы цехов никелевого комбината
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2020.085.00.00 ПЗ ВКР

Автор ВКР

студент группы МиЭт-444

/ Пузанов Н.В.

подпись

ФИО

20__ г.

Руководитель работы

д.т.н. профессор кафедры автоматике

должность

/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

20__ г.

Нормоконтроль

д.т.н., профессор кафедры автоматике

должность

/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

20__ г.

АННОТАЦИЯ

Пузанов Н.В.
 Электроснабжение группы
 цехов никелевого комбината.
 Миасс: ЮУрГУ, МиЭт-444.
 2020 г., 94 листа, 37 таблиц,
 18 рисунков. Библиография
 литературы – 12
 наименований. 5 листов
 чертежей формата А1.

В данном дипломном проекте спроектирована система электроснабжения группы цехов никелевого комбината. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе проекта произведен расчет электрических нагрузок как одного цеха, так и всего предприятия. Выбраны трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций. Выбраны трансформаторы ГПП. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Осуществлено технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности. Рассмотрен вопрос релейной защиты силового трансформатора.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.084 ПЗ ВКП</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Пузанов Н.В.</i>				Электроснабжение группы цехов никелевого комбината	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Четошникова</i>						3	94
<i>Н.контр.</i>	<i>Четошникова</i>					<i>ЮУрГУ Кафедра Автоматики</i>		
<i>Утв.</i>	<i>Голощяпов</i>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ	3
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ	8
1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ	8
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	16
2. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	22
3. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	29
3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения	29
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	39
5. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	47
5.1 Выбор величины напряжения.....	47
5.2 Построение схемы внутренней электрической сети	47
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	47
5.4 Расчет питающих линий	47
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..... понижительной 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	64
8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	66
8.1 Описание схемы электроснабжения.....	66
8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности	68
8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками	68
8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений	69
8.5 Определение реактивной мощности источников	71
8.6 Определение мощности высоковольтной БК	73
9. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	75
10. РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-40000/110. 78	
10.1 Продольная дифференциальная защита.....	78
10.2 Защита от внешних коротких замыканий	83
10.3 Защита от перегруза	84
10.4 Газовая защита.....	85

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		4

11.	РАСЧЁТ ОСВЕЩЕНИЯ ЦЕХА №5 «СКЛАДА СЫРЬЯ И РЕАГЕНТОВ»	87
11.1	Методика расчета	87
11.2	Выбор типа светильника	89
11.3	Расчет рабочего освещения склада	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
	Библиографический список	94

																				Лист	
																					5
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>																<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.084</i>	

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 32418 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 42600 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 1, 2 и 3 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 49129 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: $tg\varphi_p = 0,5$;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 6000 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-150/19;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 2 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-40000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 1600, 2500 кВА.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм[10].

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:

$$P_{\text{НОМ (ПВ=100\%)}} = P_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\text{ПВ}}{100}} \quad (1.1)$$

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

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}} ; \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg}\varphi , \quad (1.3)$$

где $k_{\text{и а}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, $k_{\text{и а}}$ берем из справочных данных; $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП по отделениям:

$$P_{\text{ср } \Sigma} = \sum_1^n P_{\text{ср } i} ; \quad (1.4)$$

$$Q_{\text{ср } \Sigma} = \sum_1^n Q_{\text{ср } i} . \quad (1.5)$$

После этого находим эффективное число ЭП по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{НОМ } i})^2}{\sum P_{\text{НОМ } i}^2} . \quad (1.6)$$

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

$$K_{и а} = \frac{P_{ср \Sigma}}{P_{ном \Sigma}} . \quad (1.7)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{р а} = f(n_э; K_{и а})$ [10].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{р р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} . \quad (1.8)$$

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{р а} \cdot P_{ср \Sigma} ; \quad (1.9)$$

$$Q_p = K_{р р} \cdot Q_{ср \Sigma} . \quad (1.10)$$

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (1.11)$$

Расчётный ток ЭП отделений:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \quad (1.12)$$

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 линейном или фазном напряжении. 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 приведены исходные данные и результаты расчетов по определению наиболее загруженной фазы термического участка, обусловленной потребляемой из сети мощностью однофазными электроприёмниками.

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

$$S_{\text{ср.ф}} = \sqrt{P_{\text{ср.ф}}^2 + Q_{\text{ср.ф}}^2}, \quad (1.13)$$

$$P_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{АВ}}} P_{\text{НОМ.АВ}i} \cdot k_{(\text{АВ})\text{А}i} \cdot k_{\text{и}ai} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} P_{\text{НОМ.СА}i} \cdot k_{(\text{СА})\text{А}i} \cdot k_{\text{и}ai} + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} P_{\text{НОМ.А0}i} \cdot k_{\text{и}ai}, \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{АВ}}} P_{\text{НОМ.АВ}i} \cdot q_{(\text{АВ})\text{А}i} \cdot k_{\text{и}ai} + \sum_{i=1}^{n_{\text{СА}}} P_{\text{НОМ.СА}i} \cdot q_{(\text{СА})\text{А}i} \cdot k_{\text{и}ai} + \sum_{i=1}^{n_{\text{А0}}} P_{\text{НОМ.А0}i} \cdot k_{\text{и}ai} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{А0}i}, \quad (1.15)$$

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 справочника [1].

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

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{\text{ра}} = f(n_{\text{э}}; K_{\text{и}a}; T_0)$, 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 $K_{\text{ра}}$ берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по ремонтно-механическому цеху сводим в таблицу 1.

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Исходные данные		Справочные данные					Расчетные величины				Расчетная мощность						
		По заданию технологов	Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100%		k _{на}	cosφ	tgφ	P _{ср} =k _{на} ·P _{ном}	Q _{ср} =k _{на} ·P _{ном} ·tgφ	n·P _{ном} ²	n _с	K _{да}	K _{др}	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
			Одного эл. приемника	Всех эл. приемников													
Количество приемников	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-строгальный	4	14	56,0	0,17	0,65	1,17	9,5	11,1	784,0								
Станок заточной	6	0,75	4,5	0,12	0,4	2,29	0,5	1,2	3,4								
Станок токарный	4	11	44,0	0,12	0,4	2,29	5,3	12,1	484,0								
Кран-балка	1	8,5	8,5	0,15	0,5	1,73	1,3	2,2	72,3								
Итого силовой нагрузки по ШР-1:	20		169,8	0,15	0,57	1,43	25,8	36,9	2423,2	12	1,56	1,05	40,3	38,7	55,9	85	
Участок 2 механической обработки (ШР-2)																	
Станок зубонарезной	3	11,7	35,1	0,17	0,65	1,17	6,0	7,0	410,7								
Станок веритикальный фрезерный	4	13	52,0	0,12	0,4	2,29	6,2	14,3	676,0								
Станок шлифовальный	4	14	56,0	0,12	0,4	2,29	6,7	15,4	784,0								
Станок токарный	5	16	80,0	0,12	0,4	2,29	9,6	22,0	1280,0								
Станок горизонтально-расточной	1	29	29,0	0,17	0,65	1,17	4,9	5,8	841,0								
Станок радиально-сверлильный	2	6,9	13,8	0,12	0,4	2,29	1,7	3,8	95,2								
Пила дисковая	3	8,9	26,7	0,12	0,4	2,29	3,2	7,3	237,6								
Пила ножовочная	6	1,7	10,2	0,12	0,4	2,29	1,2	2,8	17,3								
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:	33		309,8	0,13	0,45	1,97	40,7	80,1	4351,7	22	1,53	1,04	62,3	82,9	103,7	158	

Продолжение таблицы 1

Исходные данные										Расчетные величины				Расчетная мощность		
По заданию технологов	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные к ПР=100%		К _{на}	Справочные данные		P ^{cp} =K _{на} ·P ^{ном}	Q ^{cp} =K _{на} ·P ^{ном} ·tgφ	n _э	K _{ра}	K _{др}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _д , А	
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников		cosφ	tgφ										
		3	4		5	6										7
1	2															
Участок 3 механической обработки (ШР-3)																
Станок универсально-зачточной	4	4,5	18,0	0,12	0,4	2,29	2,2	4,9	81,0							
Станок карусельный	3	50	150,0	0,17	0,65	1,17	25,5	29,8	7500,0							
Станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,12	0,4	2,29	3,3	7,6	190,4							
Станок центровальный	1	1,7	1,7	0,12	0,4	2,29	0,2	0,5	2,9							
Машина наплавочная	3	11,7	35,1	0,2	0,3	3,18	7,0	22,3	410,7							
Пресс гидравлический	1	2,8	2,8	0,17	0,65	1,17	0,5	0,6	7,8							
Станок токарно-винторезный	2	15	30,0	0,12	0,4	2,29	3,6	8,2	450,0							
Ножницы гильотинные	4	7	28,0	0,12	0,4	2,29	3,4	7,7	196,0							
Итого силовой нагрузки по ШР-3:	22		293,2	0,16	0,49	1,79	45,6	81,6	8838,8	10	1,61	1,05	73,5	86,0	113,1	172
Участок по ремонту оборудования (ШР-4)																
Станок токарно-винторезный	2	7,5	15,0	0,12	0,4	2,29	1,8	4,1	112,5							
Станок универсально-фрезерный	4	3	12,0	0,12	0,4	2,29	1,4	3,3	36,0							
Станок точильный	4	1	4,0	0,12	0,4	2,29	0,5	1,1	4,0							
Станок сверлильный	3	10	30,0	0,12	0,4	2,29	3,6	8,2	300,0							
Станок долбежный	1	6,8	6,8	0,12	0,4	2,29	0,8	1,9	46,2							
Итого силовой нагрузки по ШР-4:	14		67,8	0,12	0,40	2,29	8,1	18,6	498,7	9	2,05	1,05	16,7	19,7	25,8	39

Продолжение таблицы 1																
Исходные данные																
По заданию технологов																
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100%			Справочные данные			Расчетные величины					Расчетная мощность			
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников	K _{на}	cos φ	tg φ	P _{сп=к_{на}} · P _{ном}	Q _{сп=к_{на}} · P _{ном} · tg φ	n · P _{ном}	u _c	K _{ра}	K _{др}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _р , А
Заготовительное отделение (ШР-5)																
Пресс-ножницы	1	9,5	9,5	0,17	0,65	1,17	1,6	1,9	90,3							
Валцы	3	9	27,0	0,2	0,7	1,02	5,4	5,5	243,0							
Станок вертикально-сверлильный	3	9,6	28,8	0,12	0,4	2,29	3,5	7,9	276,5							
Ножницы тильотиные	1	9	9,0	0,12	0,4	2,29	1,1	2,5	81,0							
Преобразователь сварочный	2	14	28,0	0,2	0,3	3,18	5,6	17,8	392,0							
Трансформатор сварочный	3	15,0	45,0	0,2	0,3	3,18	9,0	28,6	675,0							
Кран-балка	2	16,5	33,0	0,15	0,5	1,73	5,0	8,6	544,5							
Итого силовой нагрузки по ШР-5:	15		180,3	0,17	0,39	2,34	31,1	72,8	2302,2	14	1,39	1,04	43,2	76,0	87,5	133
Кузнечное отделение (ШР-6)																
Печь термическая	1	90	90,0	0,9	0,9	0,48	81,0	39,2	8100,0							
Молот	2	35	70,0	0,24	0,65	1,17	16,8	19,6	2450,0							
Станок гибочный	1	1,7	1,7	0,2	0,7	1,02	0,3	0,3	2,9							
Станок продольно-строгальный	2	46	92,0	0,12	0,4	2,29	11,0	25,3	4232,0							
Установка термообработки	1	25	25,0	0,6	0,9	0,48	15,0	7,3	625,0							
Кран-укосина ПВ=25%	3	0,5	1,5	0,15	0,5	1,73	0,2	0,4	0,8							
Итого силовой нагрузки по ШР-6:	10		280,2	0,44	0,80	0,74	124,4	92,2	15410,6	5	1,16	1,07	144,3	99,0	175,0	266

Продолжение таблицы 1

Исходные данные										Расчетные величины			Расчетная мощность					
По заданию технологов										Р _{ср} =k _{кн} ·P _{ном}	Q _{ср} =k _{кн} ·P _{ном} ·tgφ	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А			
Количество приемников		Номинальные мощности, приведенные к ПВ=100%		k _{кн}	Справочные данные		tgφ	cosφ	n _э							K _{ра}	K _{др}	
Одного эл.	Всех эл.	приемника	приемников		3	4				5	6	7	8	9	10			11
Термический участок (ШР-7)																		
Однофазная нагрузка		8	185,0						161,1	107,2	4775,0							
Тельфер ПВ=25%		2	1,0	0,15	1,73	0,5	1,73	0,3	0,3	0,5	2,0							
Печь термическая		2	30,0	0,9	0,48	0,9	0,48	54,0	26,2	1800,0								
Вентилятор		3	7,0	0,65	0,75	0,8	0,75	13,7	10,2	147,0								
Итого силовой нагрузки по ШР-7:		15	268,0	0,85	0,63	0,85	0,63	229,1	144,1	6724,0	11	1	1,05	229,1	151,5	274,6	417	
Слесарный участок (ШР-8)																		
Станок универсально-заточной		2	1	0,12	2,29	0,4	2,29	0,2	0,5	2,0								
Станок вертикально-фрезерный		4	5,6	0,12	2,29	0,4	2,29	2,7	6,2	125,4								
Наждак		2	2,8	0,12	2,29	0,4	2,29	0,7	1,5	15,7								
Станок сверлильный		1	1	0,12	2,29	0,4	2,29	0,1	0,3	1,0								
Станок токарно-винторезный		4	11	0,12	2,29	0,4	2,29	5,3	12,1	484,0								
Станок горизонтально-фрезерный		2	8,8	0,12	2,29	0,4	2,29	2,1	4,8	154,9								
Наждак		4	2,8	0,12	2,29	0,4	2,29	1,3	3,1	31,4								
Итого силовой нагрузки по ШР-8:		19	103,8	0,12	2,29	0,40	2,29	12,5	28,5	814,4	13	1,71	1,05	21,3	29,8	36,7	56	
Итого по РМЦ		148	1672,9	0,31	1,07	0,68	1,07	517,3	554,9	41363,7	68	0,7	0,7	362,1	388,5	531,1	807	

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и эл.приемников	P _{ном}	n	n · P _{ном}	мощности эл.приемников, подкл. на U _л			коэффициенты приведения активной и реактивной мощности			Мощности эл.приемников, подключенных на U _ф			K _{ав}	cosφ	φ	средние мощности													
				ab			к	к	q	а	b	с				активные			реактивные										
				bc	ca	к										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)																													
ЭП, подкл. на U _л																													
Печь сопротивления	20	3	1200	40	0	20	а	0,57	-0,175							18,24			-5,6										
							б	0,43	0,415											13,76			13,28						
							в	0,57	-0,175												0			0					
							с	0,43	0,415															0				0	
							с	0,57	-0,175															9,12					-2,8
							а	0,43	0,415													6,88			6,64				
Печь индукционная	25	3	1875	50	25	0	а	0,57	-0,175							22,8			-7										
							б	0,43	0,415											17,2			16,6						
							в	0,57	-0,175												11,4			-3,5					
							с	0,43	0,415														8,6					8,3	
							с	0,57	-0,175															0					0
							а	0,43	0,415													0			0				
Печь индукционная	40	1	1600	0	0	0	а	1,285	1,08							0			0										
							б	-0,285	1,66											0			0						
							в	1,285	1,08												0			0					
							с	-0,285	1,66															0					0
							с	1,285	1,08			40												35,98					30,24
							а	-0,285	1,66													-7,98			46,48				
Всех ЭП, подкл. на U _л	175	7	4675												39,94	42,36	53,7	40,52	26,38	35,74									
ЭП, подкл. на U _ф																													
Электропечь ванная	10	1	100								0	10	0	0,8	0,95	0,33	0	8	0	0,00	2,63	0,00							
Всех ЭП, подкл. на U _ф	10	1	100															8	0	0,00	2,63	0,00							
Итого по ШР-7:	185	8	4775															50,36	53,70	40,52	29,01	35,74							
Полная мощность по фазам	а	Наиболее загружена фаза С																											
	б																												
	с																												

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов [2].

Расчетная активная и реактивная мощность обусловленная силовыми электроприемниками цехов объекта электроснабжения определяется по формулам:

$$P_p = K_{p.a.} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном}, \quad (1.16)$$

$$Q_p = K_{p.p.} \cdot K_{и.а.} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1.17)$$

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].

$$P_{p\text{ осв}} = F_{ц} \cdot P_{уд\text{ осв}} \cdot K_{с\text{ осв}}, \quad (1.18)$$

$$Q_{p\text{ осв}} = P_{p\text{ осв}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{осв}}. \quad (1.19)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\operatorname{tg}\varphi_{\text{осв}}$ 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:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p\text{ осв}})^2 + (Q_p + Q_{p\text{ осв}})^2}. \quad (1.20)$$

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 2, 4 и 9, в этих цехах установлены: синхронные двигатели, дуговые сталеплавильные печи 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
						16
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		17

1.3 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:

$$m = \frac{P_{p \min}}{\pi \cdot R_{\min}^2}, \quad (1.21)$$

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

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

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p i}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.22)$$

где $P_{p i}$ – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{n i} = 360 \cdot \frac{P_{p n i}}{P_{p \Sigma i}}, \quad (1.23)$$

где $P_{p n i}$ – 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:

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum_1^n P_{p i} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{p i}}, \quad (1.24)$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{\sum_1^n P_{p i} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{p i}}, \quad (1.25)$$

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

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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		2

Таблица 4 - Построение катограммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	Р _р , кВт	Р _{р.нв} , кВт	Р _{р.вв} , кВт	Р _{р.осв} , кВт	Y, м	X, м	m	R, мм	α _{нв}	α _{вв}	α _{осв}	
1. Цех изготовления сырья и шихты	2326,6	2304,0	0	22,6	56	48	0,81	30,3	356,5	0,0	3,5	
2. Плавильный цех	8990,8	2400,0	6550	40,8	248	157	0,81	59,6	96,1	262,3	1,6	
3. Обжиговый цех	3652,0	3600,0	0	52,0	248	331	0,81	38,0	354,9	0,0	5,1	
4. Гидрометаллургический цех	28517,3	2831,4	25600	85,9	103	176	0,81	106,1	35,7	323,2	1,1	
5. Склад сырья и реагентов	63,3	45,0	0	18,3	295	469	0,81	5,0	255,8	0,0	104,2	
6. Ремонтно-механический цех	391,0	362,1	0	28,9	124	480	0,81	12,4	333,4	0,0	26,6	
7. Котельная	399,7	379,3	0	20,4	190	164	0,81	12,6	341,6	0,0	18,4	
8. Воздуходувная станция	2420,4	2400,0	0	20,4	278	36	0,81	30,9	357,0	0,0	3,0	
9. Насосная оборотного водоснабжения	1540,6	240,0	1280	20,6	193	327	0,81	24,7	56,1	299,1	4,8	
					Координаты центра		152	178				

2. 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 ($N_{T \min}^H$) 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[7].

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 [7].

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

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

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

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

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{\text{з Т доп}} \cdot S_{\text{ЭТ}}} + \Delta N_{\text{Т}}, \quad (2.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха; $K_{\text{з Т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{\text{з Т доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{\text{з Т доп}} = 0,7 \dots 0,8$ – для второй категории, $K_{\text{з Т доп}} = 0,9 \dots 0,95$ – 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:

$$N_{\text{Т мин}} = \max(N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}}; N_{\text{Т мин}}^{\text{Н}}). \quad (2.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_{\text{Т}}^{\text{ОПТ}} = N_{\text{Т мин}} + m, \quad (2.4)$$

где m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{\text{Т мин}}; K_{\text{з Т доп}}; \Delta N_{\text{Т}})$. При условии $N_{\text{мин}}^{\text{ЭК}} < N_{\text{Т мин}}^{\text{Н}}$ принимается $N_{\text{Т}}^{\text{ОПТ}} = N_{\text{Т мин}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{P_p}{K_{\text{з Т доп}} \cdot N_{\text{Т}}^{\text{ОПТ}}}. \quad (2.5)$$

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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		2

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{опт}} \cdot K_{з\text{т доп}} \cdot S_{\text{т ном}})^2 - P_p^2}, \quad (2.6)$$

где $N_T^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой ТП; $K_{з\text{т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $S_{\text{т ном}}$ – 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:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases}, \quad (2.7)$$

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:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_1. \quad (2.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{з\text{т норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{\text{т ном}}}; \quad (2.9)$$

$$K_{з\text{т п/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{\text{т в з рез}}}{N_T^{\text{опт}} \cdot (N_{\text{т в з рез}} - 1) \cdot S_{\text{т ном}}}; \quad (2.10)$$

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		2

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.11)$$

где n - число трансформаторов в цехе; ΔP_{xx} - потери холостого хода в трансформаторе; $K_{3T \text{ норм}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}), \quad (2.12)$$

где I_{xx} - ток холостого хода; $S_{T \text{ ном}}$ - 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 цехах №5 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №3. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (2.13)$$

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
3	1	$97 \cdot 150 = 14550$

Из таблицы видно, что установка НРП экономически целесообразна.

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

$$1,4 \cdot S_{T \text{ ном}} = \sqrt{(P_p - P_{p \text{ откл}})^2 + (Q_1 - Q_{p \text{ откл}})^2}; \quad (2.14)$$

$$Q_{p \text{ откл}} = P_{p \text{ откл}} \cdot \text{tg}\varphi_p; \quad (2.15)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_p}{P_p} . \quad (2.16)$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

№ ТП	S _{НОМ Т} , кВА	P _р , кВт	Q ₁ , кВар	tgφ _р	P _{р.откл} , кВт	Q _{р.откл} , кВар
ТП №1	1600	2327	1068	0,46	290,8	133,5
ТП №2	1600	2441	774	0,32	305,5	96,9
ТП №3	2500	3715	1482	0,40	464,4	185,2
ТП №4	2500	2917	2737	0,94	364,7	342,1
ТП №5	250	391	84	0,22	48,9	10,5
ТП №6	250	400	14	0,04	50,0	1,8
ТП №7	1600	2420	835	0,34	302,8	104,4

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 надёжн.	N ^н _{т min}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	Ч	ρ	S _{эт}	ТИП Тр-ра	Кз доп норм	N ^з _{т min}	ΔN _т	N _{т min}	m	N _{т opt}	S _{т ном}	№ П/СТ	Q _п	Q _{кy}	Кз т норм	Кз т п/ав	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Цех изготовления сырья и шихты	II	2	2327	2055	3104	2005	1,55	2500	ТМГ	0,8	2,00	0,84	2	0	2	1600	1	1068	1068	987	0,80	1,4*
2. Плавильный цех	II	2	2441	2158	3258	1817	1,79	2500	ТМГ	0,8	2,00	0,78	2	0	2	1600	2	774	774	1384	0,80	1,4*
3. Обжиговый цех	II		3652	2566	4463	4626	0,96															
5. Склад сырья и реагентов	III		63	73	97	2819																
2. Плавильный цех	II	2	3715	2639	4557	4626	0,96	2500	ТМГ	0,8	2,00	0,14	2	0	2	2500	3	1482	1482	1157	0,80	1,4*
4. Гидрометаллургический цех	II	2	2917	2976	4168	7633	0,55	2500	ТМГ	0,8	2,00	0,54	2	0	2	2500	4	2737	2737	240	0,80	1,4*
6. Ремонтно-механический цех	II	2	391	418	572	2568	0,22	1250	ТМГ	0,8	1,00	0,61	2	0	2	250	5	84	84	334	0,80	1,4*
7. Котельная	II	2	400	256	475	1817	0,26	1600	ТМГ	0,8	1,00	0,69	2	0	2	250	6	14	14	242	0,80	1,4*
8. Воздухоулавливающая станция	II	2	2420	2469	3458	1817	1,90	2500	ТМГ	0,8	2,00	0,79	2	0	2	1600	7	835	835	1635	0,80	1,4*
9. Насосная оборотного водоснабжения	I	2	261	266	372	1831	0,20	1250	ТМГ	0,7	1,00	0,70	2	0	2	250	8	234	234	32	0,70	1,4

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

Продолжение таблицы 8

Номера цехов и подразделений	$U_{\text{кз}}$, %	$P_{\text{кз}}$, кВт	$I_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, квар	$P_{\text{р}} + \Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$Q_1 + \Delta Q_{\text{тр}}$, квар	$S_{\text{р}}$, кВА	
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1. Цех изготовления сырья и шихты	6	1,75	15	1	23	155	2349	1223	2649
2. Плавильный цех	6	1,75	15	1	23	155	2463	929	2633
3. Обжиговой цех									
5. Склад сырья и реагентов									
Итого:	6,5	2,40	24	0,8	36	248	3751	1730	4131
4. Гидрометаллургический цех	6,5	2,40	24	0,8	36	248	2953	2985	4199
6. Ремонтно-механический цех	4,5	0,43	3,25	1,9	5	24	396	108	411
7. Котельная	4,5	0,43	3,25	1,9	5	24	405	38	407
8. Воздуходувная станция	6	1,75	15	1	23	155	2443	989	2636
9. Насосная оборотного водоснабжения	4,5	0,43	3,25	1,9	4	21	265	254	367

3. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 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:

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

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:

$$P_{\text{рп}} = (P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}) \cdot K_{\text{ом}} + P_{\text{ро}} \quad (3.2)$$

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.

$$K_{\text{ом}} = f(m; K_{\text{иа}}) = 0,9 \quad (3.3)$$

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

Тогда:

$$P_{\text{рп}} = (14562 + 33430 + 153) \cdot 0,9 + 612 = 43942 \text{ кВт}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		2

Величина рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 0,016 \cdot 43942} = 115 \text{ кВ}$$

Напряжение внешнего электроснабжения предприятия 110 кВ т.к. расчетная величина рационального напряжения равна 115кВ. Схема внешнего электроснабжения предприятия приведена на рисунке 1.

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

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}})^2}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы; $\Delta Q_{\text{т.гпп}}$ – реактивная мощность потребляемая трансформаторами на ГПП.

В курсовом проекте $Q_{\text{эс}}$ допускается рассчитывать по формуле:

$$Q_{\text{эс}} = P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.5)$$

где $\text{tg}\varphi = 0,5$ для сети 110кВ.

$$Q_{\text{эс}} = 43942 \cdot 0,5 = 21971 \text{ квар}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{43942^2 + 21971^2} = 49129 \text{ кВА}$$

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (3.6)$$

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}} = 0,07 \cdot \sqrt{43942^2 + 21971^2} = 3439 \text{ кВар}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{\sqrt{P_{\text{рп}}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}})^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot K_{\text{пер. доп. (п/ав)}}}, \quad (3.7)$$

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

$$S_T \geq \frac{\sqrt{43942 + (21971 - 3439)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 36685 \text{ кВА};$$

Сведем полученные результаты в таблицу 9 и выберем трансформаторы ГПП для обоих вариантов.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар	21971
Полная расчетная нагрузка, кВА	49129
Мощность трансформаторов ГПП, кВА	36685
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДН-40000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	40000
Напряжение на высокой стороне, кВ	115
Напряжение на низкой стороне, кВ	11
Потери холостого хода, кВт	22
Потери короткого замыкания, кВт	170
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Ток холостого хода, %	0,28
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,61
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,23

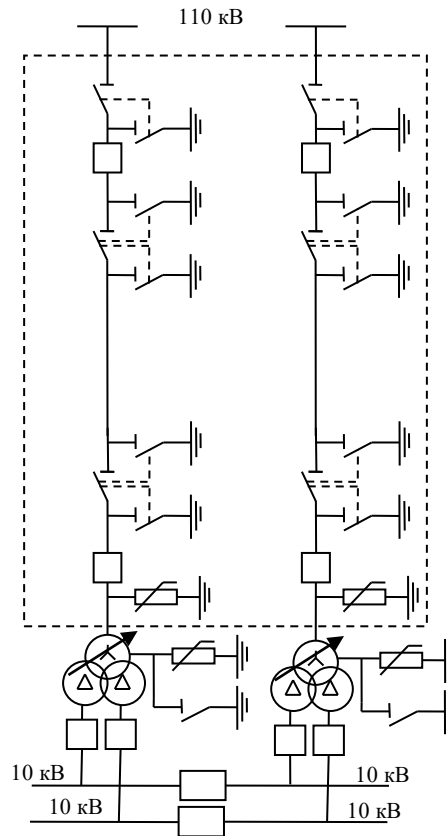


Рисунок 1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на 110 кВ

1. Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.
Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз}); \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot (I_{xx} + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{кз}); \quad (3.9)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (22 + 0,61^2 \cdot 170) = 172 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 40000}{100} \cdot (0,28 + 0,61^2 \cdot 10,5) = 3392 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (3.10)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь.

Годовое число часов максимальных потерь определим из соотношения:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (3.11)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки; T_T – годовое число часов работы предприятия. [1]

Тогда:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 6691,6;$$

$$\Delta W_T = 2 \cdot (22 \cdot 8760 + 0,61^2 \cdot 170 \cdot 6691,6) = 1243473 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

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

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{э.с}^2}, \quad (3.12)$$

$$S_{p.l} = \sqrt{(43942 + 172)^2 + 21971^2} = 49283 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (3.13)$$

$$I_{p.l} = \frac{49283}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 129 \text{ А.}$$

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

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p.l}, \quad (3.14)$$

$$I_{п/ав} = 2 \cdot 129 = 258 \text{ А.}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (3.15)$$

где $j_{\text{э}} = 1$ –экономическая плотность тока, А/мм² [5].

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}} = \frac{129}{1} = 129 \text{ мм}^2.$$

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Выбираем провод АС 150/19. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{\text{д доп}} = 450 \text{ А}$ [5].и удельные сопротивления $r_0 = 0,195 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ [11].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д доп}} = 450 \text{ А} > I_{\text{п/ав}} = 258 \text{ А}.$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{Л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (3.16)$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = 2 \cdot (3 \cdot 129^2 \cdot 0,195 \cdot 2 \cdot 6691,6) = 261923 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

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

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

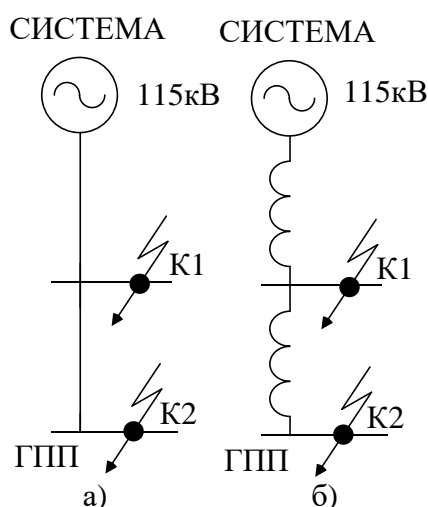


Рисунок 2 – а) Исходная схема питания, б) схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 6000$ 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, $U_б = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_б}{S_{кз\ K1}}, \quad (3.17)$$

$$x_{c*} = \frac{1000 \text{ МВА}}{6000 \text{ МВА}} = 0,17$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_б^2}, \quad (3.18)$$

$$x_{л*} = \frac{0,42 \cdot 2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,06$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п|0|K1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot x_{c*}}, \quad (3.19)$$

$$I_{п|0|K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,17} = 30 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|K1}, \quad (3.20)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 30 \text{ кА} = 73 \text{ кА}$$

где K_y – ударный коэффициент, $K_y = 1,72[1]$.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{п|0|K2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot (x_{c*} + x_{л*})}, \quad (3.21)$$

$$I_{п|0|K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,17 + 0,06)} = 22 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0| K2}, \quad (3.22)$$

$$i_{y K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 22 \text{ кА} = 56 \text{ кА}.$$

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

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам [5]:

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:

$$I_{раб max} = \frac{1,4 \cdot S_{Т ном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

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

- асимметричному: $i_{y max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п|0|} \leq I_{дин max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}$;

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{пт} \leq I_{откл}$;

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

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

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

$$W_k = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_b + T_a) \leq W_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где $t_3 = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; t_b – собственное время отключения выключателя по каталогу; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

4.1. Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВГБУ-110 П-40/2000 У1 [12]. Это элегазовый баковый выключатель для наружной установки с гидравлическим приводом.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{раб max} = \frac{1,4 \cdot S_{Т ном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А}. \quad (3.23)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		3

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{z \min} + t_{cв} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}, \quad (3.24)$$

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

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п|0|К1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 5,7 \text{ кА}, \quad (3.25)$$

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

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a \text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 \text{ кА} = 25,5 \text{ кА}, \quad (3.26)$$

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

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{п|0|К1}^2 \cdot (t_z + t_{cв} + T_a), \quad (3.27)$$

$$W_k = 30^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,02) = 54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.28)$$

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

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные для выключателя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные ВГБУ-110 П-40/2000 У1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	294	2000
Номинальный ток отключения, кА	30	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	73	102
Тепловой импульс, кА ² · с	54	4800

Из таблицы видно, что выключатель ВГБУ-110 П-40/2000 У1 подходит для установки.

4.2. Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

- а) номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$;
- б) номинальному длительному току: $I_{раб\ утяж} \leq I_{ном}$;
- в) электродинамической стойкости: $i_{у\ max} \leq I_{дин}$;
- г) термической стойкости: $B_k \leq B_{к\ доп}$.

К установке намечаем разъединители типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 с приводом ПР [12].

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные для разъединителей

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные РДЗ-2-110/1000 УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	294	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	73	80
Тепловой импульс, кА ² · с	54	2976

Выбранный разъединитель РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 подходит для установки.

4.3. Выбор ограничителей перенапряжения:

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

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

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределение электроэнергии от ЗРУ до ЦТП осуществляется по распределительным сетям 10 кВ. Выбор схемы зависит от требуемых степеней надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно ЗРУ и относительно друг друга.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по электрической сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство и принимать меры к уменьшению ежегодных эксплуатационных расходов. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Выбор наиболее приемлемого, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям варианта - это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

Рассмотрим варианты электроснабжения цеха №1 и цеха №4: по радиальной схеме и по магистральной схеме.

Схемы сравниваемых вариантов представлены на рисунке 3,4.

Рассчитаем питающие кабельные линии для ТП1 и ТП4 по 1,2 варианту. Результаты расчетов запишем в таблицу 12.

Методика расчета сечений КЛ:

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.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p\text{ кл}} = \frac{S_{p\text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.1)$$

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

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		3

$$F_э = \frac{I_{р\text{кЛ}}}{j_э} \quad (4.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{р\text{кЛ}}}{n_{\text{кЛ}}} \quad (4.3)$$

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

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}} = \frac{2 \cdot I_{р\text{кЛ}}}{n_{\text{к}}} \quad (4.4)$$

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

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кЛ}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% \quad (4.5)$$

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

Потери электроэнергии в КЛ определяются:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р\text{кЛ}}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (4.6)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		4

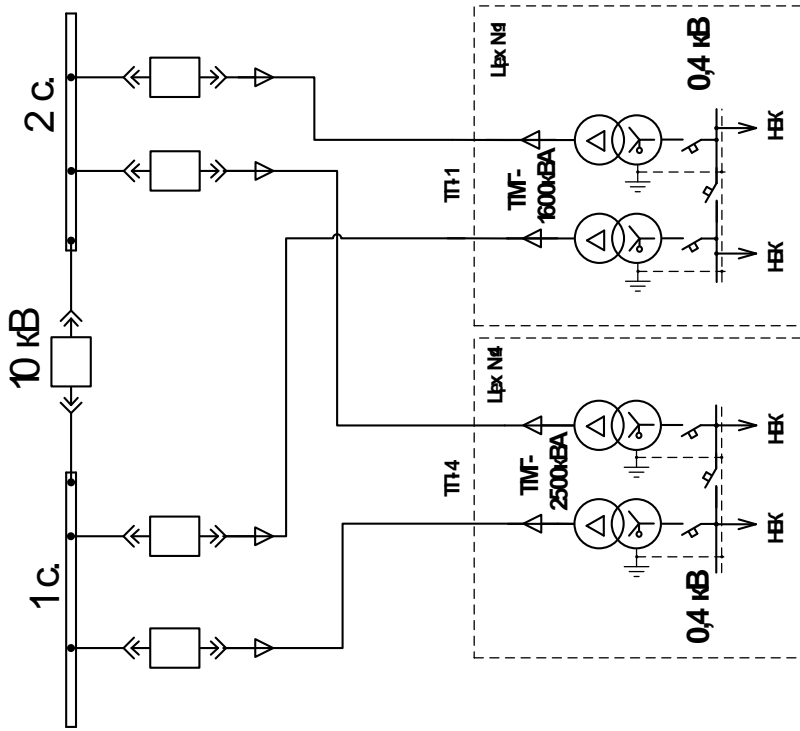


Рисунок 3 - Радиальная схема электроснабжения цеха №1 и цеха №4

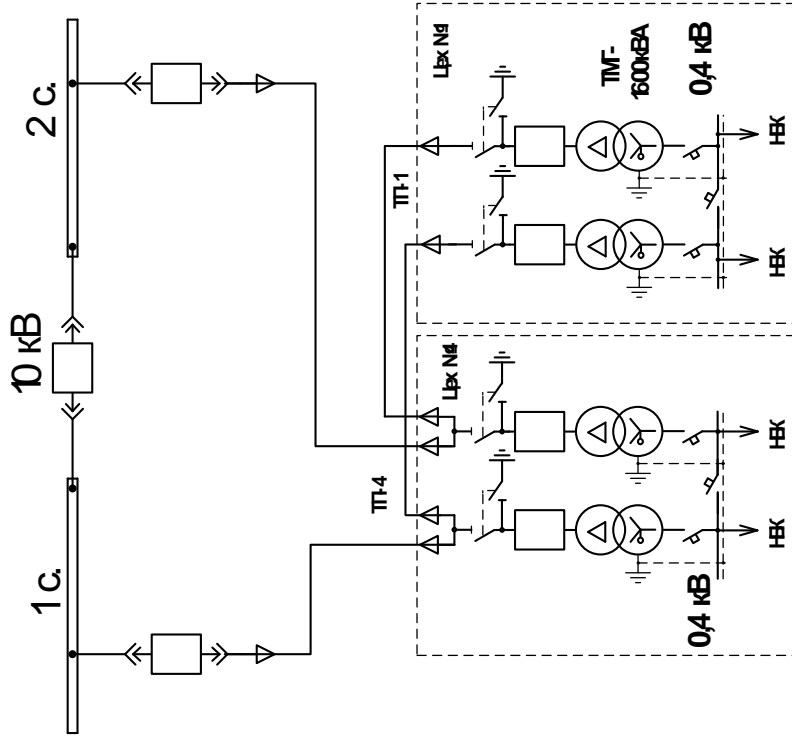


Рисунок 4 - Магистральная схема электроснабжения цеха №1 и цеха №4

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2020.084

Таблица 12 - Расчет сечений кабельных линий для вариантов 1,2.

Вариант	Конечные пункты КЛ	P, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Ipк, А	Fз, мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	Iдоп, А	Кав, о.е.	Iав, А	L, км	r0, Ом/км	x0, Ом/км	ΔU, %	ΔW, кВт*час/год
											норм реж.	п/а реж.											
Кабельные линии 10 кВ																							
1	ГПП-ТП4	1476	1492	2099	115	96	120	ААБл	1	транш	115	231	240	0,84	1,0	202	1,25	252	0,174	0,258	0,081	0,1	12021
	ГПП-ТП1	1175	611,5	1324	73	61	50	ААБл	1	транш	73	146	140	0,92	1,0	129	1,25	161	0,372	0,620	0,09	0,3	24523
2	ГПП-ТП4	2651	2104	3384	186	155	240	ААБл	1	транш	186	372	355	0,92	1,0	327	1,25	408	0,174	0,129	0,075	0,1	15622
	ТП4-ТП1	1175	611	1324	73	61	50	ААБл	1	транш	73	146	140	0,92	1,0	129	1,25	161	0,197	0,620	0,090	0,1	13028

Рассчитаем потери электроэнергии в КЛ питающих ЦТП (расчет ведем на 1 кабель):

Вариант 1

$$\Delta W_{\text{ГПП-ТП4}} = 3 \cdot 115^2 \cdot 0,258 \cdot 0,174 \cdot 6691,6 = 12021 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}},$$

$$\Delta W_{\text{ГПП-ТП1}} = 3 \cdot 73^2 \cdot 0,62 \cdot 0,372 \cdot 6691,6 = 24523 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Вариант 2

$$\Delta W_{\text{ГПП-ТП4}} = 3 \cdot 186^2 \cdot 0,129 \cdot 0,174 \cdot 6691,6 = 15622 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}},$$

$$\Delta W_{\text{ТП4-ТП1}} = 3 \cdot 73^2 \cdot 0,62 \cdot 0,179 \cdot 6691,6 = 13028 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Выбор варианта схемы электроснабжения производится на основе сопоставления двух вариантов: по радиальной и по магистральной схеме. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью сокращения расчетов. Оценим: потери в кабельных линиях, и их стоимость, учтем стоимость электрооборудования количество которого разное в схемах.

Определим технико-экономические показатели вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{\text{г}\Sigma} = E_{\text{н}\Sigma} \cdot K_{\Sigma} + C_{\text{э}} + Y \quad (4.7)$$

где: $E_{\text{н}\Sigma}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_{\text{н}}=0,12$, отчислений на амортизацию $E_{\text{а}i}$ и расходов на обслуживание $E_{\text{о}i}$, для силового оборудования принимается равным 0,193; K_{Σ} – 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:

$$C_{\text{э}} = \Delta W_{\text{кл}} \cdot C_0, \quad (4.8)$$

где: C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		4

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.9)$$

где: $\alpha = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;
 $\beta = 1,448$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K_M = \frac{\Delta P_3}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 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 10 кВ.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,11 \cdot \left(\frac{17024,28 \cdot 1}{6691,6} + 1,448 \right) = 4,43 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год.}$$

Для 1 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = ((12021 + 24523) \cdot 4,43 \cdot 2) / 1000 = 324 \text{ тыс. руб/год.}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{г\Sigma} = 324 + 520 = 844 \text{ тыс. руб.}$$

Цены на кабельную продукцию, трансформаторы, ячейки берем из [8].
Сведем расчеты в таблицу 13.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		4

Таблица 13 – Расчет затрат по 1 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчис-	Загрязн., тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
					ления, о.е.			
КЛ 10 кВ в траншее ААБл 3х120	км	0,348	630	219	0,165	36	24042	107
КЛ 10 кВ в траншее ААБл 3х50	км	0,743	399	297	0,165	49	49046	217
Ячейка КРУ	шт	4	624	2496	0,165	412	-	-
Шкаф ВВ-1 глухого ввода	шт	4	35	140	0,165	23	-	-
ИТОГО				3152		520	73088	324

Для 2 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = ((15622 + 13028) \cdot 4,43 \cdot 2) / 1000 = 254 \text{ тыс. руб/год.}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\Sigma} = 254 + 661 = 915 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет затрат по 2 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Загратаы, тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
					Итого				
КЛ 10 кВ в траншее ААБл 3х240	км	0,348	950	331	0,165		54,61	31243	138
КЛ 10 кВ в траншее ААБл 3х50	км	0,395	399	158	0,165		25,99	26056	115
Шкаф ШВВ-6 с вакуумным выключателем	шт	4	568	2272	0,165		374,88	-	-
Ячейка КРУ	шт	2	624	1248	0,165		206	-	-
ИТОГО				4009			661	57299	254

Результаты сравнения вариантов сведен в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет приведённых затрат для вариантов

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.
1	3 152	520	73 088	324	844
2	4 009	661	57 299	254	915

По критерию минимизации приведенных затрат предпочтительней является вариант 1 он дешевле варианта 2 на 7,8%, но потери в варианте 1 больше. По эксплуатационным характеристика предпочтительней вариант 2. Для электроснабжения цехов №1 и №4 применим магистральную схему.

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

5.1 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.

5.2 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 курсовом проекте электроснабжение цеховых ТП будем осуществлять по радиально-магистральной схеме.

Схема представлена на рисунке 5.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, 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. Марка кабеля ААБл. Это кабель с алюминиевой жилой, алюминиевой оболочкой, броней из стальных оцинкованных лент, с подушкой в составе слой из полиэтилентерефталатных лент.

5.4 Расчет питающих линий

Методика расчета сечений КЛ приведена в пункте 4.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 17.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		4

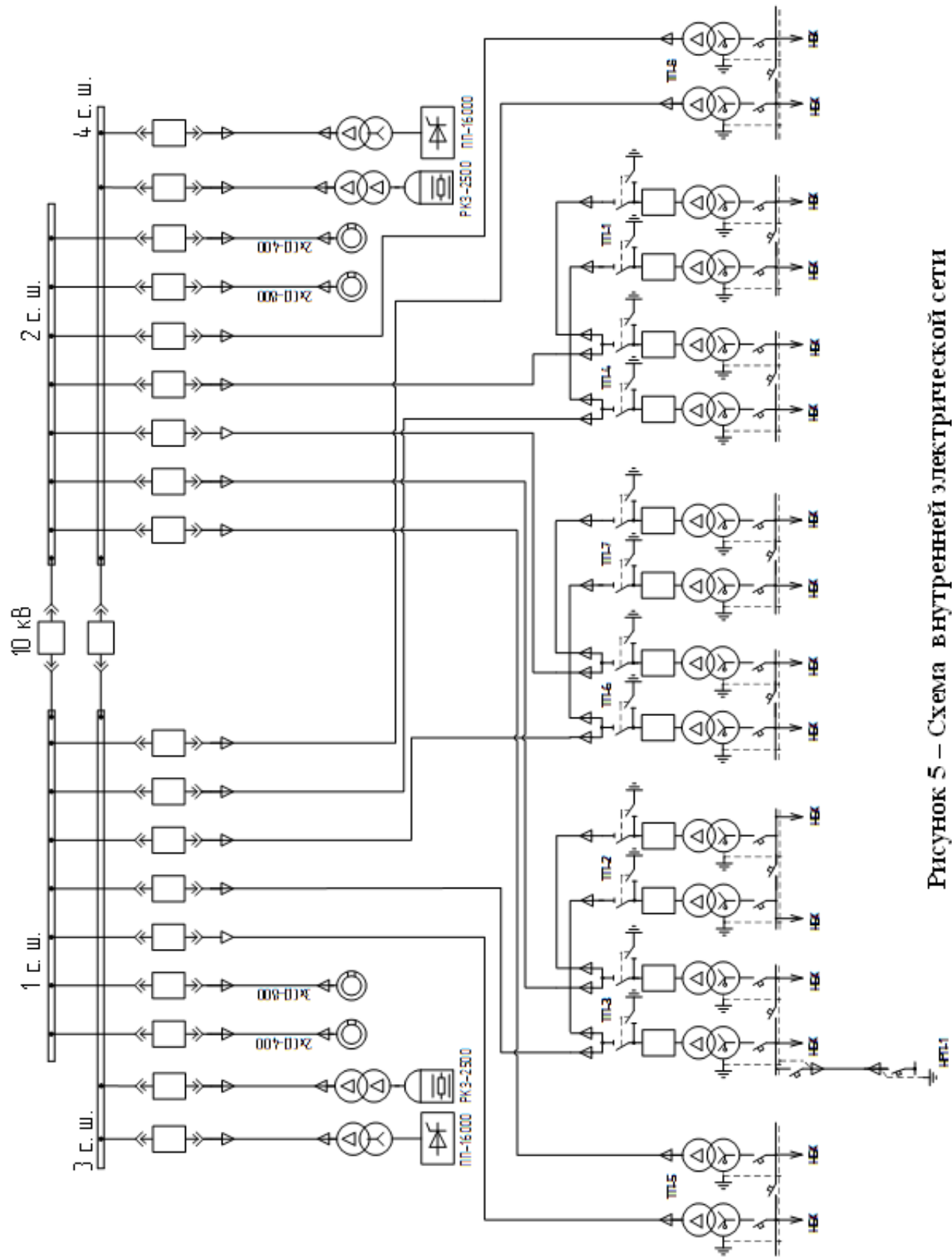


Рисунок 5 – Схема внутренней электрической сети

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2020.084

Таблица 17 - Расчет кабельных линий

Цех	Конечные пункты КЛ	P _к , кВт	Q _к , квар	S _к , кВА	I _к , А	F ₃ , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	K _т , о.е.	I _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	I _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/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	23
Кабельные линии 10 кВ																						
4	ГПП-ТП4	2651	2104	3384	186	155	240	ААБл	1	транш	186	372	355	0,92	1,0	327	1,25	408	0,17	0,129	0,075	0,09
1	ТП4-ТП1	1175	611	1324	73	61	50	ААБл	1	транш	73	146	140	0,92	1,0	129	1,25	161	0,20	0,62	0,09	0,09
3	ГПП-ТП3	3107	1329	3380	186	155	240	ААБл	1	транш	186	372	355	0,84	1,0	298	1,25	373	0,14	0,129	0,075	0,07
2	ТП3-ТП2	1232	464	1316	72	60	50	ААБл	1	транш	72	145	140	0,84	1,0	118	1,25	147	0,17	0,62	0,09	0,14
6	ГПП-ТП5	198	54	205	11	9	16	ААБл	1	транш	11	23	75	0,92	1,0	69	1,25	86	0,12	1,940	0,113	0,05
7	ГПП-ТП6	1424	514	1514	83	69	70	ААБл	1	транш	83	166	165	0,92	1,0	152	1,25	190	0,19	0,443	0,086	0,13
8	ТП6-ТП7	1222	495	1318	72	60	50	ААБл	1	транш	72	145	140	0,92	1,0	129	1,25	161	0,21	0,62	0,09	0,17
9	ГПП-ТП8	132	127	183	10	8	16	ААБл	1	транш	10	20	75	0,81	1,0	61	1,25	76	0,09	1,940	0,113	0,03
2	ГПП-РК3	2500	1211	2778	153	127	95	ААБл	1	транш	153	-	205	0,84	1,0	172	-	-	0,17	0,326	0,083	0,16
2	ГПП-СД 800	800	496	941	52	43	25	ААБл	1	транш	52	-	90	0,82	1,0	74	-	-	0,26	1,240	0,099	0,27
4	ГПП-ПП	16000	11168	19512	268	224	240	ААБл	4	транш	268	-	355	0,81	1,0	288	-	-	0,13	0,129	0,075	0,10
9	ГПП-СД 400	400	248	471	26	22	16	ААБл	1	транш	26	-	75	0,81	1,0	61	-	-	0,09	1,940	0,113	0,07
Кабельные линии 0,4 кВ																						
1	ТП3-НРП1	63	73	97	139	-	50	ААБл	1	транш	139	-	165	0,92	1,0	152	-	-	0,139	0,620	0,060	3,80

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 аperiodической 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:

$$I_K = I_{по} = I_{пр}. \quad (6.1)$$

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

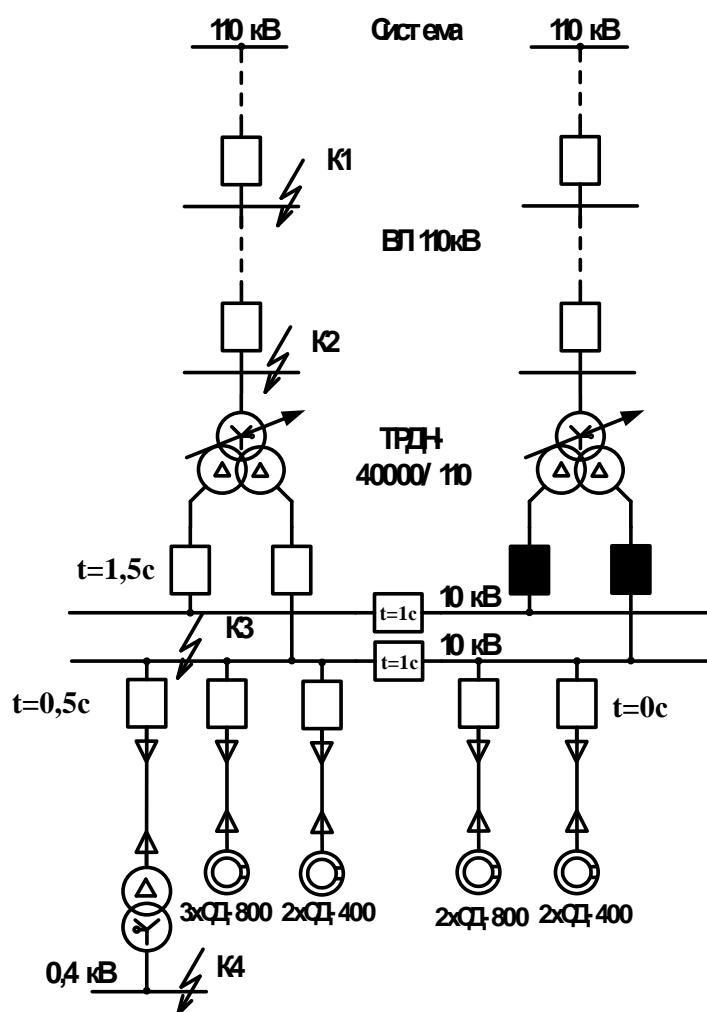


Рисунок 6 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

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 10 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 10 кВ не учитывается.

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

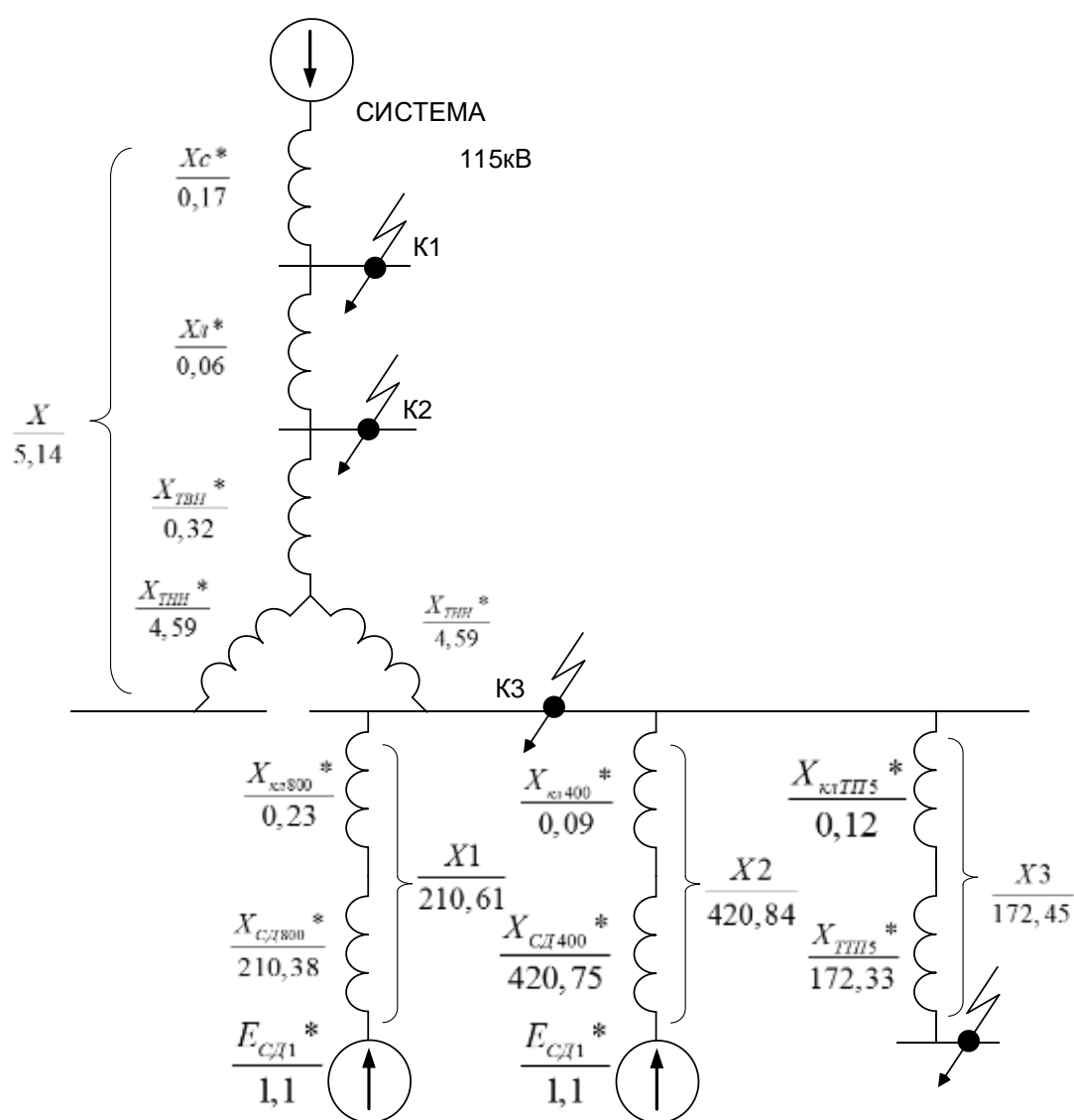


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_{\text{Б}} = 1000$ 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:

$$X_{\text{с}*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}} = \frac{1000}{6000} = 0,17 \quad (6.2)$$

Сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{0,42 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 0,06 \quad (6.3)$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{\text{твн}*} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном ГПП}}} \cdot \left(1 - \frac{K_{\text{р}}}{4}\right) = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 0,32 \quad (6.4)$$

$$X_{\text{тнн1,2}*} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}} \cdot K_{\text{р}}}{S_{\text{ном ГПП}} \cdot 2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 3,5}{40 \cdot 2} = 4,59 \quad (6.5)$$

Сопротивление кабельных линий ГПП-СД:

$$X_{\text{кл 800}*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{0,099 \cdot 0,26 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,23 \quad (6.6)$$

$$X_{\text{кл 400}*} = \frac{0,113 \cdot 0,09 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,09$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП5:

$$X_{\text{кл тп5}*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{0,113 \cdot 0,12 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,12$$

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП5 (ТМГ-250):

$$Z_{\text{т}*} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном тп}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,25} = 180 \quad (6.7)$$

Активное сопротивление трансформатора ТП5:

$$R_{T*} = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{НОМ ТП}} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ТП}} = \frac{0,00325}{0,25} \cdot \frac{1000}{0,25} = 52 \quad (6.8)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{T*} = \sqrt{Z_{T*}^2 - R_{T*}^2} = \sqrt{180^2 - 52^2} = 172,33 \quad (6.9)$$

Сверхпереходные сопротивления СД:

$$X_{сд 800*} = X''_d \cdot \frac{S_6}{P_{НОМ}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{800 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 210,38 \quad (6.10)$$

$$X_{сд 400*} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 420,75$$

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 3.2).

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

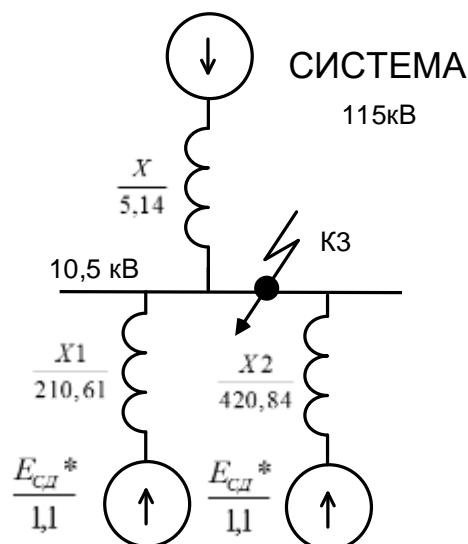


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} = 5 \cdot \frac{E_{\text{сд}*}}{X_1} + 4 \cdot \frac{E_{\text{сд}*}}{X_2} + \frac{E_c}{X} = 5 \cdot \frac{1,1}{210,61} + 4 \cdot \frac{1,1}{420,84} + \frac{1}{5,14} = 0,23 \quad (6.11)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} = I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} \cdot I_6 = I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,23 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 12,6 \text{ кА.} \quad (6.12)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 16,4 \text{ кА.} \quad (6.13)$$

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:

$$i_{\text{уКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п}|0}^{(3)} + i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot 12,6 + 16,4 = 34,2 \text{ кА.} \quad (6.14)$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₄ приведем схему замещения (рисунок 7) к виду рисунка 9.

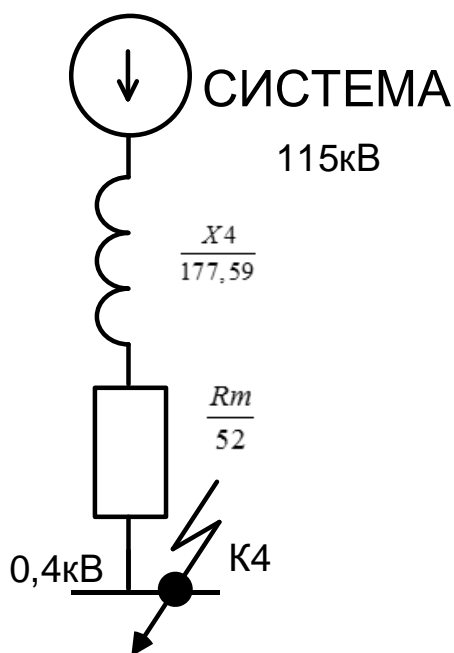


Рисунок 9 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₄

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{K4 \Pi |0|*}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} = \frac{1}{177,59} = 0,0056 \quad (6.15)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{K4 \Pi |0|}^{(3)} = I_{K4 \Pi |0|*}^{(3)} \cdot I_6 = 0,0056 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 8,1 \text{ кА}. \quad (6.16)$$

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

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Токи, кА		$S_{кз ст} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{\Pi 0 }$, МВА
		$I_{\Pi 0 }$	i_y	
К1	115	30,12	73	5999,5
К2	115	22	56	4382
К3	10,5	12,6	34,2	229
К4	0,4	8,1	-	5,6

7.1 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:

$$S_{Т СН} = 0,5\% \cdot S_{НОМ Т}, \quad (7.1)$$

$$S_{Т СН} = 0,005 \cdot 40000 = 200 \text{ кВА.}$$

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

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН НОРМ} = \frac{0,7 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,2 \text{ А.} \quad (7.2)$$

$$I_{Т СН П/АВ} = \frac{1,4 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,3 \text{ А.} \quad (7.3)$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-16-31,5 У3 с номинальным током $I_{НОМ} = 16 \text{ А}$.

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

Ток нагрузки на секции шин в нормальном режиме:

$$I_{НОРМ} = \frac{K_{З Т НОРМ} \cdot S_{Т ГПП НОРМ}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 770 \text{ А.} \quad (7.4)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		5

Ток нагрузки на секции шин в послеаварийном режиме:

$$I_{п/ав} = \frac{K_{з\text{ ГП/ав}} \cdot S_{\text{Т ГПП ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1540 \text{ А.} \quad (7.5)$$

Распределительное устройство 10 кВ на ГПП принимаем комплектным из шкафов серии КУ 10Ц-20 У3, с номинальным током главных цепей ($I_{\text{ном}} = 1600\text{А}$). 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 19.

Таблица 19 – Выбор типа распределительного устройства 10кВ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ 10Ц-20 У3
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1540 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 34,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{\text{к доп}}$	$B_k = 265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к доп}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания К3.

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{з\text{ мин}} + t_{\text{св}} + \Delta t_{\text{мтз}} = 0,01 + 0,042 + 1,5 = 1,552 \text{ с.} \quad (7.6)$$

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{\text{п|о|КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 12,6^2 \cdot (1,552 + 0,12) = 265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (7.7)$$

$$B_{\text{к доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (7.8)$$

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям.

Подробный выбор выключателей на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 20. Секционные выключатели принимаются того же типа, что и вводные.

ВР2-10-20/1600 У2 имеет собственное время отключения не более $t_{\text{св}} = 0,042$ с.

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

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n|0|_{КЗ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot e^{-\frac{1,552}{0,12}} = 0,04 \text{ А.} \quad (7.9)$$

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

$$i_{a\text{ норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.} \quad (7.10)$$

Таблица 20 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВР2 – 10 – 20/1600 У2
$U_c \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 1540 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}}$	$I_{n 0 } = 12,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a\tau} \leq i_{a\text{ норм}}$	$i_{a\tau} = 0,04 \text{ А}$	$i_{a\text{ норм}} = 11,3 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$i_y = 34,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq B_{\text{к доп}}$	$B_k = 265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к доп}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители в ячейках КРУ типа КУ 10Ц-20 У3 встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВР2 – 10 – 20/1600 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 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-2000/5 У3
$U_c \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{раб max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1540 А$	$I_{ном} = 2000 А$
$i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 34,2 кА$	$i_{дин} = 81 кА$
$B_k \leq B_k доп$	$B_k = 265 кА^2 \cdot с$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 кА^2 \cdot с$

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.

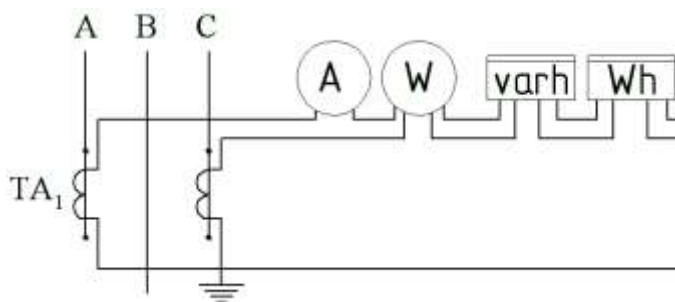


Рисунок 10 - Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока

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 22.

Таблица 22- 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 22 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (7.11)$$

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

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом}, \quad (7.12)$$

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 0,7 \text{ мм}^2, \quad (7.13)$$

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

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

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 10.

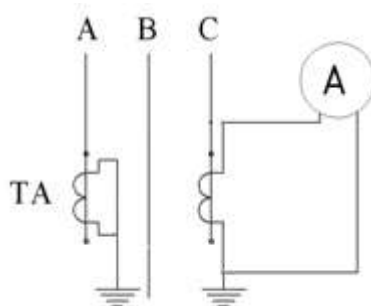


Рисунок 11 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя

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 23.

Таблица 23 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
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:

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

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

Допустимое значение сопротивления проводов:

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

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: $U_{ном} = 10$ кВ, $S_{2ном} = 200$ 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 24 для секции с большим числом отходящих линий.

Таблица 24 - 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	Ртутный 230 ART2	2,5	3	0,07	0,98	11	5,8	80,9
Итого							8,8	80,9

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{8,8^2 + 80,9^2} = 81 \text{ ВА} . \quad (7.2.11)$$

$S_{2ном} = 200 > S_{2\Sigma} = 81$ 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 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN 001-10У3 (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 25.

Таблица 25 – Выбор выключателей и трансформаторов тока для отходящих линий с ГПП

Конечные пункты кабельной линии	U _{ном} , кВ	I _p , А	I _{утяж} , А	I _{п 0} , кА	i _y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП4	10	186	372	12,6	34,2	BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-400-У3
ГПП-ТП3	10	186	372			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-400-У3
ГПП-ТП5	10	11	23			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-30-У3
ГПП-ТП6	10	83	166			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-200-У3
ГПП-ТП8	10	10	20			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-20-У3
ГПП-РКЗ	10	115	-			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-150-У3
ГПП-СД 800	10	36	-			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-50-У3
ГПП-ПП	10	858	-			BP1-10-20/1000 У2	ТЛК-10-1000-У3
ГПП-СД 400	10	21	-			BP1-10-20/630 У2	ТЛК-10-30-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:

$$F_{mc} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C}, \quad (7.14)$$

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 26.

Таблица 26 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	$I_k, \text{кА}$	$t_{pz}, \text{с}$	$t_{св}, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C, \frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$	$F_{тс}, \text{мм}^2$
ГПП-ТП	12,6	0,5	0,042	0,12	105,10	100	120
ГПП-Д	12,6	0	0,042	0,12	25,72	100	70
ТП-ТП	12,6	0,5	0,042	0,12	105,10	100	120
ГПП-РКЗ, ПП	12,6	0,5	0,042	0,12	105,10	100	120

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 $F_{тс}$. Запишем сечения кабелей с учетом $F_{станд}$, в таблицу 27.

Таблица 27 – 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
ТП4-ТП1	50	120	ААБл (3x120)
ТП3-ТП2	50	120	ААБл (3x120)
ГПП-ТП5	16	120	ААБл (3x120)
ГПП-ТП6	70	120	ААБл (3x120)
ТП6-ТП7	50	120	ААБл (3x120)
ГПП-ТП8	16	120	ААБл (3x120)
ГПП-РКЗ	70	120	ААБл (3x120)
ГПП-СД 800	25	70	ААБл (3x70)
ГПП-СД 400	16	70	ААБл (3x70)

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

В цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции: КТП – 250, КТП – 1600 и КТП – 2500. РУВН КТП комплектуются вакуумными выключателями типа ВР1-10-20/630 У2.

Поскольку ТП5 и ТП8 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 28.

Таблица 28 – Выбор выключателей и тр-ров тока в РУВН КТП

№ ТП	U _{ном} , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{п 0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП1	10	70	123	12,6	34,2	ВР1-10-20/630 У2	ТЛК-10-150/5-У3
ТП2	10	70	123				ТЛК-10-150/5-У3
ТП3	10	110	192				ТЛК-10-200/5-У3
ТП4	10	110	192				ТЛК-10-200/5-У3
ТП6	10	11	19				ТЛК-10-20/5-У3
ТП7	10	70	123				ТЛК-10-150/5-У3

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведём в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор автоматического выключателя и типа НРП

№ НРП	Место установки выключателя	I _р , А	I _{утяж} , А	Тип выключателя	Тип НРП
НРП1	Вводной	139	-	ВА57-35; I _{ном} = 160 А; I _{откл} = 35 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 – 40000/110 мощностью по 40 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин.

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

В таблице 30 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{T_{ном}i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{Tr i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{лi}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

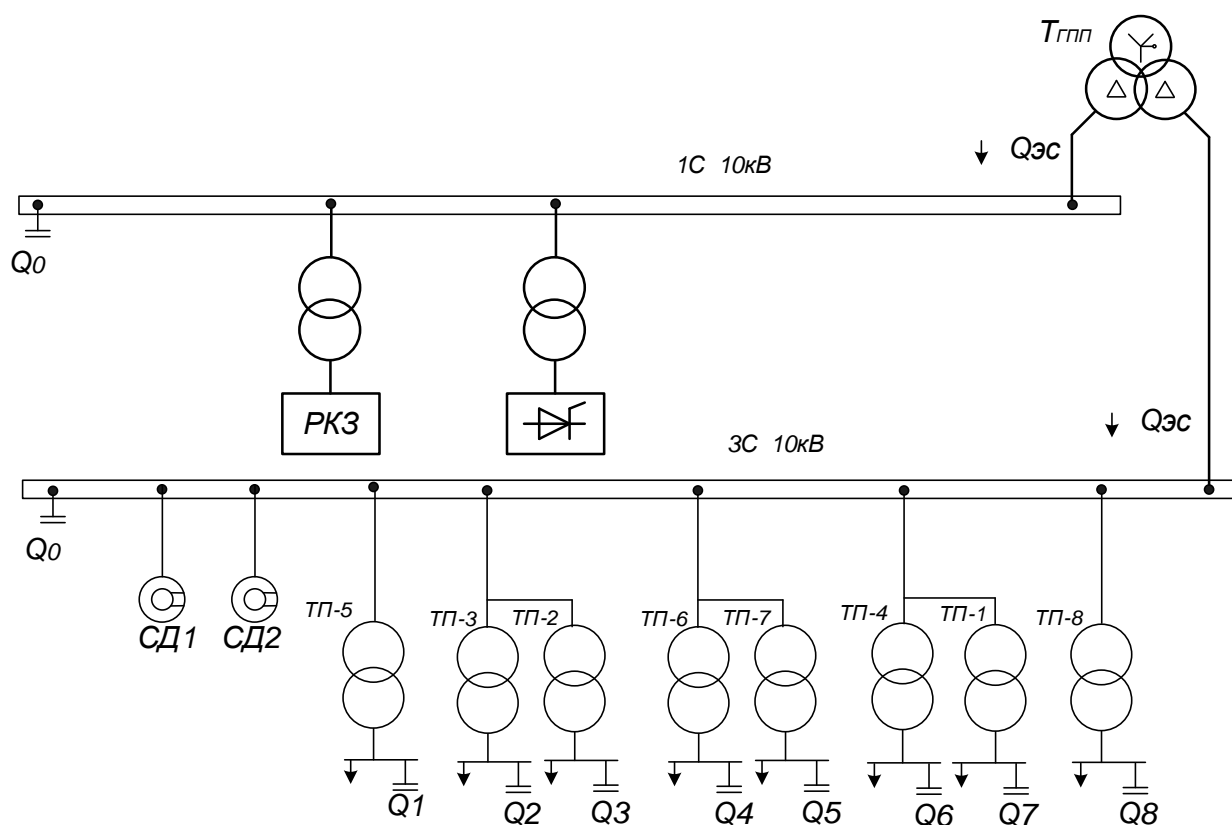


Рисунок 12 – Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

Таблица 30 – Исходные данные схемы электроснабжения

ТП	S _{ТН} , кВА	Q _{1i} , квар	ΔQ _{тi} , квар	R _{тi} , Ом	R _{лi} , Ом
ТП1	1600	534	78	0,646	0,051
ТП2	1600	387	78	0,646	0,045
ТП3	2500	741	124	0,423	0,018
ТП4	2500	1 368	124	0,423	0,022
ТП5	250	42	12	5,733	0,030
ТП6	250	7	12	5,733	0,049
ТП7	1600	417	78	0,646	0,055
ТП8	250	117	11	5,733	0,024
ИТОГО		3 614	515		

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном Т}^2}, \quad (8.1)$$

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

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_L = \frac{R_0 \cdot L}{n_L}, \quad (8.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км, L – длина линии, км, n_L – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 31, 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 31 – 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 , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД 800	10	800	408	5	3000	2,47	4,46
СД 400	10	400	209	4	500	3,88	2,97

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

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд\ m\ i} = \alpha_{m\ i} \cdot N_i \cdot S_{сд\ i} = \alpha_{m\ i} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{ном\ сд\ i}^2 + Q_{ном\ сд\ i}^2}, \quad (8.3)$$

$$Q_{сд\ m\ 800} = 0,55 \cdot 5 \cdot \sqrt{800^2 + 408^2} = 2470 \text{ квар},$$

$$Q_{сд\ m\ 400} = 0,55 \cdot 4 \cdot \sqrt{400^2 + 209^2} = 993 \text{ квар},$$

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

8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \tau \cdot \beta), \quad (8.4)$$

$$C_0 = 1,11 \cdot (17024,28 \cdot 1 + 6691,6 \cdot 1,448) = 29652 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год},$$

где: $\alpha = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа; $\beta = 1,448$ 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.

8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{з\ кн} = E \cdot K_{нбк} + C_0 \cdot \Delta P_{нбк}, \quad (8.5)$$

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.

$$Z_{з\ кн} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,2 + 29652 \cdot 4 = 527394 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		6

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{ГКВ} = E \cdot K_{КВ} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ}, \quad (8.6)$$

$$Z_{ГКВ} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,2 + 29652 \cdot 2 = 263697 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Гсд} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{НОМ сд i}}, \quad (8.7)$$

$$Z_{1Гсд 800} = 29652 \cdot \frac{2,47}{0,408} = 179511 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}},$$

$$Z_{1Гсд 400} = 29652 \cdot \frac{3,88}{0,209} = 550477 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

$$Z_{2Гсд} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{НОМ сд i}^2}, \quad (8.8)$$

$$Z_{2Гсд 800} = 29652 \cdot \frac{4,46}{5 \cdot 0,408^2} = 158891 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}},$$

$$Z_{2Гсд 400} = 29652 \cdot \frac{2,97}{4 \cdot 0,209^2} = 504032 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:

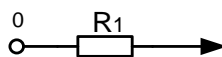


Рисунок 13 - Схема замещения радиальной линии

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

$$R_{Э1} = R_1 = R_{л1} + R_{тр1} \quad (8.9)$$

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

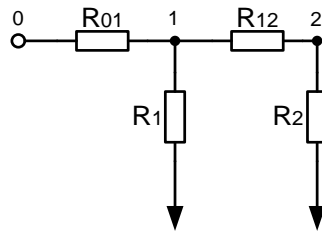


Рисунок 14 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

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

$$R_{01} = R_{л1}; R_1 = R_{тп1}; R_{12} = R_{л2}; R_2 = R_{тп2}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{тп1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (8.10)$$

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

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тп1}} \right) \cdot R_1 \quad (8.11)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тп1}} \right) \cdot (R_{12} + R_2) \quad (8.12)$$

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

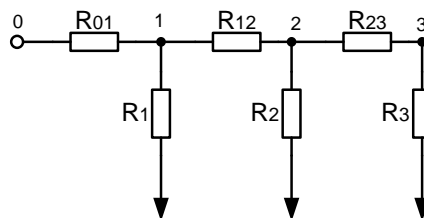


Рисунок 15 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

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:

$$\frac{1}{R_{тр2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} \quad (8.13)$$

$$\frac{1}{R_{тр1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{тр2}} \quad (8.14)$$

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

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot R_1 \quad (8.15)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{тр2}}\right) \cdot R_2 \quad (8.16)$$

$$R_{э3} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{тр1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{тр2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) \quad (8.17)$$

8.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{mi} + \frac{Z}{R_{эi}} \quad (8.18)$$

где

$$Z = \frac{3_{2кв} - 3_{2кн}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{263697 - 527394}{2 \cdot 10 \cdot 29652} = -0,445 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} \quad (8.19)$$

$$a = \frac{1000}{U_{ном}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2} \quad (8.20)$$

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 32.

Таблица 32 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		Q_{ki} , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сти}$, квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	0,734	0,006	0,006	493	499	КРМ-0,4-525-52,5 У3	525
ТП2	0,720	-0,153	0,000	692	692	КРМ-0,4-675-67,5 У3	675
ТП3	0,441	-0,143	0,000	578	578	КРМ-0,4-600-60 У3	600
ТП4	0,446	0,495	0,495	120	615	КРМ-0,4-600-60 У4	600
ТП5	5,763	-0,023	0,000	167	167	КРМ-0,4-180-15 У3	180
ТП6	5,782	-0,058	0,000	121	121	КРМ-0,4-125-7,5 У3	125
ТП7	0,707	-0,134	0,000	817	817	КРМ-0,4-825-82,5 У3	825
ТП8	5,757	0,050	0,050	16	66	КРМ-0,4-64,8-7,2 У3	64,8
ИТОГО	-	-	0,551	3005	3556	-	3595

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{3_{гкв} - 3_{1гсд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{эсд}}, \quad (8.21)$$

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

Эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{эсд} = \frac{R_{лсд1}}{n} + \frac{3_{2гсд}}{a \cdot C_0}, \quad (8.22)$$

$$R_{эсд800} = \frac{0,443 \cdot 0,25}{5} + \frac{158891}{10 \cdot 29652} = 0,56,$$

$$Q_{сд800} = \frac{263697 - 179511}{2 \cdot 10 \cdot 29652 \cdot 0,56} = 0,254 \text{ Мвар} < Q_{сдм} = 2,47 \text{ Мвар}.$$

$$R_{эсд400} = \frac{0,443 \cdot 0,09}{4} + \frac{504032}{10 \cdot 29652} = 1,71,$$

$$Q_{сд400} = \frac{263697 - 550477}{2 \cdot 10 \cdot 29652 \cdot 1,71} = -0,283 \text{ Мвар}$$

Синхронные двигатели мощностью 400кВт использовать для компенсации реактивной мощности не будем.

8.6 Определение мощности высоковольтной БК

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

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_0 = \frac{\Delta Q_{Т ГПП}}{4} + \frac{Q_{ПП}}{2} + \frac{Q_{РКЗ}}{2} - \frac{Q_{Эс 1}}{4}. \quad (8.23)$$

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_0 = \sum_1^8 (Q_{1i} + \Delta Q_{Т i}) + \frac{\Delta Q_{Т ГПП}}{4} + Q_{КИ} - \sum_1^8 Q_{С i} - \left(\frac{Q_{СД 800}}{5}\right) \cdot 2 - Q_{Эс 1} / 4 \quad (8.24)$$

где $Q_{Эс 1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{Эс} = \alpha_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{Эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{НР}} \cdot Q_{СД М}, \quad (8.25 - 8.26)$$

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. [3]

Расчетная реактивная нагрузки всего завода:

$$Q_p = 2 \cdot \left(\sum_1^8 (Q_{1i} + \Delta Q_{Т i}) \right) + \Delta Q_{Т ГПП} + Q_{РКЗ} + Q_{ПП} \quad (8.27)$$

$$Q_p = 2 \cdot (3614 + 515) + 3392 + 19685 = 31335 \text{ квар}$$

$$Q'_{Эс} = 0,5 \cdot 43942 = 21971 \text{ квар},$$

$$Q''_{Эс} = 31335 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 2470 = 29414 \text{ квар}.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q'_{Эс} = 21971$ квар.

Найдем реактивные мощности на секциях:

-для 1, 2С 10кВ:

$$Q_0 = \frac{3392}{4} + \frac{17869}{2} + \frac{1816}{2} - \frac{21971}{4} = 5198 \text{ квар.}$$

Установим на 1, 2С 10кВ по ФКУ-10-6000 У3.

-для 3, 4С 10кВ:

$$Q_0 = 3614 + 515 + \frac{3392}{4} + 3556 - 3595 - \frac{254}{5} \cdot 2 - \frac{21971}{4} = -656 \text{ квар.}$$

В силу того, что отношение абсолютного значения Q_0 к расчетной реактивной мощности составляет только 2%, что в пределах допустимой погрешности в инженерных расчетах.

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

$$\begin{aligned} tg\varphi_p &= \frac{Q_p + 2 \cdot (\sum_1^8 Q_{ки}) - (2 \cdot (\sum_1^8 Q_{стни} + \sum_1^4 Q_{стви}) + \sum_1^5 Q_{сди})}{P_p} = \\ &= \frac{31335 + 2 \cdot 3556 - (2 \cdot 3595 + 2 \cdot 6000 + 254)}{43942} = 0,43 \end{aligned} \quad (8.28)$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_1^5 (Q_{сдми} - Q_{сди})}{Q_p} \cdot 100\% = \frac{2470 - 254}{31335} \cdot 100\% = 7,1\% \quad (8.29)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

9. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В цехе №4 установлены преобразователи частоты, которые оказывают влияние на качество электроэнергии.

Рассчитаем коэффициенты гармонических составляющих на шинах 10 кВ 3 и 4 с. ш. и коэффициент несинусоидальности.

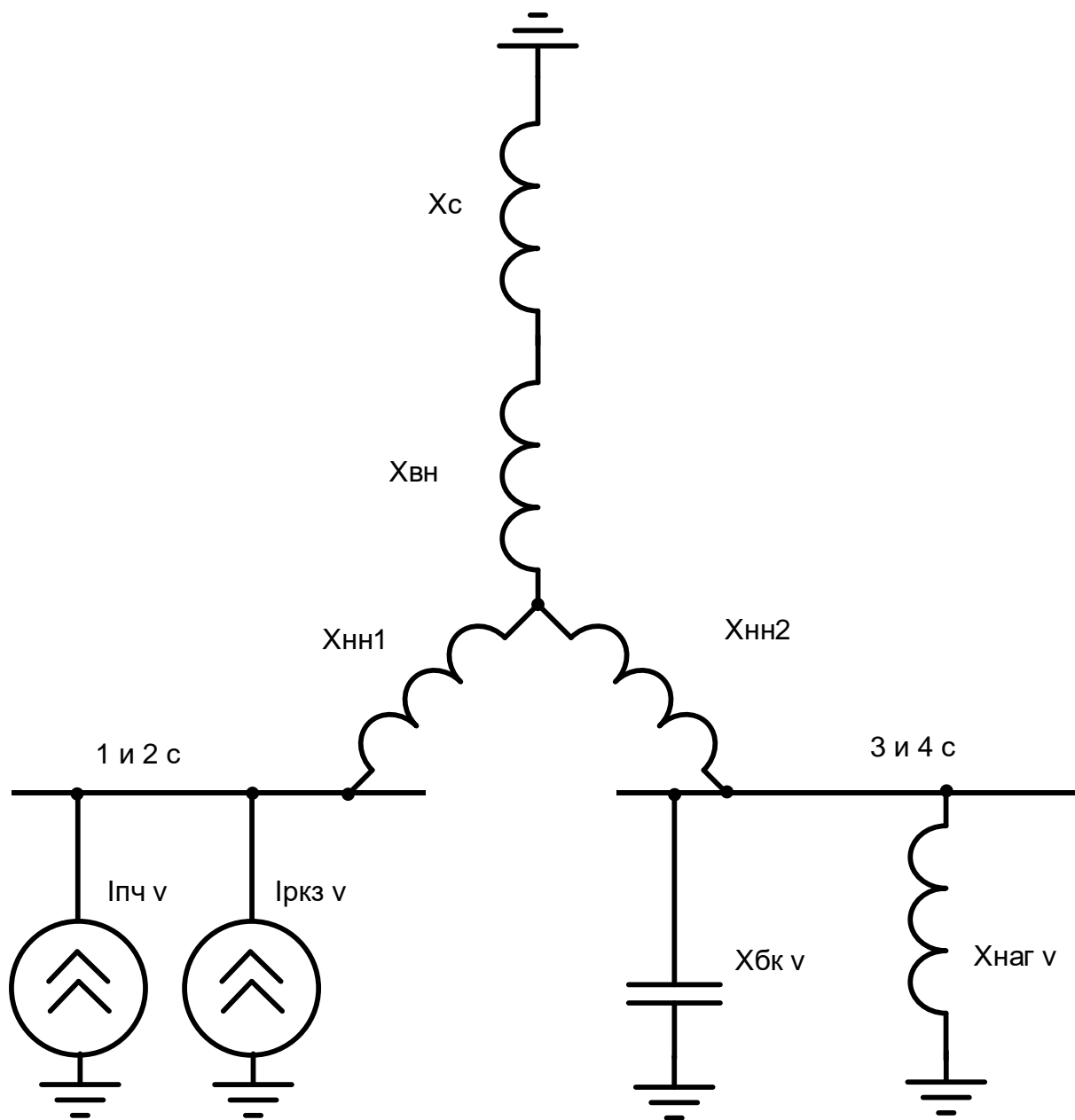


Рисунок 16 – Схема замещения

Сопротивление системы на сборных шинах 10кВ:

$$X_{Cv} = 0,65 \frac{U_{номC}^2}{S_{КЗ}} \cdot v = 0,65 \frac{10,5^2}{4382} \cdot v = 0,0164 \cdot v \quad (9.1)$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2020.084

Лист

7

Полная мощность преобразователей:

$$S_{\text{ПЧ экв}} = \sqrt{\sum S_p^2} = \sqrt{19512^2} = 19512 \text{ ВА} \quad (9.2)$$

Токи гармоник преобразователя:

$$I_{\nu \text{ ПЧ}} = \frac{I_1}{\nu} = \frac{S_{\text{ПЧ экв}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \nu} = \frac{19512}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \nu} = 1072,9 / \nu \quad (9.3)$$

Токи гармоник печи РКЗ:

$$I_{\nu \text{ ПЧ}} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{ТП ном}}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \nu^2} = \frac{1,25 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \nu^2} = 171,8 / \nu^2 \quad (9.4)$$

Сопротивление нагрузки:

$$X_{\text{НАГ} \nu} = \frac{34 \cdot \nu}{S_{\text{ТП} \Sigma} / 2 + S_{\text{ДВ} \Sigma}} = \frac{34 \cdot \nu}{(10,170 + 2,400)} = 2,7 \cdot \nu \quad (9.5)$$

Сопротивление батареи конденсаторов:

$$X_{\text{БК} \nu} = \frac{U_{\text{номБК}}^2}{Q_{\text{номБК}}} \cdot \frac{1}{\nu} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{6000 \cdot 10^3} \cdot \frac{1}{\nu} = 18,375 / \nu \quad (9.6)$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{Т} \nu \text{ в}} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{\text{номС}}^2}{100\% \cdot S_{\text{номТ}}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \nu = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 40} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \nu = 0,036 \cdot \nu \quad (9.7-9.8)$$

$$X_{\text{Т} \nu \text{ н}} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{\text{номС}}^2 \cdot K_p}{100\% \cdot S_{\text{номТ}} \cdot 2} \cdot \nu = \frac{10,5 \cdot 10,5^2 \cdot 3,5}{100 \cdot 40 \cdot 2} \cdot \nu = 0,578 \cdot \nu$$

Найдем эквивалентное сопротивление схемы:

$$X_{\text{Э}1 \nu} = X_{\text{Т} \nu \text{ в}} + X_{\text{С} \nu} = 0,0164 + 0,036 = 0,0524 \cdot \nu \quad (9.9)$$

$$X_{\text{Э}2 \nu} = \frac{X_{\text{НАГ} \nu} \cdot (-X_{\text{БК} \nu})}{X_{\text{НАГ} \nu} - X_{\text{БК} \nu}} \quad (9.10)$$

$$X_{\text{Э}3 \nu} = X_{\text{Т} \nu \text{ н}} + X_{\text{Э}2 \nu} \quad (9.11)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

$$X_{\text{Э4v}} = \left(\frac{1}{X_{\text{Э1v}}} + \frac{1}{X_{\text{Э3v}}} \right)^{-1} \quad (9.12)$$

$$X_{\text{Э5v}} = X_{\text{Тннv}} + X_{\text{Э4v}} \quad (9.13)$$

После преобразований получили схему вида:

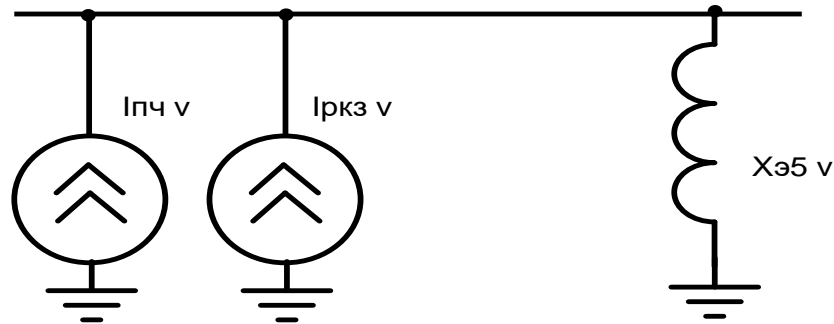


Рисунок 17 – Упрощенная схема замещения

Сведём результаты расчётов в таблицу 33.

Таблица 33 – Результаты расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения на 1,2 с

v	Xбкv	Xэ1v	Xэ2v	Xэ3v	Xэ4v	Xэ5v	Iркзv	Iпчv	Iэквv	Uv	Ku
11	1,67	0,58	0,88	7,24	0,53	6,89	1,4198	97,536	97,54	672,3	23,3
13	1,41	0,68	1,31	8,83	0,63	8,15	1,0166	82,530	82,53	672,4	
23	0,80	1,21	-2,37	10,92	1,09	14,38	0,3248	46,647	46,64	670,8	
25	0,74	1,31	-1,67	12,78	1,19	15,64	0,2749	42,916	42,91	671,1	

Напряжения высших гармоник на сборных шинах:

$$Uv = I_{\text{эквv}} \cdot X_{\text{экв5v}} \quad (9.14)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения на 1,2 с

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_n} \cdot \sqrt{3} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{((672,3)^2 + (672,4)^2 + (670,8)^2 + (671,1)^2)}}{10000} \cdot \sqrt{3} \cdot 100\%$$

$$K_U = 23,3\% \geq K_{\text{удоп}}$$

$$K_{\text{удоп}} = 5 - 8\%$$

Ku на 3,4 секции 10кВ превышает нормированное значение. Для снижения Ku до нормы на 3,4 секции установим ФКУ-10-6000 У3 на 1, 2С 10кВ.

10. РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-40000/110

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.

10.1 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.

Таблица 34 – Расчет токов для выбора ТТ

Определяемые величины	Числовые значения для сторон	
	ВН	НН ₁ и НН ₂
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} =$ $= \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 210$	$I_{НОМ.НН} = \frac{S_{Т1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} =$ $= \frac{40 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 1155$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{МАХ.РАБ.ВН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= 1,4 \cdot 210 = 294$	$I_{МАХ.РАБ.НН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.НН} =$ $= 1,4 \cdot 1155 = 1617$
Схема соединения трансформаторов тока	Треугольник	Звезда
Коэффициент схемы	$K_{СХ} = \sqrt{3}$	$K_{СХ} = 1$
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$I_{МАХ.} = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= \sqrt{3} \cdot 210 = 364$	

Продолжение таблицы 34

										Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.084					7

Тип трансформатора тока	ТВ-110 $I_2 = 400 \text{ A}; I_1 = 5 \text{ A}$	ТЛК-10 У3 $I_2 = 2000 \text{ A}; I_1 = 5 \text{ A}$
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{400}{5} = 80$	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{2000}{5} = 400$
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2\text{ном}} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 210 = 4,55$	$I_{2\text{ном}} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{\text{НОМ.НН}} =$ $= \frac{1}{400} \cdot 1155 = 2,89$

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

За основную принимаем сторону высокого напряжения.

2 Ток срабатывания защиты предварительно определяется:

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

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{ВН}} = \frac{S_{\text{КЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{229 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 1202 \text{ A}; \quad (10.1)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)\text{ВН}} = \frac{S_{\text{КЗ}}}{2 \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{229 \cdot 10^6}{2 \cdot 110 \cdot 10^3} = 1041 \text{ A}, \quad (10.2)$$

где: $S_{\text{КЗ}}$ - мощность короткого замыкания в точке Кз, берем из пункта б.

Ток небаланса, вызванный погрешностями трансформаторов тока:

$$I'_{\text{НБ}} = K_{\text{Одн}} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)\text{ВН}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1202 = 120,2 \text{ A}, \quad (10.3)$$

где: $K_{\text{Одн}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{\text{Одн}} = 1$; 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):

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{рег}) I_{КЗ}^{(3)ВН} \quad (10.4)$$

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

$$\Delta N_{рег} = \frac{16}{100} = 0,16 \quad (10.5)$$

где: 16 – пределы регулирования ΔU , %.

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot 1 + 0,16) \cdot 1202 = 192,4 \text{ А}$$

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

$$I_{ср.з} = K_{отс} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}) = 1,2 \cdot (120,2 + 192,4) = 375 \text{ А}, \quad (10.6)$$

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

— по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{ср.з} = K_{отс} \cdot I_{НОМ}^{ВН} = 1,3 \cdot 210 = 273 \text{ А}, \quad (10.7)$$

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

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{ср.з} = 375 \text{ А}$.

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:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}^{(m)} \cdot K_{схN}^{(m)}}{I_{сз} \cdot K_{схN}^{(3)}} \quad (10.8)$$

где $I_{K_{мин}}^{(m)}$ – минимально значение тока короткого замыкания вида m ($m = 3$ – трехфазное КЗ; $m = 2$ – двухфазное КЗ; $m = 1$ – однофазное замыкание) в защищаемой зоне; $K_{схN}^{(3)}$ - коэффициент схемы, определяемый видом повреждения m , схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне N и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

Таблица 35 – Значения коэффициента схемы

№ пп	Вид короткого замыкания	Место короткого замыкания	$\frac{K_{cxN}^{(m)}}{K_{cxN}^{(3)}}$
1	Трёхфазное	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:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} \quad (10.9)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1041 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}}{375 \cdot 1} = 3,2$$

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

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}}, \quad (10.10)$$

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

Полученное число витков насыщающегося трансформатора уточняется с учетом составляющей $I_{\text{нб}}'''$. Расчеты сводятся в таблицу.

Таблица 36– Расчёт числа витков реле РНТ-565

Наименование величины	Числовые значения
Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{CP.P.OCH} = \frac{K_{CX}^{BH}}{n_T} \cdot I_{CP.3} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 375 = 8,1$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{OCH.PACЧ} = \frac{F_{CP}}{I_{CP.P.OCH}} = \frac{100}{8,1} = 12,3$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{OCH} = 12$
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{CP.P.OCH} = \frac{F_{CP}}{\omega_{OCH}} = \frac{100}{12} = 8,3$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки (округляем до большего целого числа)	$\omega_{HEOCH.PACЧ} = \omega_{OCH} \frac{I_{2OCH}}{I_{2HEOCH}} =$ $= 12 \cdot \frac{4,55}{2,89} = 18,9$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{HEOCH} = 19$
Составляющая тока небаланса I_{HB}''' , А	$I_{HB}''' = \frac{\omega_{HEOCH.PACЧ} - \omega_{HEOCH}}{\omega_{HEOCH.PACЧ}} \cdot I_{K3}^{(3)BH} =$ $= \frac{18,9 - 19}{18,9} \cdot 1202 = 6,4$
Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{CP.3}$, А	$I_{CP.3} = K_{OTC} \cdot (I_{HB}' + I_{HB}'' + I_{HB}''') =$ $= 1,2 \cdot (120,2 + 192,4 + 6,4) = 382,8$
Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I'_{CP.P.OCH} = \frac{K_{CX}^{BH}}{n_T} \cdot I_{CP.3} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 382,8 = 8,3$
Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{OCH} = 12$ $\omega_{HEOCH} = 19$

где: F_{CP} - магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565, $F_{CP} = 100$ А·витков; K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,2$.

Коэффициент чувствительности $K_{\chi} > 2$:

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
						8

$$K_{\text{ч}} = \frac{1041 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}}{382,8 \cdot 1} = 3,1$$

защита чувствительна.

10.2 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 : $I_{\text{МАХ.РАБ.ВН}} = 294 \text{ А}$, трансформаторы тока выбранные ранее: ТВ-110 ($U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$, $I_1 = 400 \text{ А}$, $I_2 = 5 \text{ А}$, $n_T = 80$), схема включения трансформатора тока – треугольник, $K^{\text{ВН}}_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$.

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

$$I_{\text{СР.З}} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{МАХРАБ}}^{\text{ВН}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 294 = 392 \text{ А}, \quad (10.11)$$

где: $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, $K_{\text{ОТС}} = 1,2$; $K_{\text{В}}$ - коэффициент возврата, $K_{\text{В}} = 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР.Р}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{n_T} \cdot I_{\text{СР.З}} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 392 = 8,5 \text{ А}. \quad (10.12)$$

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

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{\text{СР.Р}}}{I_{\text{МІН}}} - 1 = \frac{8,5}{5} - 1 = 0,8 \quad (10.13)$$

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

$$I_{\text{УСТ}} = I_{\text{МІН}} (\Sigma Q + 1) = 5(0,8 + 1) = 9 \text{ А}. \quad (10.14)$$

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

Коэффициент чувствительности в основной зоне:

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 10кВ ГПП ($I_{к3}^{(3)}=12,6$ кА ток трехфазного КЗ в точке К-3 на шинах 10кВ за трансформатором, взято из пункта б):

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,6 = 10,9 \text{ кА} \quad (10.15)$$

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{к3}^{(2)} \cdot U_{2cp}}{I_{CP.3} \cdot U_{1cp}} = \frac{10900 \cdot 10 \cdot 10^3}{392 \cdot 110 \cdot 10^3} = 2,5 \quad (10.16)$$

защита чувствительна.

Коэффициент чувствительности в резервной зоне:

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 0,4кВ ($I_{к4}^{(3)}=8,1$ кА ток трехфазного КЗ в точке К-4 на шинах 0,4кВ за трансформатором, взято из пункта б):

$$I_{к4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к4}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,1 = 7 \text{ кА} \quad (10.17)$$

$$K_{ч.РЕЗ} = \frac{I_{к4}^{(2)} \cdot U_{3cp}}{I_{CP.3} \cdot U_{1cp}} = \frac{7000 \cdot 10 \cdot 10^3}{392 \cdot 110 \cdot 10^3} = 1,6 \quad (10.18)$$

защита не чувствительна.

10.3 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:

$$I_{CP.3} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{МАХРАБ}^{ВН} = \frac{1,5}{0,9} \cdot 294 = 490 \text{ А}, \quad (10.19)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{CP.3} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 490 = 10,6 \text{ А}. \quad (10.20)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

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

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{10,6}{5} - 1 = 1,2$$

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

$$I_{уст} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(1,2 + 1) = 11A.$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{ср.з} = \frac{80}{\sqrt{3}} \cdot 11 = 508A, \quad (10.21)$$

10.4 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 (далее - трансформатора) 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 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

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 маслонеполненных 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

11. РАСЧЁТ ОСВЕЩЕНИЯ ЦЕХА №5 «СКЛАДА СЫРЬЯ И РЕАГЕНТОВ»

11.1 Методика расчета

Рассчитываем освещение цеха по методу коэффициента использования. Этот метод коэффициента использования предназначен для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей при отсутствии крупных затеняющих предметов.

При расчете по методу коэффициента использования требуемое количество светильников находится по формуле:

$$N = \frac{E_n \cdot K_z \cdot S \cdot z}{\Phi_{\text{свет.}} \cdot \eta}, \quad (11.1)$$

где E_n – нормируемая освещенность, $E_n = 70$ лк – для освещения склада, K_z – коэффициент запаса $K_z = 1,8$ для ДРЛ; S – освещаемая площадь, м²; Z – коэффициент неравномерности освещения принимается равным 1,2 - для ДРЛ; Φ – световой поток светильника; η - коэффициент использования светового потока.

Определяется площадь цеха:

$$S_{\text{склада}} = A \cdot B \quad (11.2)$$

где: A , B – ширина и длина сторон отделения соответственно, м.

Размещение светильников определяется по следующим размерам:

- H – высотой помещения;
- h_C – расстоянием светильников от перекрытия («свесом»);
- $h_{\Pi} = H - h_C$ – расстоянием светильника над полом;
- h_P – расчетной высотой (высота рабочего места);
- L – расстояние между соседними светильниками или рядами люминесцентных светильников;
- l – расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стен.

									Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.084				8

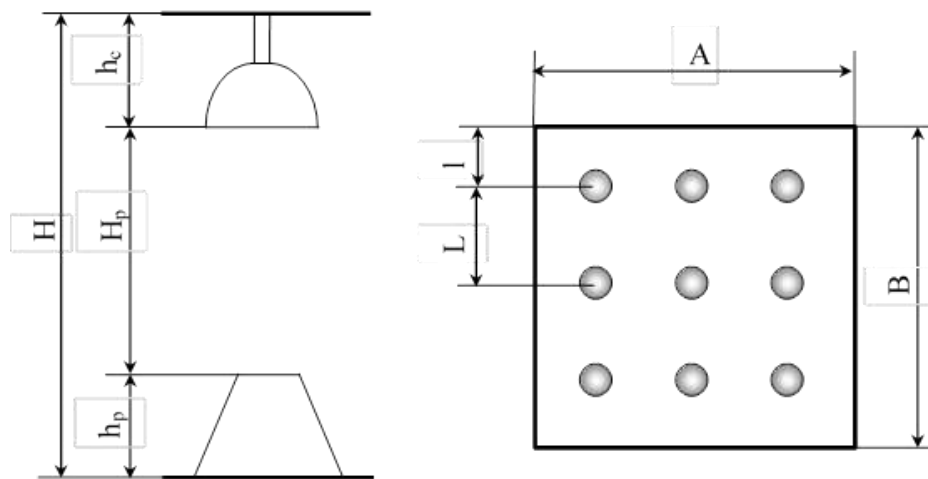


Рисунок 18 – Расположение светильников

Проводят расчет необходимого количества ламп N из условия их параллельного расположения в плане и обеспечения равномерного освещения, при этом должны быть соблюдены следующие отношения:

1) для ЛЛ

$$\frac{L}{H_p} = 1 \quad (11.3)$$

2) для ЛН, ДРЛ и светодиодных светильников

$$\frac{L}{H_p} = 0,6 \quad (11.4)$$

где L – расстояние между лампами в рядах и между рядами, м; H_p – расстояние от лампы до рабочей поверхности, м, определяемое по формуле

$$H_p = H - (h_c + h_p) \quad (11.5)$$

где: H – высота помещения (цеха); h_c – высота свеса лампы от потолка помещения (фермы цеха), м; h_p – высота рабочей поверхности от пола, м.

Для определения коэффициента использования находится индекс помещения i и предположительно оцениваются коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка – R_p , стен – R_c , расчетной поверхности пола – R_r .

Индекс находится по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)}, \quad (11.6)$$

11.2 Выбор типа светильника

Достоинства и недостатки

Как и любой источник света, ДРЛ имеют свои положительные стороны. Но негативных сторон, к сожалению, больше.

Плюсы

- Большая светоотдача.
- Большая мощность (основной плюс).
- Малые габариты корпуса.
- Малая цена (в сравнении со светодиодной продукцией).
- Небольшое энергопотребление.
- Срок эксплуатации – до 12 тысяч часов. Этот параметр определяется

качеством изготовления.

Минусы

- Наличие ртути.
- Долгое время выхода на режим.
- Прогретую лампу не запустить до остывания. Это примерно пятнадцать минут.
 - Чувствительность к броскам напряжения (отклонение напряжения на 15 процентов вызывает изменение яркости до 30 процентов).
 - Чувствительность к температуре окружающей среды. Чем холоднее, тем больше время выхода на штатный режим работы.
 - Пульсация света и низкая цветопередача (Ra не более 50, комфортно от 80).
 - Очень сильный нагрев.
 - Необходимость специальных термостойких проводов и патронов.
 - Необходимость ПРА.
 - Осветитель ДРЛ издает жужжащий звук.
 - При работе формируется озон. По санитарным нормам должна присутствовать вентиляция.
 - Все дуговые лампы несовместимы с димерами – устройствами плавной регулировки освещенности.
 - В процессе эксплуатации люминофорный слой деградирует, световой поток ослабевает, спектр свечения отклоняется от эталонного. К концу срока эксплуатации теряют до пятидесяти процентов светового потока.
 - При работе возможно мерцание.
 - На постоянном токе работа невозможна.
 - Если Вы еще планируете использовать ДРЛ для освещения, то желательно воздержаться от приобретения дешевых ламп неизвестного происхождения.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

- В странах Европы лидирующие позиции по качеству изготовления осветительных приборов по-прежнему удерживают Osram и Philips.

Для освещения склада будем использовать светильники РСП-05 с лампами ДРЛ.

Выбираем светильник РСП – 05 – 125 – 001 с лампами HQL-125W-6300lm

Характеристики светильника РСП 05 с ПРА:

- класс защиты от поражения электрическим током - I по ГОСТ 12.2.007.0-75
- номинальное напряжение 220 V
- степень защиты - IP54
- источники света: - лампа ДРЛ (ртутная лампа) с цоколем E27 (мощность 125 Вт),
- тип монтажа: подвесной
- защитный угол - не менее 15°
- климатическое исполнение - УЗ

Конструкция светильника РСП 05:

- отражатель и корпус изготовлены из алюминия методом ротационной вытяжки с последующей химической обработкой. Отражатель имеет три отверстия для байонетного крепления к корпусу.
- держатель изготовлен из алюминия методом литья.
- держатель ламп из стали. Защитная сетка из стальной проволоки, окрашена белой порошковой краской, крепится к отражателю с помощью скоб.
- защитное закаленное стекло в металлической обечайке крепится к отражателю с помощью трех металлических замков и откидывается при замене ламп.

Установка светильника РСП 05:

- крепление: подвес на крюк (базовое исполнение); на трубу G3/4-B*.

Таблица 37 – Характеристики лампы HQL-125W

Артикул	HQL 125W
Бренд	Osram
Тип	Лампа
Тип цоколя	E27
Номинальное напряжение (В)	220
Потребляемая мощность (Вт)	125
Цветовая температура (К)	4000
Световой поток (лм)	6300
Высота (мм)	168
Ширина (мм)	76
Вес (кг)	0.1
Страна-производитель	Германия
Гарантийный срок (мес.)	12

11.3 Расчет рабочего освещения склада

Площадь склада:

$$S_{\text{склада}} = 99 \cdot 28 = 2772 \text{ м}^2$$

Найдем расстояние от лампы до рабочей поверхности:

Высоту склада примем равной 7м, высоту свеса светильника от потолка примем 1м, высоту рабочей поверхности 1м.

$$H_p = 7 - (1 + 1) = 5 \text{ м}$$

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{28 \cdot 99}{5 \cdot (28 + 99)} = 4,4$$

Далее по индексу помещения определяется коэффициент использования светового потока. Коэффициенты отражения от поверхностей потолка, стен и пола: 30,10,10 соответственно. Коэффициент использования светового потока 0,69.

Найдем количество светильников, требуемое для освещения склада:

$$N = \frac{70 \cdot 1,8 \cdot 2772 \cdot 1,2}{6300 \cdot 0,69} = 96,4$$

Округлим до 100шт.

Количество рядов примем 5шт, в каждом ряду по 20 светильников, светильники устанавливаются на расстоянии 5м друг от друга.

Проверим правильность выбора светильника:

$$\frac{\Phi_{\text{светильника}} - \Phi_{\text{расч.}}}{\Phi_{\text{светильника}}} \cdot 100\% \leq \text{от } -10\% \text{ до } +20\%$$

$$\Phi_{\text{расч.}} = \frac{E_n \cdot K_z \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}$$

$$\Phi_{\text{расч.}} = \frac{70 \cdot 1,8 \cdot 2772 \cdot 1,2}{100 \cdot 0,69} = 6074 \text{ лм}$$

$$\frac{6300 - 6074}{6300} \cdot 100\% = 3,6\%$$

Светильник выбран верно

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		91

Светильники крепятся на фигурный металлический профиль, крепящийся к фермам на подвесах.

Для склада предусмотрим дежурное освещение.

Согласно СНиП 23-05-95: область применения, величины освещенности равномерность и требования к качеству дежурного освещения не нормируются. Выполним дежурное освещение из числа уже выбранных светильников. Общее количество светильников дежурного освещения 15шт. Светильники расположим в шахматном порядке. Питание светильников осуществим по собственной линии.

При равномерном распределении светильников по фазам расчетный ток (наиболее загруженной) фазы дежурного освещения:

$$I_p = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \phi}, \quad (12.10)$$

где P_{po} – расчетная мощность ламп, подключенных к одной фазе; и $\cos \phi$ = коэффициент мощности для ДРЛ с учетом потерь в ПРА;

Светильники равномерно распределим по трем фазам А-5шт, В-5шт, С-5шт.

Найдем рабочий ток в фазе сети дежурного освещения:

$$I_{p.ф.} = \frac{5 \cdot 125}{220 \cdot 0,7} = 4,1 А.$$

Принимается кабель марки ВВГ сечением (5х1,5), $I_{доп} = 15 А$ кабель проходит по нагреву.

Найдем расчетный ток наиболее загруженной фазы рабочего освещения:

Светильники равномерно распределим по трем фазам А-28шт, В-28шт, С-29шт.

$$I_{p.ф.} = \frac{29 \cdot 125}{220 \cdot 0,7} = 23,5 А.$$

Принимается кабель марки ВВГ сечением (5х4), $I_{доп} = 27 А$ кабель проходит по нагреву.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов никелевого комбината. В результате принята схема внешнего 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.084	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

Библиографический список

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электротехника: Учебное пособие для студентов вузов. В 3-х книгах. Книга 3-я: Электроприводы. Электроснабжение /Под ред. Бутырина П.А., Гафиятуллина Р.Х., Шестакова А.Л. – Челябинск – Москва: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 640 с.
8. Цены на электрооборудование <https://chel.pulscen.ru/>
9. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», Москва, 2012 - 71 стр.
10. Электротехника: Учебное пособие для студентов вузов. В 3-х книгах. Книга 3-я: Электроприводы. Электроснабжение /Под ред. Бутырина П.А., Гафиятуллина Р.Х., Шестакова А.Л. – Челябинск – Москва: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 640 с.
11. Расчетные характеристики воздушных линий <https://online-electric.ru/dbase/rdrx.php>
12. Электронный справочник V2.0